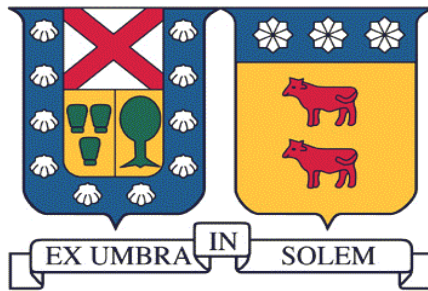


**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
VALPARAÍSO - CHILE**



**“FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA
CONSIDERANDO RESTRICCIONES Y CRITERIOS
DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN.”**

ROBERTO ANDRÉS PRADENAS CONCHA

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

PROFESORES GUÍA:
SR. IGNACIO CALLE.
SR. VICTOR HINOJOSA M.

ABRIL – 2018

“Mejor un poco que esté bien hecho, que una gran cantidad imperfecta.”

- *Platón*

Agradecimientos

Agradezco enormemente a mi familia, ya que sin su apoyo en estos años no hubiera podido lograr llegar hasta este momento. Gracias a ellos pude superar momentos de incertidumbre en la carrera. Gracias por darme la educación y los valores que tengo en estos momentos.

A los profesores Ignacio Calle y Victor Hinojosa, agradezco que me hayan dado la oportunidad de trabajar en un tema interesante que aporta al desarrollo e investigación de la academia.

Un agradecimiento especial al profesor Nelson Leiva (QEPD) que gracias a su gratitud y disponibilidad hizo que mi interés por los sistemas de potencia sea mayor.

A mis compañeros de universidad y amigos cercanos que me dieron aliento cuando me quedaba poca energía. Y al equipo de fútbol “Curao no vale” que me mantuvo con mucho ánimo en los años de universidad.

Índice de Contenidos

Índice de Contenidos.	I
Índice de Figuras.	IV
Índice de Tablas.	V
Resumen.	VII
Abstract	VIII
Nomenclatura.	IX
1. Introducción.....	1
1.1. Objetivos	3
1.1.1. Objetivo general	3
1.1.2. Objetivos específicos.....	3
1.2. Alcance	4
2. Revisión bibliográfica.....	5
2.1. Flujo de potencia óptimo	5
2.2. Estabilidad de tensión.....	7
2.3. Teoría de la bifurcación.....	9
2.3.1. Bifurcación nodo silla (SNB).....	10
2.3.2. Bifurcación de límite inducido (LIB).....	14
2.4. Modelos de contingencias.	16
2.5. Margen de cargabilidad.	17
2.5.1. Métodos de continuación	18
2.5.2. Métodos directos	18
2.6. Márgenes de funcionamiento del sistema.	19
2.6.1. Capacidad máxima de carga (CMC)	20
2.6.2. Margen de carga disponible (MCD).....	20

2.6.3. Margen de seguridad (MS).....	20
2.7. Flujo de potencia óptimo incluyendo restricciones de estabilidad de tensión (VSC-OPF).....	21
3. Formulación del modelo.....	22
3.1. Flujo de potencia óptimo.....	23
3.2. Margen máximo de cargabilidad.....	26
3.3. VSC-OPF.....	27
4. Casos de estudio.....	34
4.1. Caso 1: Sistema Wood & Wollenberg de 6 barras.....	34
4.2. Caso 2: Sistema IEEE de 24 barras.....	36
4.3. Caso 3: Sistema Eléctrico Nacional.....	41
5. Resultados.....	46
5.1. Caso 1.....	46
5.1.1. Caso base.....	46
5.1.2. Márgenes de cargabilidad máximos.....	47
5.1.3. Simulación del VSC-OPF.....	48
5.2. Caso 2.....	52
5.2.1. Caso base.....	52
5.2.2. Márgenes de cargabilidad máximo.....	54
5.2.3. Simulación del VSC-OPF.....	56
5.3. Caso 3.....	59
5.3.1. Caso base.....	59
5.3.2. Márgenes de cargabilidad máximo.....	62
5.3.3. Simulación del VSC-OPF.....	63
6. Resumen final y conclusiones.....	65
6.1. Trabajos futuros.....	67

Apéndices

A. Verificación funcionamiento del algoritmo.....	68
A.1. Problema entero-mixto.....	70
B. Modelamiento de componentes eléctricos del sistema.....	72
C. Datos del sistema W&W de 6 barras.....	76
D. Datos del sistema IEEE de 24 barras.....	78

E. Datos del Sistema Eléctrico Nacional	82
Referencias.....	123

Índice de Figuras

Figura 2.1. Variación del parámetro r	11
Figura 2.2. Sistema dos barras generador-carga.	11
Figura 2.3. Curva PV de la barra de carga.	13
Figura 2.4. LIB estable vs LIB inestable	15
Figura 2.5. Cargabilidad sistema original vs línea 4-5 fuera de servicio.....	17
Figura 2.6. Margen de funcionamiento del sistema en curva PV	19
Figura 3.1. Diagrama de flujo	33
Figura 4.1. Sistema W&W de 6 barras	34
Figura 4.2. Sistema IEEE de 24 barras	37
Figura 4.3. Mapa del Sistema Eléctrico Nacional.....	45
Figura 5.1. Margen de seguridad vs costo del sistema caso 1	49
Figura 5.2. Delta de generación para cada margen de seguridad.....	50
Figura 5.3. ΔDn para cada λ^{SM}	51
Figura 5.4. Tiempo de simulación versus margen de seguridad.....	52
Figura 5.5. Margen de seguridad vs costo sistema caso 2	57
Figura 5.6. Costo vs margen de seguridad para distintas compensaciones	58
Figura 5.7. Tiempo de simulación versus margen de seguridad para distintas compensaciones	59
Figura 5.8. Potencia generada de centrales de energía renovable.....	60
Figura 5.9. Potencia generada de centrales de energía no renovable.....	61
Figura 5.10. Distribución de potencia para cada tipo de tecnología.....	61
Figura 5.11. Margen de cargabilidad máximo para criterio $N-1$	63
Figura B.1. Modelo π de línea de transmisión	72
Figura B.2. Modelo del transformador	73
Figura B.3. Modelo de compensador variable estático.....	74
Figura B.4. Modelo de generador	74
Figura B.5. Modelo de carga.....	75

Índice de Tablas

Tabla 4.1. Parámetros de demanda iniciales W&W de 6 barras.....	35
Tabla 4.2. Parámetros de generación iniciales W&W de 6 barras.....	35
Tabla 4.3. Costos y límites asociados a LTC caso 1.....	36
Tabla 4.4. Costos y límites asociados a PHS caso 1.....	36
Tabla 4.5. Costos y límites asociados a SVC caso 1.....	36
Tabla 4.6. Parámetros de demanda iniciales IEEE 24 barras.....	38
Tabla 4.7. Parámetros de generación iniciales IEEE de 24 barras.....	39
Tabla 4.8. Costos y límites asociados a LTC caso 2.....	40
Tabla 4.9. Costos y límites asociados a PHS caso 2.....	40
Tabla 4.10. Costos y límites asociados a SVC caso 2.....	40
Tabla 4.11. Costos y límites asociados a SVC caso 3.....	43
Tabla 5.1. Solución caso base W&W de 6 barras.....	46
Tabla 5.2. Margen de cargabilidad y límites alcanzados, W&W de 6 barras.....	47
Tabla 5.3. Contingencias incluidas dependiendo de λ^{SM} , W&W de 6 barras.....	48
Tabla 5.4. λ^{SM} versus costo de ajuste del sistema, W&W de 6 barras.....	49
Tabla 5.5. Porcentaje de aumento de costo para distintos λ^{SM} con respecto al caso base.....	51
Tabla 5.6. Generación base OPF del caso 2.....	53
Tabla 5.7. Demanda y tensión base OPF del caso 2.....	54
Tabla 5.8. Margen de cargabilidad para el sistema IEEE 24 barras.....	55
Tabla 5.9. λ^{SM} versus costo de ajuste para el sistema IEEE 24 barras.....	56
Tabla 5.10. Resultados de las compensaciones SVC del SEN.....	62
Tabla 5.11. Costos de operación del OPF y VSC-OPF.....	63
Tabla 5.12. Costos de variables del sistema.....	64
Tabla A.1. Resultados Pyomo vs MatPower.....	68
Tabla A.2. Resultados Pyomo vs MatPower con compensaciones.....	69
Tabla A.3. Costos y límites asociados a LTC.....	70
Tabla A.4. Costos y límites asociados a PHS.....	70

