



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

PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
REDUCIENDO LA DESIGUALDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE LA CALIDAD DE
SUMINISTRO

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

CLAUDIO ANDRÉS SILVA BUSTAMANTE

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO MORENO VIEYRA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
EDUARDO MARTÍNEZ CESEÑA
ÁNGELA FLORES QUIROZ (INVITADA)

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:
ANID Chile - ANID/FONDECYT/Regular 1181928 e ISCI ANID PIA/Apoyo AFB180003

SANTIAGO DE CHILE
2023

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN
ELÉCTRICA Y MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: CLAUDIO ANDRÉS SILVA BUSTAMANTE
FECHA: 2023
PROF. GUÍA: RODRIGO MORENO VIEYRA

PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
REDUCIENDO LA DESIGUALDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE LA CALIDAD DE
SUMINISTRO

La calidad de suministro es un tópico de suma importancia para el desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia. Por esta razón se realizan inversiones para mejorar la confiabilidad del sistema. No obstante, estas inversiones son planificadas sin considerar la desigualdad en la distribución de esta confiabilidad. Por esta razón, se propone una metodología para garantizar un nivel de desigualdad desde la planificación del sistema, evaluando los efectos económicos de mejorar la distribución de la calidad de suministro a lo largo de la red. La metodología consiste en añadir un conjunto de restricciones lineales del coeficiente de Gini al problema de planificación considerando un enfoque de seguridad probabilístico. Para disminuir la desigualdad en la distribución de la calidad de suministro la metodología propuesta modifica los recortes de demanda en los escenarios de contingencia. Los resultados demuestran que existen sistemas en donde se puede asegurar una distribución equitativa de la confiabilidad sin aumentar los costos. Por otro lado, cuando hay un aumento en los costos, este es mayor mientras más se disminuye la desigualdad, no obstante, se logran mejoras significativas con aumentos marginales. Estos costos adicionales consideran tanto cambios en la operación del sistema como la construcción de líneas de transmisión.

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN
ELÉCTRICA Y MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: CLAUDIO ANDRÉS SILVA BUSTAMANTE
FECHA: 2023
PROF. GUÍA: RODRIGO MORENO VIEYRA

PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
REDUCIENDO LA DESIGUALDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE LA CALIDAD DE
SUMINISTRO

The quality of supply is a topic of great importance for the development of electrical power systems. Given this, investments are made to improve system reliability; however, these investments are planned without considering the fairness in the distribution of this reliability. For this reason, we propose a methodology to guarantee a fairness level directly from the planning problem by evaluating the economic effects of improving the distribution of supply quality throughout the network. The methodology consists of adding a set of linear constraints of the Gini coefficient to the planning problem considering a probabilistic security approach. The proposed methodology modifies the load-shedding plans in contingency scenarios to improve fairness in the distribution of supply quality. The results show that there are systems where an equitable distribution of reliability can be ensured without increasing costs. In addition, when there is an increase in costs, it is exponential for decreasing inequality, thus, a marginal increase in costs achieves significant improvements in equality. These increases in costs consider both changes in the operation of the system and the construction of transmission lines.

Agradecimientos

Antes que todo, agradezco a mi familia, quienes me brindaron todo lo necesario para vivir este proceso de la mejor manera posible. Mis padres, Jessica y Claudio, quienes con su esfuerzo, amor y compañía fueron los pilares que me mantuvieron y me mantienen feliz. A mis hermanos, Christian y Erika, por tu eterna paciencia aguantando cuando los iba a molestar solo para distraerme. Por último, pero no menos importante, a la integrante más joven de la familia, la Lady, quien siempre me recibe con un enérgico movimiento de cola que siempre me saca una sonrisa.

A mis amigos incondicionales, Loreto, Javier, Chanco, Felipe y a todo el grupo "MK tulas". Agradezco su amistad desde el primerísimo primer día allá por marzo de 2015, hasta hoy y espero que por mucho tiempo más. Gracias por la compañía y por ser el principal foco de distracción de la universidad. Todos estudiando carreras distintas, no nos queda de otra que hablar de la vida y de cosas banales, conversaciones que siempre terminan en carcajadas.

A mis compañeros de la carrera, Teresa, Carlos, Catalina y todo el grupo "Sumaria2", gracias por amenizar las largas jornadas de estudio. Mención especial para mi amiga Karin, por ya más de 7 años de continuo apoyo, 7 años de momentos de distensión y momentos donde estudiábamos 25 horas al día.

A todos ellos infinitas gracias, sin ustedes en este proceso no sería lo inmensamente feliz que soy hoy. ¡Gracias!

Finalmente, agradecer a mi profesor guía Rodrigo Moreno, gracias por la dedicación, las correcciones, comentarios y la excelente guía durante este proceso de tesis, proceso que resultó en un trabajo por el cual siento profundo orgullo.

Este trabajo ha sido financiado por los proyectos Fondecyt 1181928 e Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería ANID PIA/APOYO AFB180003

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis propuesta	2
1.3. Objetivos	2
1.3.1. Objetivo general	2
1.3.2. Objetivos específicos	2
1.4. Contribuciones	3
1.5. Estructura del trabajo	3
2. Estado del arte	4
3. Metodología	9
3.1. Nomenclatura del capítulo	9
3.2. Descripción general de metodología	11
3.3. Formulación Matemática	13
3.3.1. Modelo de planificación con enfoque de seguridad probabilístico	13
3.3.2. Restricciones al coeficiente de Gini	16
3.4. Casos de estudio	18
3.4.1. Sistema de 4 nodos	18
3.4.2. Sistema IEEE RTS	18
3.4.3. Sistema Eléctrico Chileno simplificado	19
4. Estudio de sistema eléctrico de 4 nodos	20
4.1. Datos de entrada	20
4.2. Resultados	22
4.3. Discusión	24
5. Estudio del sistema IEEE RTS	27
5.1. Datos de entrada	27
5.2. Resultados	28
5.3. Discusión	32
6. Estudio del Sistema Eléctrico Chileno	35
6.1. Datos de entrada	35
6.2. Resultados	38
6.3. Discusión	39

7. Conclusiones y trabajo futuro	43
7.1. Conclusiones	43
7.2. Trabajo futuro	44
Bibliografía	44
Anexos	48
Anexo A: Datos IEEE RTS	48
Anexo B: Datos Sistema Eléctrico Chileno	51

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

La mejora de la seguridad en los sistemas eléctricos de potencia se aborda principalmente con cambios en la operación y con inversiones, ya sea en generación o transmisión. Estos cambios buscan garantizar el suministro eléctrico de los usuarios y minimizar los impactos de las contingencias. Generalmente las modificaciones al sistema se planifican utilizando criterios de seguridad centralizados mejorando los niveles de confiabilidad del sistema completo. Este criterio de planificación no considera que un cambio en el sistema afecta de manera distinta a cada usuario. Habrá usuarios con niveles más bajos de confiabilidad que otros aun cuando la confiabilidad del sistema completo mejore. Esto pone en riesgo la aceptación pública de los usuarios menos favorecidos a los nuevos cambios al sistema.

En [1] se indica que la aceptación pública de una inversión ocurre cuando los aspectos que mejoran el bienestar social al menos equiparan a los aspectos que disminuyen este bienestar. Esto para que, en el peor de los casos, cada usuario quede neutral en cuanto al bienestar e indiferente ante la finalización del proyecto. En el contexto de la confiabilidad de los sistemas eléctricos, la aceptación pública queda determinada por cómo los usuarios perciben su nivel de confiabilidad [2]. Esta percepción depende de la distribución de las consecuencias, positivas o negativas, de realizar un cambio [3], es decir, la desigualdad de la distribución. Dado esto, se podrían generar reacciones negativas de los usuarios menos favorecidos disminuyendo su aceptación pública [4].

La falta de aceptación pública puede retrasar e incluso cancelar cambios e inversiones necesarias para el objetivo actual de los sistemas eléctricos: la transición hacia una matriz renovable [5]. En consecuencia, esto retrasaría metas comunes entre países para frenar el calentamiento global. En [6] sostienen que la oposición local al desarrollo de nuevas inversiones ha sido uno de los principales obstáculos al avance de las fuentes renovables en Europa. En [7] se concluye que la oposición a la energía eólica en Europa se debe a la percepción de desigualdad en los impactos de su implementación. En [8] se sostiene que la aceptación pública se aborda, generalmente, demasiado tarde por los planificadores del sistema, debiéndose incorporar al proceso de planificación desde el principio. En la presente tesis se propone una metodología que planifica inversiones y determina la operación de los sistemas eléctri-

cos incorporando criterios de desigualdad en la distribución de la calidad de suministro. La incorporación de este criterio se traduce en definir directamente en la planificación una cota superior de una medida de desigualdad que el sistema debe cumplir. La medida utilizada corresponde al coeficiente de Gini, coeficiente comúnmente utilizado en el área de la economía con incipiente estudio en el campo de los sistemas eléctricos. Específicamente, se propone un modelo de optimización lineal entero mixto estocástico de dos etapas que planifica inversiones y opera el sistema sujeto a un conjunto de restricciones que limitan el coeficiente de Gini. Este coeficiente se calcula según una medida del nivel esperado de confiabilidad de cada nodo del sistema.

1.2. Hipótesis propuesta

La presente tesis propone que es posible planificar inversiones y operar los sistemas eléctricos de potencia distribuyendo la calidad de servicio de los usuarios de manera más justa o equitativa. Además, se plantea que esto se puede realizar mediante programación matemática introduciendo restricciones al coeficiente de Gini en el problema de planificación y operación.

1.3. Objetivos

A continuación se enunciará el objetivo general y los objetivos específicos que se buscan alcanzar en la presente tesis.

1.3.1. Objetivo general

Formular un modelo de planificación y operación de redes de transmisión de forma que estas decisiones presenten una distribución menos desigual de la confiabilidad. Para lograr lo anterior, se agrega un conjunto de restricciones que representan al coeficiente de Gini en un modelo de optimización estocástico de dos etapas con incertidumbre en fallas de equipos de la red y unidades de generación.

1.3.2. Objetivos específicos

- Determinar el criterio con el que se cuantifica la confiabilidad de los usuarios, esto para realizar comparaciones en términos de desigualdad.
- Diseñar un conjunto de restricciones lineales del coeficiente de Gini que permitan acotar a este coeficiente por un valor determinado.
- Validar la metodología propuesta implementando el modelo en distintos casos de estudio, cada uno basado en un sistema eléctrico distinto.
- Identificar los trade-off entre los costos de inversión-operación y el cumplimiento de un cierto límite de desigualdad.

1.4. Contribuciones

- Presentar un conjunto de restricciones lineales que representan al coeficiente de Gini en el contexto de la confiabilidad de los sistemas eléctricos.
- Proponer un modelo de optimización lineal entero mixto, estocástico con escenarios de contingencias, que planifica y opera los sistemas eléctricos incorporando un conjunto de restricciones al coeficiente de Gini que limita la desigualdad en la distribución de la confiabilidad entre los usuarios.
- Determinar bajo qué condiciones una mejora de los niveles de desigualdad implica un aumento de costos de operación e inversión.

1.5. Estructura del trabajo

A partir de este punto el trabajo se estructura como sigue. En el Capítulo 2 se presenta el estado del arte con respecto a la consideración de la desigualdad en los sistemas de potencia, al coeficiente de Gini y a la inclusión de este en problemas de optimización. El Capítulo 3 describe la metodología propuesta en este trabajo, la cual se basa en un modelo de optimización que planifica inversiones y opera el sistema considerando criterios de desigualdad. En el Capítulo 4, 5 y 6 se presentan los resultados y análisis de los 3 casos de estudio considerados: sistema de 4 nodos, una variación del sistema IEEE RTS y una simplificación del Sistema Eléctrico Chileno. Finalmente, el Capítulo 7 presenta conclusiones relevantes proponiendo además tópicos a considerar en trabajos futuros.

Capítulo 2

Estado del arte

La desigualdad en la distribución de la confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia es un tópico incipiente, pero que cada vez es más estudiado en la literatura. En [9] y [10] se reconoce a esta desigualdad como un aspecto importante a considerar en la selección de criterios de confiabilidad. En [2] se proponen dos maneras de abordar esta desigualdad: equidad e igualdad. Los autores definen la equidad como otorgar a cada individuo lo que necesitan (definido según un criterio específico) y la igualdad como la distribución de un determinado recurso a todos por igual. En este sentido, definen como métrica el nivel relativo de confiabilidad, índice que corresponde a la razón entre un indicador de confiabilidad y una variable base que dependerá de este indicador. Dependiendo del indicador de confiabilidad elegido se estará abordando la desigualdad desde el punto de vista de la equidad o la igualdad.

Por otro lado, en [11] se propone considerar la desigualdad directamente desde la planificación de los sistemas eléctricos. Los autores presentan un modelo de planificación con enfoque de seguridad probabilístico, enfoque que valora explícitamente los niveles de confiabilidad de los usuarios. Se propone que esta cuantificación puede ser utilizada para tomar decisiones para mejorar la desigualdad en la distribución de confiabilidad. Lo anterior incorporando dos nuevas restricciones al problema de planificación. Estas restricciones limitan tanto la cantidad de energía no suministrada esperada como la probabilidad de pérdida de carga en cada nodo.

En [12] se analiza la desigualdad en redes de distribución, específicamente se cuantifica la desigualdad en los esquemas de recortes de potencia activa. Estos recortes de potencia responden principalmente a sobretensiones generadas por un aumento en la inyección de potencia activa producida por paneles fotovoltaicos. Los autores reportan que los recortes tienden a concentrarse en los inversores más cercanos al alimentador por sobre los que se encuentran cerca del transformador. Esta desigualdad se cuantifica por medio de las desviaciones estándar de la magnitud de energía recortada y de la razón entre esta magnitud y la potencia nominal de los inversores. Los autores proponen un esquema de control coordinado para la regulación de tensión que considere la cuantificación señalada anteriormente, esto con el propósito de afectar a cada inversor de manera más justa.

En [2] se analizan las propiedades de 3 índices para cuantificar la desigualdad de la dis-

tribución de confiabilidad: la desviación estándar, el coeficiente de variación y el coeficiente de Gini. En este sentido, los autores recomiendan el uso del coeficiente de Gini como medida de desigualdad, dado que es el índice más usado en una vasta cantidad de estudios en el área de la economía, tiene una representación e interpretación gráfica y su escala de cero a uno facilita su interpretación, permitiendo comparar la desigualdad entre diferentes medidas de confiabilidad y usarlo como criterio en la toma de decisiones. En este sentido, la Tabla 2.1 [13] ilustra una interpretación del nivel de desigualdad según el coeficiente de Gini.

Tabla 2.1: Interpretación de la desigualdad según el coeficiente de Gini

Coeficiente de Gini	Clasificación
≤ 0.2	Absolutamente justo
$0.2 \sim 0.3$	Bastante justo
$0.3 \sim 0.4$	Relativamente justo
$0.4 \sim 0.5$	Bastante desigualdad
≥ 0.5	Gran desigualdad

Múltiples trabajos en la literatura han cuantificado los niveles de desigualdad en la distribución de la confiabilidad utilizando principalmente el coeficiente de Gini. En [2], utilizando el coeficiente de variación y el coeficiente de Gini, se cuantifica la desigualdad en la confiabilidad en Noruega entre 2006 y 2016, esto con datos reales de este periodo. Además de lo anterior, cuantifican el impacto de propuestas de inversión en la desigualdad en la distribución de confiabilidad del sistema.

En [14] se utiliza el coeficiente de Gini para cuantificar la desigualdad en los planes de desconexión de demanda de Bélgica para el periodo de invierno 2014-2015. Además, se presentan dos métodos para mejorar la desigualdad distribuyendo las consecuencias económicas de esta. Se propone un esquema de compensación económica determinado por el nivel de desigualdad presentado por cada usuario y su valoración de la energía no suministrada. El otro método corresponde a pactar previamente contratos con los usuarios declarando demanda crítica y no crítica. La demanda no crítica podrá ser desconectada en caso de ser necesario haciendo que el control de las desconexiones pase de ser centralizado a nivel de subestaciones a un control a nivel de usuario. Un enfoque similar de contratos fue propuesto en [15] donde, además, se definen nuevos índices para medir la desigualdad específicamente en redes de distribución.

Los autores en [11] cuestionan la declaración de que los estándares determinísticos de seguridad son justos porque todos los usuarios son tratados de igual manera en términos de la redundancia de activos. Se muestra que un sistema eléctrico planificado con un criterio de seguridad N-1 distribuye los efectos de un evento N-2 de manera desigual, demostrando que la confiabilidad percibida por usuarios en distintos puntos del sistema puede variar significativamente. En este sentido, en [16] se utiliza el coeficiente de Gini para comparar la desigualdad entre el enfoque de seguridad determinístico N-1 y el enfoque de seguridad probabilístico utilizando como medida de confiabilidad la razón entre la energía no suministrada de cada usuario y su demanda.

En [17] se cuantifica la desigualdad en la calidad de suministro en China. Esta cuantificación se realiza utilizando el coeficiente de Gini tomando como índice de confiabilidad los tiempos de falla con respecto a la población acumulada y al producto interno bruto. Estas mediciones se repiten separando el país por compañías de electricidad y por provincias. En [18] grafican la desigualdad en las horas al año en que los usuarios sufren interrupciones de suministro a través de una representación conocida como las curvas de Lorenz (curvas con las cuales se puede definir el coeficiente de Gini [2]). Grafican estas curvas para Tanzania, Kenya e India considerando un conjunto de tecnologías: instalaciones solares residenciales, solar en pico-redes y la red de electricidad nacional. Específicamente, relacionan la porción acumulada de duración y frecuencia de falla con el tamaño de la población.

El coeficiente de Gini se ha utilizado para cuantificar la desigualdad ya existente en la confiabilidad de los sistemas eléctricos, no obstante, existen trabajos que en otros contextos han incorporado explícitamente este coeficiente a problemas de localización u optimización. En este sentido, en [19–21] se define el coeficiente de Gini en función de una familia de funciones conocidas como promedios ponderados ordenados. Particularmente, en [21] se propone un modelo lineal para estas funciones que permite una optimización lineal del coeficiente de Gini cuando la cantidad total de la variable que se usa para calcular este coeficiente es conocida. Por esta razón, este modelo no podría ser utilizado en un problema que optimice un índice de confiabilidad, puesto que, este índice sería una variable de la cual no se conoce, a priori, su magnitud.

En [22] se propone un modelo de despacho de generación que considera la desigualdad entre las tasas de finalización de cada generador por medio del coeficiente de Gini. La tasa de finalización se define como la razón entre el despacho real de un generador y su despacho previamente programado. El problema propuesto minimiza los costos de generación sujetos a una restricción no lineal del coeficiente de Gini, balance energético y a las restricciones técnicas de los generadores: límites técnicos de generación y demanda, rampas, y tiempos mínimos y costos de encendido-apagado.

En [13] se propone un modelo de localización de inversiones en la red minimizando la suma ponderada de coeficientes de Gini. Estos coeficientes de Gini se calculan con una variedad de parámetros dentro de los que destaca la confiabilidad de suministro determinada por los tiempos de falla. Primero, el modelo localiza las inversiones solo considerando variables técnicas y económicas. Esta localización inicial es optimizada minimizando la suma ponderada de los coeficientes de Gini (tantos como parámetros hayan sido considerados). Esta minimización cuenta con límites que restringen los ajustes a la localización inicial, límites tanto técnicos como a la distribución inicial de confiabilidad.

El coeficiente de Gini también ha sido considerado dentro de problemas de localización y optimización fuera del contexto de los sistemas eléctricos de potencia. En [23] se propone un algoritmo de localización de servicios con consideraciones de desigualdad. El algoritmo busca localizar servicios de modo que se minimice el coeficiente de Gini, el cual se calcula utilizando la distancia entre un punto de demanda y el proveedor de servicios más cercano. En [24] se propone un modelo de optimización de rutas de transporte y almacenamiento de materiales peligrosos considerando la desigualdad en la exposición de la población a estos materiales. El modelo busca equiparar esta exposición entre la población limitando el coeficiente de Gini,

el cual es calculado con variables que miden la exposición per capita a materiales peligrosos para cada ruta.

En [25] se propone un modelo de localización de aguas residuales que considera la minimización de la suma de cuatro coeficientes de Gini. Estos coeficientes de Gini miden la desigualdad en esta localización según el área de cada distrito, su población, producto interno bruto y de la cantidad de residuos que los ríos en cada distrito pueden recibir sin alterar la cantidad de agua. En [26] el coeficiente de Gini es una de las funciones objetivo a minimizar en un modelo de optimización multiobjetivo que determina la distribución de recursos hídricos. En este caso el coeficiente de Gini mide la desigualdad en la distribución de volúmenes de agua en un conjunto de distritos. Por otro lado, en [27] se localizan recursos hídricos utilizando el coeficiente de Gini como restricción. Esta restricción es una suma ponderada de coeficientes de Gini calculados según la distribución de los recursos hídricos por población, área de riego y producto interno bruto.

Los autores en [11] consideran la desigualdad directamente desde la planificación, no obstante, lo hacen redistribuyendo la confiabilidad sin un criterio estandarizado como lo sería un índice de desigualdad. En [2] definen índices para cuantificar esta desigualdad recomendando el uso del coeficiente de Gini. Este coeficiente se ha usado en este contexto para cuantificar la desigualdad en la confiabilidad histórica de un sistema [2], recortes de demanda [14], métodos de planificación [16], entre otros. Por otro lado, el coeficiente de Gini se ha incorporado en problemas de optimización para reducir la desigualdad en el despacho de los generadores [22] y en inversiones seleccionadas y localizadas según criterios económicos [13]. La Tabla 2.2 resume las principales contribuciones al estado del arte donde se destaca que, al momento de la realización de este trabajo, no existe un modelo de planificación que incorpore de manera endógena criterios de desigualdad en la distribución de la confiabilidad de los sistemas eléctricos.

Una vez descrito el estado del arte se enuncia la contribución del presente trabajo: proponer un modelo de optimización lineal entero mixto estocástico con escenarios de contingencias que planifica y opera los sistemas de potencia incorporando un conjunto de restricciones que limitan la desigualdad de la distribución de la confiabilidad. El modelo propuesto utiliza un enfoque de seguridad probabilístico [11] considerando un conjunto de estados de contingencia. Las restricciones incorporadas distribuyen la confiabilidad en estos estados de contingencia de tal modo que se cumpla un criterio de desigualdad dado por el coeficiente de Gini.

Tabla 2.2: Resumen del estado del arte con respecto a la desigualdad en sistemas eléctricos.

Referencia	Descripción
[9, 10]	Reconoce a la desigualdad en la distribución de la confiabilidad como un factor importante al seleccionar criterios de confiabilidad.
[11]	Considera esta desigualdad directamente desde la planificación, limitando la energía no suministrada y la probabilidad de pérdida de carga de cada nodo.
[12]	Analiza la desigualdad en los esquemas de recorte de potencia activa en redes de distribución.
[2]	Propone el uso del coeficiente de Gini para cuantificar esta desigualdad en los sistemas eléctricos.
[2, 14, 16, 17]	Mediciones de la desigualdad en la distribución de la confiabilidad utilizando el coeficiente de Gini.
[22]	Restringe la desigualdad, por medio del coeficiente de Gini, en la planificación de los despachos de los generadores.
[13]	Minimiza la desigualdad, utilizando el coeficiente de Gini, en inversiones localizadas con criterios económicos.
[23–27]	Incorpora el coeficiente de Gini en problemas de optimización en contextos fuera de los sistemas eléctricos.

Capítulo 3

Metodología

3.1. Nomenclatura del capítulo

Índices:

g	: Índice para generadores del sistema.	(1 ... G)
l	: Índice para líneas del sistema.	(1 ... L)
l^*	: Índice para líneas candidatas.	(1 ... L^*)
n	: Índice para nodos del sistema.	(1 ... N)
s	: Índice para escenarios de contingencia.	(1 ... S)
t	: Índice para periodos de tiempo.	(1 ... T)

Parámetros:

bus_g	: Nodo donde inyecta el generador g .	
C_g^{av}	: Costo de disponibilidad de reservas del generador g	[\$/MW]
$C_{l^*}^{inv}$: Costo de inversión de la línea candidata l^* ajustado al periodo de tiempo considerado.	[\$/h]
C_g^{util}	: Costo de utilización de reservas del generador g .	[\$/MWh]
C^{gc}	: Costo asociado a los recortes de generación.	[\$/MWh]
$D_{n,t}$: Demanda del nodo n en periodo de tiempo t .	[MW]
$Fmax_l$: Capacidad máxima de la línea l .	[MW]
$Fmax_{l^*}$: Capacidad máxima de la línea candidata l^* .	[MW]
$from_l$: Nodo donde comienza la línea l .	
$from_{l^*}$: Nodo donde comienza la línea candidata l^* .	
M	: Constante utilizada en el método del Big M.	
$Pmax_g$: Potencia máxima del generador g .	[MW]
$Pmin_g$: Potencia mínima del generador g .	[MW]
$Rmax_g$: Reserva máxima que puede entregar el generador g .	[MW]
to_l	: Nodo donde termina la línea l .	
to_{l^*}	: Nodo donde termina la línea candidata l^* .	
VC_g	: Costo variable de generación del generador g .	[\$/MWh]
$VoLL$: Costo percibido por los usuarios ante la pérdida de energía.	[\$/MWh]

X_l	: Reactancia de la línea l .	[Ω]
X_{l^*}	: Reactancia de la línea candidata l^* .	[Ω]
Δt	: Duración del intervalo de tiempo t .	[h]
$\lambda_{g,s}$: Disponibilidad del generador g en el escenario s .	
$\lambda_{l,s}$: Disponibilidad de la línea l en el escenario s .	
ρ_g	: Probabilidad de falla del generador g .	
ρ_l	: Probabilidad de falla de la línea l .	
ρ_s	: Probabilidad de ocurrencia de la contingencia que define al escenario s .	