Tabla A.5. Costos y límites asociados a SVC.....	70
Tabla A.6. Resultados Pyomo vs MatPower caso entero-mixto.....	71
Tabla C.1. Parámetros y costos de potencia de los generadores.....	76
Tabla C.2. Parámetros y límites de líneas de transmisión	76
Tabla C.3. Límites de tensión y ángulos de barras	77
Tabla D.1. Parámetros y costos de potencia de los generadores	78
Tabla D.2. Parámetros y límites de líneas de transmisión	79
Tabla D.3. Límites de tensión y ángulos de barras	80
Tabla E.1. Datos de líneas de transmisión del SEN.....	82
Tabla E.2. Costos y límites técnicos de los generadores del SEN	94
Tabla E.3. Nombre y consumo de las barras del SEN	114

Resumen

Este trabajo presenta una metodología matemática implementando un algoritmo computacional que permite resolver el problema del flujo óptimo de potencia incorporando restricciones y criterios de estabilidad de tensión. Específicamente, el algoritmo ejecuta una minimización de costos operativos en el despacho de potencia activa y reactiva de un sistema eléctrico de potencia, considerando los flujos de potencia en líneas de transmisión, balances nodales, límites técnicos del sistema y restricciones de seguridad relacionadas con condiciones de estabilidad de tensión. La incorporación de restricciones de seguridad de tensión en problemas de optimización para determinar el flujo óptimo de potencia, permite incrementar el margen de cargabilidad del sistema y también tomar en cuenta aspectos de seguridad.

La metodología se realiza en el lenguaje de programación *Python* mediante el paquete de modelación de problemas de optimización *Pyomo* para formular las diferentes condiciones del sistema de potencia. Las simulaciones se realizan con dos enfoques, el primero con variables continuas (problema no lineal) y el segundo con variables discretas (problema no lineal entero-mixto). El problema no lineal se resuelve con el solver *ipopt* que implementa un método de punto interior dual primario utilizando búsquedas de líneas basadas en métodos de filtro (Fletcher y Leyffer), mientras que el problema no lineal entero-mixto se resuelve con el solver *Bonmin*, que está basado en el método de punto interior de orden superior o ramificación y poda.

Finalmente, el algoritmo propuesto es validado en redes eléctricas tipo IEEE y en una red reducida del Sistema Eléctrico Nacional. Los resultados obtenidos del flujo de potencia óptimo son comparados con los resultados de *Matpower* para verificar el correcto funcionamiento del algoritmo. Luego, los tiempos de simulación se comparan entre las distintas redes para ver la relación que existe entre el tamaño del sistema y el tiempo. Del análisis de la convergencia, tiempo de resolución y niveles de seguridad se obtienen las conclusiones del trabajo.

Abstract

This thesis presents a mathematical method adding a computational algorithm that allows solving an optimal power flow with the restrictions for voltage stability. Specifically, the mathematical algorithm executes a minimization of operating cost in the dispatch of active and reactive power of an electrical power system, considering the transmission lines power flows, nodal balances, technical limits of the system and security restrictions related to voltage stability conditions. The incorporation of voltage security restrictions in optimization problems to determine the optimal power flow allows increasing the system's chargeability margin and also taking into account security aspects.

The methodology is done in the Python programming language using the Pyomo optimization problem modeling package to formulate the different power system conditions. The simulations are applied in two approaches, the first with continuous variables (non-linear problem) and the second with discrete variables (mixed integer non-linear programming). The non-linear problem is solved with the *ipopt* solver, which implement a primal-dual interior point method and uses line searches based on filter methods (Fletcher and Leyffer), while the mixed integer non-linear problem is solved with the *Bonmin* solver, which is based on the inner point method of higher order or branch and bound algorithm.

Finally, the proposed algorithm is validated in electrical networks of the IEEE type and in a reduced network of the National Electric System. The results obtained from the optimal power flow are compared with the results of Matpower to verify the correct operation of the algorithm. Then, the simulation times are compared between the different networks to see the relationship that exist between the system size and the time simulation. The conclusions of this thesis are obtained from the convergence analysis, resolution time and security levels.

Nomenclatura

<i>CIGRE</i>	International Council on Large Electric Systems
<i>DE</i>	Despacho Económico
<i>ERNC</i>	Energía Renovable no Convencional
<i>GV</i>	Generador Virtual
<i>IEEE</i>	Institute of Electrical and Electronics Engineers
<i>LIB</i>	Bifurcación de limite inducido (Limit induced bifurcation)
<i>LTC</i>	Cambiador de Tap bajo carga (on-load tap changer)
<i>NERC</i>	North American Electric Reliability Council
<i>OPF</i>	Flujo óptimo de potencia
<i>PHS</i>	Cambiador de fases (Phase shifter)
<i>SEN</i>	Sistema Eléctrico Nacional
<i>SEP</i>	Sistema Eléctrico de Potencia
<i>SNB</i>	Bifurcación nodo silla (Saddle node bifurcation)
<i>SVC</i>	Compensador variable estático (Static variable compensator)
<i>VSC-OPF</i>	Flujo óptimo de potencia con restricciones de estabilidad de tensión (Voltage Stability Constrains – Optimal Power Flow)

Funciones

P_{ij}	Flujo de potencia activa por línea de transmisión ij
Q_{ij}	Flujo de potencia reactiva por línea de transmisión ij
S_{ij}	Flujo de potencia aparente por línea de transmisión ij
$P_{ij,s}$	Flujo de potencia activa por línea de transmisión ij para caso de post-contingencia s
$Q_{ij,s}$	Flujo de potencia reactiva por línea de transmisión ij para caso de post-contingencia s
$S_{ij,s}$	Flujo de potencia aparente por línea de transmisión ij para caso de post-contingencia s

Variables

λ	Margen máximo de cargabilidad del sistema
$P_{gen\ i}$	Potencia activa generador barra i
$P_{gen\ i,s}$	Potencia activa generador barra i para caso de post-contingencia s
$Q_{gen\ i}$	Potencia reactiva generador barra i
$Q_{gen\ i,s}$	Potencia reactiva generador barra i para caso de post-contingencia s
$P_{dem\ i}$	Potencia activa demandada en barra i
$Q_{dem\ i}$	Potencia reactiva demandada en barra i
V_i	Módulo de tensión en barra i
$V_{i,s}$	Módulo de tensión en barra i para caso de post-contingencia s
P_i	Potencia activa neta en barra i
$P_{i,s}$	Potencia activa neta en barra i para caso de post-contingencia s
Q_i	Potencia reactiva neta en barra i
$Q_{i,s}$	Potencia reactiva neta en barra i para caso de post-contingencia s
α_i	Ángulo de tensión en barra i
$\alpha_{i,s}$	Ángulo de tensión en barra i para caso de post-contingencia s
T_{ij}	Tap transformador fijo o LTC en rama ij
$T_{ij,s}$	Tap transformador fijo o LTC en rama ij para caso de post-contingencia s
φ_{ij}	Ángulo transformador PHS en rama ij
$\varphi_{ij,s}$	Ángulo transformador PHS en rama ij para caso de post-contingencia s
$b_{svc\ i}$	Susceptancia variable del SVC en barra i
$\Delta P_{gen\ i}^{up}$	Aumento de potencia activa en generador i
$\Delta P_{gen\ i}^{down}$	Disminución de potencia activa en generador i
ΔV_i^{up}	Aumento de la magnitud tensión en la barra i
ΔV_i^{down}	Disminución de la magnitud de tensión la barra i
ΔP_{ij}^{up}	Aumento del flujo de potencia activa en la rama ij
ΔP_{ij}^{down}	Disminución del flujo de potencia activa en la rama ij
$\Delta P_{dem\ i}$	Disminución de potencia activa en la demanda de la barra i

$\Delta P_{gen\ i,s}^{up}$	Aumento de potencia activa en generador i para caso de post-contingencia s
$\Delta P_{gen\ i,s}^{down}$	Disminución de potencia activa en generador i para caso de post-contingencia s
$\Delta V_{i,s}^{up}$	Aumento de magnitud tensión en la barra i para caso de post-contingencia s
$\Delta V_{i,s}^{down}$	Disminución de magnitud de tensión la barra i para caso de post-contingencia s
$\Delta P_{ij,s}^{up}$	Aumento del flujo de potencia activa en la rama ij para caso de post-contingencia s
$\Delta P_{ij,s}^{down}$	Disminución del flujo de potencia activa en la rama ij para caso de post-contingencia s
$p_{LTC\ ij}$	Paso relacionado con los elementos LTC conectado entre barra ij
$p_{PHS\ ij}$	Paso relacionado con los elementos PHS conectado entre barra ij
$p_{SVC\ i}$	Paso relacionado con los elementos SVC conectado en barra i
$Taps_{ij}$	Numero de taps del elemento compensador entre barras ij
$Taps_i$	Numero de taps del elemento compensador en barra i
Int_{ij}	Variable entera del problema entero-mixto para LTC y PHS
Int_i	Variable entera del problema entero-mixto para SVC

Parámetros

λ^{SM}	Margen de seguridad máximo del sistema
a_i	Coefficiente económico cuadrático de la unidad de generación i
b_i	Coefficiente económico lineal de la unidad de generación i
c_i	Coefficiente económico independiente de la unidad de generación i
$P_{gen\ i}^{min}$	Potencia activa mínima del generador i
$P_{gen\ i}^{max}$	Potencia activa máxima del generador i
$Q_{gen\ i}^{min}$	Potencia reactiva mínima del generador i
$Q_{gen\ i}^{max}$	Potencia reactiva máxima del generador i

P_{ij}^{min}	Flujo de potencia activa mínimo por línea ij
P_{ij}^{max}	Flujo de potencia activa máximo por línea ij
Q_{ij}^{min}	Flujo de potencia reactiva mínimo por línea ij
Q_{ij}^{max}	Flujo de potencia reactiva máximo por línea ij
S_{ij}^{min}	Flujo de potencia aparente mínimo por línea ij
S_{ij}^{max}	Flujo de potencia aparente máximo por línea ij
V_i^{min}	Tensión mínima en barra i
V_i^{max}	Tensión máxima en barra i
T_{ij}^{max}	Rango máximo de tap para transformador LTC en línea ij
T_{ij}^{min}	Rango mínimo de tap para transformador LTC en línea ij
φ_{ij}^{min}	Ángulo mínimo para transformador PHS en línea ij
φ_{ij}^{max}	Ángulo máximo para transformador PHS en línea ij
$b_{SVC\ i}^{min}$	Susceptancia mínima para SVC en la barra i
$b_{SVC\ i}^{max}$	Susceptancia máxima para SVC en la barra i
α_i^{max}	Ángulo máximo de tensión en la barra i
Y_{ij}	Admitancia serie de línea de transmisión ij
Y_{ii}	Admitancia derivación de línea de transmisión ii
θ_{ij}	Ángulo de admitancia Y_{ij}
θ_{ii}	Ángulo de admitancia Y_{ii}
$Y_{bs\ i}$	Susceptancia de carga paralela barra i
$Y_{gs\ i}$	Conductancia de carga paralela barra i
$P_{dem\ i}^{Base}$	Potencia activa demanda i del flujo óptimo de potencia base
$Q_{dem\ i}^{Base}$	Potencia reactiva generador i del flujo óptimo de potencia base
$P_{gen\ i}^{Base}$	Potencia activa generador i del flujo óptimo de potencia base
V_i^{Base}	Tensión barra i del flujo de potencia base
$c_{gen\ i}^{up}$	Costo de aumentar potencia del generador i
$c_{gen\ i}^{down}$	Costo de disminuir potencia del generador i
c_{Vi}^{up}	Costo del aumento de tensión en la barra i

C_{Vi}^{up}	Costo de la disminución de tensión en la barra i
$C_{LTC\ i}^{up}$	Costo de aumentar tensión en la barra i para compensaciones LTC
$C_{LTC\ i}^{down}$	Costo de disminuir tensión en la barra i para compensaciones LTC
$C_{SVC\ i}^{up}$	Costo de aumentar tensión en la barra i para compensaciones SVC
$C_{SVC\ i}^{down}$	Costo de disminuir tensión en la barra i para compensaciones SVC
$C_{PHS\ i}^{up}$	Costo de aumentar potencia en la rama ij para compensaciones PHS
$C_{PHS\ i}^{down}$	Costo de disminuir potencia en la rama ij para compensaciones PHS
$R_{gen\ i}^{up}$	Rampa de subida de potencia activa del generador i
$R_{gen\ i}^{down}$	Rampa de bajada de potencia activa del generador i
R_{Tij}^{up}	Rampa de subida de controlador LTC de línea ij
R_{Tij}^{down}	Rampa de bajada de controlador LTC de línea ij
$R_{\phi ij}^{up}$	Rampa de subida de controlador PHS de línea ij
$R_{\phi ij}^{down}$	Rampa de bajada de controlador PHS de línea ij
Δt	Tiempo considerado para los intervalos de rampas de generación

Conjuntos

N_{barra}	Numero de barras del sistema
N_{gen}	Numero de generadores del sistema
N_{lineas}	Número de líneas de ramal
S	Número de estados de post-contingencia

Capítulo 1

Introducción

El flujo de potencia óptimo (OPF) es un método aplicado extensamente en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) actuales, siendo ocupado para funciones de planeamiento operativo y control, fundamentalmente para la planificación y operación del SEP. A diferencia del flujo de potencia convencional (FP), cuyo objetivo consiste en determinar el estado del sistema tomando como datos de partida las potencias generadas y consumidas en todos los nodos, así como el estado de los equipos de control (transformadores, reactancias, condensadores, etc.), un OPF permite resolver las ecuaciones del sistema eléctrico y obtener valores para las variables de control optimizando un objetivo concreto. En el caso del sistema Chileno, se busca la minimización de los costos de operación asociados a los generadores de potencia del SEP.

Actualmente el flujo de potencia óptimo es necesario al momento de controlar la seguridad del sistema, ya que se puede identificar con anticipación posibles condiciones de operación donde el sistema pudiera estar en riesgo. Los operadores encargados de planificar la operación del sistema pueden saber mediante el análisis de un OPF qué acción preventiva tomar para mantener el nivel de seguridad deseado.

La mayor parte de los mercados eléctricos existentes generan soluciones de despacho que están basadas en criterios económicos, y generalmente no expresan explícitamente criterios de seguridad. Los operadores de estos sistemas eléctricos se encargan de mantener la seguridad, para esto realizan distintas acciones de control correctivas o preventivas. Estas acciones generan cambios en el resultado del mercado a través de ajustes en la potencia de las centrales generadoras (redespacho), ajustes en la demanda de las cargas del sistema y cambios en las tensiones en las barras. Por lo tanto, los operadores del sistema deben realizar las siguientes tres tareas para cumplir con criterios de seguridad [1]:

- 1) Evaluación de la seguridad.
- 2) Elección de la contingencia.
- 3) Control de seguridad.

Por otra parte, los participantes del mercado esperan que las acciones correctivas del control de seguridad cambien lo menos posible la solución propuesta del despacho económico [2], por lo tanto, es necesario tener un modelo de optimización que atienda los criterios de seguridad en el flujo de potencia, logrando obtener un resultado óptimo que cumpla las restricciones y condiciones del problema.

Teniendo en cuenta lo anterior, es necesario entender que es la estabilidad de tensión para poder afrontar el problema. La estabilidad de tensión es la capacidad que poseen los generadores del SEP (activa y reactiva) de restablecer la potencia consumida en las cargas ante alguna variación o contingencia, logrando evitar así el colapso de tensión [3]. En consecuencia, la estabilidad de tensión en un SEP se debe afrontar como un problema de seguridad, donde los criterios están relacionados con las posibles eventualidades que puedan ocurrir.

Debido a esto, el uso de flujos de potencia óptimos con restricciones de seguridad es imprescindible en los sistemas altamente cargados de hoy en día. Dado el gran tamaño de estos sistemas, la posibilidad de ocurrencia de alguna contingencia es alta, pudiendo desencadenar en un colapso de tensión. Por esto último, es necesario desarrollar modelos matemáticos que analicen las posibles fallas y que puedan resolver este problema computacional de forma rápida y eficiente, para así mantener un apropiado nivel de seguridad.