Variables de decisión:

$ENS_{n,s,t}$: Energía no suministrada en el nodo n , en el escenario s , en el periodo de tiempo t .	[MWh]
$F_{l,s,t}$: Flujo de la línea l , en el escenario s , para el periodo t .	[MW]
$F_{l^*,s,t}$: Flujo de la línea candidata l^* , en el escenario s , para el periodo t .	[MW]
$Gc_{g,s,t}$: Recortes de generación en el generador g , en el escenario s , para el periodo t .	[MWh]
$P_{g,s,t}$: Despacho del generador g , en el escenario s , para el periodo t .	[MW]
$Rdw_{g,t}^{av}$: Reservas de bajada disponibles del generador g en el periodo de tiempo t .	[MW]
$Rdw_{g,s,t}^{utl}$: Reservas de bajada utilizadas por el generador g , en el escenario s , en el periodo de tiempo t .	[MWh]
$Rup_{g,t}^{av}$: Reservas de subida disponibles del generador g en el periodo de tiempo t .	[MW]
$Rup_{g,s,t}^{utl}$: Reservas de subida utilizadas por el generador g , en el escenario s , en el periodo de tiempo t .	[MWh]
$Y_{g,t}$: Variable binaria de decisión que determina si el generador g esta operativo en el periodo t .	
δ_{l^*}	: Variable binaria de decisión que determina las líneas candidatas a construir.	
$\theta_{from_l,s,t}$: Fase angular de la tensión en el nodo donde comienza la línea l , en el escenario s , para el periodo t .	
$\theta_{from_{l^*},s,t}$: Fase angular de la tensión en el nodo donde comienza la línea candidata l^* , en el escenario s , para el periodo t .	
$\theta_{to_l,s,t}$: Fase angular de la tensión en el nodo donde termina la línea l , en el escenario s , para el periodo t .	
$\theta_{to_{l^*},s,t}$: Fase angular de la tensión en el nodo donde termina la línea candidata l^* , en el escenario s , para el periodo t .	

3.2. Descripción general de metodología

Este capítulo explica la metodología basada en un modelo de optimización lineal entero mixto que planifica el sistema considerando criterios de desigualdad. El modelo toma decisiones de inversión, específicamente, la construcción de líneas de transmisión. Estas decisiones, a su vez, dependen de la resolución de la operación del sistema, operación que considera tanto las condiciones normales de operación como operación en contingencias. El principal aporte de este trabajo es incorporar un criterio de desigualdad en la planificación de los sistemas eléctricos de potencia. Esto con un modelo de planificación que además de capturar las restricciones físicas de la red incorpora un conjunto de restricciones explícitas de desigualdad. Estas restricciones se construyen según un criterio de desigualdad. El criterio considerado corresponde al coeficiente de Gini. Este coeficiente mide la desigualdad en la dispersión de los elementos dentro de una distribución. En este caso, cada elemento corresponde a la confiabilidad percibida por los nodos de carga del sistema. Se entenderá como calidad de suministro y confiabilidad a la energía no suministrada esperada (EENS) de cada nodo del sistema, utilizando este índice para el cálculo del coeficiente de Gini. Las restricciones propuestas consisten en acotar el coeficiente de Gini por una constante que define el estándar de desigualdad que el sistema debe cumplir. La estructura general de este problema se presenta en la Tabla 3.1.

El modelo utiliza un enfoque de seguridad probabilístico [11], el cual es modelado mediante optimización estocástica de dos etapas. En este enfoque se minimizan costos de inversión, costos en condiciones normales de operación, ambos resueltos en la primera etapa, y costos esperados en contingencias en una segunda etapa. Las condiciones normales de operación corresponden al estado del sistema donde se conoce, a priori, la disponibilidad de los activos, así como una proyección de la demanda. En este caso las variables de decisión son: la selección de las unidades generadoras operativas, su generación y las reservas disponibles para los estados de contingencia. Para los estados de contingencia, se estudia un conjunto de escenarios de falla considerando acciones de control preventivas y correctivas. Acciones preventivas como la disponibilidad de reservas y acciones correctivas como el uso de reservas y recortes de generación y demanda. Los costos de las acciones correctivas se ponderan según la probabilidad de ocurrencia de la falla que define a cada escenario. Para el cálculo de esta probabilidad se considera a cada elemento del sistema como independiente, esto es, la falla o no falla del elemento no depende del estado de los demás. Por lo anterior, la probabilidad del escenario será el producto de la probabilidad de falla o no falla de cada elemento, dependiendo de la disponibilidad del elemento en ese escenario.

Tabla 3.1: Estructura general del problema. Destacada la principal contribución del presente trabajo.

<p>Minimizar:</p> <p>Costos de inversión en transmisión +</p> <p>Costos de operación en condiciones normales +</p> <p>Costos esperados de la operación en contingencias</p>
<p>VARIABLES DE DECISIÓN RELEVANTES:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Líneas candidatas a construir. • Estado encendido/apagado de los generadores para cada periodo. • Despacho de los generadores. • Reservas disponibles. • Flujos del sistema de transmisión. • Energía no suministrada de cada nodo. • Recortes de generación de cada generador.
<p>SUJETO A:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Restricciones al coeficiente de Gini para limitar la desigualdad en la distribución de la confiabilidad • Restricción de balance eléctrico en cada nodo, en cada periodo. • Limitaciones de capacidad de los generadores, mínimos y máximos técnicos. • Limitaciones de capacidad de las líneas de transmisión. • Ley de tensiones de Kirchhoff en cada línea, en cada periodo de tiempo.

3.3. Formulación Matemática

3.3.1. Modelo de planificación con enfoque de seguridad probabilístico

El modelo propuesto considera un enfoque de seguridad probabilístico [11] para realizar la planificación de los sistemas de potencia. Se minimiza la inversión y los costos en condiciones normales de operación en la primera etapa del problema de optimización, mientras que los costos esperados en contingencias son minimizados en la segunda etapa. En este problema el valor óptimo de las variables en condiciones normales de operación depende del desempeño del sistema en los estados de contingencia. Dado esto, se reconocen variables y restricciones propias de cada etapa.

Función objetivo

La función objetivo del problema, considerando las dos etapas descritas anteriormente, se enuncia como sigue,

$$\begin{aligned}
 & \underbrace{\sum_{t=1}^T \sum_{l^*=1}^{L^*} C_{l^*}^{inv} \Delta t \cdot \delta_{l^*}}_{\text{Inversión}} + \underbrace{\sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^G (VC_g \cdot P_{g,t} \Delta t + C_g^{av} (Rup_{g,t}^{av} + Rdw_{g,t}^{av}))}_{\text{Condiciones normales}} + \\
 & \underbrace{\sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S \rho_s \left(\sum_{g=1}^G C_g^{utl} (Rup_{g,s,t}^{utl} + Rdw_{g,s,t}^{utl}) + C^{gc} \cdot Gc_{g,s,t} + \sum_{n=1}^N VoLL \cdot ENS_{n,s,t} \right)}_{\text{Estados de contingencia}}. \tag{3.1}
 \end{aligned}$$

Para incorporar la inversión en la función objetivo se considera el costo de las líneas de transmisión candidatas ajustado a la duración de un periodo. Este costo se multiplica por una variable binaria de decisión, la cual determina si se lleva a cabo la inversión dependiendo de los costos operacionales del sistema. Por otro lado, en las condiciones normales de operación se considera el costo de generación y disponibilidad de reservas. Los costos de generación corresponden a los costos variables de cada unidad multiplicados por su despacho. En cuanto a la disponibilidad de reservas, se multiplica un costo de disponibilidad por la reserva requerida en cada generador.

Los costos en contingencia se incorporan en la función objetivo como el costo ponderado de operar en un conjunto de contingencias. El ponderador de cada uno de estos costos es la probabilidad de la contingencia, la cual es la multiplicación de las probabilidades de falla o no falla de cada uno de los activos. La elección de esta probabilidad viene dada por un parámetro binario que representa la disponibilidad del activo en ese escenario particular. La ecuación que define la probabilidad de cada escenario queda como sigue,

$$\rho_s = \prod_{g=1}^G [\lambda_{g,s} (1 - \rho_g) + (1 - \lambda_{g,s}) \rho_g] \cdot \prod_{l=1}^L [\lambda_{l,s} (1 - \rho_l) + (1 - \lambda_{l,s}) \rho_l]. \tag{3.2}$$

El costo de operar en contingencias considera tanto el uso de la reservas disponibles como el costo de desconectar carga. Para el costo por uso de reservas se considera un costo unitario de utilización, el cual se considera equivalente para reservas de subida como de bajada. Este costo multiplica a la cantidad de reserva utilizada, resultando el costo total por utilización de reservas. Para el cálculo del costo por desconexión de carga se utiliza el VoLL, término que se considera como un parámetro propio de cada sistema siendo el mismo para todos los nodos de este. El VoLL multiplica a la ENS lo que resulta en el costo percibido por los usuarios ante la desconexión de carga.

Restricciones en operación normal

La función objetivo se minimiza según las limitaciones físicas de los sistemas de potencia, las cuales se incorporan al problema como un conjunto de restricciones. La primera restricción que se presenta en el modelo es la de balance eléctrico, restricción que asegura que los flujos entrantes a un nodo sean iguales a los flujos salientes. El balance eléctrico se incluye en el modelo con la siguiente ecuación,

$$\sum_{\substack{g=1 \\ bus_g=n}}^G P_{g,s,t} + \sum_{\substack{l=1 \\ to_l=n}}^L F_{l,s,t} - \sum_{\substack{l=1 \\ from_l=n}}^L F_{l,s,t} = D_{n,t} - ENS_{n,s,t} \quad \forall n \in N, s \in S, t \in T. \quad (3.3)$$

Las condiciones normales de operación corresponden al estado donde $s = 1$, en este escenario además $ENS_{n,1,t} = 0 \quad \forall n \in N, t \in T$.

Además de la restricción de balance eléctrico, se consideran las restricciones físicas de los generadores, esto es, límites de generación y de reservas. Para los límites de generación se acota el conjunto despacho y reservas por el límite correspondiente de cada generador. Este límite se multiplica por una variable binaria que indica si el generador está encendido o apagado en el periodo de tiempo considerado. Las restricciones que modelan los límites máximos y mínimos para cada generación se enuncian como sigue,

$$P_{g,1,t} + Rup_{g,t}^{av} \leq Pmax_g \cdot Y_{g,t} \quad \forall g \in G, t \in T, \quad (3.4)$$

$$P_{g,1,t} - Rdw_{g,t}^{av} \geq Pmin_g \cdot Y_{g,t} \quad \forall g \in G, t \in T. \quad (3.5)$$

Por otro lado, los límites de reservas se modelan como una restricción que acota la reserva de cada generador por su límite propio,

$$Rup_{g,t}^{av} \leq Rmax_g \quad \forall g \in G, t \in T, \quad (3.6)$$

$$Rdw_{g,t}^{av} \leq Rmax_g \quad \forall g \in G, t \in T. \quad (3.7)$$

Las últimas restricciones consideradas en la operación normal del sistema son las que modelan el comportamiento de las líneas de transmisión. Se incorpora una restricción que

acota la magnitud del flujo de cada línea por su capacidad máxima. Por otro lado, para efectos de la resolución del problema, se asume que la tensión en cada uno de los nodos es igual a la tensión nominal del sistema. Se asume, además, que la diferencia entre las fases angulares de las tensiones es pequeña y que la reactancia de la línea es considerablemente mayor que su resistencia. Estas suposiciones hacen que el flujo de la línea dependa de su reactancia y de la diferencia angular entre los nodos.

Para modelar el flujo de las líneas de transmisión se utiliza el método del Big M [28]. Utilizando este método se transforma la ecuación de flujo en una doble desigualdad que depende de la disponibilidad de la línea en el escenario. Para las líneas candidatas, el flujo depende de la variable binaria de decisión de cada una de estas líneas. Si la línea no está disponible o no se construye estas restricciones no se activan, por lo que no influyen en la fase angular de la tensión de los nodos. Dado lo anterior, los flujos de las líneas se modelan con las siguientes ecuaciones,

$$|F_{l,s,t}| \leq Fmax_l \cdot \lambda_{l,s} \quad \forall l \in L, s \in S, t \in T, \quad (3.8)$$

$$F_{l,s,t} \leq \frac{\theta_{froml,s,t} - \theta_{tol,s,t}}{X_l} + M(1 - \lambda_{l,s}) \quad \forall l \in L, s \in S, t \in T, \quad (3.9)$$

$$F_{l,s,t} \geq \frac{\theta_{froml,s,t} - \theta_{tol,s,t}}{X_l} - M(1 - \lambda_{l,s}) \quad \forall l \in L, s \in S, t \in T, \quad (3.10)$$

$$|F_{l,s,t}| \leq Fmax_{l^*} \cdot \delta_{l^*} \quad \forall l^* \in L^*, s \in S, t \in T, \quad (3.11)$$

$$F_{l,s,t} \leq \frac{\theta_{froml,s,t} - \theta_{tol,s,t}}{X_l} + M(1 - \delta_{l^*}) \quad \forall l^* \in L^*, s \in S, t \in T, \quad (3.12)$$

$$F_{l,s,t} \geq \frac{\theta_{froml,s,t} - \theta_{tol,s,t}}{X_l} - M(1 - \delta_{l^*}) \quad \forall l^* \in L^*, s \in S, t \in T. \quad (3.13)$$

Se considera que en condiciones normales todas las líneas del sistema están operativas, esto es $\lambda_{l,1} = 1 \quad \forall l \in L$.

Restricciones en operación en contingencias

El modelo de planificación con enfoque de seguridad probabilístico considera la modelación de la operación del sistema en escenarios de contingencia. El modelo considera la restricción de balance eléctrico presentada en la ecuación (3.3) y la modelación de los flujos presentada en las ecuaciones (3.8 - 3.13). Estas ecuaciones se consideran para $s \geq 2$ donde $ENS_{n,s,t} \geq 0 \quad \forall n \in N, t \in T$ y $\lambda_{l,s} \in \{0, 1\} \quad \forall l \in L$.

La generación en contingencias se modela utilizando la disponibilidad de los generadores. De este modo se anula la generación y la capacidad de entregar reservas de generadores no operativos. La generación de un generador operativo dependerá de su despacho en condiciones normales, de las reservas que se utilicen, así como de posibles recortes de generación. Las reservas que se pueden utilizar durante una contingencia dependen, a su vez, de las reservas que se hayan dejado disponibles en la operación sin contingencias. Dicho esto, para $s \geq 2$, las restricciones que modelan estas limitaciones se presentan a continuación,

$$P_{g,s,t}\Delta t = P_{g,1,t}\Delta t \cdot \lambda_{g,s} + Rup_{g,s,t}^{utl} - Rdw_{g,s,t}^{utl} - Gc_{g,s,t} \quad \forall g \in G, t \in T, \quad (3.14)$$

$$Rup_{g,s,t}^{utl} \leq Rup_{g,t}^{av}\Delta t \cdot \lambda_{g,s} \quad \forall g \in G, t \in T, \quad (3.15)$$

$$Rdw_{g,s,t}^{utl} \leq Rdw_{g,t}^{av}\Delta t \cdot \lambda_{g,s} \quad \forall g \in G, t \in T. \quad (3.16)$$

3.3.2. Restricciones al coeficiente de Gini

En este trabajo se incorpora un conjunto de restricciones que limitan al coeficiente de Gini en el problema de planificación de los sistemas eléctricos de potencia. Esto con el propósito de asegurar un estándar de desigualdad en la distribución de la confiabilidad, específicamente, en la distribución de la EENS, parámetro que se calcula con la siguiente expresión,

$$EENS_n = \sum_{s=1}^S \rho_s \cdot ENS_{n,s} \quad \forall n \in N. \quad (3.17)$$

Para cuantificar la distribución de la confiabilidad en el sistema se utiliza como factor de comparación la razón de desigualdad [2]. Para el cálculo de este índice se elige como indicador de confiabilidad la EENS de cada nodo y como variable base su demanda. Se compara el porcentaje de EENS del nodo con respecto al total con su parte de la demanda. Se considera que un nodo tiene una cantidad justa de confiabilidad cuando esta razón es igual a 1. Esta razón se calcula como sigue,

$$f_n = \frac{\frac{EENS_n}{\sum_{j=1}^N EENS_j}}{\frac{D_n}{\sum_{j=1}^N D_j}} \quad \forall n \in N. \quad (3.18)$$

La expresión del coeficiente de Gini definida en [29] se expresa en función de la razón de desigualdad siendo acotada por una constante \hat{G} ,

$$\frac{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N |f_i - f_j|}{2N \cdot \sum_{i=1}^N f_i} \leq \hat{G} \quad (3.19)$$

La expresión (3.19) es linealizada para facilitar su aplicación, para lo cual, se utiliza la equivalencia entre la razón de desigualdad y el nivel relativo de confiabilidad el que se define como sigue [2],

$$r_n = \frac{EENS_n}{D_n} \quad \forall n \in N. \quad (3.20)$$

Escribiendo la definición de la razón de desigualdad en función del nivel relativo de confiabilidad se obtiene,

$$f_n = \underbrace{\left(\frac{\sum_{j=1}^N D_j}{\sum_{j=1}^N EENS_j} \right)}_{\alpha} \cdot r_n \quad \forall n \in N. \quad (3.21)$$

Utilizando esta equivalencia, se reescribe la definición del coeficiente de Gini de la expresión (3.19) en función de r , desaparece el factor α y la restricción al coeficiente de Gini queda,

$$\frac{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N |r_i - r_j|}{2N \cdot \sum_{i=1}^N r_i} \leq \hat{G}. \quad (3.22)$$

La ecuación (3.22) es multiplicada a ambos lados de la restricción por el denominador del coeficiente de Gini, quedando la restricción como sigue,

$$\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N |r_i - r_j| \leq \hat{G} \cdot 2N \cdot \sum_{i=1}^N r_i. \quad (3.23)$$

Esta operación no altera el sentido de la restricción, dado que, el denominador es siempre mayor o igual a cero, siendo cero en el caso donde no hay EENS, caso que no se analiza en este trabajo.

Por último, se restringe de una manera alternativa la suma de las diferencias de los factores r de cada nodo, esto con el propósito de obtener una restricción lineal. La restricción alternativa consiste en acotar cada sumando por una variable auxiliar $Q_{i,j}$,

$$r_i - r_j \leq Q_{i,j} \quad \forall i, j \in N, \quad (3.24)$$

$$r_i - r_j \geq -Q_{i,j} \quad \forall i, j \in N. \quad (3.25)$$

Luego, se acota la suma de todas estas variables auxiliares por la cota original, esto es, la cota de Gini (\hat{G}) multiplicada por el denominador de la definición del mismo,

$$\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N Q_{i,j} \leq \hat{G} \cdot 2N \cdot \sum_{i=1}^N r_i. \quad (3.26)$$

Las ecuaciones (3.24), (3.25) y (3.26) resultan en $2N^2 + 1$ restricciones lineales, las cuales son equivalentes a aplicar la restricción original (ecuación 3.19) [30]. Estas restricciones lineales se incluyen en el problema permitiendo acotar el coeficiente de Gini definiendo las cotas \hat{G} .

3.4. Casos de estudio

Esta sección describe los 3 casos de estudio considerados en este trabajo, analizando en cada uno un sistema eléctrico distinto. Estos sistemas son: un sistema eléctrico de 4 nodos, una variación del IEEE RTS [31] y una versión simplificada del Sistema Eléctrico Chileno. Se aplica el modelo descrito anteriormente en cada caso y se analizan las implicancias técnicas y económicas de mejorar los niveles de desigualdad por medio de la restricción al coeficiente de Gini.

3.4.1. Sistema de 4 nodos

El primer caso de estudio corresponde a un sistema radial de 4 nodos que se estudia con el propósito de ilustrar los fundamentos de la metodología y validar el modelo propuesto. Para el estudio se considera un periodo de una hora, para la cual se planifican inversiones en transmisión y el despacho de las unidades de generación. Primero, se resuelve el problema sin la restricción al coeficiente de Gini. El resultado de este problema es la operación económicamente óptima del sistema, donde la ENS se asigna de tal manera que se minimicen los costos de operación. Este caso sirve de base para estudiar el impacto técnico y económico de incorporar criterios de desigualdad en la planificación y operación del sistema. Además, dada la distribución de la ENS resultante, se calcula el coeficiente de Gini evaluando la desigualdad inicial del sistema en términos de la distribución de la confiabilidad.

Una vez obtenido este primer resultado, se evalúan los impactos en la planificación y operación del sistema al incorporar el criterio de desigualdad propuesto. Para esto, se definen cotas \hat{G} que limitan el coeficiente de Gini resolviendo el problema tantas veces como cotas se hayan definido. Para resolver cada caso se limita la EENS por la obtenida en el primer caso para que el modelo no decida aumentar la EENS para cumplir con cada una de las cotas del coeficiente de Gini. Se analiza en cada resolución las posibles nuevas inversiones y los cambios operativos que sean necesarios para cumplir cada cota. Se analizan los costos adicionales, con respecto al caso base, que estos cambios puedan provocar así como las nuevas distribuciones de confiabilidad. Este último estudio junto con la planificación sin la restricción al coeficiente de Gini son comunes para los 3 casos de estudio analizados.

3.4.2. Sistema IEEE RTS

El segundo caso de estudio corresponde a una variación del IEEE RTS [31]. El propósito de analizar este sistema es probar la escalabilidad del modelo aplicándolo en un sistema más complejo, con más elementos de generación y transmisión. Por otro lado, se busca estudiar la influencia de la capacidad del sistema de transmisión en la distribución de la confiabilidad. Para esto, se reduce a la mitad de capacidad de cada uno de los circuitos del sistema. En este caso se estudia un estado de operación (correspondiente a una hora) analizando el impacto técnico y económico de imponer un criterio de desigualdad en un sistema limitado en términos del sistema de transmisión. En este sistema se analizan, además, los costos

computacionales que implica agregar la restricción al coeficiente de Gini a la planificación de los sistemas eléctricos de potencia. Se calculan los tiempos de cómputo para cada una de las cotas impuestas y para distinto número de escenarios de contingencia.

3.4.3. Sistema Eléctrico Chileno simplificado

El último caso de estudio analizado corresponde a una versión simplificada del Sistema Eléctrico Chileno. Este sistema se analiza para validar la metodología ante una posible aplicación en sistemas reales. El modelo planifica el sistema para un periodo de tiempo de un año, periodo condensado en 30 estados de operación (horarios) representativos. Cada estado de operación está representado por una demanda, generación solar, eólica e hidráulica, planificando la operación de las centrales térmicas. La generación renovable, si bien es una entrada al problema, puede modificarse por medio de recortes de generación.

En este caso de estudio se fija el despacho obtenido en la planificación sin la restricción al coeficiente de Gini. Esto para analizar la capacidad del sistema de mejorar la distribución de la confiabilidad solo con medidas post contingencia, sin alterar el despacho económicamente óptimo. Además, en este caso, el problema no planifica la construcción de las líneas candidatas, sino que se resuelve la operación post contingencia incorporando una de estas líneas. Este proceso se repite tantas veces como líneas candidatas haya agregando cada vez una línea diferente. Esto último para simplificar la aplicación del modelo en este caso de estudio particular. Dadas las consideraciones anteriores, los costos de mejorar el coeficiente de Gini corresponden a la inversión de la línea considerada y a los costos de operación en contingencias.

Capítulo 4

Estudio de sistema eléctrico de 4 nodos

El presente capítulo presenta y discute los resultados de la aplicación de la metodología propuesta en un sistema eléctrico de 4 nodos. Se planifican inversiones en el sistema de transmisión y se determina la operación del sistema considerando criterios de desigualdad en la distribución de la confiabilidad. Se analizan los resultados de la operación y las inversiones que el modelo decida construir para cada cota del coeficiente de Gini.

4.1. Datos de entrada

El primer sistema estudiado es uno de 4 nodos de tipo radial (Figura 4.1). Los datos técnicos de los generadores del sistema se muestran en la Tabla 4.1. Los parámetros de las líneas de transmisión del sistema se ilustran en la Tabla 4.2. Se consideran líneas candidatas de 100 [MW] cuyos parámetros técnicos se presentan en la Tabla 4.3. La demanda se distribuye según lo que se muestra en la Tabla 4.4.

Tabla 4.1: Datos de generación del sistema de 4 nodos.

Generador	Nodo	Generación máxima [MW]	Costo variable [\$/MWh]	Costo disponibilidad de reservas [\$/MW]	Costo uso de reservas [\$/MWh]
1	1	800	20	20	10
2	1	100	0	20	10
3	2	350	50	15	50
4	3	200	90	20	90
5	4	300	30	10	30

Tabla 4.2: Líneas originales del sistema de 4 nodos.

Línea	Capacidad [MW]	Reactancia [Ω]
1-2	400	0.007
1-2	400	0.007
2-3	400	0.0425
2-3	400	0.0425
3-4	300	0.005

Tabla 4.3: Líneas candidatas del sistema de 4 nodos.

Línea	Reactancia [Ω]
1-2	0.007
1-3	0.042
1-4	0.052
2-3	0.0425
2-4	0.0305
3-4	0.005

Tabla 4.4: Demanda del sistema de 4 nodos.

Nodo	Demanda [MW]
1	50
2	200
3	500
4	50

Se considera la operación del sistema con todos sus activos operativos así como todas la combinaciones de contingencias posibles. Dada la cantidad de activos en el sistema, 5 generadores y 5 líneas, existen 1024 (2^{10}) escenarios posibles: condición normal de operación y 1023 escenarios de falla. Para el cálculo de las probabilidades de cada escenario se considera $\rho_g = 0.0008$ [occ/h] para todos los generadores, así como un $\rho_l = 0.0004$ [occ/h] para las líneas. En cuanto a los costos por energía no suministrada y recortes de generación, se considera un VoLL de 5000 [\$/MWh] y un C^{gc} de 2000 [\$/MWh]. Este último costo se establece para evitar los recortes de generación y que se utilicen las reservas de bajada que se consideran en la función objetivo. Para las decisiones de inversión se consideró un costo de inversión de 2000 [\$/h] para cada línea candidata.

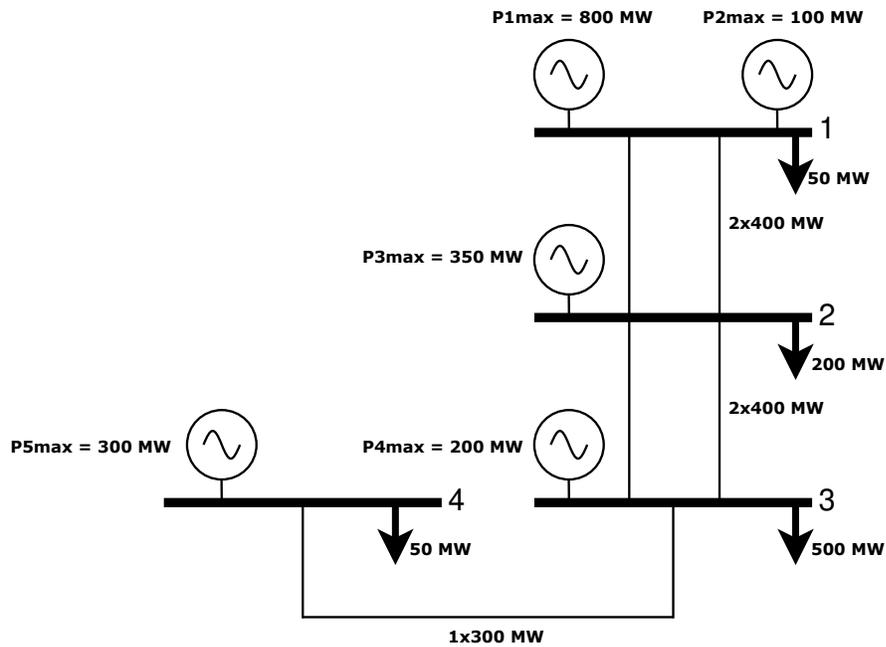


Figura 4.1: Diagrama unilineal del sistema de 4 nodos.

4.2. Resultados

La Tabla 4.5 muestra los principales resultados de la planificación de inversiones y operación del sistema sin considerar la restricción al coeficiente de Gini. Se muestran los costos de inversión y operación, el coeficiente de Gini, la EENS total y el despacho junto con la reserva requerida para cada generador. Estos resultados son utilizados como base para evaluar los impactos en el sistema de restringir el coeficiente de Gini.

Tabla 4.5: Despacho del sistema sin restricción para el sistema de 4 nodos.

Costo de inversión/ operación/ total [k\$]	0	/	19.64	/	19.64
Coeficiente de Gini	0.23				
EENS [MWh]	0.80				
	G1	G2	G3	G4	G5
Generación [MWh]	650	100	0	0	50
Reserva de subida [MW]	0	0	0	0	50
Reserva de bajada [MW]	0	0	0	0	0

En los estudios a continuación se incorpora la restricción al coeficiente de Gini resolviendo el problema para cada cota. Las cotas junto con el coeficiente de Gini resultante se presentan en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6: Coeficiente de Gini según cota impuesta para el sistema de 4 nodos.

Cota	Coeficiente de Gini
Sin cota	0.23
0.2	0.12
0.1	0.10
0	0.00

La resolución del problema arrojó que no es necesaria la construcción de ninguna de las líneas candidatas, o un conjunto de ellas, para cumplir con las cotas al coeficiente de Gini. Por otro lado, los despachos resultantes en cada caso son los mismos a los observados en la Tabla 4.5. En cuanto a la EENS, esta se redistribuyó para cumplir cada cota del coeficiente de Gini manteniendo el total invariante. Para lograr lo anterior, el operador de la red debe modificar los esquemas de recorte de demanda en contingencias, distribuyendo la ENS de modo que la EENS percibida por cada nodo corresponda al ideal definido por el coeficiente de Gini. La EENS para cada nodo en cada una de las cotas impuestas se muestra en la Tabla 4.7. Ninguna de las variables de la función objetivo cambió por la incorporación de la restricción propuesta, cambió la distribución de la EENS mas no el total, por esta razón, en este caso, la mejora del coeficiente de Gini se da sin incurrir en costos.

Tabla 4.7: EENS [MWh] para cada nodo según cota de Gini del sistema de 4 nodos.

Cota	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 3	Nodo 4	Total
Sin cota	0.08	0.24	0.36	0.12	0.80
0.2	0.08	0.24	0.42	0.06	0.80
0.1	0.04	0.16	0.54	0.06	0.80
0	0.05	0.20	0.50	0.05	0.80

Con la EENS presentada en la Tabla 4.7 se calculan las razones de desigualdad de cada nodo, para cada una de las cotas impuestas. Estos resultados se presentan en la Figura 4.2.

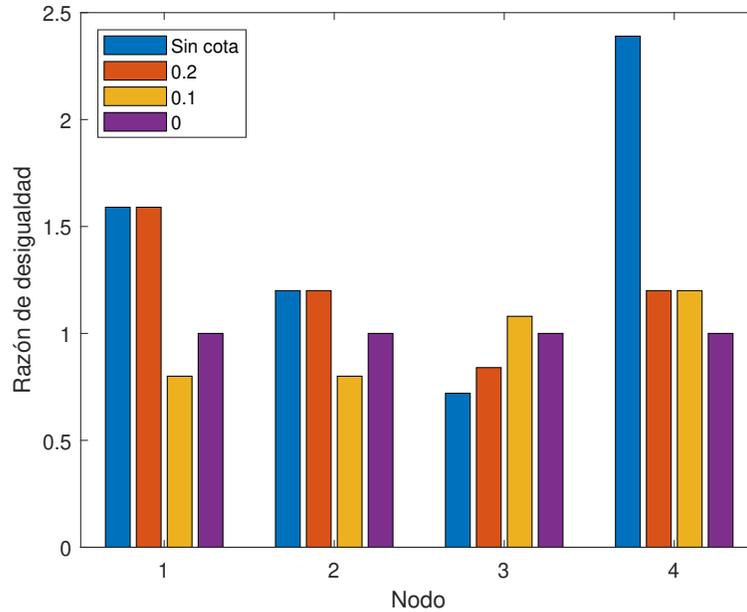


Figura 4.2: Razones de desigualdad del sistema de 4 nodos.

4.3. Discusión

Es posible disminuir la desigualdad en la distribución de la confiabilidad del sistema mediante la metodología propuesta, incluso llegando a la distribución ideal según el coeficiente de Gini. Se lograron distribuciones de EENS más justas, asociando este indicador directamente con la demanda del nodo. La mejora del coeficiente de Gini se da redistribuyendo la EENS, redistribución que se logra modificando las desconexiones de carga en los estados de falla. La redistribución para cada cota se da según la razón de desigualdad de cada nodo. El coeficiente de Gini ideal se da cuando todas las razones de confiabilidad son iguales a 1. Dado esto, el sistema aumenta o disminuye la EENS de un nodo si su razón de confiabilidad es mayor o menor a 1, respectivamente. Este acercamiento al ideal no es monótono, en tanto que las cotas se acercan al óptimo las razones de desigualdad pueden pasar de ser mayores a ser menores a 1 y viceversa.

En este caso, la redistribución de EENS se realiza sin incurrir en costos gracias a la capacidad suficiente del sistema de transmisión. Esta capacidad permite entregar energía en contingencias a nodos eléctricamente alejados del centro de generación. Si esto no fuese posible, habría que incurrir en otro tipo de medidas para mejorar el coeficiente de Gini, medidas como priorizar despachos de generadores más cercanos a los nodos más afectados, generadores que pueden ser menos económicos, o la construcción de nuevas líneas de transmisión. Para este sistema en particular, dado que la mejora del coeficiente de Gini no altera ninguna de las variables consideradas en la función objetivo, el coeficiente de Gini ideal pudo haberse obtenido sin considerar criterios de desigualdad. Sin embargo, como el problema original no considera estos criterios, se obtiene el coeficiente de Gini resultante del primer resultado económicamente factible.

No considerar criterios de desigualdad en la planificación de inversiones y operación de los sistemas eléctricos hace que haya diferencias en la EENS percibida por los usuarios. Esto queda en evidencia en la Figura 4.2. Para el caso donde no se impone la restricción del coeficiente de Gini se reconoce al nodo 4 como el que más EENS tiene con respecto a su demanda. Por otro lado, los nodos 1 y 2, aunque en menor medida, también tienen más EENS de la considerada justa según el criterio utilizado. Esta primera distribución de la EENS beneficia al nodo 3 dando una primera idea de como mejorar la desigualdad en el sistema: parte de la EENS de los nodos más afectados, especialmente el 4, tiene que redistribuirse al nodo 3.

Esta idea fue justo lo que el problema determinó para cumplir con la primera de las cotas impuestas (0.2). Un porcentaje de la EENS del nodo 4 fue redistribuido al nodo 3 manteniendo la EENS total invariante (Tabla 4.7). Este cambio provocó que el coeficiente de Gini pasase de 0.23 a 0.12 (Tabla 4.6). En la Figura 4.2 se aprecia que para esta cota la razón de desigualdad del nodo 4 disminuyó considerablemente, mientras que el aumento de esta razón en el nodo 3 fue considerablemente menor. La redistribución de un 7.5 % de la EENS del sistema permitió un aumento de la confiabilidad considerable en el nodo 4 en desmedro de una disminución menor en el nodo 3, mejorando el coeficiente de Gini en un 48 %. Esto da cuenta que, dado que la cantidad justa de EENS en cada nodo esta asociada a su demanda, la redistribución de cantidades menores de EENS puede ocasionar mejoras considerables en la desigualdad del sistema.

En el coeficiente de Gini ideal todos los nodos de carga del sistema tienen asociada EENS la que queda determinada por la demanda de cada nodo. Tener EENS implica la pérdida de energía en alguno de los escenarios de contingencia. Esto crea situaciones en las que un nodo perderá carga incluso si hay generadores operativos que satisfagan su demanda por completo. Para redistribuir la ENS en un escenario de contingencia, los generadores tienen que desplegar sus reservas al sistema, no usarlas exclusivamente en la carga de su nodo. Lo anterior, si bien es fundamental para lograr la distribución ideal, genera más flujos en el sistema, aumentando la carga de las líneas y por ende, las pérdidas. Si bien este factor no se consideró en este planteamiento, es importante analizarlo en una eventual aplicación real, dado que, significaría una fuente de sobrecostos.

Una característica del coeficiente de Gini que podría limitar su aplicación en sistemas reales es que el ideal se alcanza cuando todas las barras del sistema tienen los mismos niveles de confiabilidad. El modelo planifica el sistema bajo esta premisa, no obstante, en los sistemas de potencia reales se tienen distintos perfiles de clientes, con distintas características y necesidades. Por esta razón, buscar que todos tengan los mismos niveles de confiabilidad puede no ser el óptimo real en todos los sistemas. En estos casos, una solución es considerar como medida de confiabilidad el costo de la EENS de cada usuario. Las características de los usuarios serían capturadas por el costo asociado a su EENS, permitiendo que el coeficiente de Gini pueda obtener el óptimo buscando la igualdad en los costos totales. Otra particularidad del modelo propuesto es que no considera la dimensión temporal de las fallas. Esto hace que, en este trabajo, sean equivalentes fallas de poca potencia, pero larga duración, que grandes pérdidas de carga por periodos cortos. Estas son fallas distintas que no tienen el mismo impacto en los usuarios. Una forma de incorporar la dimensión temporal de las fallas es usar como medida de confiabilidad la duración de las interrupciones.

Las soluciones propuestas para solventar las limitaciones mencionadas consisten en cambiar la medida de confiabilidad con la que se calcula el coeficiente de Gini. El coeficiente de Gini no está restringido por una medida de confiabilidad particular. Cada sistema eléctrico puede usar la medida que se ajuste de mejor manera a sus características y las de sus usuarios. No obstante, algunas medidas pueden no ser aplicables en todos los sistemas, principalmente por falta de información. El operador de la red puede no tener certeza de los costos percibidos por los usuarios cuando ocurre una falla, por ejemplo.

Capítulo 5

Estudio del sistema IEEE RTS

El segundo caso de estudio corresponde a la implementación del modelo propuesto en una variante del IEEE RTS [31] (Figura 5.1). En esta variante se reduce a la mitad la capacidad de cada línea, esto con el propósito de analizar las implicancias de mejorar el coeficiente de Gini en un sistema limitado en términos del sistema de transmisión..

5.1. Datos de entrada

Los datos técnicos de los generadores del sistema, los parámetros de las líneas de transmisión, así como la demanda se presentan en el Anexo A (página 48). Se consideran líneas candidatas de 100 [MW] cuyos datos técnicos se presentan en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1: Líneas candidatas IEEE RTS.

Línea	Nodo de inicio	Nodo de término	Reactancia [Ω]
1	1	2	0.0139
2	1	3	0.2112
3	1	4	0.0139
4	1	5	0.0845
5	1	6	0.0139
6	1	7	0.0139
7	1	8	0.0139
8	1	9	0.0139
9	1	10	0.0139
10	1	11	0.0139
11	1	12	0.0139
12	1	13	0.0139

Se considera la operación del sistema con todos sus activos operativos, así como las contingencias $N - 1$. Dada la cantidad de activos en el sistema, 32 generadores y 38 líneas, se consideran 71 escenarios: condición normal de operación y 70 escenarios de falla. Se considera un VoLL de 12000 [\$/MWh] y un C^{gc} de 5000 [\$/MWh]. Se consideró un costo de inversión por línea de 500 [\$/h]. El costo de inversión es menor al utilizado en el primer caso de estudio con el objetivo de analizar el criterio de construcción de líneas para mejorar la desigualdad del sistema.

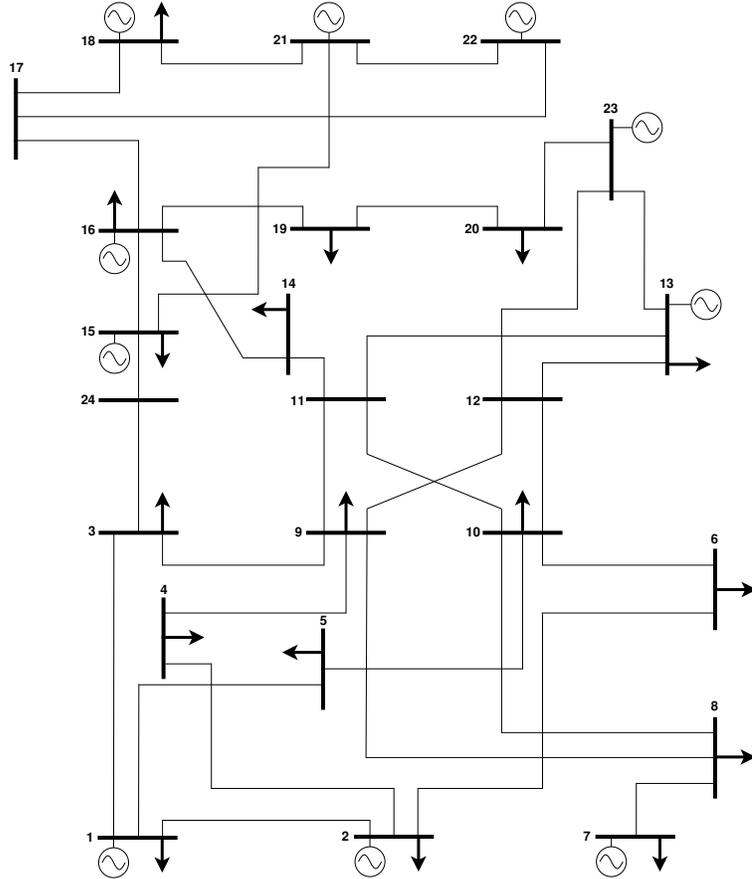


Figura 5.1: Diagrama unilineal IEEE RTS.

5.2. Resultados

La Tabla 5.2 muestra los principales resultados de la planificación y operación del sistema sin considerar criterios de desigualdad. Se muestran los costos de inversión, operación, el coeficiente de Gini, la EENS total y las líneas construidas para este caso.

Tabla 5.2: Resultados del problema sin considerar criterios de desigualdad IEEE RTS.

Costo de inversión/ operación/ total [k\$]	1	/	57.33	/	58.33
Coefficiente de Gini	0.82				
EENS [MWh]	0.16				
Líneas construidas	5, 6				

En la Figura 5.2 se ilustra el aumento de costos totales (porcentual) según el coeficiente de Gini impuesto.

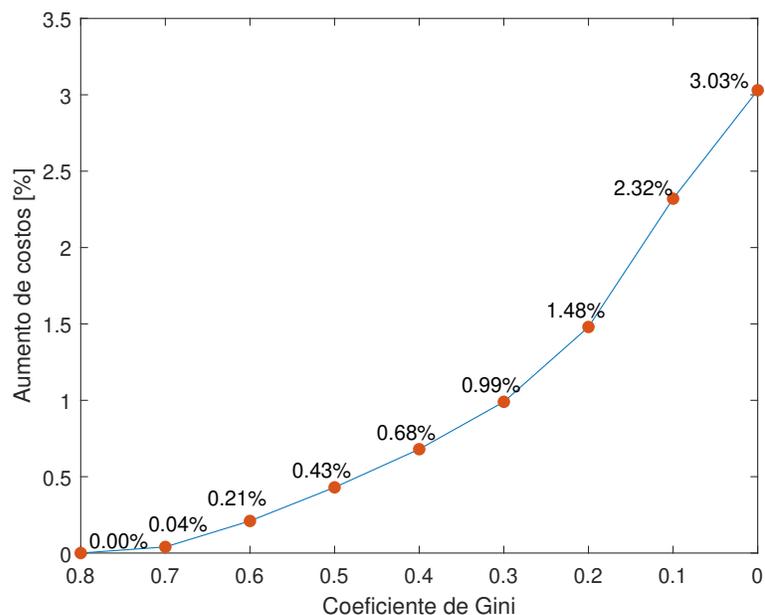


Figura 5.2: Aumento de costos (totales) porcentual según coeficiente de Gini IEEE RTS.

La Tabla 5.3 muestra las líneas construidas para cumplir cada cota del coeficiente de Gini además del costo de inversión para cada caso.

Tabla 5.3: Líneas agregadas según coeficiente de Gini IEEE RTS

Coeficiente de Gini	Líneas	Inversión [\$/h]
0.82	5, 6	1000
0.8	5, 6	1000
0.7	5, 6	1000
0.6	5, 6	1000
0.5	3, 5, 6	1500
0.4	3, 5, 6	1500
0.3	3, 5, 6	1500
0.2	3, 4, 5, 6	2000
0.1	2, 5, 6, 7	2000
0	5, 6, 7	1500

La Tabla 5.4 muestra el despacho de generación y reserva de subida de los generadores del sistema (la variación en reserva de bajada no se consideró relevante). Este despacho se muestra para 3 casos: sistema sin cota del coeficiente de Gini, la cota 0.3 que representa un aumento de costos de 1% y la cota 0. Se seleccionaron los generadores que cambiaron su despacho de generación para cumplir cada cota, los demás no tuvieron modificaciones.

Tabla 5.4: Despacho según coeficiente de Gini IEEE RTS.

Generador	Nodo	Generación			Reserva		
		Sin cota	0.3	0	Sin cota	0.3	0
1	1	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	14.00
2	1	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	14.00
9	7	80.60	100.00	79.44	19.40	0.00	0.00
10	7	100.00	67.60	84.53	0.00	27.47	1.42
11	7	71.35	100.00	100.00	11.52	0.00	0.00
12	13	197.00	116.52	154.46	0.00	80.48	42.54
13	13	150.97	178.97	118.59	46.03	18.03	78.41
14	13	148.93	185.49	197.00	48.07	11.51	0.00
21	16	105.00	105.00	77.97	50.00	50.00	50.00
23	21	327.15	327.42	357.01	72.85	72.58	42.99

La Figura 5.3 ilustra las razones de desigualdad de los nodos de carga para las cotas del coeficiente de Gini impuestas.

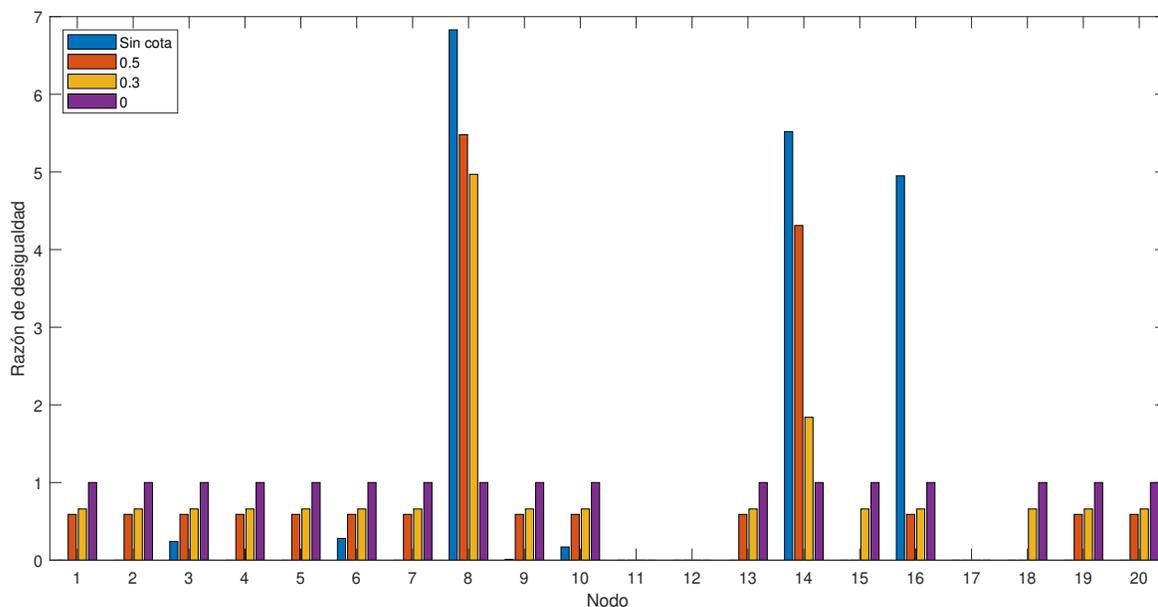


Figura 5.3: Razones de desigualdad IEEE RTS.