En conclusión, para mantener los niveles deseados de seguridad el operador debe realizar un despacho de generación considerando las restricciones de seguridad del sistema. Actualmente este despacho no incorpora los costos de variar la generación y/o la demanda para cumplir condiciones de seguridad y, debido a esto, no se están optimizando correctamente los recursos del sistema. Por lo tanto, al incorporar un valor

monetario que modele dicha variación, se optimiza la operación del sistema distribuyendo de mejor manera sus recursos y facilitando la tarea de los operadores.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo general

- Resolver el problema del flujo potencia óptimo incluyendo restricciones y criterios de estabilidad de tensión.

1.1.2. Objetivos específicos

- Realizar revisión bibliográfica sobre el problema de estabilidad de tensión relacionado con la teoría de la bifurcación en sistemas de potencia, de manera de poder plantear el modelo matemático del problema.
- Determinar, para utilizar como criterio de seguridad de tensión, el margen de cargabilidad que existe entre el punto de operación y el punto de inestabilidad del sistema (bifurcación), donde este último se obtiene mediante una maximización de la cargabilidad de la red para distintas contingencias según el criterio de seguridad N-1.
- Modelar el problema de optimización no lineal del flujo óptimo de potencia, minimizando los costos de satisfacer la demanda y considerando las restricciones de estabilidad de tensión modeladas mediante el margen de estabilidad del sistema obtenido en el punto anterior.
- Simular el algoritmo en sistemas de prueba tipo IEEE y utilizando una reducción del Sistema Eléctrico Nacional chileno, analizando convergencia, tiempos de resolución y comparar las soluciones respecto con un flujo de potencia sin restricciones de estabilidad de tensión.

1.2. Alcance

En relación a lo expuesto, en esta memoria se propone una metodología, mediante un algoritmo computacional de OPF, que incorpore restricciones de seguridad para mantener la estabilidad de tensión, añadiendo costos al aumento o disminución de las variables de control.

La programación se realiza con el lenguaje de programación “Python” [4] mediante el paquete para formulación de modelos de optimización “Pyomo” [5].

El algoritmo se prueba en sistemas de prueba tipo IEEE y el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) reducido, con el propósito de analizar costos, rapidez y seguridad en el SEP.

Capítulo 2

Revisión bibliográfica

En este capítulo se realiza una revisión de la información disponible en libros, artículos, revistas y memorias, sobre la estabilidad de tensión, flujos óptimos de potencia y métodos utilizados en la actualidad para afrontar esta problemática.

2.1. Flujo de potencia óptimo

Para comprender el funcionamiento de un OPF, primero es necesario comprender la relación que existe con el despacho de potencia activa y reactiva de los generadores, *despacho económico* (DE) [6]. El DE se encarga de encontrar el menor costo de generación de un grupo de centrales generadoras con las restricciones pertinentes a sus límites de potencia activa y reactiva, dando como resultado un total de generación que debe ser igual a la suma de todas las demandas más las pérdidas del sistema. Este DE ignora los detalles específicos de la red donde están conectados los generadores, agrupando todos los efectos del sistema en las pérdidas y sumando todas las cargas del SEP. Como resultado, el despacho económico ignora el efecto que tiene la generación en la cargabilidad de las ramas de transmisión o el efecto que tiene en las tensiones de las barras, lo que para sistemas eléctricos de gran escala debe ser tomado en cuenta.

Por otra parte, el OPF, integra el despacho económico y el cálculo del flujo de potencia, donde estos dos son resueltos simultáneamente. El total de las pérdidas del sistema forma parte de las ecuaciones de flujo de potencia, debido a esto, no es necesario calcular las pérdidas por separado. Más importante aún, el OPF puede incorporar restricciones con respecto a los límites de transmisión de las líneas, límites de transformadores, límites técnicos de generadores y límites de tensión en las barras. En consecuencia, el resultado del OPF es el mínimo costo de generación (\$/h) en el despacho económico cumpliendo con las restricciones del flujo de potencia.

En el cálculo del OPF, se resuelve el siguiente problema de optimización:

- Función objetivo:

$$\min \sum_{i=1}^{N_{gen}} F_i(P_{gen i}) \quad (2.1)$$

Donde i es el índice del número de generadores del sistema, y $F_i(P_{gen i})$ es la función de costo del generador.

- Restricciones de los límites técnicos de los generadores:

$$P_{gen i}^{min} \leq P_{gen i} \leq P_{gen i}^{max}, \forall i = 1 \dots N_{gen} \quad (2.2)$$

$$Q_{gen i}^{min} \leq Q_{gen i} \leq Q_{gen i}^{max}, \forall i = 1 \dots N_{gen} \quad (2.3)$$

- Ecuaciones del flujo de potencia para cada barra del sistema:

$$P_i + jQ_i = V_i \left(\sum_{k=1}^N Y_{ik} V_k \right)^* \quad (2.4)$$

Donde P_i y Q_i son las potencias inyectadas netas (generación menos demanda) en la barra i , de energía activa y reactiva respectivamente. V_i es la tensión compleja en la barra i , e Y_{ik} es el termino i, k de la matriz de admitancias. Reemplazando las potencias de los generadores y de las cargas en la ecuación (2.4) se obtiene:

$$(P_{gen i} - P_{dem i}) + j(Q_{gen i} - Q_{dem i}) = V_i \left(\sum_{k=1}^N Y_{ik} V_k \right)^* \quad (2.5)$$

- Restricciones de máximo flujo por ramas de transmisión:

$$S_{ij} = abs \{ V_i [(V_i - V_j)y_{ij} + V_i^2 y_{ij}]^* \} \leq S_{ij}^{max} \quad (2.6)$$

- Restricciones de tensión para cada barra del sistema.

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}, \forall i = 1 \dots N_{barra} \quad (2.7)$$

Finalmente, se puede ocupar la siguiente notación abreviada para representar un flujo óptimo de potencia:

$$\min f(x) \quad (2.8)$$

$$\text{sujeta a: } g(x) = 0 \quad (2.9)$$

$$h(x) \leq 0 \quad (2.10)$$

Donde $f(x)$ es la función objetivo; $g(x)$ contiene los balances nodales más los flujos por las ramas de transmisión; y $h(x)$ contiene los límites técnicos de los generadores, los límites de los flujos por rama de transmisión y los límites de tensión en cada barra.

2.2. Estabilidad de tensión.

El concepto de estabilidad de tensión ha sido definido en varias ocasiones por la IEEE y el grupo de trabajo CIGRE, entre otros. Sin embargo, sintetizando la información se puede entregar la siguiente definición:

“La estabilidad de tensión es la habilidad de un SEP de mantener las tensiones en estado estable en todas las barras del sistema después de haber sido sujeto a la perturbación de una determinada condición operativa inicial”[7].

Es importante destacar que la definición anterior indica que un sistema puede tener un nivel de tensión bajo pero permanente. A pesar de no ser operativamente adecuado son catalogados como estables, lo cual es coherente con la definición de estabilidad de sistemas no lineales, en los cuales la estabilidad se consigue solo si se alcanza un punto de operación fijo y estable después de haber ocurrido una perturbación. Estos sistemas con tensiones bajas a pesar de ser estables no son convenientes para los elementos de la red, debido a que puede producir problemas en las cargas o sobrecorrientes en motores, entre otras cosas. Por lo tanto, en los sistemas que se analizan en esta memoria, el punto de operación fijo y estable de tensión debe ser 1 pu $\pm 5\%$.

Cuando el sistema alcanza algún límite de tensión de barra, puede desencadenar el fenómeno de *inestabilidad de tensión*, que en el peor caso termina en un colapso en la red.

2.2.1. Inestabilidad de tensión.

Este fenómeno se presenta en sistemas de potencia como una caída progresiva e incontrolable de las tensiones en los nodos cuando este es sometido a una perturbación. La principal razón de ocurrencia de la inestabilidad de tensión es la variación en la carga del sistema. Sin embargo, existen diversas causas que de igual manera contribuyen a este fenómeno. Las principales son las siguientes [8]:

- Distanciamiento, cada vez mayor, entre los generadores y cargas del sistema. Esto conlleva a la dependencia de largas y más complejas redes de transmisión, las cuales aumentan la cantidad de potencia reactiva requerida y las caídas de tensión.
- Las líneas altamente cargadas solicitan más potencia reactiva.
- Salida de operación de líneas, debido a fallas o errores en la operación. Esto genera sobrecargas en líneas adyacentes y a su vez mayor solicitud de potencia reactiva. Además, la salida de una línea puede generar una baja de tensión considerable en barras del sistema.
- Mala coordinación entre elementos de control y protección del sistema eléctrico en servicio.
- Pérdidas de control sobre las tensiones en ciertos nodos generadores o dispositivos de compensación sincrónicos, debido a sus propias limitaciones técnicas.
- Pérdidas de soporte reactivo en áreas con deficiencias tras la salida de alguna unidad de generación o dispositivo de compensación sincrónico.
- Insuficiencia en los elementos de compensación de reactivos, además estos tienen un mal funcionamiento bajo condiciones de baja tensión.