En este caso de estudio se incorpora un análisis del aumento en los tiempos de cómputo que implica incorporar la restricción al coeficiente de Gini. Se resuelve el modelo para las contingencias N-1, 70 escenarios de falla, además de otros dos casos: contingencias N-1 de generación, 32 escenarios, y contingencias N-2, 566 escenarios. Las especificaciones del equipo utilizado para resolver el problema son: sistema operativo Windows 11 Pro versión 21H2, procesador Intel(R) Core(TM) i7-8550U CPU @ 1.80GHz 1.99 GHz y RAM de 12GB. Los tiempos de cómputo para cada número de escenarios y para cada cota se muestran en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5: Tiempos de cómputo (segundos) para cada cota y número de escenarios

Cota	N-1 generación	N-1	N-2
Sin cota	4.2	15.9	146.1
0.8	6.7	37.2	588.9
0.7	7.0	40.3	774.0
0.6	8.3	41.1	1813.7
0.5	6.7	47.9	2075.0
0.4	7.1	43.7	2851.9
0.3	9.5	44.6	3311.7
0.2	12.1	52.7	4696.7
0.1	19.2	71.1	7031.5
0	9.7	31.5	2361.8

En las Figuras 5.4 y 5.5 se muestran los tiempos de cómputo, para cada cota y número de escenarios, normalizados por el tiempo sin considerar el coeficiente de Gini.

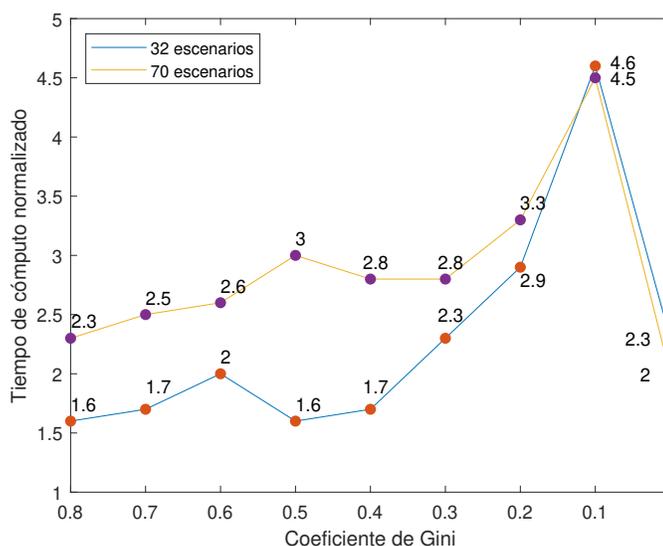


Figura 5.4: Tiempos de cómputo normalizados para los casos N-1 y N-1 de generación en el IEEE RTS.

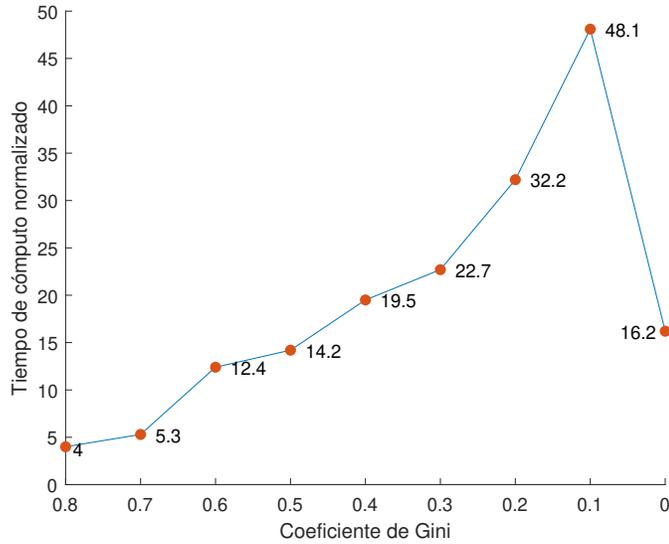


Figura 5.5: Tiempos de cómputo normalizados para los casos N-2 en el IEEE RTS.

5.3. Discusión

Para este sistema eléctrico no considerar criterios de desigualdad en la distribución de la confiabilidad resulta en un alto coeficiente de Gini (Tabla 5.2). Este coeficiente de Gini permite declarar que existe una gran desigualdad en el sistema reconociendo a los nodos 8, 14 y 16 como los que concentran la mayor parte de la EENS total (Figura 5.3). En este caso, la mejora del coeficiente de Gini no está exenta de costos, tal como se muestra en la Figura 5.2. Estos costos adicionales se deben a modificaciones en la operación pre y post-contingencia, además de la construcción de nuevas líneas de transmisión. Las modificaciones realizadas permiten redistribuir la EENS de una manera tal que se cumpla cada una de las cotas al coeficiente de Gini. Estas modificaciones posibilitan el acceso a reservas a los nodos con una mayor EENS de la correspondiente, esto según el criterio de desigualdad utilizado. Específicamente, el sistema aumenta tanto la generación como las reservas de los generadores más cercanos a los nodos que perciben menor confiabilidad.

En los resultados de la Figura 5.2 se destaca que, un aumento de costos de un 1 %, significa llevar el coeficiente de Gini desde 0.82 a 0.3, una mejora del 63 %. Por otro lado, el coeficiente de Gini ideal significa un aumento de costos de 3 %, lo que muestra un aumento de costos exponencial a medida que la cota se acerca al coeficiente de Gini ideal. Esta tendencia debe ser considerada en el momento que se considere este criterio de desigualdad en sistemas reales. Llegar al coeficiente de Gini ideal podría significar mayores costos que los beneficios que supondría, beneficios expresados en la mejora de la aceptación pública de los usuarios. De este modo, coeficientes de Gini intermedios podrían ser lo óptimo, esto sujeto a la valoración de la aceptación pública que considere el planificador de la red. Una particularidad del coeficiente de Gini es que, si bien la distribución de EENS que asegura el ideal es única, esto no sucede con coeficientes de Gini intermedios. Dado esto, existen múltiples distribuciones de EENS que cumplen cada cota lo que da cuenta de la relevancia de mejorar el coeficiente de Gini a través de problemas de optimización. No optimizar las distribuciones de confiabilidad podría

generar resultados ineficientes que no representan los costos reales de mejorar la desigualdad en el sistema.

Las razones de desigualdad presentadas en la Figura 5.3 permiten reconocer los nodos con menores niveles de confiabilidad (nodos 8, 14 y 16) los cuales son la prioridad para la reducción de EENS. Para cumplir la primera cota al coeficiente de Gini (0.5) el sistema se centra en desconcentrar la EENS de los nodos críticos redistribuyéndola a los demás. Sin embargo, a medida de que las cotas se hacen más restrictivas, es necesario apelar de manera más estricta a la definición del estándar de desigualdad: la EENS reducida en nodos críticos tiene que ir directamente a los nodos con mayor demanda. Esta redistribución es más compleja por lo que requiere mayores cambios en el sistema, implicando así, un aumento mayor en los costos. En particular, para lograr el coeficiente de Gini ideal es necesario despachar los generadores menos económicos del sistema (generadores 1 y 2 en la Tabla 5.4). El problema evitó despachar estos generadores para todas las cotas aplicadas, no obstante, para el ideal fue necesario dadas sus ubicaciones en el sistema. Estos generadores se encuentran en el nodo 1, nodo en común de todo el conjunto de líneas candidatas, por lo que facilita el manejo de EENS en los nodos adyacentes correspondientes al centro de demanda del sistema, permitiendo el coeficiente de Gini ideal.

Con respecto a las inversiones presentadas en la Tabla 5.3, se tiene que el problema decide construir dos líneas de transmisión (5 y 6) aún cuando no existe restricción del coeficiente de Gini. Estas líneas se construyen, para cada una de las cotas, por un fin económico respondiendo a la disminución de la capacidad de las líneas en esta variante del IEEE RTS. Con respecto a la mejora en la desigualdad, se evidencia que la restricción al coeficiente de Gini puede ser determinante en la selección de propuestas de expansión. Lo anterior se muestra en la selección de líneas para las cotas 0.3 y 0 y para las cotas 0.2 y 0.1. En ambos grupos se construye la misma cantidad de líneas (equivalentes en costo), sin embargo, las líneas que se construyen son distintas. Por otro lado, no es la inversión mayor la que asegura el coeficiente de Gini óptimo, sino que una de 3 líneas. Por estos motivos, de ser considerado en la planificación, el criterio de desigualdad debe estar claramente definido, puesto que, un cambio menor en el criterio puede significar un gran cambio en la planificación.

El aumento de costos y la construcción de líneas se explica por la complejización de la operación del sistema a medida que la cota al coeficiente de Gini se acerca al ideal. Esta complejización se debe a que el problema planifica el sistema para no despachar los generadores del nodo 1, los cuales son los menos económicos. Esta explicación, además, justifica los aumentos en el tiempo de cómputo que se observan en la Tabla 5.5. Una particularidad, que se da para todos los conjuntos de escenarios de falla considerados es que el tiempo de cómputo disminuye considerablemente para la cota 0 en comparación con la cota 0.1. Como se mencionó anteriormente para cumplir con el ideal el problema despacha los generadores menos económicos del sistema lo que implica la construcción de menos líneas de transmisión que para la cota 0.1. Esto resulta en la operación menos económica, sin embargo, disminuye los cambios en el sistema en comparación a otras cotas y, en consecuencia, menores tiempos de cómputo.

En las Figuras 5.4 y 5.5 se observa que, mientras más escenarios se consideren, más aumentan los costos computacionales al incorporar la restricción al coeficiente de Gini. Al

considerar 32 escenarios se tiene un aumento de al menos 60 % (cota 0.8), con 70 escenarios los tiempos aumentan mínimo al doble (cota 0) y con 566 escenarios los tiempos aumentan por lo menos 4 veces (cota 0.8). Al aumentar los escenarios, hay más distribuciones de ENS que resultan en la EENS que cumple con la cota del coeficiente de Gini. Al haber más distribuciones de ENS viables aumentan las soluciones factibles del problema, lo que, por consiguiente, aumenta los tiempos de cómputo de la optimización.

Independientemente de la cota que se imponga, incorporar las restricciones al coeficiente de Gini a la planificación aumenta los tiempos de cómputo al menos en un 60 %, esto para los casos estudiados. El aumento en los tiempos de computo podría limitar la aplicación de este modelo en sistemas eléctricos reales donde las variables aumentan considerablemente. Para solventar esto se pueden utilizar algoritmos de optimización como la descomposición de Benders que dividen el problema en subproblemas más pequeños. Para este modelo los subproblemas serían la operación en condiciones normales y la operación en contingencias. En este trabajo no se consideró la división del problema para su resolución, puesto que, para los escenarios considerados, los tiempos de cómputo no fueron una limitante.

Capítulo 6

Estudio del Sistema Eléctrico Chileno

El tercer caso de estudio considerado corresponde a una simplificación del Sistema Eléctrico Chileno. El diagrama unilineal considerado se muestra en la Figura 6.1. El horizonte de tiempo considerado corresponde a un año representado por 30 estados de operación. En este caso se imponen las restricciones propuestas sobre el coeficiente de Gini promedio ponderado anual, esto según la representatividad de cada estado de operación. En este caso se analiza si es posible cumplir con las cotas del coeficiente de Gini solo con medidas post contingencia, sin modificar el despacho económicamente óptimo. Esto apuntando hacia una aplicación real del modelo donde el criterio del coeficiente de Gini podría no considerarse suficiente para modificar el despacho determinado por el operador de la red. En cuanto a la planificación de inversiones, se planifica agregando una a una las líneas candidatas (una a la vez), resolviendo el problema tantas veces como líneas hayan sido consideradas. Se analiza el impacto de incorporar restricciones al coeficiente de Gini analizando tanto los costos extras de operación en contingencias como la inversión de la línea considerada en cada caso.

6.1. Datos de entrada

En la Figura 6.2 se presenta la caracterización del parque generador por tipo de combustible. La Figura 6.3 presenta la curva de duración de demanda del sistema para el año considerado. La Tabla 6.1 muestra las líneas candidatas. Los datos técnicos de los generadores del sistema, de las líneas de transmisión, así como la caracterización de los 30 estados de operación (representatividad, demanda y generación renovable) se detallan en el Anexo B (página 51).

Se considera la operación del sistema con todos sus activos operativos, así como las contingencias del generador de mayor capacidad de cada nodo, fallas de uno y doble circuito. Dado lo anterior, se consideraron 127 escenarios: condiciones normales de operación y 126 escenarios de falla. Se considera un VoLL del sistema de 12000 [\$/MWh]. Se consideró un costo de inversión por línea de 5 [\$/MW/h]. Se considera un costo de disponibilidad de reservas de 5 [\$/MW] y un costo de utilización igual al costo variable de cada generador.

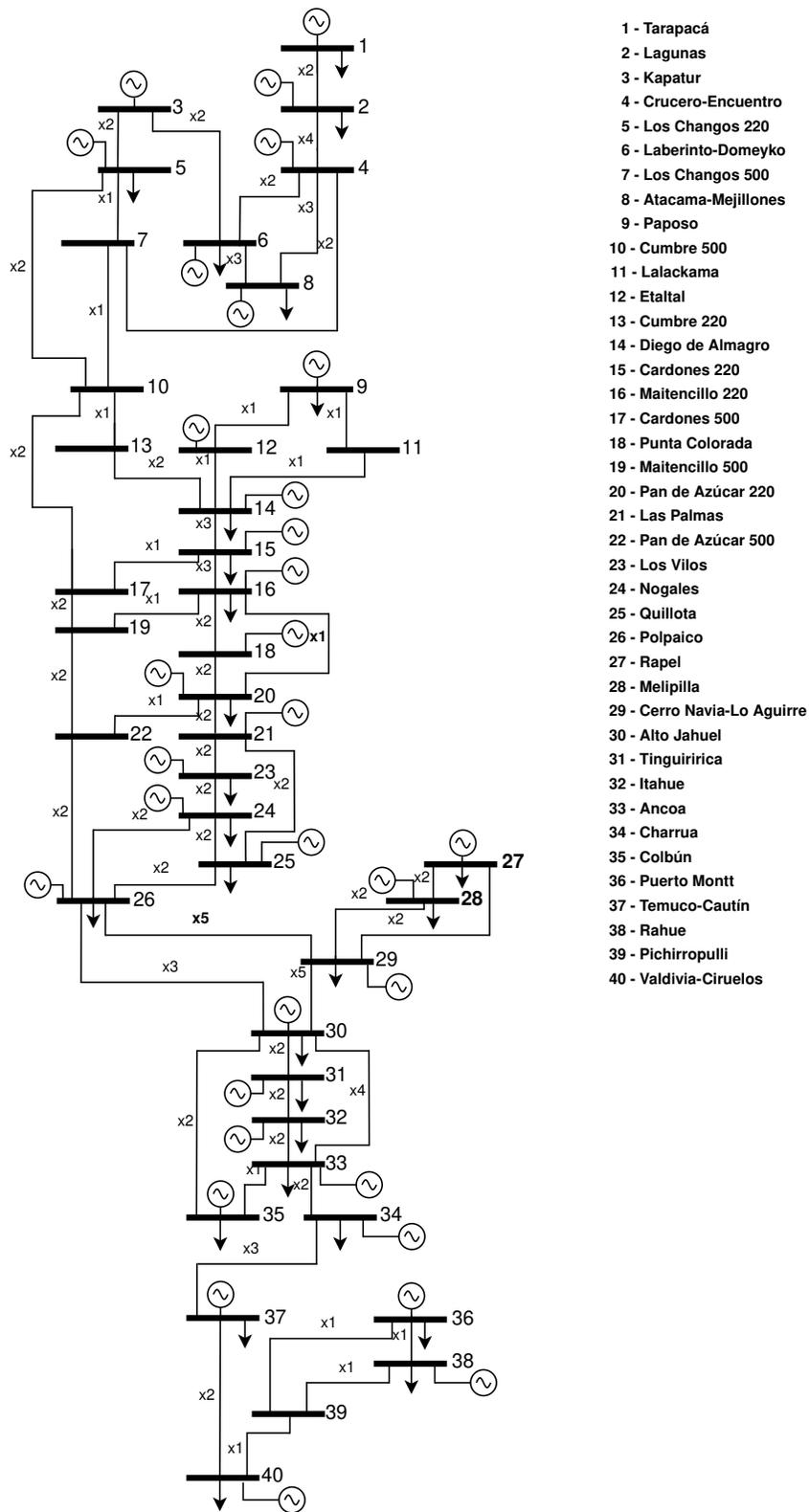


Figura 6.1: Diagrama unilíneal de 40 nodos del Sistema Eléctrico Chileno.

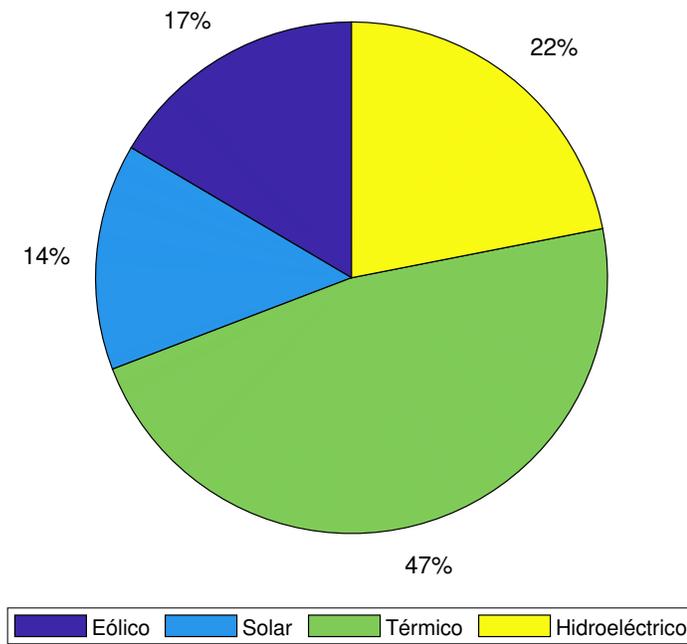


Figura 6.2: Caracterización del parque generador por tipo de combustible

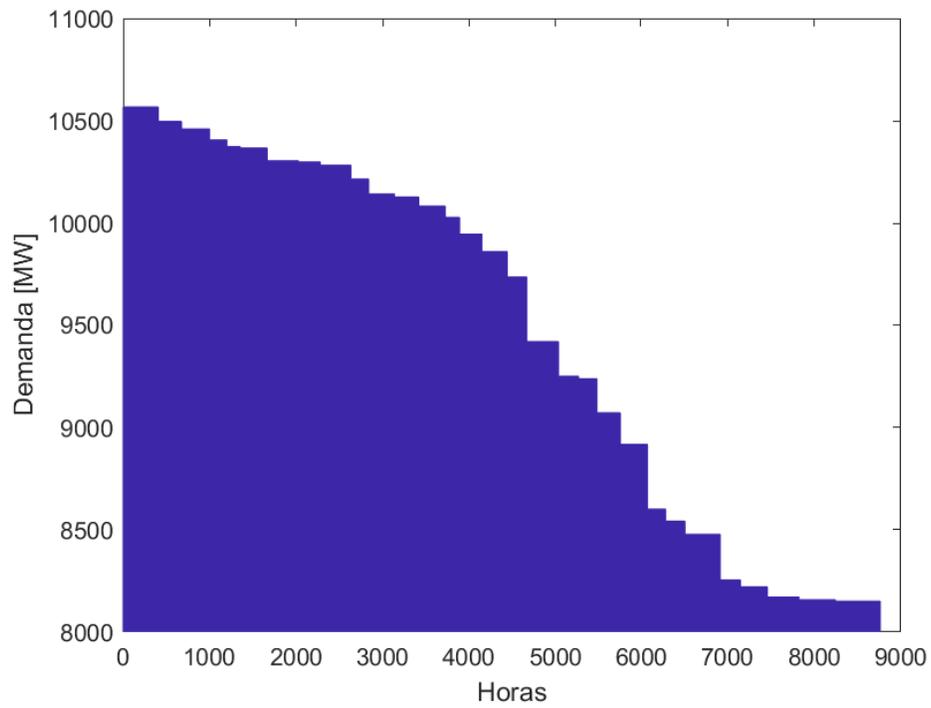


Figura 6.3: Curva de duración de la demanda Sistema Eléctrico Chileno.

Tabla 6.1: Líneas candidatas Sistema Eléctrico Chileno.

Nodo de inicio	Nodo de término	Capacidad [MW]	Reactancia [Ω]
4	29	3000	-
6	10	1320	0.009
40	39	750	0.0458
37	34	750	0.0442
40	37	750	0.1255

6.2. Resultados

La mejora del coeficiente de Gini se da sin incurrir en costos adicionales de inversión ni operación. Lo anterior para todos los casos de estudios, considerando cada una de las líneas candidatas. Teniendo en cuenta lo anterior, se ilustrarán y analizarán los resultados de la planificación del sistema original, sin considerar la construcción de nuevas líneas. En esta planificación el coeficiente de Gini inicial fue de 0.66, imponiendo las cotas 0.3 y 0, para las cuales se obtuvo un coeficiente de 0.23 y 0 respectivamente. En la Figura 6.4 se ilustra la razón de desigualdad de cada nodo para todas las cotas del coeficiente de Gini impuestas.

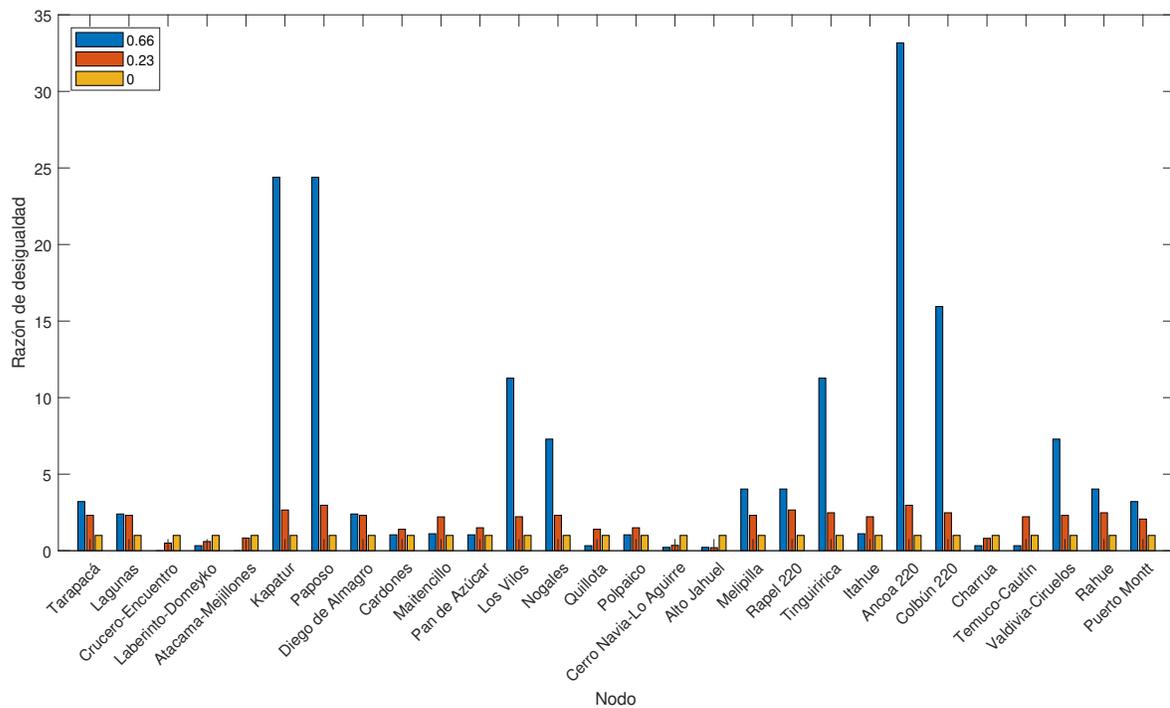


Figura 6.4: Razones de desigualdad Sistema Eléctrico Chileno.

En la Tabla 6.2 se muestra la ENS de cada nodo en el tercer estado de operación más significativo del año. Este estado corresponde a la representación de la operación un 11-08 a las 20:00, seleccionándose por sobre los dos primeros ya que estos representan condiciones nocturnas de baja demanda. Se muestra la ENS para el coeficiente de Gini inicial y para el ideal, esto para 5 posibles contingencias. Las desconexiones de las centrales de Nueva Renca, Bocamina 2, Guacolda 1 y Campiche son las contingencias más probables que resultan en pérdida de carga. Por otro lado, la desconexión de la línea Ancoa-Charrua es la contingencia que significa la mayor pérdida de carga dentro de las contingencias consideradas. En la Tabla 6.2 se destacan en rojo los recortes de energía que significan una reducción parcial de la demanda, esto para el coeficiente de Gini ideal.

6.3. Discusión

Para alcanzar el estándar de desigualdad ideal, sin aumentar los costos del sistema, fue necesaria la flexibilidad del sistema de transmisión, esto en términos del sentido de los flujos. La distribución ideal de EENS significó que 48 de las 56 líneas tuviesen que cambiar el sentido de su flujo en algún estado de operación, para alguna contingencia, esto con respecto a la distribución inicial donde no se consideró el criterio de desigualdad. La importancia del sistema de transmisión en la mejora de la distribución de la desigualdad fue analizada en los casos de estudio anteriores, atribuyendo a esta capacidad la existencia o no de costos adicionales e inversiones para mejorar el coeficiente de Gini. Este caso de estudio muestra que, además de la capacidad de transmisión, la posibilidad de invertir los flujos es importante para distribuir la EENS según criterios de desigualdad.

Esta flexibilidad es posible porque en el Sistema Eléctrico Chileno, a diferencia de los dos sistemas analizados anteriormente, la generación está distribuida por todo el sistema. Los casos de estudio anteriores son sistemas radiales donde se puede reconocer un gran centro de generación y otro de demanda, lo que provoca que la mayoría de los flujos solo puedan ir en un solo sentido. Por el contrario, en el Sistema Eléctrico Chileno no se reconoce solo un centro de generación ni demanda, tal como se muestra en las Figuras 6.5 y 6.6. Particularmente, en la Figura 6.5 se aprecia que la generación térmica esta distribuida en varios nodos del sistema. Específicamente se tiene que existen centros de generación eléctricamente cercanos a los nodos críticos reconocibles en la Figura 6.4. Se destaca la distribución de la generación térmica dada su confiabilidad en comparación con las demás fuentes de energía presentes en este caso de estudio. Además, en este tipo de generación se concentran las reservas del sistema. Todo lo anterior permite distribuir la energía en contingencias de tal modo que se cumplan las razones de desigualdad para cada cota (Figura 6.4) sin que la redistribución de EENS signifique costos operativos adicionales ni nuevas inversiones.

Tabla 6.2: ENS por nodo según coeficiente de Gini y contingencia para el Sistema Eléctrico Chileno. Destacada la ENS que corresponde a una porción de la demanda.

Contingencia	Nueva Renca		Bocamina 2		Guacolda 1		Campiche		Ancoa-Charrua	
ENS [MWh]	338		290.35		109		211.98		943.48	
Coeficiente de Gini	0.66	0	0.66	0	0.66	0	0.66	0	0.66	0
Tarapaca	0	0	0	0	0	0	124.79	124.79	0	0
Lagunas	0	0	87.68	0	0	53.63	0	0	270.80	0
Crucero-Encuentro	0	338	0	0	0	0	0	0	0	0
Laberinto-Domeyko	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Atacama-Mejillones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kapatur	7.41	0	7.41	0	7.41	7.41	7.41	0	7.41	0
Paposo	0.08	0	0.08	0	0.08	0	0.08	0	0	0
Diego de Almagro	0	0	0	0	63.75	0	0	0	0	109.03
Cardones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maitencillo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pan de Azucar	211.30	0	0	124.08	0	0	0	0	0	0
Los Vilos	43.08	0	43.08	0	0	0	0	0	43.08	0
Nogales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	58.95
Quillota	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Polpaico	0	0	0	0	0	0	0	0	437.37	437.37
Cerro Navia	0	0	0	166.27	0	0	41.17	87.19	32.72	251.62
Alto Jahuel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Melipilla	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rapel	65.60	0	65.60	0	0	0	0	0	65.60	0
Tinguiririca	0	0	47.96	0	0	47.96	0	0	47.96	47.96
Itahue	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa	0.77	0	0.77	0	0	0	0.77	0	0.77	0.77
Colbun	0	0	37.77	0	37.77	0	37.77	0	37.77	37.77
Charrua	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Temuco-Cautin	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valdivia-Ciruelos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rahue	9.76	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto Montt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

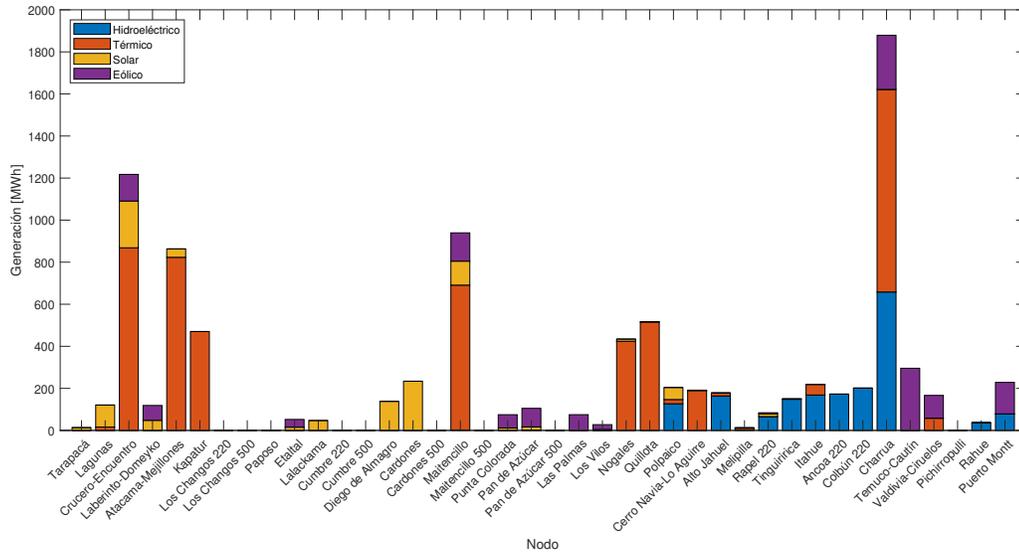


Figura 6.5: Generación promedio horaria por tipo en el Sistema Eléctrico Chileno.

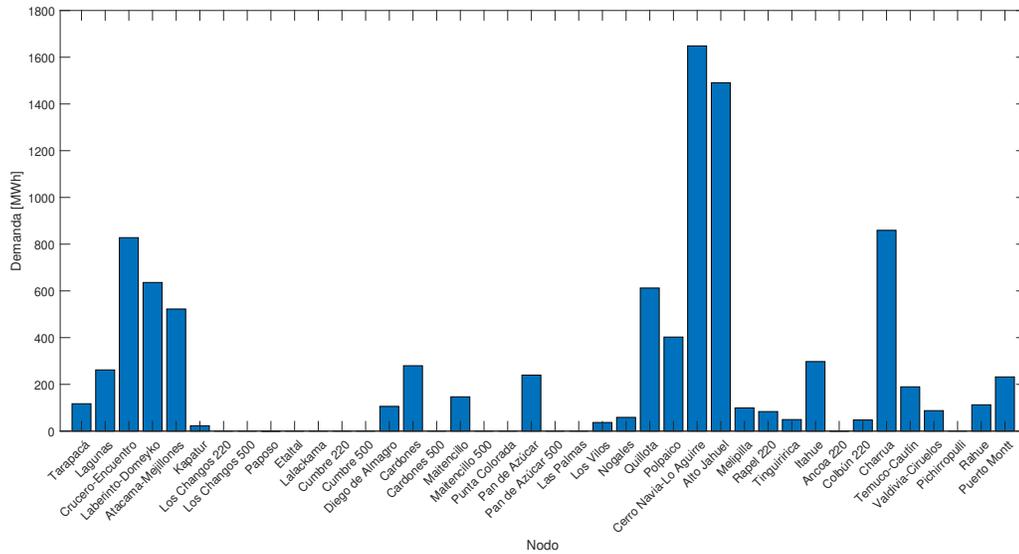


Figura 6.6: Demanda promedio horaria en el Sistema Eléctrico Chileno.

Por otro lado, en los resultados mostrados en la Tabla 6.2 se aprecia la estrategia exacta para lograr el coeficiente de Gini ideal. Los recortes de demanda del coeficiente de Gini ideal no distribuyen la ENS en todos los nodos del sistema, si no que, la concentran en nodos específicos. Existen escenarios donde la ENS se distribuye de manera desigual, incluso habiendo casos donde se concentra en un solo nodo, sin embargo, cuando se calcula la EENS esta corresponde al ideal impuesto por la razón de desigualdad. Lo anterior ilustra la manera en que el sistema cumple con la cota del coeficiente de Gini: se tienen distribuciones desiguales en escenarios específicos para que al considerar todos los escenarios de falla y condiciones de operación la EENS esté distribuida de manera justa según el criterio considerado.

Además de lo anterior, se destaca que existen casos donde los recortes de demanda se dan en nodos eléctricamente lejanos a la falla y alejados entre sí. Esto es otra muestra de la importancia del sistema de transmisión en este contexto. Una contingencia supone la respuesta de todo el sistema de transmisión, provocando la variación de los flujos tanto en su magnitud como en el sentido. Por último, en los recortes de demanda del coeficiente de Gini ideal están destacados los recortes de demanda que suponen una reducción parcial de la demanda. Este tipo de recorte es posible gracias a la modelación de la demanda utilizada en este trabajo. La demanda se modela como un parámetro continuo, esto a diferencia de los sistemas reales donde se consideran bloques de demanda. En una modelación real de la demanda podría no ser posible o económica inviable alcanzar el coeficiente de Gini ideal.

Capítulo 7

Conclusiones y trabajo futuro

7.1. Conclusiones

En el presente trabajo se propuso un modelo de optimización lineal para planificar sistemas eléctricos considerando criterios de desigualdad en la distribución de la confiabilidad. El principal aporte de este trabajo es incorporar un conjunto de restricciones de desigualdad en la planificación. Restricciones que se construyeron según el coeficiente de Gini. Este coeficiente mide la dispersión de la confiabilidad a lo largo del sistema. Como medida de confiabilidad se utilizó la EENS, donde la cantidad justa de EENS en cada nodo queda determinada por su demanda. En un escenario ideal los nodos con mayor demanda deberán concentrar la mayor parte de EENS. La restricción consiste en acotar el coeficiente de Gini por una constante que determina el nivel de desigualdad que el sistema debe cumplir.

En el modelo propuesto se utilizó un enfoque de seguridad probabilístico, enfoque que planifica el sistema considerando inversiones, bajo condiciones normales de operación y condiciones de contingencia. En condiciones de contingencia se estudió un conjunto de escenarios de falla considerando acciones de control preventivas y correctivas. Los costos de las acciones correctivas se ponderaron según la probabilidad de ocurrencia de cada falla, probabilidad que, a su vez, depende de la tasa de falla de los activos del sistema.

Dados los análisis cuantitativos y cualitativos de los casos de estudio ilustrados previamente, se puede afirmar que:

- Es posible asegurar un estándar de desigualdad, en términos de la distribución de la confiabilidad, desde la planificación de los sistemas eléctricos de potencia. Para lograrlo, el planificador central del sistema puede programar los recortes de demanda de tal modo que se cumpla el coeficiente de Gini impuesto. La decisión de cual coeficiente de Gini imponer dependerá del criterio del planificador el cual evaluará los posibles costos que signifique modificar los recortes de demanda originales.
- La mejora de la distribución de la desigualdad de la confiabilidad en el sistema requiere un enfoque centralizado para los recortes de demanda. Es necesaria la respuesta de todo el sistema para distribuir de manera justa las consecuencias de las contingencias.

- Los costos de mejorar el coeficiente de Gini dependerán de la capacidad del sistema de transmisión y de la distribución de la generación dentro del sistema. Se comprobó que existen casos donde la mejora del coeficiente de Gini no supone costos adicionales manteniendo la planificación económicamente óptima. Estos casos corresponden a sistemas con capacidad suficiente de transmisión o donde la distribución de la generación permite distribuir la EENS a lo largo de todo el sistema. Por otro lado, en sistemas limitados en cuanto a capacidad de transmisión, podrían aparecer costos que signifiquen incluso la construcción de nuevas líneas de transmisión.
- No considerar criterios de desigualdad en la planificación de los sistemas de potencia podría generar distribuciones desiguales de confiabilidad. Es importante considerar estos criterios, puesto que, se pueden hacer mejoras considerables sin incurrir en costos o con costos que se podrían considerar como menores. Cuando existan costos, es importante compararlos con los beneficios de disminuir la desigualdad, beneficios expresados como una mejora de la aceptación pública de los usuarios. Dada la naturaleza exponencial del aumento de costos, coeficientes de Gini intermedios podrían ser óptimos al realizar el balance costo-beneficio.

7.2. Trabajo futuro

Una vez expuesto el modelo propuesto en este trabajo se buscará su implementación en sistemas eléctricos más complejos en términos de la modelación. Se considerará una modelación detallada de los programas de recorte de demanda, esto con el fin de analizar todas las repercusiones de modificar estos programas. Modificar estos programas podría tener repercusiones en la estabilidad del sistema, lo cual podría agravar un estado de contingencia. En este mismo sentido, se considerará la demanda de cada nodo como la suma de bloques discretos, así, la desconexión de demanda sería por bloque y no de manera continua. Lo anterior podría hacer más compleja la mejora del coeficiente de Gini, pudiendo aparecer costos que no fueron considerados en este trabajo. En cuanto al sistema de transmisión, se considerará el factor de las pérdidas y como estas pueden suponer costos extras en la mejora del coeficiente de Gini.

Además de lo anterior, se aplicará el modelo propuesto en sistemas de distribución. En estos sistemas se tiene una diferenciación mayor de los usuarios, se pueden reconocer tipos de clientes (industrial, residencial y comercial) e incluso individualizarlos. Por esta razón, pueden considerarse otras medidas de confiabilidad, costos por EENS asignando un VoLL distinto por grupo de usuarios, por ejemplo. En estos sistemas podrían considerarse nuevas estrategias para disminuir la desigualdad, además de inversiones en cuanto a líneas, se podría considerar la localización de generación distribuida como factor para mejorar el coeficiente de Gini. Esto dado que se comprobó la importancia de la distribución de la generación en la mejora de este coeficiente.

Finalmente, dado que existen casos donde la mejora del coeficiente de Gini significa costos para el sistema, se propone investigar acerca de quién debe asumir estos costos. El modelo permite reconocer a los usuarios que más se benefician de la reducción de desigualdad. En vista de lo anterior, se podría argumentar que estos usuarios deben pagar los costos o se podría proponer otras soluciones como la creación de un sistema de pago solidario que incluya a todos los usuarios del sistema.

Bibliografía

- [1] J. J. Cohen, J. Reichl, and M. Schmidthaler, “Re-focussing research efforts on the public acceptance of energy infrastructure: A critical review,” *Energy*, vol. 76, pp. 4–9, 2014.
- [2] E. Heylen, M. Ovaere, S. Proost, G. Deconinck, and D. Van Hertem, “Fairness and inequality in power system reliability: Summarizing indices,” *Electric Power Systems Research*, vol. 168, pp. 313–323, 2019.
- [3] N. M. Huijts, E. J. Molin, and L. Steg, “Psychological factors influencing sustainable energy technology acceptance: A review-based comprehensive framework,” *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 16, no. 1, pp. 525–531, 2012.
- [4] S. F. Brosnan and F. B. de Waal, “Evolution of responses to (un) fairness,” *Science*, vol. 346, no. 6207, 2014.
- [5] D. Z. Fitiwi, M. Lynch, and V. Bertsch, “Power system impacts of community acceptance policies for renewable energy deployment under storage cost uncertainty,” *Renewable Energy*, vol. 156, pp. 893–912, 2020.
- [6] J. Cohen, K. Moeltner, J. Reichl, and M. Schmidthaler, “An empirical analysis of local opposition to new transmission lines across the eu-27,” *The Energy Journal*, vol. 37, no. 3, pp. 59–82, 2016.
- [7] M. Wolsink, “Wind power implementation: the nature of public attitudes: equity and fairness instead of ‘backyard motives’,” *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 11, no. 6, pp. 1188–1207, 2007.
- [8] G. Perlaviciute, G. Schuitema, P. Devine-Wright, and B. Ram, “At the heart of a sustainable energy transition: The public acceptability of energy projects,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 16, no. 1, pp. 49–55, 2018.
- [9] E. Heylen, M. Ovaere, S. Proost, G. Deconinck, and D. Van Hertem, “A multi-dimensional analysis of reliability criteria: From deterministic n- 1 to a probabilistic approach,” *Electric Power Systems Research*, vol. 167, pp. 290–300, 2019.
- [10] E. Heylen, G. Deconinck, and D. Van Hertem, “Review and classification of reliability indicators for power systems with a high share of renewable energy sources,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 97, pp. 554–568, 2018.

- [11] G. Strbac, D. Kirschen, R. Moreno *et al.*, “Reliability standards for the operation and planning of future electricity networks,” *Foundations and Trends® in Electric Energy Systems*, vol. 1, no. 3, pp. 143–219, 2016.
- [12] A. Latif, W. Gawlik, and P. Palensky, “Quantification and mitigation of unfairness in active power curtailment of rooftop photovoltaic systems using sensitivity based coordinated control,” *Energies*, vol. 9, no. 6, pp. 436–452, 2016.
- [13] F. Zhang, H. Luo, M. Liu, N. Li, and D. Zhang, “Investment allocation model based on gini coefficient and its application to electric power subsidiaries,” *5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, pp. 569–573, 2015.
- [14] E. Heylen, M. Ovaere, D. Van Hertem, and G. Deconinck, “Fairness of power system load-shedding plans,” *IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics (SMC)*, pp. 1404–1409, 2018.
- [15] M. Vanin, H. Ergun, R. D’hulst, K. Vanthournout, and D. Van Hertem, “Fairness indices for residential power demand management contracts,” *CIREC 2020 Berlin Workshop (CIREC 2020)*, pp. 105–108, 2020.
- [16] E. Heylen, M. Ovaere, G. Deconinck, and D. Van Hertem, “Fair reliability management: Comparing deterministic and probabilistic short-term reliability management,” *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1–5, 2018.
- [17] B. Zhang and M. Wang, “How will the improvements of electricity supply quality in poor regions reduce the regional economic gaps? a case study of china,” *Energies*, vol. 14, no. 12, 2021.
- [18] I. Ferrall, D. Callaway, and D. M. Kammen, “Measuring the reliability of sdg 7: the reasons, timing, and fairness of outage distribution for household electricity access solutions,” *Environmental Research Communications*, vol. 4, no. 5, 2022.
- [19] V. Do and N. Usunier, “Optimizing generalized gini indices for fairness in rankings,” *45th International ACM SIGIR Conference on Research and Development in Information Retrieval*, 2022.
- [20] R. Busa-Fekete, B. Szörényi, P. Weng, and S. Mannor, “Multi-objective bandits: Optimizing the generalized gini index,” *International Conference on Machine Learning*, pp. 625–634, 2017.
- [21] J. Lesca and P. Perny, “Lp solvable models for multiagent fair allocation problems,” *European Conference on Artificial Intelligence*, vol. 215, pp. 393–398, 2010.
- [22] L. Sun, N. Zhang, N. Li, Z.-r. Song, and W.-d. Li, “A gini coefficient-based impartial and open dispatching model,” *Energies*, vol. 13, no. 12, pp. 1–13, 2020.
- [23] T. Drezner, Z. Drezner, and J. Guyse, “Equitable service by a facility: Minimizing the gini coefficient,” *Computers & operations research*, vol. 36, no. 12, pp. 3240–3246, 2009.

- [24] N. Romero, L. K. Nozick, and N. Xu, “Hazmat facility location and routing analysis with explicit consideration of equity using the gini coefficient,” *Transportation research part E: logistics and transportation review*, vol. 89, pp. 165–181, 2016.
- [25] T. Sun, H. Zhang, Y. Wang, X. Meng, and C. Wang, “The application of environmental gini coefficient (egc) in allocating wastewater discharge permit: The case study of watershed total mass control in tianjin, china,” *Resources, Conservation and Recycling*, vol. 54, no. 9, pp. 601–608, 2010.
- [26] C. Dai, X. Qin, Y. Chen, and H. Guo, “Dealing with equality and benefit for water allocation in a lake watershed: A gini-coefficient based stochastic optimization approach,” *Journal of Hydrology*, vol. 561, pp. 322–334, 2018.
- [27] L. Liqin, W. Chuanjiang, X. Xinmin, and W. Xueyi, “An optimal water allocation model based on” water-economy” gini coefficient in urban agglomeration,” *Seventh International Conference on Measuring Technology and Mechatronics Automation*, pp. 128–132, 2015.
- [28] P. Belotti, P. Bonami, M. Fischetti, A. Lodi, M. Monaci, A. Nogales-Gómez, and D. Salvagnin, “On handling indicator constraints in mixed integer programming,” *Computational Optimization and Applications*, vol. 65, no. 3, pp. 545–566, 2016.
- [29] K. Xu, “How has the literature on gini’s index evolved in the past 80 years?” *Dalhousie University, Economics Working Paper*, 2003.
- [30] M. Asghari, A. M. Fathollahi-Fard, S. Al-e hashem, and M. A. Dulebenets, “Transformation and linearization techniques in optimization: A state-of-the-art survey,” *Mathematics*, vol. 10, no. 2, pp. 1–26, 2022.
- [31] Probability Methods Subcommittee, “Ieee reliability test system,” *IEEE Transactions on power apparatus and systems*, no. 6, pp. 2047–2054, 1979.

Anexos

Anexo A: Datos IEEE RTS

Tabla 7.1: Parámetros generadores IEEE RTS.

Generador	Nodo	VC	Pmax	Pmin	Rmax	C_g^{av}	C_g^{utl}	ρ_g
1	1	130.00	20	6.00	14.00	26.00	130.00	0.0006
2	1	130.00	20	6.00	14.00	26.00	130.00	0.0006
3	1	16.08	76	22.80	20.00	3.22	16.08	0.0006
4	1	16.08	76	22.80	20.00	3.22	16.08	0.0006
5	2	130.00	20	6.00	14.00	26.00	130.00	0.0006
6	2	130.00	20	6.00	14.00	26.00	130.00	0.0006
7	2	16.08	76	22.80	20.00	3.22	16.08	0.0006
8	2	16.08	76	22.80	20.00	3.22	16.08	0.0006
9	7	43.66	100	30.00	50.00	8.73	43.66	0.0006
10	7	43.66	100	30.00	50.00	8.73	43.66	0.0006
11	7	43.66	100	30.00	50.00	8.73	43.66	0.0006
12	13	48.58	197	59.10	137.90	9.72	48.58	0.0006
13	13	48.58	197	59.10	137.90	9.72	48.58	0.0006
14	13	48.58	197	59.10	137.90	9.72	48.58	0.0006
15	15	56.56	12	3.60	8.40	11.31	56.56	0.0006
16	15	56.56	12	3.60	8.40	11.31	56.56	0.0006
17	15	56.56	12	3.60	8.40	11.31	56.56	0.0006
18	15	56.56	12	3.60	8.40	11.31	56.56	0.0006
19	15	56.56	12	3.60	8.40	11.31	56.56	0.0006
20	15	12.39	155	46.50	50.00	2.48	12.39	0.0006
21	16	12.39	155	46.50	50.00	2.48	12.39	0.0006
22	18	4.42	400	300.00	100.00	0.88	4.42	0.0006
23	21	4.42	400	300.00	100.00	0.88	4.42	0.0006
24	22	0.00	50	5.00	0.00	0.00	0.00	0.0006
25	22	0.00	50	5.00	0.00	0.00	0.00	0.0006
26	22	0.00	50	5.00	0.00	0.00	0.00	0.0006
27	22	0.00	50	5.00	0.00	0.00	0.00	0.0006
28	22	0.00	50	5.00	0.00	0.00	0.00	0.0006
29	22	0.00	50	5.00	0.00	0.00	0.00	0.0006
30	23	12.39	155	46.50	50.00	2.48	12.39	0.0006
31	23	12.39	155	46.50	50.00	2.48	12.39	0.0006
32	23	11.85	350	105.00	100.00	2.37	11.85	0.0006

Tabla 7.2: Parámetros líneas de transmisión IEEE RTS.

Línea	<i>from</i>	<i>to</i>	ρ_l	Fmax	X_l
1	1	2	2.7E-05	87.50	0.0139
2	1	3	5.8E-05	87.50	0.2112
3	1	5	3.8E-05	87.50	0.0845
4	2	4	4.5E-05	87.50	0.1267
5	2	6	5.5E-05	87.50	0.1920
6	3	9	4.3E-05	87.50	0.1190
7	3	24	2.3E-05	200.00	0.0839
8	4	9	4.1E-05	87.50	0.1037
9	5	10	3.9E-05	87.50	0.0883
10	6	10	3.8E-05	87.50	0.0605
11	7	8	3.4E-05	87.50	0.0614
12	8	9	5.0E-05	87.50	0.1651
13	8	10	5.0E-05	87.50	0.1651
14	9	11	2.3E-06	200.00	0.0839
15	9	12	2.3E-06	200.00	0.0839
16	10	11	2.3E-06	200.00	0.0839
17	10	12	2.3E-06	200.00	0.0839
18	11	13	4.6E-05	250.00	0.0476
19	11	14	4.5E-05	250.00	0.0418
20	12	13	4.6E-05	250.00	0.0476
21	12	23	5.9E-05	250.00	0.0966
22	13	23	5.6E-05	250.00	0.0865
23	14	16	4.3E-05	250.00	0.0389
24	15	16	3.8E-05	250.00	0.0173
25	15	21	4.7E-05	250.00	0.0490
26	15	21	4.7E-05	250.00	0.0490
27	15	24	4.7E-05	250.00	0.0519
28	16	17	4.0E-05	250.00	0.0259
29	16	19	3.9E-05	250.00	0.0231
30	17	18	3.7E-05	250.00	0.0144
31	17	22	6.2E-05	250.00	0.1053
32	18	21	4.0E-05	250.00	0.0259
33	18	21	4.0E-05	250.00	0.0259
34	19	20	4.3E-05	250.00	0.0396
35	19	20	4.3E-05	250.00	0.0396
36	20	23	3.9E-05	250.00	0.0216
37	20	23	3.9E-05	250.00	0.0216
38	21	22	5.1E-05	250.00	0.0678

Tabla 7.3: Demanda sistema de 24 nodos.