La inestabilidad de tensión acompañada de una secuencia de eventos resulta en un colapso de tensión, lo que lleva a una pérdida total o parcial del sistema eléctrico. Por otra parte, es importante destacar que el colapso de tensión no es exclusivamente producto de la inestabilidad de tensión, igualmente se puede producir por otras series de eventos en el SEP, por ejemplo, la salida súbita de una línea de transmisión en conjunto con el alcance de un límite técnico de potencia reactiva de un generador.

Existen varios métodos para analizar la estabilidad de tensión de un sistema [1], [9]–[11]. Estos métodos se pueden clasificar en dos categorías: métodos estáticos y dinámicos.

Los métodos dinámicos analizan como afectan los diferentes elementos en la estabilidad de tensión. Con esta información se puede diseñar un control que pueda parar un colapso de tensión en evolución. En este análisis, el sistema de potencia se modela por una serie de ecuaciones diferenciales algebraicas, y se simulaciones en el dominio del tiempo.

En los métodos estáticos, el sistema de potencia se simula mediante las ecuaciones de flujo de potencia. Estas ecuaciones determinan el punto del sistema donde el equilibrio desaparece. La inestabilidad de tensión está relacionada con la aparición de estos puntos, llamados bifurcaciones, en las ecuaciones de flujo de potencia del sistema [12]. El objetivo del análisis de inestabilidad de tensión es saber a cuanta distancia se encuentra la condición actual del sistema de la condición en donde existen los puntos de bifurcación.

2.3. Teoría de la bifurcación

La teoría de la bifurcación nos indica un cambio en las condiciones de funcionamiento que tiene un sistema no lineal cuando un parámetro es cuasi-estáticamente variado. El parámetro que cambia es conocido como *parámetro de bifurcación*, y los puntos en los cuales la estabilidad del sistema cambia de estable a inestable se conocen como *puntos*

de bifurcación. En un sistema dinámico no lineal se pueden presentar varios parámetros de bifurcación.

La aparición de una bifurcación también está relacionada con la cantidad de parámetros que se varíen. Una bifurcación de codimensión uno aparece con la variación de un solo parámetro, a su vez, bifurcaciones de codimensión dos aparecen cuando se varían dos parámetros. En la presente memoria se utiliza el análisis de bifurcación de codimensión uno.

En el caso de los SEP el parámetro de bifurcación más representativo es el nivel de carga o cargabilidad del sistema (λ) [13]–[16], ya que la variación de este mismo lleva al sistema a puntos de funcionamiento próximos a la inestabilidad, siendo simple de analizar al momento de saber cuánto aumento de carga puede soportar el SEP.

Existen distintos tipos de puntos de bifurcación, pero los más relacionados con el fenómeno del colapso de tensión son los llamados bifurcación nodo silla y bifurcación límite inducido [1], [3], [7], [8]. A continuación, se describen las características de estos dos tipos de bifurcaciones.

2.3.1. Bifurcación nodo silla (SNB).

Esta bifurcación es el mecanismo básico en el cual los puntos de equilibrio se crean y se destruyen. Cuando se varía un parámetro, los dos puntos fijos se mueven acercándose el uno hacia el otro, chocando y aniquilándose entre sí. Como ejemplo matemático se puede analizar un sistema de primer orden como el siguiente [17]:

$$f(x) = r + x^2 \tag{2.11}$$

Donde r es un parámetro que puede ser negativo, positivo o cero. Cuando r es negativo existen dos puntos fijos (soluciones), uno estable y otro inestable, Figura 2.1. (a). Cuando r se aproxima a cero, la parábola se mueve hacia arriba y los dos puntos fijos comienzan a acercarse. Cuando los dos puntos se unen en cero se forma un punto “medio-estable” Figura 2.1. (b). Este punto es muy delicado ya que desaparece tan

pronto $r > 0$, Figura 2.1. (c). En ese momento ocurre una bifurcación nodo silla, ya que los campos vectoriales para $r < 0$ y $r > 0$ son cualitativamente diferentes.

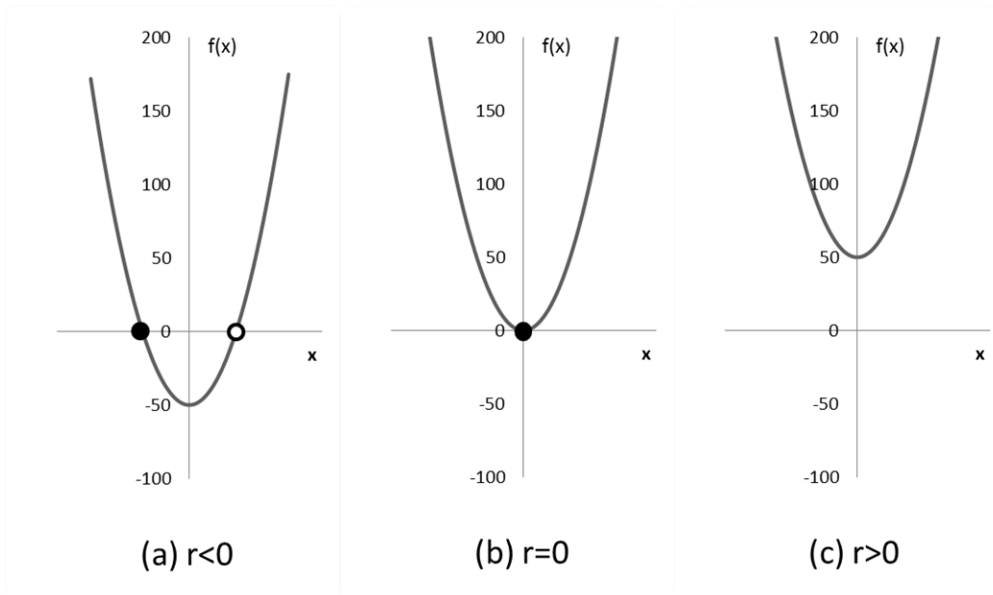


Figura 2.1. Variación del parámetro r

Para ejemplificar de mejor manera el concepto de bifurcación nodo silla, referido a un sistema eléctrico de potencia, se presenta el siguiente sistema simple de la Figura 2.2. Este sistema está compuesto por una barra de generación y una de carga unidas por una línea de transmisión. Se desprecia la resistencia de la línea de transmisión y se elige la barra 1 como fuente ideal de referencia. Seguidamente, se busca la relación que existe entre V_2 y la demanda S [8].

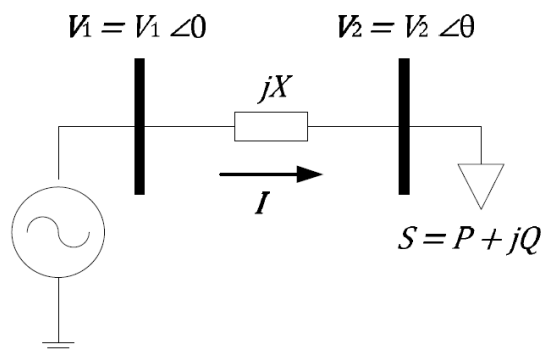


Figura 2.2. Sistema dos barras generador-carga.

$$V_2 = V_1 - jXI \quad (2.12)$$

$$S = P + jQ = V_2 I^* \quad (2.13)$$

Combinando la ecuación (2.12) y (2.13) se obtiene:

$$S = V_2 \angle \theta \frac{(V_1 \angle 0 - V_2 \angle -\theta)}{-jX} = -\frac{V_1 V_2}{X} \sin \theta + j \left(\frac{V_1 V_2}{X} \cos \theta - \frac{V_2^2}{X} \right) \quad (2.14)$$

Separando (2.14) en parte real e imaginaria se obtiene:

$$P = -\frac{V_1 V_2}{X} \sin \theta \quad (2.15)$$

$$Q = \frac{V_1 V_2}{X} \cos \theta - \frac{V_2^2}{X} \quad (2.16)$$

Aplicando la identidad trigonométrica $\sin^2 \theta + \cos^2 \theta = 1$, y elevando al cuadrado las ecuaciones (2.15) y (2.16) se puede eliminar la variable θ , obteniendo el siguiente polinomio de grado cuatro:

$$V_2 = \sqrt{\frac{(V_1^2 - 2QX) \pm \sqrt{V_1^4 - 4QXV_1^2 - 4P^2X^2}}{2}} \quad (2.17)$$

La ecuación (2.17) tiene cuatro posibles soluciones de las cuales solo se consideran dos, debido a que las restantes apuntan a módulos de tensión V_2 negativos, que no tienen sentido físico en el SEP.