Nodo	D_n
1	108
2	97
3	180
4	74
5	71
6	136
7	125
8	171
9	175
10	195
13	265
14	194
15	317
16	100
18	333
19	181
20	128

Anexo B: Datos Sistema Eléctrico Chileno

Tabla 7.4: Estados de operación considerados.

Estado de operación	Representatividad (horas)	Periodo representado
1	280	20-03 19:00
2	208	03-08 16:00
3	515	30-09 04:00
4	201	07-08 12:00
5	406	11-08 20:00
6	365	13-02 04:00
7	155	06-02 17:00
8	299	13-05 14:00
9	167	25-11 18:00
10	235	28-01 07:00
11	367	03-04 23:00
12	326	26-02 01:00
13	206	02-10 17:00
14	232	21-01 09:00
15	256	16-01 20:00
16	422	26-09 03:00
17	361	21-03 11:00
18	311	11-11 20:00
19	270	04-10 17:00
20	294	25-02 19:00
21	253	23-01 11:00
22	213	25-11 00:00
23	269	12-05 19:00
24	310	28-10 03:00
25	306	14-03 10:00
26	225	16-03 16:00
27	226	30-04 17:00
28	353	17-04 10:00
29	324	29-01 12:00
30	405	18-02 02:00

Tabla 7.5: Demanda en cada estado de operación (1/3).

Nodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Alto Jahuel	1673.58	1373.18	1181.23	1724.65	1907.74	1169.31	1655.91	1668.19	1616.40	1212.33
Ancoa	0.53	0.46	0.29	0.59	0.77	0.33	0.58	0.54	0.53	0.35
Atacama-Mejillones	488.58	577.74	554.27	654.19	633.37	448.42	551.28	482.18	565.97	449.29
Cardones 220	257.00	281.35	277.99	282.97	280.62	291.36	296.89	256.16	293.31	287.14
Cardones 500	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cerro Navia-Lo Aguirre	1904.38	1362.46	1202.55	2072.23	2025.43	1189.67	1968.02	1946.68	1887.47	1323.58
Charrua	882.79	783.02	715.70	1013.55	1006.84	726.15	927.51	957.48	918.62	738.00
Colbún	29.63	39.13	66.36	40.11	37.77	63.81	35.13	48.26	35.13	59.57
Crucero-Encuentro	869.77	818.40	884.19	774.83	761.02	818.80	815.59	826.22	824.11	818.14
Cumbre 220	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cumbre 500	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diego de Almagro	106.27	105.36	108.16	98.62	109.03	106.87	102.23	94.67	103.02	113.39
Etaltal	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Itahue	375.42	234.06	188.02	322.50	307.65	256.45	391.04	349.31	317.25	235.86
Kapatur	20.86	3.80	14.78	7.57	7.41	21.66	8.00	23.16	21.17	36.09
Laberinto-Domeyko	658.94	490.82	677.95	502.01	521.84	737.30	613.10	617.27	597.68	571.58
Lagunas	282.87	215.74	208.20	231.30	270.80	196.66	286.16	215.59	217.51	257.61
Lalackama	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Las Palmas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Los Changos 220	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Los Changos 500	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Los Vilos	39.70	30.80	28.20	37.50	43.08	31.86	42.91	38.22	37.40	29.91
Maitencillo 220	143.06	155.68	142.78	150.66	143.00	150.19	145.47	131.54	148.10	150.93
Maitencillo 500	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Melipilla	111.62	71.52	70.91	99.51	103.52	87.83	122.74	103.68	111.43	91.10
Nogales	49.27	56.85	57.70	57.02	58.95	62.63	65.38	57.77	58.97	59.16
Pan de Azucar 220	254.76	223.91	181.90	256.75	282.16	205.81	268.69	254.70	251.91	206.10
Pan de Azucar 500	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Paposo	0.08	0.05	0.07	0.07	0.08	0.05	0.05	0.04	0.08	0.05
Pichirropulli	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Polpaico	371.51	449.14	420.75	440.90	437.37	376.11	390.19	428.71	441.77	355.63
Puerto Montt	256.75	187.62	194.38	271.95	212.24	198.93	264.97	268.87	259.33	195.88
Punta Colorada	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Quillota	652.17	580.40	501.93	650.64	722.83	502.89	662.44	667.86	633.24	526.00
Rahue	124.81	103.42	89.35	126.88	109.52	98.16	141.94	122.71	125.20	109.36
Rapel	99.85	56.08	55.03	70.30	65.60	85.97	112.59	71.89	97.36	84.13
Tarapacá	115.64	118.46	85.85	126.76	124.79	88.89	130.26	127.39	122.87	92.25
Temuco-Cautín	198.39	168.76	145.08	240.61	240.46	140.12	212.17	229.60	197.01	140.57
Tinguiririca	67.07	33.17	28.76	48.29	47.96	44.97	64.62	58.21	53.97	40.31
Valdivia-Ciruelos	94.29	79.47	68.01	104.41	106.12	69.72	99.89	97.58	93.26	69.91

Tabla 7.6: Demanda en cada estado de operación (2/3).

Nodo	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Alto Jahuel	1611.14	1429.44	1655.22	1255.03	1644.40	1226.65	1616.90	1596.88	1410.39	1588.67
Ancoa	0.66	0.54	0.50	0.35	0.60	0.32	0.53	0.54	0.46	0.56
Atacama-Mejillones	558.23	511.86	543.00	579.86	487.97	524.60	505.37	464.86	540.75	546.38
Cardones 220	244.34	301.59	301.75	280.72	293.91	279.03	252.02	293.64	303.57	293.95
Cardones 500	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cerro Navia-Lo Aguirre	1686.85	1451.51	2022.71	1423.13	1961.29	1247.14	1846.72	1811.79	1523.03	1846.82
Charrua	888.49	864.02	927.51	756.69	914.79	745.15	897.47	916.54	846.44	905.95
Colbún	46.21	63.03	51.74	47.62	36.49	65.27	42.45	35.44	45.96	36.50
Crucero-Encuentro	820.87	804.35	893.61	819.44	819.93	906.91	839.55	868.72	816.78	746.22
Cumbre 220	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cumbre 500	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diego de Almagro	101.12	109.65	106.91	109.77	110.49	107.89	101.95	103.06	111.52	103.17
Etaltal	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Itahue	273.64	318.01	305.41	248.25	345.20	196.49	379.64	310.90	235.07	368.58
Kapatur	41.53	35.69	14.86	29.38	21.10	21.28	14.78	7.60	14.74	35.67
Laberinto-Domeyko	655.40	701.47	668.49	524.95	641.44	641.45	665.23	631.55	666.00	657.58
Lagunas	298.42	300.97	273.06	200.79	295.88	299.07	290.95	249.56	256.83	296.98
Lalackama	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Las Palmas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Los Changos 220	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Los Changos 500	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Los Vilos	38.23	43.20	38.54	34.25	39.96	29.19	40.22	37.37	34.50	41.79
Maitencillo 220	145.92	152.08	142.60	146.85	144.73	140.76	147.24	150.39	157.54	145.44
Maitencillo 500	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Melipilla	90.85	104.08	111.29	93.42	113.58	70.56	117.17	110.32	88.00	117.81
Nogales	62.22	68.07	57.75	59.46	62.64	58.21	47.31	59.39	57.62	65.77
Pan de Azucar 220	235.15	247.13	258.43	224.82	249.87	186.50	268.57	252.80	236.42	261.16
Pan de Azucar 500	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Paposo	0.07	0.07	0.05	0.04	0.05	0.07	0.05	0.11	0.04	0.07
Pichirropulli	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Polpaico	395.52	383.50	449.15	356.10	371.01	423.91	369.11	440.18	419.11	386.22
Puerto Montt	196.43	239.67	265.96	209.37	253.64	199.20	268.79	255.99	222.51	258.94
Punta Colorada	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Quillota	655.57	625.40	658.94	535.15	652.66	523.38	645.59	640.29	620.29	647.56
Rahue	107.43	114.23	129.82	112.26	140.57	86.56	121.37	120.63	114.66	136.27
Rapel	61.19	98.42	84.99	86.29	107.10	55.01	106.06	95.58	68.38	108.24
Tarapacá	129.12	117.94	120.63	98.47	120.01	82.39	131.05	128.43	102.75	123.27
Temuco-Cautín	208.05	187.91	217.14	144.64	202.63	152.93	211.74	193.31	177.61	200.39
Tinguiririca	41.04	54.67	48.34	41.07	56.11	30.03	65.30	53.17	36.89	62.50
Valdivia-Ciruelos	95.82	91.34	98.79	72.09	92.97	71.02	95.29	92.63	85.53	97.51

Tabla 7.7: Demanda en cada estado de operación (3/3).

Nodo	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Alto Jahuel	1531.18	1574.84	1813.09	1180.52	1535.06	1390.84	1640.81	1592.06	1616.39	1305.43
Ancoa	0.51	0.53	0.77	0.30	0.47	0.49	0.50	0.59	0.55	0.43
Atacama-Mejillones	483.57	538.89	521.22	626.50	478.46	430.36	545.83	487.47	488.96	499.21
Cardones 220	292.11	302.59	250.05	293.96	247.98	260.36	266.72	259.67	293.19	294.78
Cardones 500	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cerro Navia-Lo Aguirre	1864.09	1635.65	1979.67	1240.14	1710.17	1377.26	1964.89	1857.32	1983.68	1327.43
Charrua	903.19	934.07	977.57	741.46	849.93	747.03	920.37	934.76	945.97	802.94
Colbún	36.55	38.21	45.04	50.20	48.87	37.71	33.00	54.75	33.24	67.43
Crucero-Encuentro	835.04	881.90	802.07	882.60	801.07	786.77	813.24	821.58	792.36	782.96
Cumbre 220	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cumbre 500	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diego de Almagro	104.80	115.96	98.93	114.60	103.29	112.23	98.93	99.97	105.20	107.73
Etaltal	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Itahue	338.05	287.19	303.13	191.02	352.21	282.45	359.23	369.14	357.86	290.80
Kapatur	35.25	21.24	20.87	34.81	22.48	7.43	35.42	41.79	35.78	36.02
Laberinto-Domeyko	671.80	663.85	644.13	629.37	699.76	544.16	626.41	658.16	588.57	672.58
Lagunas	286.53	298.95	234.37	206.36	294.14	268.02	264.89	285.32	277.48	297.76
Lalackama	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Las Palmas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Los Changos 220	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Los Changos 500	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Los Vilos	42.34	39.80	43.22	29.64	39.43	33.33	38.22	39.84	43.51	38.07
Maitencillo 220	147.30	144.96	133.46	146.74	148.57	148.65	137.99	148.35	147.18	150.35
Maitencillo 500	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Melipilla	119.77	103.13	97.63	75.21	104.40	87.37	107.41	113.34	125.64	95.39
Nogales	60.12	60.85	64.05	56.52	46.51	50.76	57.80	58.32	59.97	66.36
Pan de Azucar 220	267.00	248.55	261.35	202.36	259.84	235.43	245.10	246.04	273.74	230.93
Pan de Azucar 500	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Paposo	0.05	0.08	0.09	0.07	0.05	0.05	0.04	0.07	0.05	0.07
Pichirropulli	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Polpaico	369.03	453.33	430.63	426.10	371.94	361.47	418.44	423.68	373.13	380.90
Puerto Montt	252.26	252.64	215.52	200.15	254.49	189.95	264.58	269.28	262.91	221.89
Punta Colorada	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Quillota	635.56	620.75	706.15	524.39	615.45	614.16	654.49	647.32	665.62	573.21
Rahue	130.05	109.04	118.06	84.34	116.09	99.92	125.78	120.92	134.23	103.24
Rapel	109.93	90.19	64.86	62.20	97.83	75.63	88.18	91.25	114.17	92.52
Tarapacá	126.83	126.61	128.04	91.47	114.92	147.44	121.82	123.76	137.30	109.79
Temuco-Cautín	200.44	204.85	233.73	146.83	194.12	165.85	220.38	225.20	214.25	165.27
Tinguiririca	54.23	49.60	46.41	31.95	60.94	48.40	61.35	62.99	57.59	50.49
Valdivia-Ciruelos	88.92	94.20	106.92	71.68	90.37	77.62	96.83	98.07	93.60	81.01

Tabla 7.8: Generación eólica en cada estado de operación (1/3).

Central	Nodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Eolica La Esperanza	Charrua	5.46	9.11	3.39	1.20	1.59	1.97	9.24	7.17	0.77	2.90
Eolica Los Buenos Aires	Charrua	12.47	20.81	7.74	2.74	3.64	4.51	21.11	16.39	1.75	6.63
Eolica Cuel	Charrua	16.89	28.18	10.48	3.72	4.93	6.11	28.59	22.19	2.38	8.97
Eolica Huajache	Charrua	3.12	5.20	1.93	0.69	0.91	1.13	5.28	4.10	0.44	1.66
Eolica Las Penas	Charrua	0.59	8.31	6.72	0.00	0.00	0.88	8.38	1.59	7.54	2.02
Eolica Lebu III	Charrua	1.82	3.04	1.13	0.40	0.53	0.66	3.08	2.39	0.26	0.97
Eolica Raki	Charrua	4.68	7.80	2.90	1.03	1.37	1.69	7.92	6.14	0.66	2.48
Eolica Lebu	Charrua	2.75	4.60	1.71	0.61	0.80	1.00	4.66	3.62	0.39	1.46
Eolica Ucuquer 1	Rapel	6.09	0.00	0.58	2.34	2.69	2.62	0.13	0.12	3.08	1.09
Eolica Ucuquer 2	Rapel	9.00	0.01	0.85	3.47	3.97	3.88	0.19	0.17	4.56	1.61
Eolica Punta Colorada	Punta Colorada	17.15	0.01	1.62	6.60	7.57	7.38	0.37	0.32	8.69	3.07
Eolica San Juan	Punta Colorada	158.47	0.13	14.99	61.00	69.95	68.21	3.38	2.99	80.30	28.37
Eolica San Pedro	Puerto Montt	21.71	1.34	11.64	11.85	12.12	23.38	0.00	0.09	16.29	18.66
Eolica San Pedro II	Puerto Montt	39.20	2.41	21.01	21.40	21.89	42.21	0.00	0.16	29.41	33.70
Eolica Los Cururos	Pan de Azucar	93.98	0.08	8.89	36.18	41.48	40.45	2.01	1.78	47.62	16.82
Eolica Talinay Poniente	Pan de Azucar	51.71	0.04	4.89	19.91	22.82	22.26	1.10	0.98	26.20	9.26
Eolica Renaico	Temuco-Cautin	53.07	3.26	28.45	28.97	29.63	57.15	0.00	0.22	39.82	45.62
Eolica Monte Redondo	Las Palmas	30.60	4.22	19.48	20.24	14.43	22.64	1.16	2.53	23.18	3.42
Eolica Punta Palmeras	Las Palmas	28.80	3.97	18.33	19.05	13.58	21.30	1.10	2.38	21.82	3.22
Eolica Canela 1	Las Palmas	11.60	1.60	7.38	7.67	5.47	8.58	0.44	0.96	8.79	1.30
Eolica Canela 2	Las Palmas	38.27	5.28	24.36	25.31	18.04	28.31	1.46	3.17	28.99	4.28
Sierra Gorda	Crucero-Encuentro	85.12	107.52	1.12	0.00	54.88	6.72	57.12	8.96	69.44	7.84
Eolica Taltal	Etaltal	46.54	77.74	65.68	57.78	96.22	11.71	6.89	85.59	21.77	28.84
Valle de los vientos	Crucero-Encuentro	67.56	85.34	0.89	0.00	43.56	5.33	45.34	7.11	55.12	6.22
Eolica El Arrayan	Pan de Azucar	98.61	0.08	9.33	37.96	43.53	42.45	2.10	1.86	49.97	17.65
Eolica Totoral	Las Palmas	29.63	4.09	18.86	19.60	13.97	21.92	1.13	2.45	22.45	3.32
Eolica Talinay Oriente	Los Vilos	57.98	8.00	36.91	38.35	27.33	42.89	2.21	4.80	43.93	6.49
Eolica Punta Sierra	Las Palmas	52.82	7.29	33.63	34.94	24.90	39.08	2.01	4.37	40.02	5.91
Eolica Cabo Leones 1	Maitencillo 220	145.78	0.12	13.79	56.12	64.35	62.75	3.11	2.75	73.87	26.10
Aurora	Puerto Montt	38.08	1.83	24.63	6.05	30.55	53.56	79.94	24.22	35.92	3.57
Pililin	Valdivia-Ciruelos	30.90	49.87	4.83	2.14	14.96	2.81	51.00	0.00	2.05	16.18
Sarco	Maitencillo 220	157.23	35.54	16.80	64.80	54.83	3.68	13.15	2.03	155.26	0.00
Tolpan Sur	Temuco-Cautin	71.27	59.91	105.32	15.28	72.04	12.02	109.02	39.95	105.92	63.34
Eolica Negrete	Charrua	7.47	35.54	34.66	0.28	9.49	15.74	34.92	10.25	12.80	9.60
Eolica Santa Fe	Charrua	14.10	35.18	36.24	0.55	19.22	17.45	38.44	11.24	15.45	8.58
Eolica Malleco II	Temuco-Cautin	9.82	99.00	40.59	0.00	32.33	26.55	98.02	10.31	33.89	17.22
Camán	Valdivia-Ciruelos	138.16	4.97	46.50	1.29	6.76	0.00	149.65	0.00	111.26	88.56
Ckani	Crucero-Encuentro	27.55	31.27	51.17	0.02	108.00	57.39	22.26	7.15	32.94	31.85
Eolica Cabo Leones 2	Maitencillo 220	55.23	9.11	13.00	14.59	36.19	0.84	5.84	5.18	44.42	0.00
Coihue	Charrua	38.27	201.27	172.03	9.64	157.53	132.91	201.27	52.93	142.36	51.35
Los Guindos	Charrua	25.16	132.32	113.09	6.34	103.56	87.37	132.32	34.80	93.59	33.76
Esperanza	Puerto Montt	105.14	175.44	65.22	23.13	30.68	38.02	177.98	138.12	14.79	55.85
Pichilingue	Valdivia-Ciruelos	102.24	3.68	34.41	0.96	5.00	0.00	110.74	0.00	82.33	65.54
Puelche Sur	Puerto Montt	19.60	43.70	23.35	8.44	23.90	43.12	144.71	26.47	41.66	46.61
Eolica Malleco	Temuco-Cautin	26.78	270.00	110.70	0.00	88.18	72.40	267.32	28.12	92.42	46.98
Cerro Tigre	Laberinto-Domeyko	237.68	228.96	3.05	0.00	6.51	0.00	259.34	113.96	236.62	0.35
Eolica Cabo Leones 3	Maitencillo 220	119.67	19.73	28.17	31.61	78.41	1.83	12.65	11.23	96.25	0.00
Thomas de Duqueco	Charrua	19.09	54.67	34.55	0.38	11.69	13.13	58.42	5.85	17.62	11.94
Tchamma	Crucero-Encuentro	38.45	99.50	72.96	2.49	22.19	0.66	23.60	23.02	63.07	179.18
San Gabriel	Temuco-Cautin	38.85	170.52	160.60	10.70	83.52	63.35	161.66	62.64	56.90	87.93

Tabla 7.9: Generación eólica en cada estado de operación (2/3).

Central	Nodo	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Eolica La Esperanza	Charrua	3.00	0.65	6.28	0.50	1.11	9.64	1.33	0.81	0.00	0.00
Eolica Los Buenos Aires	Charrua	6.86	1.48	14.36	1.14	2.53	22.04	3.04	1.86	0.00	0.00
Eolica Cuel	Charrua	9.29	2.00	19.44	1.54	3.42	29.84	4.11	2.51	0.00	0.00
Eolica Huajache	Charrua	1.71	0.37	3.59	0.28	0.63	5.51	0.76	0.46	0.00	0.00
Eolica Las Penas	Charrua	2.31	0.29	7.73	6.77	3.07	0.56	0.00	6.19	0.22	0.00
Eolica Lebu III	Charrua	1.00	0.22	2.09	0.17	0.37	3.21	0.44	0.27	0.00	0.00
Eolica Raki	Charrua	2.57	0.55	5.38	0.43	0.95	8.26	1.14	0.70	0.00	0.00
Eolica Lebu	Charrua	1.51	0.33	3.17	0.25	0.56	4.87	0.67	0.41	0.00	0.00
Eolica Ucuquer 1	Rapel	4.19	3.86	0.03	1.06	2.82	0.87	4.84	5.07	0.26	1.52
Eolica Ucuquer 2	Rapel	6.19	5.71	0.05	1.56	4.17	1.28	7.15	7.50	0.38	2.24
Eolica Punta Colorada	Punta Colorada	11.80	10.88	0.09	2.98	7.94	2.44	13.62	14.29	0.72	4.27
Eolica San Juan	Punta Colorada	109.00	100.49	0.81	27.52	73.37	22.53	125.87	132.02	6.69	39.44
Eolica San Pedro	Puerto Montt	8.36	0.00	16.25	12.68	7.84	0.03	24.68	18.11	0.00	0.00
Eolica San Pedro II	Puerto Montt	15.10	0.00	29.35	22.89	14.15	0.05	44.56	32.70	0.00	0.00
Eolica Los Cururos	Pan de Azucar	64.64	59.60	0.48	16.32	43.51	13.36	74.65	78.30	3.97	23.39
Eolica Talinay Poniente	Pan de Azucar	35.56	32.79	0.27	8.98	23.94	7.35	41.07	43.08	2.18	12.87
Eolica Renaico	Temuco-Cautin	20.44	0.00	39.73	30.99	19.16	0.07	60.32	44.27	0.00	0.00
Eolica Monte Redondo	Las Palmas	18.48	11.86	2.15	3.86	8.63	3.90	36.44	26.26	0.73	3.67
Eolica Punta Palmeras	Las Palmas	17.39	11.16	2.02	3.63	8.12	3.67	34.29	24.71	0.68	3.46
Eolica Canela 1	Las Palmas	7.00	4.49	0.81	1.46	3.27	1.48	13.81	9.95	0.28	1.39
Eolica Canela 2	Las Palmas	23.11	14.83	2.68	4.83	10.79	4.88	45.57	32.84	0.91	4.59
Sierra Gorda	Crucero-Encuentro	0.00	0.00	99.68	0.00	30.24	10.08	0.00	34.72	90.72	31.36
Eolica Taltal	Etaltal	3.79	10.29	88.61	16.92	18.27	78.00	1.36	14.11	27.01	10.27
Valle de los vientos	Crucero-Encuentro	0.00	0.00	79.12	0.00	24.00	8.00	0.00	27.56	72.01	24.89
Eolica El Arrayan	Pan de Azucar	67.83	62.54	0.51	17.12	45.66	14.02	78.33	82.16	4.16	24.54
Eolica Totoral	Las Palmas	17.89	11.48	2.08	3.74	8.36	3.78	35.29	25.43	0.70	3.56
Eolica Talinay Oriente	Los Vilos	35.01	22.46	4.07	7.32	16.35	7.39	69.05	49.76	1.38	6.96
Eolica Punta Sierra	Las Palmas	31.90	20.47	3.71	6.67	14.90	6.73	62.91	45.34	1.25	6.34
Eolica Cabo Leones 1	Maitencillo 220	100.27	92.45	0.75	25.31	67.49	20.72	115.79	121.45	6.15	36.28
Aurora	Puerto Montt	17.57	29.45	6.81	7.21	3.87	4.38	2.10	11.33	9.64	25.57
Pililin	Valdivia-Ciruelos	14.73	0.74	3.04	14.77	15.41	5.07	2.60	1.24	37.08	0.16
Sarco	Maitencillo 220	13.59	9.11	33.04	2.52	64.29	0.00	121.97	142.61	42.45	97.35
Tolpan Sur	Temuco-Cautin	98.35	41.07	106.95	109.02	46.81	0.00	7.21	107.75	3.37	2.36
Eolica Negrete	Charrua	13.22	8.00	26.62	35.53	13.91	0.00	1.19	25.28	1.01	1.13
Eolica Santa Fe	Charrua	19.22	8.90	27.78	31.70	15.22	0.00	1.97	25.66	1.62	2.85
Eolica Malleco II	Temuco-Cautin	95.56	27.13	63.16	86.19	24.95	8.55	10.07	52.52	2.97	0.00
Caman	Valdivia-Ciruelos	128.80	2.95	15.71	30.91	102.29	13.03	0.00	14.09	121.40	4.03
Ckani	Crucero-Encuentro	0.00	0.00	64.96	0.00	16.20	56.62	0.00	1.33	33.52	27.16
Eolica Cabo Leones 2	Maitencillo 220	11.00	3.64	2.51	1.08	28.91	0.00	32.02	35.95	7.62	23.10
Coihue	Charrua	84.55	48.06	196.89	172.99	120.17	0.00	22.40	174.23	2.72	16.80
Los Guindos	Charrua	55.59	31.60	129.44	113.72	79.00	0.00	14.72	114.54	1.79	11.04
Esperanza	Puerto Montt	57.81	12.44	121.01	9.60	21.31	185.74	25.59	15.65	0.00	0.00
Pichilingue	Valdivia-Ciruelos	95.31	2.18	11.63	22.87	75.69	9.64	0.00	10.43	89.83	2.98
Puelche Sur	Puerto Montt	36.08	30.80	15.23	13.88	32.63	1.80	5.28	29.19	52.81	35.90
Eolica Malleco	Temuco-Cautin	260.61	73.98	172.26	235.06	68.05	23.31	27.46	143.25	8.10	0.00
Cerro Tigre	Laberinto-Domeyko	0.00	0.75	105.94	0.00	190.61	8.75	0.00	148.77	258.42	248.73
Eolica Cabo Leones 3	Maitencillo 220	23.84	7.90	5.44	2.34	62.65	0.00	69.37	77.89	16.51	50.04
Tomás de Duqueco	Charrua	8.07	1.81	28.25	34.31	8.66	0.00	4.36	14.91	0.00	2.33
Tchamma	Crucero-Encuentro	36.83	4.43	116.35	0.64	9.82	105.89	17.81	94.95	54.37	83.70
San Gabriel	Temuco-Cautin	35.06	23.16	125.00	168.12	77.00	0.00	8.26	124.07	0.00	7.94

Tabla 7.10: Generación eólica en cada estado de operación (3/3).

Central	Nodo	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Eolica La Esperanza	Charrua	0.00	2.16	0.00	2.85	0.00	1.48	3.00	9.49	3.28	9.78
Eolica Los Buenos Aires	Charrua	0.00	4.94	0.00	6.52	0.00	3.38	6.87	21.70	7.50	22.36
Eolica Cuel	Charrua	0.00	6.69	0.00	8.83	0.00	4.57	9.30	29.39	10.16	30.28
Eolica Huajache	Charrua	0.00	1.24	0.00	1.63	0.00	0.84	1.72	5.43	1.88	5.59
Eolica Las Penas	Charrua	7.09	6.93	1.34	8.39	0.43	2.54	6.31	0.74	1.70	6.31
Eolica Lebu III	Charrua	0.00	0.72	0.00	0.95	0.00	0.49	1.00	3.16	1.09	3.26
Eolica Raki	Charrua	0.00	1.85	0.00	2.45	0.00	1.27	2.57	8.14	2.81	8.39
Eolica Lebu	Charrua	0.00	1.09	0.00	1.44	0.00	0.75	1.52	4.79	1.66	4.94
Eolica Ucuquer 1	Rapel	2.09	6.30	0.02	5.93	0.00	0.07	0.19	3.13	1.37	1.57
Eolica Ucuquer 2	Rapel	3.10	9.32	0.03	8.77	0.00	0.11	0.28	4.62	2.03	2.33
Eolica Punta Colorada	Punta Colorada	5.90	17.75	0.05	16.71	0.01	0.20	0.53	8.81	3.86	4.43
Eolica San Juan	Punta Colorada	54.52	163.97	0.46	154.36	0.06	1.85	4.92	81.37	35.70	40.93
Eolica San Pedro	Puerto Montt	13.18	24.60	0.00	0.71	0.01	7.08	0.00	0.64	33.52	0.32
Eolica San Pedro II	Puerto Montt	23.79	44.41	0.00	1.28	0.02	12.78	0.00	1.16	60.52	0.59
Eolica Los Cururos	Pan de Azucar	32.33	97.25	0.27	91.55	0.03	1.10	2.92	48.26	21.17	24.28
Eolica Talinay Poniente	Pan de Azucar	17.79	53.50	0.15	50.37	0.02	0.60	1.60	26.55	11.65	13.36
Eolica Renaico	Temuco-Cautin	32.21	60.13	0.00	1.73	0.03	17.30	0.00	1.57	81.94	0.79
Eolica Monte Redondo	Las Palmas	11.06	27.98	0.12	19.15	0.12	1.45	0.23	5.04	12.90	4.88
Eolica Punta Palmeras	Las Palmas	10.41	26.33	0.11	18.02	0.11	1.37	0.22	4.74	12.14	4.60
Eolica Canela 1	Las Palmas	4.19	10.60	0.05	7.26	0.05	0.55	0.09	1.91	4.89	1.85
Eolica Canela 2	Las Palmas	13.83	34.99	0.15	23.95	0.15	1.82	0.29	6.30	16.13	6.11
Sierra Gorda	Crucero-Encuentro	0.00	0.00	1.12	14.56	5.60	61.60	47.04	29.12	10.08	3.36
Eolica Taltal	Etaltal	76.04	3.13	3.63	31.52	1.46	3.17	87.23	60.85	28.37	14.09
Valle de los vientos	Crucero-Encuentro	0.00	0.00	0.89	11.56	4.45	48.90	37.34	23.11	8.00	2.67
Eolica El Arrayan	Pan de Azucar	33.93	102.04	0.29	96.06	0.03	1.15	3.06	50.63	22.22	25.47
Eolica Totoral	Las Palmas	10.71	27.09	0.12	18.55	0.12	1.41	0.23	4.88	12.49	4.73
Eolica Talinay Oriente	Los Vilos	20.95	53.01	0.23	36.29	0.23	2.75	0.44	9.55	24.44	9.25
Eolica Punta Sierra	Las Palmas	19.09	48.30	0.21	33.06	0.21	2.51	0.40	8.70	22.26	8.43
Eolica Cabo Leones 1	Maitencillo 220	50.15	150.84	0.43	142.00	0.05	1.70	4.52	74.85	32.84	37.66
Aurora	Puerto Montt	15.30	40.45	14.09	45.80	5.73	0.00	8.18	36.12	12.60	78.20
Pililin	Valdivia-Ciruelos	33.04	40.03	20.09	42.03	3.01	1.68	6.62	49.41	6.67	50.96
Sarco	Maitencillo 220	3.58	21.38	0.00	93.93	11.99	4.21	6.74	34.21	0.97	11.70
Tolpan Sur	Temuco-Cautin	109.02	106.96	69.62	83.35	109.02	33.75	105.83	14.86	38.22	59.51
Eolica Negrete	Charrua	35.85	29.92	23.25	15.23	14.90	1.97	17.85	0.28	4.66	9.21
Eolica Santa Fe	Charrua	38.08	33.48	24.98	20.69	15.30	0.80	22.96	4.32	6.32	11.86
Eolica Malleco II	Temuco-Cautin	85.44	41.36	44.14	74.05	14.75	29.03	33.79	7.30	2.90	86.42
Camán	Valdivia-Ciruelos	48.48	59.04	56.66	150.00	12.70	0.00	13.05	122.64	19.36	150.00
Ckani	Crucero-Encuentro	5.20	1.33	5.00	70.21	0.00	42.72	34.64	39.58	11.29	7.92
Eolica Cabo Leones 2	Maitencillo 220	3.80	21.45	0.00	26.90	12.83	0.84	0.59	7.53	1.77	0.00
Coihue	Charrua	201.27	198.67	159.36	153.97	114.77	16.27	186.28	95.65	31.83	143.32
Los Guindos	Charrua	132.32	130.61	104.77	101.22	75.45	10.70	122.46	62.88	20.92	94.22
Esperanza	Puerto Montt	0.00	41.67	0.00	54.96	0.00	28.46	57.87	182.92	63.23	188.51
Pichilingue	Valdivia-Ciruelos	35.88	43.69	41.93	111.00	9.40	0.00	9.66	90.75	14.32	111.00
Puelche Sur	Puerto Montt	19.64	80.42	34.03	86.61	2.16	0.00	4.37	24.63	12.01	141.58
Eolica Malleco	Temuco-Cautin	233.01	112.80	120.39	201.96	40.22	79.18	92.16	19.91	7.92	235.70
Cerro Tigre	Laberinto-Domeyko	0.00	0.00	4.82	0.00	0.00	263.62	229.71	0.00	32.54	0.00
Eolica Cabo Leones 3	Maitencillo 220	8.23	46.47	0.00	58.28	27.79	1.83	1.28	16.32	3.84	0.00
Lomas de Duqueco	Charrua	36.06	39.01	20.98	44.99	19.83	8.96	39.23	13.22	4.76	20.34
Tchamma	Crucero-Encuentro	22.82	48.01	8.17	158.47	34.19	25.14	10.67	129.16	32.06	58.49
San Gabriel	Temuco-Cautin	169.48	158.41	107.58	84.99	103.48	21.38	117.91	42.00	13.78	42.12

Tabla 7.11: Generación solar en cada estado de operación (1/3).

Tipo	Nodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PV	Lagunas	0.00	19.11	0.00	21.81	0.00	0.00	22.32	21.04	9.39	17.88
PV	Los Vilos	0.00	4.60	0.00	2.09	0.00	0.00	6.17	5.14	3.57	0.24
PV	Maitencillo	0.00	1.44	0.00	1.08	0.00	0.00	1.90	1.58	1.05	0.12
PV	Pan de Azucar	0.00	9.15	0.00	4.15	0.00	0.00	12.29	10.24	7.10	0.48
PV	Polpaico	0.00	2.13	0.00	2.35	0.00	0.00	2.87	2.28	1.79	2.28
PV	Atacama-Mejillones	0.00	80.28	0.00	89.34	0.00	0.00	94.04	87.34	44.54	79.69
PV	Cardones 220	0.00	445.99	0.00	335.69	0.00	0.00	587.55	488.81	326.77	36.23
PV	Cerro Navia-Lo Aguirre	0.68	4.02	0.00	5.23	0.00	0.00	3.18	5.43	3.56	0.44
PV	Crucero-Encuentro	0.00	268.30	0.00	298.59	0.00	0.00	314.26	291.90	148.85	266.31
PV	Diego de Almagro	0.00	267.75	0.00	297.11	0.00	0.00	340.47	292.47	182.05	264.77
PV	Etaltal	0.00	34.89	0.00	40.68	0.00	0.00	43.06	39.39	1.67	2.26
PV	Itahue	0.11	0.66	0.00	0.86	0.00	0.00	0.52	0.90	0.59	0.07
PV	Laberinto-Domeyko	0.00	93.98	0.00	101.89	0.00	0.00	22.77	101.72	57.20	92.99
PV	Lagunas	0.00	180.36	0.00	205.85	0.00	0.00	210.64	198.55	88.59	168.74
PV	Lalackama	0.00	91.07	0.00	101.06	0.00	0.00	115.81	99.48	61.92	90.06
PV	Los Vilos	0.00	7.31	0.00	3.32	0.00	0.00	9.82	8.18	5.68	0.38
PV	Maitencillo 220	0.00	215.95	0.00	162.54	0.00	0.00	284.49	236.68	158.22	17.54
PV	Melipilla	0.65	3.84	0.00	4.98	0.00	0.00	3.03	5.18	3.39	0.42
PV	Nogales	0.00	20.39	0.00	22.69	0.00	0.00	27.31	21.79	16.88	21.30
PV	Pan de Azucar	0.00	28.52	0.00	12.94	0.00	0.00	38.28	31.89	22.13	1.48
PV	Polpaico	0.00	106.96	0.00	117.98	0.00	0.00	143.82	114.59	89.93	114.32
PV	Punta Colorada	0.00	28.29	0.00	12.83	0.00	0.00	37.98	31.63	21.95	1.47
PV	Quillota	0.00	4.22	0.00	4.74	0.00	0.00	5.72	4.54	3.53	4.44
PV	Rapel	4.00	23.68	0.00	30.76	0.00	0.00	18.73	31.97	20.94	2.61
PV	Tarapaca	0.00	25.48	0.00	29.08	0.00	0.00	29.76	28.05	12.52	23.84
PV	Tinguiririca	0.72	4.26	0.00	5.54	0.00	0.00	3.37	5.75	3.77	0.47
CSP	Crucero-Encuentro	94.77	95.66	58.30	95.42	89.14	72.30	99.47	89.57	91.46	58.30

Tabla 7.12: Generación solar en cada estado de operación (2/3).

Tipo	Nodo	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
PV	Lagunas	0.00	0.00	17.61	26.64	0.00	0.00	25.46	0.00	17.58	0.00
PV	Los Vilos	0.00	0.00	4.69	0.56	0.00	0.00	3.05	0.00	4.70	0.00
PV	Maitencillo	0.00	0.00	1.42	2.16	0.00	0.00	2.04	0.00	1.43	0.00
PV	Pan de Azucar	0.00	0.00	9.34	1.12	0.00	0.00	6.07	0.00	9.35	0.00
PV	Polpaico	0.00	0.00	2.25	3.27	0.00	0.00	2.99	0.00	0.32	0.00
PV	Atacama-Mejillones	0.00	0.00	74.45	115.39	0.00	0.00	107.72	0.00	74.15	0.00
PV	Cardones 220	0.00	0.00	438.54	670.40	0.00	0.00	630.98	0.00	441.90	0.00
PV	Cerro Navia-Lo Aguirre	0.00	0.00	4.57	4.66	0.14	0.00	6.15	0.00	4.61	0.22
PV	Crucero-Encuentro	0.00	0.00	248.83	385.64	0.00	0.00	359.99	0.00	247.81	0.00
PV	Diego de Almagro	0.00	0.00	252.54	388.80	0.00	0.00	368.20	0.00	256.36	0.00
PV	Etaltal	0.00	0.00	32.27	51.82	0.00	0.00	11.20	0.00	32.89	0.00
PV	Itahue	0.00	0.00	0.75	0.77	0.02	0.00	1.01	0.00	0.76	0.04
PV	Laberinto-Domeyko	0.00	0.00	88.86	130.79	0.00	0.00	123.39	0.00	88.61	0.00
PV	Lagunas	0.00	0.00	166.21	251.40	0.00	0.00	240.29	0.00	165.95	0.00
PV	Lalackama	0.00	0.00	85.90	132.25	0.00	0.00	125.24	0.00	87.20	0.00
PV	Los Vilos	0.00	0.00	7.46	0.90	0.00	0.00	4.85	0.00	7.47	0.00
PV	Maitencillo 220	0.00	0.00	212.34	324.61	0.00	0.00	305.52	0.00	213.96	0.00
PV	Melipilla	0.00	0.00	4.36	4.44	0.13	0.00	5.86	0.00	4.40	0.21
PV	Nogales	0.00	0.00	21.38	31.37	0.00	0.00	28.55	0.00	2.89	0.00
PV	Pan de Azucar	0.00	0.00	29.09	3.50	0.00	0.00	18.90	0.00	29.12	0.00
PV	Polpaico	0.00	0.00	112.85	164.07	0.00	0.00	149.88	0.00	16.26	0.00
PV	Punta Colorada	0.00	0.00	28.86	3.47	0.00	0.00	18.75	0.00	28.89	0.00
PV	Quillota	0.00	0.00	4.44	6.61	0.00	0.00	6.01	0.00	0.73	0.00
PV	Rapel	0.00	0.00	26.89	27.43	0.81	0.00	36.20	0.00	27.14	1.31
PV	Tarapaca	0.00	0.00	23.48	35.52	0.00	0.00	33.95	0.00	23.45	0.00
PV	Tinguiririca	0.00	0.00	4.84	4.94	0.14	0.00	6.52	0.00	4.88	0.24
CSP	Crucero-Encuentro	87.99	91.88	100.07	90.48	93.83	93.73	92.28	94.27	100.07	95.01

Tabla 7.13: Generación solar en cada estado de operación (3/3).

Tipo	Nodo	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
PV	Lagunas	26.96	0.00	0.00	0.00	26.13	23.82	11.82	24.08	27.48	0.00
PV	Los Vilos	2.30	0.00	0.00	0.00	6.80	1.53	2.62	5.98	7.55	0.00
PV	Maitencillo	2.22	0.00	0.00	0.00	2.08	2.02	0.82	1.81	2.28	0.00
PV	Pan de Azucar	4.58	0.00	0.00	0.00	13.53	3.04	5.21	11.90	15.02	0.00
PV	Polpaico	3.35	0.00	0.00	0.00	3.10	2.90	0.07	2.68	3.42	0.00
PV	Atacama-Mejillones	116.06	0.00	0.00	0.00	112.00	97.59	48.07	40.81	115.54	0.00
PV	Cardones 220	687.70	0.00	0.00	0.00	643.13	626.56	253.68	561.74	706.16	0.00
PV	Cerro Navia-Lo Aguirre	6.84	0.00	0.00	0.00	5.30	5.56	2.51	2.54	7.35	0.00
PV	Crucero-Encuentro	387.89	0.00	0.00	0.00	374.30	326.14	160.66	136.37	386.14	0.00
PV	Diego de Almagro	402.42	0.00	0.00	0.00	376.44	366.75	153.96	146.44	409.09	0.00
PV	Etaltal	54.00	0.00	0.00	0.00	49.45	46.71	20.10	43.96	29.58	0.00
PV	Itahue	1.13	0.00	0.00	0.00	0.87	0.92	0.41	0.42	1.21	0.00
PV	Laberinto-Domeyko	134.80	0.00	0.00	0.00	127.46	118.00	56.58	115.55	136.38	0.00
PV	Lagunas	254.46	0.00	0.00	0.00	246.64	224.80	111.57	227.21	259.38	0.00
PV	Lalackama	136.88	0.00	0.00	0.00	128.04	124.75	52.37	49.81	139.15	0.00
PV	Los Vilos	3.66	0.00	0.00	0.00	10.81	2.43	4.16	9.51	12.00	0.00
PV	Maitencillo 220	332.98	0.00	0.00	0.00	311.40	303.38	122.83	271.99	341.92	0.00
PV	Melipilla	6.52	0.00	0.00	0.00	5.05	5.30	2.39	2.42	7.01	0.00
PV	Nogales	32.01	0.00	0.00	0.00	29.52	5.96	10.95	25.85	32.29	0.00
PV	Pan de Azucar	14.28	0.00	0.00	0.00	42.14	9.49	16.22	37.07	46.79	0.00
PV	Polpaico	167.84	0.00	0.00	0.00	155.72	145.68	3.69	134.46	171.33	0.00
PV	Punta Colorada	14.16	0.00	0.00	0.00	41.80	9.41	16.09	36.77	46.42	0.00
PV	Quillota	4.76	0.00	0.00	0.00	6.18	1.00	2.25	5.36	6.81	0.00
PV	Rapel	40.24	0.00	0.00	0.00	31.17	32.70	14.78	14.94	43.26	0.00
PV	Tarapaca	35.95	0.00	0.00	0.00	34.85	31.76	15.76	32.10	36.65	0.00
PV	Tinguiririca	7.24	0.00	0.00	0.00	5.61	5.89	2.66	2.69	7.79	0.00
CSP	Crucero-Encuentro	92.27	96.76	74.96	96.76	91.59	98.62	96.60	88.02	91.65	88.81

Tabla 7.14: Generación hidroeléctrica en cada estado de operación (1/3).

Central	Nodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Abanico	Charrua	29.00	25.00	29.00	18.00	26.00	33.00	32.00	26.00	29.00	34.00
Alfalfal 2	Alto Jahuel	119.60	47.00	86.20	47.90	51.30	173.90	148.10	71.60	114.30	147.50
Angostura	Charrua	43.00	260.00	40.00	121.00	102.00	50.00	42.00	34.00	71.00	42.00
Antuco	Charrua	103.00	128.00	81.00	86.00	80.00	147.00	149.00	86.00	131.00	158.00
Blanco	Polpaico	32.60	0.00	34.70	0.00	0.00	55.40	55.10	17.80	59.90	54.50
Canutillar	Puerto Montt	121.00	0.00	0.00	0.00	0.00	41.00	153.00	51.00	154.00	153.00
Chacabuquito	Polpaico	0.00	11.90	22.00	10.80	11.80	0.00	0.00	13.80	23.40	0.00
Chacayes	Alto Jahuel	0.00	39.40	49.30	37.00	29.70	111.50	112.30	0.00	56.30	106.00
Chiburgo	Colbun	3.00	0.00	8.00	0.00	0.00	20.00	20.00	0.00	2.00	20.00
Cipreses	Itahue	92.00	30.00	14.00	0.00	62.00	0.00	97.00	84.00	30.00	55.00
Colbun	Colbun	167.00	299.00	0.00	0.00	371.00	0.00	22.00	418.00	0.00	0.00
Confluencia	Tinguiririca	58.40	0.00	52.68	0.00	60.66	81.80	81.90	60.53	112.00	81.80
Curillinque	Itahue	58.00	34.00	53.00	20.00	76.00	31.00	71.00	64.00	64.00	58.00
El Diuto	Charrua	2.70	3.00	2.90	3.00	3.10	2.80	2.90	3.00	3.00	2.90
El Toro	Charrua	137.00	0.00	49.00	4.00	4.00	236.00	232.00	184.00	171.00	264.00
Hornitos	Polpaico	33.20	8.70	32.70	11.10	18.70	52.60	53.80	0.00	47.70	49.30
Isla	Itahue	48.00	32.00	43.00	21.00	62.00	26.00	56.00	54.00	54.00	45.00
Juncal	Polpaico	20.30	0.00	0.00	0.00	0.00	27.70	27.40	8.00	25.80	23.90
La Higuera	Tinguiririca	77.40	0.00	67.26	51.52	60.62	137.30	118.90	85.93	146.38	111.10
Laja I	Charrua	0.00	14.20	1.10	12.10	13.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Las Lajas	Alto Jahuel	5.00	1.00	2.00	1.00	1.00	1.00	6.00	2.00	5.00	1.00
Loma Alta	Ancoa	24.00	13.00	22.00	7.00	33.00	14.00	32.00	27.00	26.00	23.00
Los Hierros 1	Ancoa	5.77	23.21	15.34	22.94	22.96	4.50	0.00	23.36	3.98	3.01
Los Hierros 2	Ancoa	1.00	4.52	3.09	4.47	4.45	0.70	0.00	4.33	0.75	0.00
Los Quilos	Polpaico	30.30	19.40	35.30	15.80	14.20	36.80	36.80	22.10	37.50	36.50
Machicura	Colbun	17.00	65.00	12.00	12.00	25.00	23.00	24.00	88.00	23.00	27.00
Ojos De Agua	Itahue	6.25	4.29	4.26	4.24	4.20	7.82	8.07	4.97	4.75	0.00
Palmucho	Charrua	24.00	25.00	28.00	25.00	25.00	26.00	27.00	24.00	30.00	27.00
Pangué	Charrua	50.00	201.00	35.00	103.00	152.00	109.00	108.00	35.00	151.00	76.00
Pasada Maitencillo	Maitencillo 220	1.70	1.78	3.96	1.44	1.21	1.40	1.50	1.50	5.37	1.40
Pasada Melipilla	Melipilla	2.57	0.00	3.30	3.00	3.40	2.80	2.80	3.40	3.00	2.80
Pasada Pan de Azucar	Pan de Azucar	1.20	0.61	2.39	2.01	1.67	1.30	1.10	1.10	0.00	1.40
Pehuenche	Ancoa	142.00	181.00	69.00	183.00	190.00	0.00	0.00	212.00	127.00	0.00
Pilmaiquen	Rahue	15.50	19.42	28.31	15.14	16.75	12.40	20.40	15.40	28.24	20.60
Quilleco	Charrua	15.00	33.00	23.00	27.00	26.00	23.00	25.00	20.00	22.00	25.00
Ralco	Charrua	11.00	117.00	0.00	320.00	226.00	189.00	190.00	104.00	298.00	161.00
Rapel	Rapel	0.00	350.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	231.00	0.00	0.00
Robleria	Itahue	2.20	0.00	0.00	0.00	0.00	2.50	2.40	0.00	2.24	2.50
Rucatayo	Rahue	15.49	22.10	21.11	15.14	15.11	0.00	20.21	20.11	30.09	20.19
Rucue	Charrua	34.00	82.00	54.00	59.00	59.00	55.00	59.00	55.00	51.00	60.00
San Clemente	Colbun	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.00	4.10	0.00	4.40	4.50
San Ignacio	Itahue	0.00	36.00	0.00	6.00	13.00	0.00	0.00	36.00	0.00	0.00

Tabla 7.15: Generación hidroeléctrica en cada estado de operación (2/3).