En la Figura 2.3. se dibuja la característica de V_2 a medida que incrementa la carga S con factor de potencia constante, obteniéndose así la curva PV de la barra de carga del sistema.

Se puede apreciar claramente en la Figura 2.3. que existen dos soluciones para un ΔP dado, la primera en la parte superior de la línea punteada es llamada “solución de alta tensión”, y se caracteriza por la presencia de altas tensiones y bajas corrientes, además de ser un punto de equilibrio estable en los cuales las dinámicas del sistema actúan para restablecer el equilibrio cuando ocurre una perturbación. Esto último se puede visualizar

en la figura con la esfera en equilibrio que se encuentra en la parte superior derecha de la Figura 2.3., la cual al ser perturbada oscilará en torno al punto de equilibrio.

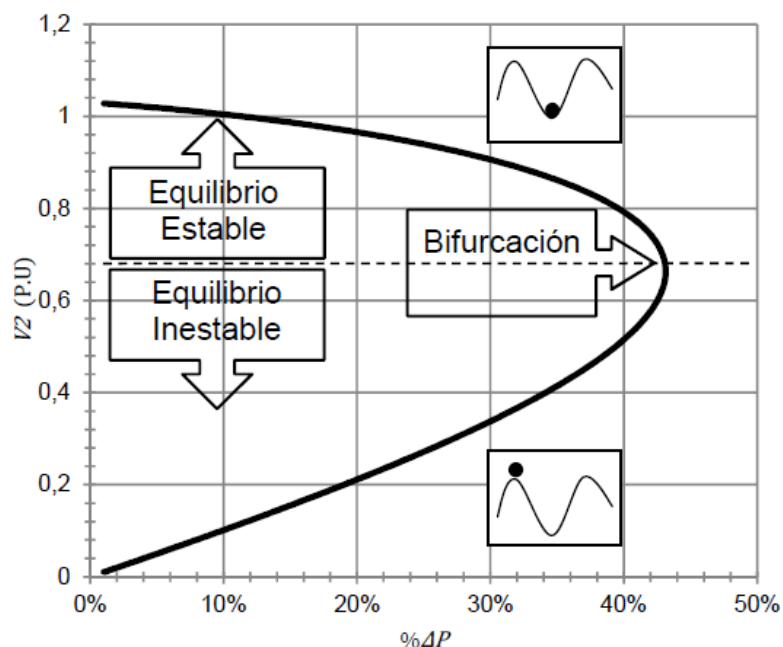


Figura 2.3. Curva PV de la barra de carga.

Por otra parte, los puntos bajo la línea punteada son llamados “soluciones de baja tensión”, y se caracterizan por tener bajas tensiones y altas corrientes. Estos puntos son inestables y no se puede garantizar el equilibrio después de una perturbación. Se pueden ejemplificar con la figura con la esfera ubicada en la parte inferior derecha de la Figura 2.3., el cual al ser perturbada se aleja del punto inicial perdiendo el equilibrio y sin poder volver al él.

A medida que la demanda aumenta, se puede apreciar en la Figura 2.3. que las dos soluciones de V_2 tienden a acercarse hasta unirse en un punto crítico denominado “punto de máxima cargabilidad” [1], en el que la ecuación (2.17) tiene dos soluciones reales iguales. Si la demanda se incrementa más allá del punto crítico las soluciones desaparecen, manifestándose en soluciones imaginarias. En este punto de máxima

cargabilidad es donde se produce la bifurcación nodo silla, y se caracteriza por la singularidad de la matriz Jacobiana del flujo de carga del sistema [8].

Resumiendo, este tipo de bifurcaciones tienen las siguientes propiedades:

- Dos soluciones, una estable y otra inestable.
- El matriz Jacobiana tiene un valor propio cero, es decir, la matriz Jacobiana es singular.
- El comportamiento del colapso en las proximidades del punto de bifurcación se caracteriza por un cambio monotónico de las variables del sistema. El cambio es lento al principio y luego se torna más rápido hasta alcanzar el colapso.

2.3.2. Bifurcación de límite inducido (LIB).

Este tipo de bifurcación ocurre cuando se tienen en cuenta los límites de los dispositivos de control presentes en el sistema. Una bifurcación de límite inducido se origina cuando existe un cambio en las ecuaciones del sistema, es decir, cuando un elemento del sistema alcanza un límite de operación mientras que la carga aumenta, las ecuaciones pasan a seguir una trayectoria distinta.

El sistema de excitación de un generador está limitado por las restricciones que impone la curva de capacidad del mismo. Teniendo en cuenta estas restricciones técnicas se pueden identificar dos estados diferentes: 1) controlando la tensión en bornes de la máquina, y 2) controlando la potencia reactiva de la misma [18].

- Control de tensión: $\psi_V(x, u, \lambda) = 0$
- Control de potencia reactiva: $\psi_Q(x, u, \lambda) = 0$

Todos los generadores del sistema estarán funcionando bajo uno de los controles definidos anteriormente, por lo tanto, una de las dos restricciones estará activa para cada generador en las ecuaciones de flujo de potencia.

Como ejemplo podemos pensar en un sistema donde la carga va aumentando hasta que algún generador alcance su límite máximo de corriente de excitación, pasando de

cumplir la restricción de control de tensión a la restricción de control de potencia reactiva. Por lo tanto, la ecuación que fija la tensión en la barra se reemplaza por la ecuación que fija la energía reactiva del generador. A ese cambio se le llama LIB.

Que se haya alcanzado un LIB no quiere decir que exista inestabilidad. En la Figura 2.4. (a) se puede apreciar que se alcanza un LIB estable, debido a que el sistema sigue teniendo puntos de funcionamiento estable mientras la tensión disminuye hasta llegar a un SNB. Por el contrario, en la Figura 2.4. (b) al alcanzar un límite técnico en un generador, la evolución que tiende a seguir el sistema lleva las tensiones a aumentar, lo cual es incompatible con el funcionamiento del controlador de tensión del generador. Este caso lleva a la pérdida de los puntos de equilibrio del sistema finalizando en un colapso de tensión. Por este motivo, este tipo de bifurcaciones LIB es inestable [12], [18].

En [19] se estudian las bifurcaciones mostradas en la Figura 2.4, donde se explica, mediante un ejemplo de un sistema de potencia, como se pueden alcanzar los LIB estables e inestables mostrados en la figura.

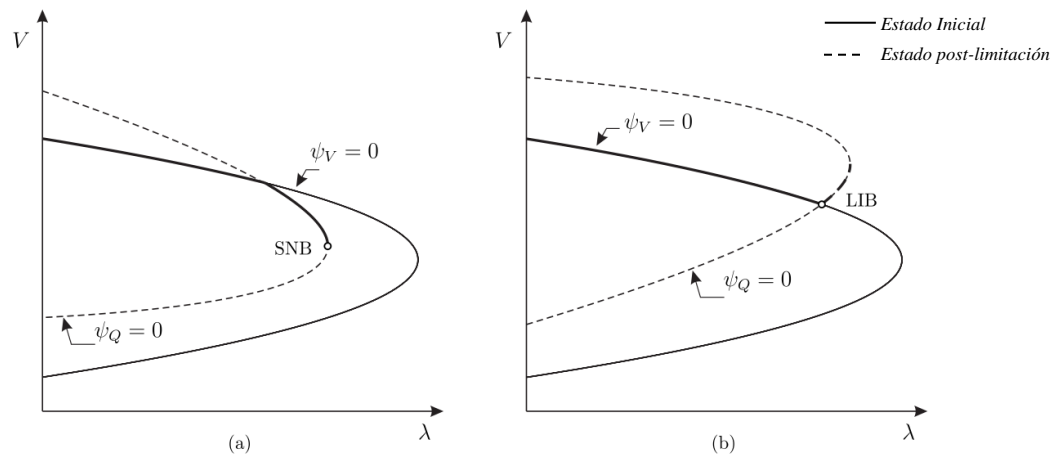


Figura 2.4. LIB estable vs LIB inestable

A continuación se enumera algunas de las características más importantes de la bifurcación LIB [1], [8]:

- Son de codimensión uno, al igual que la bifurcación SNB.
- Los autovalores de la matriz de estados del sistema sufren un cambio inmediato tras haber alcanzado el límite que origina la bifurcación. Es importante señalar que, a diferencia de un SNB, la matriz Jacobiana no es singular en el LIB.