Central	Nodo	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Abanico	Charrua	30.00	32.00	28.00	35.00	35.00	30.00	28.00	31.00	28.00	32.00
Alfalfal 2	Alto Jahuel	91.80	164.80	73.40	177.20	168.00	84.20	110.80	164.20	77.30	172.00
Angostura	Charrua	42.00	43.00	57.00	102.00	119.00	41.00	42.00	103.00	100.00	42.00
Antuco	Charrua	95.00	136.00	130.00	158.00	163.00	114.00	108.00	90.00	84.00	136.00
Blanco	Polpaico	15.70	30.60	29.10	54.60	51.00	27.80	24.50	59.90	36.60	33.80
Canutillar	Puerto Montt	50.00	85.00	0.00	155.00	154.00	43.00	100.00	107.00	100.00	150.00
Chacabuquito	Polpaico	0.00	0.00	21.20	0.00	0.00	21.00	0.00	22.00	21.50	0.00
Chacayes	Alto Jahuel	0.00	0.00	53.00	110.70	111.40	55.30	0.00	49.20	55.30	0.00
Chiburgo	Colbun	3.00	19.00	13.00	20.00	3.00	6.00	7.00	0.00	9.00	4.00
Cipreses	Itahue	1.00	68.00	0.00	99.00	99.00	0.00	92.00	63.00	0.00	84.00
Colbun	Colbun	442.00	139.00	0.00	100.00	180.00	0.00	163.00	155.00	121.00	146.00
Confluencia	Tinguiririca	37.50	81.80	40.70	81.70	81.10	5.92	46.40	140.97	49.37	81.80
Curillinque	Itahue	36.00	59.00	39.00	76.00	72.00	52.00	59.00	73.00	40.00	52.00
El Diuto	Charrua	2.70	2.80	2.80	2.90	2.90	3.00	2.70	2.70	2.70	2.80
El Toro	Charrua	46.00	223.00	4.00	240.00	258.00	12.00	140.00	2.00	0.00	220.00
Hornitos	Polpaico	24.80	49.40	24.50	55.30	57.90	36.00	32.90	56.30	35.20	54.10
Isla	Itahue	19.00	45.00	34.00	60.00	62.00	43.00	48.00	60.00	34.00	46.00
Juncal	Polpaico	18.30	25.60	0.00	26.20	28.40	0.00	20.20	27.10	0.00	26.60
La Higuera	Tinguiririca	52.90	123.30	70.66	156.90	157.50	64.99	63.30	158.52	71.71	101.30
Laja I	Charrua	0.00	0.00	6.80	0.00	0.00	7.10	0.00	0.00	7.00	0.00
Las Lajas	Alto Jahuel	5.00	6.00	1.00	3.00	1.00	1.00	5.00	6.00	1.00	6.00
Loma Alta	Ancoa	21.00	25.00	15.00	31.00	28.00	22.00	25.00	30.00	18.00	22.00
Los Hierros 1	Ancoa	10.43	2.01	9.96	4.00	3.97	15.96	5.48	6.82	9.71	2.01
Los Hierros 2	Ancoa	2.46	0.00	1.93	0.00	0.63	3.22	1.01	1.34	1.82	0.00
Los Quilos	Polpaico	25.60	32.90	35.70	36.60	34.10	35.50	29.90	36.80	36.00	34.30
Machicura	Colbun	73.00	22.00	17.00	28.00	27.00	17.00	17.00	19.00	17.00	22.00
Ojos De Agua	Itahue	5.76	7.15	4.23	8.25	8.32	4.24	6.24	4.53	4.23	7.13
Palmucho	Charrua	23.00	25.00	28.00	27.00	27.00	28.00	24.00	31.00	29.00	25.00
Pangue	Charrua	50.00	59.00	37.00	119.00	78.00	39.00	50.00	212.00	211.00	50.00
Pasada Maitencillo	Maitencillo 220	1.60	1.50	4.66	1.40	1.40	2.81	1.60	5.37	3.26	1.50
Pasada Melipilla	Melipilla	2.75	2.80	3.30	2.80	2.80	3.40	0.00	3.10	3.30	2.80
Pasada Pan de Azucar	Pan de Azucar	0.00	1.40	2.49	1.16	1.31	2.32	1.20	5.88	2.64	1.40
Pehuenche	Ancoa	0.00	0.00	226.00	223.00	89.00	225.00	0.00	424.00	404.00	0.00
Pilmaiquen	Rahue	10.20	10.10	35.11	20.82	19.90	30.14	15.60	28.01	33.78	10.10
Quilleco	Charrua	12.00	22.00	26.00	28.00	26.00	31.00	14.00	17.00	25.00	21.00
Ralco	Charrua	0.00	0.00	0.00	229.00	147.00	0.00	197.00	314.00	164.00	12.00
Rapel	Rapel	0.00	0.00	0.00	71.00	0.00	0.00	103.00	78.00	31.00	0.00
Robleria	Itahue	1.60	2.40	0.00	2.50	2.40	0.00	2.10	2.36	1.59	2.20
Rucatayo	Rahue	13.31	0.00	40.69	20.96	20.87	33.21	15.11	31.59	36.92	0.00
Rucue	Charrua	30.00	50.00	60.00	67.00	66.00	76.00	34.00	39.00	58.00	51.00
San Clemente	Colbun	2.10	3.70	0.00	4.50	4.50	0.00	3.00	4.30	3.00	3.70
San Ignacio	Itahue	36.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 7.16: Generación hidroeléctrica en cada estado de operación (3/3).

Central	Nodo	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Abanico	Charrua	34.00	29.00	27.00	30.00	30.00	30.00	28.00	28.00	33.00	33.00
Alfalfal 2	Alto Jahuel	169.80	129.90	69.70	92.60	136.20	110.60	68.80	88.80	132.00	173.40
Angostura	Charrua	101.00	102.00	34.00	71.00	42.00	43.00	78.00	43.00	42.00	43.00
Antuco	Charrua	161.00	131.00	80.00	90.00	111.00	116.00	117.00	91.00	159.00	135.00
Blanco	Polpaico	29.90	59.90	19.60	42.10	33.10	36.20	22.30	0.00	44.30	55.50
Canutillar	Puerto Montt	154.00	102.00	49.00	0.00	132.00	120.00	101.00	41.00	154.00	63.00
Chacabuquito	Polpaico	0.00	22.30	13.80	23.10	0.00	0.00	7.00	0.00	0.00	0.00
Chacayes	Alto Jahuel	112.30	56.10	0.00	55.90	0.00	0.00	0.00	0.00	103.10	110.90
Chiburgo	Colbun	20.00	18.00	0.00	17.00	12.00	12.00	0.00	0.00	20.00	20.00
Cipreses	Itahue	99.00	78.00	83.00	18.00	90.00	90.00	72.00	25.00	96.00	0.00
Colbun	Colbun	350.00	1.00	421.00	0.00	175.00	179.00	193.00	257.00	331.00	0.00
Confluencia	Tinguiririca	81.70	109.63	55.43	0.00	47.60	64.70	0.00	0.00	81.90	81.80
Curillinque	Itahue	78.00	84.00	67.00	57.00	59.00	58.00	61.00	59.00	75.00	31.00
El Diuto	Charrua	2.90	3.10	3.00	2.90	2.50	2.50	3.00	2.90	2.90	2.90
El Toro	Charrua	250.00	135.00	176.00	3.00	145.00	161.00	187.00	190.00	253.00	218.00
Hornitos	Polpaico	56.00	40.90	0.00	39.40	43.50	40.80	18.30	27.90	44.50	54.80
Isla	Itahue	61.00	67.00	54.00	47.00	48.00	47.00	50.00	57.00	57.00	25.00
Juncal	Polpaico	27.40	24.90	16.40	27.20	22.80	26.80	12.50	14.10	26.50	27.80
La Higuera	Tinguiririca	157.00	132.00	84.62	80.98	65.10	84.20	82.70	0.00	110.30	123.70
Laja I	Charrua	0.00	0.00	6.60	0.00	0.00	0.00	9.30	0.00	0.00	0.00
Las Lajas	Alto Jahuel	6.00	6.00	1.00	1.00	6.00	5.00	1.00	2.00	6.00	1.00
Loma Alta	Ancoa	34.00	38.00	28.00	24.00	25.00	24.00	25.00	24.00	32.00	18.00
Los Hierros 1	Ancoa	2.92	4.59	23.30	13.13	6.64	6.22	23.36	19.36	2.95	3.68
Los Hierros 2	Ancoa	0.00	0.80	4.35	2.72	1.19	1.16	4.50	2.40	0.00	0.49
Los Quilos	Polpaico	35.20	35.80	26.40	37.40	32.50	34.40	26.30	28.10	37.50	37.40
Machicura	Colbun	29.00	23.00	88.00	16.00	26.00	26.00	88.00	49.00	27.00	22.00
Ojos De Agua	Itahue	8.17	4.74	5.00	4.29	6.52	6.43	5.31	6.00	0.00	7.54
Palmucho	Charrua	27.00	31.00	24.00	30.00	24.00	24.00	23.00	23.00	27.00	26.00
Pangue	Charrua	177.00	172.00	35.00	70.00	51.00	50.00	35.00	35.00	90.00	50.00
Pasada Maitencillo	Maitencillo 220	1.50	5.36	1.50	5.36	1.50	1.50	1.50	1.50	1.40	1.50
Pasada Melipilla	Melipilla	2.80	2.90	3.46	3.10	2.70	2.80	3.40	0.00	2.80	2.80
Pasada Pan de Azucar	Pan de Azucar	1.14	0.00	1.10	5.88	1.20	1.00	1.60	0.80	1.20	1.20
Pehuenche	Ancoa	0.00	217.00	385.00	0.00	121.00	129.00	110.00	283.00	257.00	0.00
Pilmaiquen	Rahue	20.61	26.27	10.79	24.04	17.10	15.30	17.50	10.40	20.40	10.20
Quilleco	Charrua	27.00	21.00	19.00	15.00	17.00	17.00	32.00	21.00	26.00	20.00
Ralco	Charrua	227.00	251.00	0.00	200.00	146.00	138.00	0.00	0.00	119.00	191.00
Rapel	Rapel	123.00	0.00	246.00	0.00	106.00	165.00	37.00	371.00	132.00	0.00
Robleria	Itahue	2.40	2.18	0.00	3.04	2.10	2.10	0.00	0.00	2.40	2.60
Rucatayo	Rahue	22.34	28.40	15.07	28.75	20.09	22.03	18.08	0.00	22.19	0.00
Rucue	Charrua	65.00	50.00	44.00	37.00	40.00	38.00	83.00	56.00	59.00	50.00
San Clemente	Colbun	4.50	4.40	0.00	3.70	3.00	3.00	0.00	0.00	4.40	3.80
San Ignacio	Itahue	0.00	0.00	36.00	0.00	0.00	5.00	36.00	27.00	0.00	0.00

Tabla 7.17: Parámetros generadores térmicos del Sistema Eléctrico Chileno.

Central	Nodo	VC	Pmax	Pmin	Rmax	ρ_g	C^{gc}
ANG I	Kapatur	40.93	239.68	121.68	7.00	0.05	41.93
ANG II	Kapatur	39.26	243.68	121.68	7.00	0.05	40.26
Bocamina 01	Charrua	43.10	122.20	65.80	0.00	0.16	44.10
Bocamina 02	Charrua	39.87	322.35	221.80	0.00	0.16	40.87
Campiche	Nogales	41.30	243.98	98.67	0.00	0.03	42.30
CTA	Atacama-Mejillones	41.04	148.80	83.80	5.00	0.05	42.04
CTH	Atacama-Mejillones	41.76	141.80	83.80	5.00	0.05	42.76
CTM1	Atacama-Mejillones	43.43	138.00	79.00	5.00	0.05	44.43
CTM2	Atacama-Mejillones	39.91	143.00	79.00	12.00	0.05	40.91
Guacolda 01	Maitencillo 220	38.26	141.00	55.00	0.00	0.04	39.26
Guacolda 02	Maitencillo 221	38.35	141.00	55.00	0.00	0.04	39.35
Guacolda 03	Maitencillo 222	38.03	137.10	53.75	43.00	0.04	39.03
Guacolda 04	Maitencillo 223	38.10	139.08	53.72	43.00	0.04	39.10
Guacolda 05	Maitencillo 224	38.10	133.21	54.00	0.00	0.04	39.10
NTO1	Crucero-Encuentro	39.10	126.14	56.14	5.00	0.05	40.10
NTO2	Crucero-Encuentro	38.03	125.83	55.83	5.00	0.05	39.03
Nueva Ventanas	Nogales	41.30	241.81	97.79	0.00	0.03	42.30
Santa Maria	Charrua	36.17	320.91	221.76	0.00	0.10	37.17
U14	Crucero-Encuentro	41.22	113.27	66.27	10.00	0.06	42.22
U15	Crucero-Encuentro	38.73	107.66	66.66	10.00	0.06	39.73
Ventanas 01	Quillota	41.22	112.44	56.22	0.00	0.14	42.22
Ventanas 02	Quillota	38.73	205.04	111.84	0.00	0.14	39.73
Cochrane 1	Crucero-Encuentro	41.52	235.94	75.94	7.00	0.05	42.52
Cochrane 2	Crucero-Encuentro	41.52	235.94	75.94	7.00	0.05	42.52
Cerro Pabellón	Crucero-Encuentro	88.93	48.00	24.00	0.00	0.04	89.93
IEM	Atacama-Mejillones	41.30	340.00	188.00	7.00	0.03	42.30
Candelaria U1 Diesel	Alto Jahuel	251.57	125.00	60.00	39.60	0.21	252.57
Candelaria U2 Diesel	Alto Jahuel	251.57	128.00	60.00	39.60	0.21	252.57
Cardones Diesel	Cardones	241.85	152.00	70.00	0.00	0.17	242.85
CC1 Diesel	Atacama-Mejillones	150.39	326.00	212.00	32.00	0.02	151.39
CC2 Diesel	Atacama-Mejillones	146.63	326.00	212.00	22.00	0.02	147.63
Colmito Diesel	Quillota	207.63	58.00	25.00	0.00	0.17	208.63
CTM3 TG TV Diesel	Atacama-Mejillones	176.70	163.00	88.00	11.00	0.02	177.70
Los Guindos	Charrua	225.51	138.00	65.00	0.00	0.17	226.51
Los Pinos	Charrua	182.36	103.00	30.00	0.00	0.17	183.36
Los Vientos	Cerro Navia-Lo Aguirre	245.86	131.00	60.00	0.00	0.17	246.86
Nehuenco 01 Diesel	Quillota	151.83	304.00	245.00	0.00	0.09	152.83
Nehuenco 02 Diesel	Quillota	151.60	390.00	252.00	0.00	0.09	152.60
Nehuenco 03	Quillota	275.13	106.00	29.00	76.44	0.09	276.13
Nueva Renca Diesel	Cerro Navia-Lo Aguirre	139.74	370.00	234.00	0.00	0.16	140.74
Quintero 01 CA Diesel	Quillota	192.05	127.00	65.00	43.60	0.16	193.05
Quintero 02 CA Diesel	Quillota	192.05	128.00	65.00	43.60	0.16	193.05
San Isidro 02 Diesel	Quillota	148.04	390.00	218.00	0.00	0.08	149.04
San Isidro Diesel	Quillota	168.22	371.00	259.00	0.00	0.08	169.22
Santa Lidia	Charrua	243.71	138.00	60.00	0.00	0.17	244.71
Taltal 02 Diesel	Paposo	203.17	110.00	75.00	34.30	0.14	204.17
Taltal 01 Diesel	Paposo	203.17	110.00	75.00	34.60	0.14	204.17
U16 TG TV GNL	Crucero-Encuentro	1860.62	343.00	117.00	14.00	0.03	1861.62
KELAR 2TG TV GNL	Kapatur	1819.82	529.00	212.00	20.00	0.03	1820.82
San Isidro 02 GNL	Quillota	1912.62	390.00	218.00	0.00	0.08	1913.62
San Isidro GNL	Quillota	2005.00	374.00	245.00	0.00	0.08	2006.00
CTM3 TG TV GNL SIC	Los Changos 220	2070.96	219.00	153.00	11.00	0.02	2071.96
Alto Jahuel Biomass 1	Alto Jahuel	0.00	14.42	0.00	0.00	0.02	1.00
Charrua Biomass 1	Charrua	0.00	220.20	0.00	0.00	0.02	1.00
Charrua Biomass 2	Charrua	0.00	53.46	0.00	0.00	0.02	1.00
Charrua Biomass 3	Charrua	0.00	35.26	0.00	0.00	0.02	1.00
Itahue Biomass 1	Itahue	0.00	30.00	0.00	0.00	0.02	1.00
Itahue Biomass 2	Itahue	0.00	17.31	0.00	0.00	0.02	1.00
Itahue Biomass 3	Itahue	0.00	3.00	0.00	0.00	0.02	1.00
Melipilla Biomass 1	Melipilla	0.00	8.23	0.00	0.00	0.02	1.00
Polpaico Biomass 1	Polpaico	0.00	20.20	0.00	0.00	0.02	1.00
Valdivia-Ciruelos Biomass 1	Valdivia-Ciruelos	0.00	38.00	0.00	0.00	0.02	1.00
Valdivia-Ciruelos Biomass 2	Valdivia-Ciruelos	0.00	23.00	0.00	0.00	0.02	1.00
Alto Jahuel Diesel	Alto Jahuel	247.17	3.00	0.00	0.00	0.02	248.17
Atacama-Mejillones Diesel	Atacama-Mejillones	222.40	12.62	0.00	0.00	0.02	223.40
Cardones Diesel	Cardones 220	358.00	99.96	0.00	0.00	0.02	359.00
Cerro Navia-Lo Aguirre Diesel	Cerro Navia-Lo Aguirre	281.03	95.10	0.00	0.00	0.02	282.03
Charrua Diesel	Charrua	237.87	299.23	0.00	0.00	0.02	238.87
Crucero-Encuentro Diesel	Crucero-Encuentro	207.53	124.83	0.00	0.00	0.02	208.53
Diego de Almagro Diesel	Diego de Almagro	263.83	208.63	0.00	0.00	0.02	264.83
Itahue Diesel	Itahue	216.09	134.27	0.00	0.00	0.02	217.09
Laberinto-Domeyko Diesel	Laberinto-Domeyko	252.46	29.92	0.00	0.00	0.02	253.46
Lagunas Diesel	Lagunas	189.26	105.50	0.00	0.00	0.02	190.26
Los Vilos Diesel	Los Vilos	215.95	257.20	0.00	0.00	0.02	216.95
Maitencillo Diesel	Maitencillo 220	277.36	57.68	0.00	0.00	0.02	278.36
Pan de Azucar Diesel	Pan de Azucar	198.90	80.84	0.00	0.00	0.02	199.90
Puerto Montt Diesel	Puerto Montt	205.89	152.74	0.00	0.00	0.02	206.89
Punta Colorada Diesel	Punta Colorada	199.80	16.61	0.00	0.00	0.02	200.80
Quillota Diesel	Quillota	278.80	79.34	0.00	0.00	0.02	279.80
Rahue Diesel	Rahue	219.96	12.10	0.00	0.00	0.02	220.96
Tarapaca Diesel	Tarapaca	309.35	18.90	0.00	0.00	0.02	310.35
Temuco-Cautin Diesel	Temuco-Cautin	237.55	15.20	0.00	0.00	0.02	238.55
Valdivia-Ciruelos Diesel	Valdivia-Ciruelos	214.39	108.49	0.00	0.00	0.02	215.39
Petropower	Charrua	208.05	63.00	47.00	0.00	0.17	209.05

Tabla 7.18: Parámetros líneas de transmisión del Sistema Eléctrico Chileno.

Línea	<i>from</i>	<i>to</i>	ρ_l	Fmax	X_l	Circuitos
1	Cardones 220	Maitencillo 220	1.81E-03	47	5.23E-01	1
2	Maitencillo	Pan de Azucar	2.95E-03	78	6.20E-01	1
3	Alto Jahuel	Ancoa	5.79E-04	3220	3.30E-03	4
4	Las Palmas	Los Vilos	1.70E-03	400	2.82E-02	2
5	Los Vilos	Nogales	2.21E-03	400	3.86E-02	2
6	Nogales	Quillota	6.15E-04	448	1.21E-02	2
7	Nogales	Polpaico	1.91E-03	1500	1.46E-02	2
8	Quillota	Polpaico	1.13E-03	1422	1.33E-02	2
9	Polpaico	Alto Jahuel	1.80E-04	565	5.11E-02	3
10	Lalackama	Diego de Almagro	3.68E-03	285	1.29E-01	1
11	Etaltal	Diego de Almagro	4.70E-03	285	1.29E-01	1
12	Melipilla	Cerro Navia-Lo Aguirre	1.03E-03	394	3.44E-02	2
13	Alto Jahuel	Colbun 220	5.78E-03	900	4.30E-02	2
14	Crucero-Encuentro	Laberinto-Domeyko	2.89E-03	568	3.23E-02	2
15	Puerto Montt	Rahue	2.91E-03	290	9.42E-02	1
16	Kapatur	Laberinto-Domeyko	2.91E-03	1080	2.28E-02	2
17	Pan de Azucar	Las Palmas	4.16E-03	400	3.19E-02	2
18	Punta Colorada	Pan de Azucar	2.01E-03	580	3.39E-02	2
19	Diego de Almagro	Cardones 220	3.56E-03	680	6.07E-02	3
20	Maitencillo	Punta Colorada	2.49E-03	580	4.55E-02	2
21	Paposo	Lalackama	4.96E-04	285	1.63E-02	1
22	Cerro Navia-Lo Aguirre	Alto Jahuel	1.09E-04	4162	2.10E-03	5
23	Polpaico	Cerro Navia-Lo Aguirre	6.71E-05	4165	1.90E-03	5
24	Rapel	Melipilla	1.26E-03	394	4.62E-02	2
25	Charrua	Temuco-Cautin	4.43E-03	849	4.42E-02	3
26	Temuco-Cautin	Valdivia-Ciruelos	2.50E-03	416	1.26E-01	2
27	Paposo	Etaltal	1.45E-03	285	1.63E-02	1
28	Cardones 220	Maitencillo 220	3.02E-03	420	3.69E-02	3
29	Tarapaca	Lagunas	1.22E-03	366	1.13E-02	2
30	Lagunas	Crucero-Encuentro	7.45E-03	366	3.55E-02	4
31	Rapel	Cerro Navia-Lo Aguirre	2.29E-03	394	8.02E-02	2
32	Ancoa	Colbun	1.74E-05	600	1.00E-04	1
33	Alto Jahuel	Tinguiririca	2.54E-03	396	1.44E-01	2
34	Ancoa	Charrua	4.58E-04	3529	1.28E-02	2
35	Itahue	Ancoa	1.47E-03	400	5.80E-02	2
36	Tinguiririca	Itahue	1.60E-03	396	5.26E-02	2
37	Crucero-Encuentro	Atacama-Mejillones	3.33E-03	1077	3.75E-02	3
38	Rahue	Pichirropulli	1.13E-03	290	2.00E-02	1
39	Laberinto-Domeyko	Atacama-Mejillones	3.12E-03	1741	4.95E-02	3
40	Pichirropulli	Valdivia-Ciruelos	1.60E-03	290	4.58E-02	1
41	Las Palmas	Pan de Azucar	4.16E-03	580	3.60E-02	2
42	Quillota	Las Palmas	4.52E-03	500	1.15E-01	2
43	Los Changos 220	Los Changos 500	2.17E-06	1800	1.34E-02	1
44	Cardones 220	Cardones 500	1.08E-04	900	1.95E-02	1
45	Cardones 500	Maitencillo 500	3.09E-04	1700	3.68E-03	2
46	Cumbre 500	Cardones 500	4.34E-04	1500	2.24E-02	2
47	Maitencillo 220	Maitencillo 500	1.74E-05	900	1.95E-02	1
48	Pan de Azucar	Pan de Azucar 500	5.10E-04	900	1.95E-02	1
49	Maitencillo 500	Pan de Azucar 500	4.85E-04	1700	5.40E-03	2
50	Los Changos 500	Cumbre 500	9.14E-04	1500	6.71E-02	2
51	Kapatur	Los Changos 220	6.51E-05	1500	1.00E-03	2
52	Pan de Azucar 500	Polpaico	9.33E-04	1700	1.12E-02	2
53	Cumbre 220	Diego de Almagro	3.69E-04	600	7.85E-02	2
54	Cumbre 500	Cumbre 220	2.17E-06	750	1.34E-02	1
55	Puerto Montt	Pichirropulli	3.51E-03	290	2.17E-02	1
56	Crucero-Encuentro	Los Changos 500	3.19E-04	1500	3.68E-03	2