2.4. Modelos de contingencias.

Una contingencia es un fallo en algún dispositivo del sistema (líneas de transmisión, transformadores, condensadores, generadores, etc.). El fallo o salida de una línea de transmisión a la vez se denomina criterio $N-1$, y es el caso que normalmente debe contemplar un sistema de gran tamaño para mantener la seguridad durante la operación.

El efecto que existe al ocurrir una contingencia $N-1$ se puede ver en la Figura 2.5. Se puede apreciar que la falta de una línea de transmisión se refleja en una disminución en la carga máxima que el sistema puede suministrar. La gravedad de la contingencia puede evaluarse en función de esta disminución.

Un caso extremo puede ocurrir cuando existe una contingencia donde el sistema no tiene punto de funcionamiento factible, dado que no se cumplen las ecuaciones de flujo de potencia. Un caso típico en el cual puede ocurrir este problema es un sistema radial donde existe una línea de transmisión que une los dos extremos. Al salir esta línea, el sistema no tiene como transferir la potencia de los generadores a las cargas, por lo tanto, no existe punto de funcionamiento.

Si analizamos la Figura 2.5, podemos darnos cuenta que si el sistema se encuentra en el punto A y ocurre una contingencia, el nuevo punto de funcionamiento será el A' , donde eventualmente podrían violarse ciertos límites técnicos, por ejemplo, las tensiones mínimas o corrientes máximas por las líneas. Sin embargo, el sistema todavía es capaz de suministrar toda la demanda. Por el contrario, si el punto de funcionamiento inicial es el B , al ocurrir la contingencia de la Figura 2.5, no existe nuevo punto de funcionamiento del sistema con ese nivel de carga. En este caso, es necesario medidas

más drásticas como la salida de cargas y/o un nuevo despacho de potencia activa. Medidas que devuelven la factibilidad a las ecuaciones de flujo de potencia.

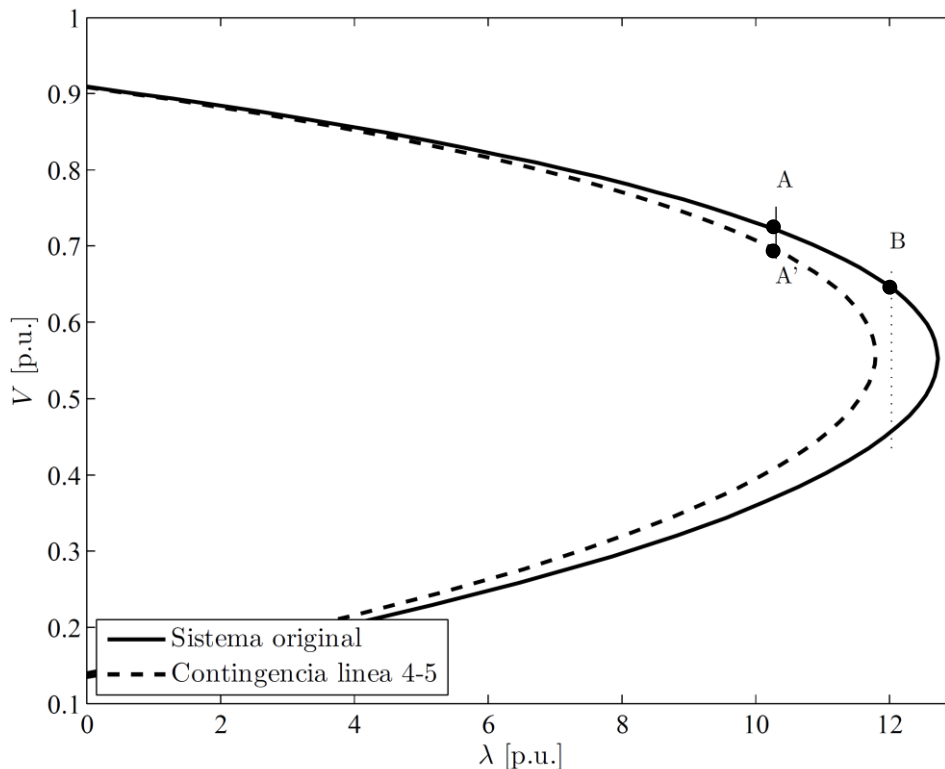


Figura 2.5. Cargabilidad sistema original vs línea 4-5 fuera de servicio

Un problema importante a la hora de evaluar la seguridad del sistema es la elección de la contingencia más probable o la que más afecta al sistema. La posibilidad de evaluar todos los posibles fallos que pueden ocurrir en el sistema llevaría una gran cantidad de tiempo y trabajo en redes de gran tamaño, por lo tanto, se debe analizar un criterio que pueda incluir las fallas más probables en la evaluación de seguridad, logrando poder resolver el problema en un tiempo aceptable.

2.5. Margen de cargabilidad.

Tanto para el estudio preventivo como para el correctivo de un SEP es necesario conocer a partir de la evolución de la demanda y la generación, los puntos singulares o

de bifurcaciones que se pueden producir. En [12] se explican dos tipos de técnicas basadas en herramientas matemáticas distintas. Los métodos de continuación y los métodos directos.

2.5.1. Métodos de continuación

Los métodos de continuación permiten determinar la trayectoria de la curva PV hasta el punto de bifurcación utilizando modelos iterativos. La ventaja de este tipo de técnicas está en el conocimiento que proporciona toda la trayectoria de la evolución del sistema a medida que cambia el parámetro de bifurcación λ , permitiendo detectar todos los límites intermedios.

2.5.2. Métodos directos

Por otra parte, las técnicas directas se basan en métodos de optimización. Su principal desventaja radica en el hecho de que solo permite conocer un límite a la vez. Pero, al resolver con estos métodos, es más simple incorporar programas computacionales dedicados a la resolución de problemas no lineales.

Debido a que se ocupan programas de optimización, el resultado que se busca es el límite máximo de cargabilidad del sistema. Por lo tanto, el problema de optimización que se debe resolver para este método es el siguiente:

$$\max \quad \lambda \quad (2.18)$$

$$\text{sujeto a: } g(x, \lambda) = 0 \quad (2.19)$$

$$h(x) \leq 0 \quad (2.20)$$

Donde λ se encarga de incrementar la potencia activa y reactiva que consumen las cargas del sistema en las ecuaciones de flujo de potencia $g(x, \lambda)$.

2.6. Márgenes de funcionamiento del sistema.

Los márgenes de funcionamiento del sistema [12] se definen según los límites técnicos del SEP. Según [20], NERC define el concepto de *Available Transfer Capability* (ATC) en donde mediante una suposición de contingencia $N-1$ se puede calcular la máxima capacidad de transferencia del sistema para usarse, por ejemplo, como medida entre dos áreas de un sistema.

Para entender mejor este concepto, la curva PV refleja fielmente los márgenes más importantes. En la Figura 2.6 se presenta la curva PV, en donde se muestran los márgenes de funcionamiento de un SEP.

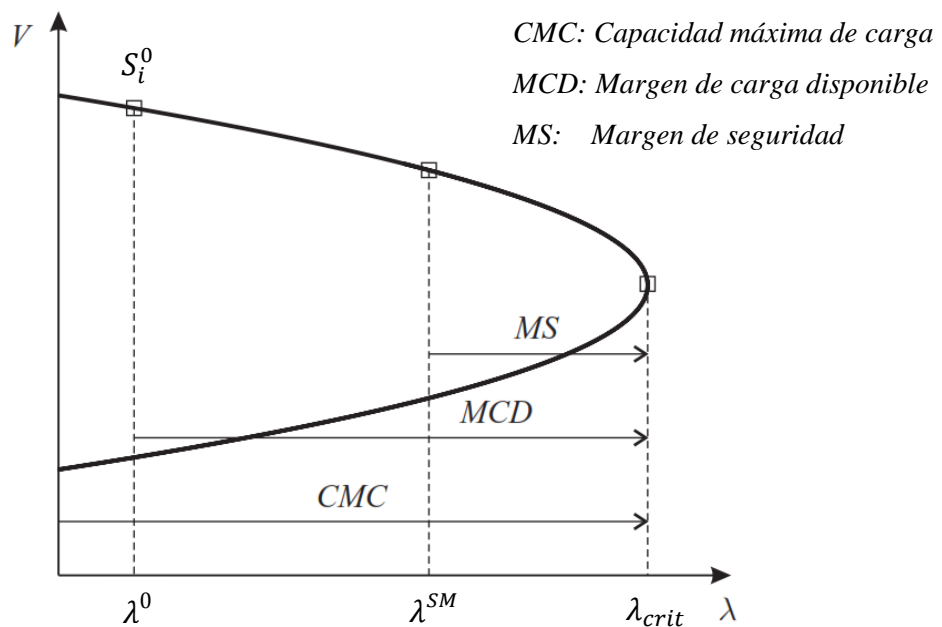


Figura 2.6. Margen de funcionamiento del sistema en curva PV

A continuación, se explica cada uno de estos márgenes de funcionamiento.

2.6.1. Capacidad máxima de carga (CMC)

Representa el nivel de carga máximo que podría soportar el SEP hasta llegar a una bifurcación SNB, o bien, hasta alcanzar algún límite técnico de operación (tensión mínima o máxima, potencia máxima por líneas, etc.).

Este límite se define como:

$$CMC = S_i + \lambda_{crit}\Delta S_i \quad (2.21)$$

Donde S_i^0 representa la potencia consumida en el nodo i en el punto de carga λ^0 ; λ_{crit} representa la cargabilidad máxima al llegar a un SNB y ΔS_i es la variación de potencia necesaria para alcanzar el SNB.

2.6.2. Margen de carga disponible (MCD)

Representa el incremento en la demanda que el SEP puede asumir desde el punto de funcionamiento actual. En términos de este estudio se representa como el margen máximo de cargabilidad (λ). Matemáticamente se representa como:

$$MCD = CMC - S_i = \lambda_{crit}\Delta S_i \quad (2.22)$$

2.6.3. Margen de seguridad (MS)

Es la carga extra que el sistema puede asumir a partir de la demanda esperada hasta llegar a la máxima carga que puede soportar. Este margen selecciona los casos donde el sistema se encuentra en un estado crítico de estabilidad de tensión. En consecuencia, es importante saber de qué forma cambian las variables del SEP al momento de cambiar el margen de seguridad. En este estudio el margen de seguridad se representa como λ^{SM} .

$$MS = (\lambda_{crit} - \lambda^{SM})\Delta S_i \quad (2.23)$$

2.7. Flujo de potencia óptimo incluyendo restricciones de estabilidad de tensión (VSC-OPF).

Recientemente, la estabilidad de tensión se trataba como un problema de forma separada de la planificación y operación del sistema, analizando la cargabilidad con aplicaciones separadas de las de flujos de potencia óptimos, no aprovechando de buena manera los recursos del sistema [1], [9], [14], [15]. En las referencias mencionadas el problema ejecuta solo una condición del sistema, es decir, un OPF preventivo o, separadamente, un OPF correctivo, afectado por una contingencia. Este análisis puede llegar a ser inseguro debido a que el sistema no permanecerá en estado normal al momento de una perturbación antes de que existan medidas de corrección.

Para solucionar este problema se centra el objetivo en que el sistema permanezca en estado normal ante alguna perturbación. Se debe asegurar entonces, que el SEP se mantenga estable ante alguna falla mediante nuevas restricciones. Estas restricciones imponen límites adicionales al flujo de potencia y balances nodales debido a post-contingencias. En otras palabras, se incorporan restricciones que previenen el colapso del sistema debido a una contingencia. En [21] se explica por primera vez una solución matemática para el problema de despacho económico con restricciones de seguridad.

Por lo tanto, el problema de optimización que se plantea incluye restricciones estáticas en la solución pre-contingencia y post-contingencia. Las condiciones de pre-contingencia se relacionan con las condiciones de post-contingencia acoplando nuevas ecuaciones de rampa de generación.

El encargado de seleccionar los casos de post-contingencia que entran al análisis es el margen de seguridad λ^{SM} . Es decir, si la contingencia (analizada en el punto 2.6) tiene un margen de cargabilidad menor al margen de seguridad propuesto, esta se incluye en el análisis de seguridad del VSC-OPF. Por este motivo, si el margen de seguridad aumenta el sistema se vuelve seguro debido a la incorporación de más contingencias y, por otra parte, si el margen de seguridad disminuye el sistema se vuelve inseguro.

Capítulo 3

Formulación del modelo

El modelamiento del problema contiene tres pasos secuenciales. Resolución del flujo de potencia óptimo base; el cálculo del margen de cargabilidad máximo para cada contingencia dependiente del criterio $N-1$; y el cálculo del flujo de potencia óptimo con restricciones de estabilidad de tensión.

A la formulación base del sistema mostrada en [22] se le agregan tres elementos de compensación para notar la influencia de estos en la estabilidad de tensión. Estos son los cambiadores de tap bajo carga (LTC), transformadores desfasadores de ángulo (PHS) y compensadores variables estáticos (SVC). La suposición es que al incorporar compensaciones el sistema debe aumentar su cargabilidad y bajar sus costos.

Los elementos de compensación se pueden analizar de dos formas. Mediante un análisis continuo, es decir, la variable de control varía en los números reales, o también con un análisis entero-mixto, es decir, la variable de control varía de forma discreta. El análisis entero mixto se asemeja mejor a la realidad de estos elementos, por ejemplo, un transformador cambiador de taps bajo carga de 24 taps no puede operar en la posición 23.4, necesita un tap entero en la posición 23 o 24.

En las formulaciones propuestas en este punto se agregan restricciones que sirven para el problema entero-mixto. Estas restricciones no afectan el problema si se quiere analizar con variables continuas, debido a que el solver *ipopt* asume las variables discretas como continuas.

Los resultados entregados en esta memoria son mediante el solver *ipopt* de resolución con variables continuas. En el Apéndice A se entregan también los resultados del solver entero-mixto *bonmin* comparados con *Matpower* para verificar el correcto funcionamiento.

El modelamiento de los componentes del SEP, incluyendo los elementos de compensación, se especifican en el Apéndice B.

A continuación, se describen los tres pasos de la formulación.

3.1. Flujo de potencia óptimo

El primer paso que el algoritmo realiza es el OPF base, donde se fijan la potencia activa y reactiva para cada generador del SEP. Además, se obtiene la tensión (magnitud y ángulo) base en cada barra.

El flujo de potencia óptimo, busca encontrar la mejor solución de las ecuaciones que describen las potencias netas inyectadas en los nodos del SEP, bajo un criterio económico. Por lo tanto, se determinan las variables de estado (V_i, α_i) y las variables de control ($P_{gen\ i}, Q_{gen\ i}$) óptimas en el SEP, considerando las restricciones impuestas por las ecuaciones de balance de potencia en los nodos ($g(x)$) y las restricciones de operación ($h(x)$). Su formulación básica es de la siguiente manera [9], [22]:

$$\min \quad f(x) \quad (3.1)$$

$$\text{sujeta a:} \quad g(x) = 0 \quad (3.2)$$

$$h(x) \leq 0 \quad (3.3)$$

La función objetivo depende del propósito que se requiera estudiar, siendo las que más se destacan en la literatura: la minimización de las pérdidas, minimización de los cortes de carga, minimización del costo de generación, etc. En la ecuación (2.1) se presenta la función objetivo de forma genérica, en el caso de esta memoria se propone minimizar los costos asociados a la generación. Por lo tanto, la función objetivo ($f(x)$) es la siguiente:

$$F. O. = \min \sum_{i=1}^{N_{gen}} (a_i P_{gen\ i}^2 + b_i P_{gen\ i} + c_i) \begin{bmatrix} \$ \\ h \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

El siguiente conjunto de ecuaciones, $g(x)$, definen el problema y están relacionadas con los balances nodales y flujos por líneas de transmisión. Se definen de la siguiente manera:

- Balance nodal:

$$P_{gen\ i} - P_{dem\ i} - V_i^2 Y_{gs\ i} - \sum_{j \in N_{lineas}} P_{ij} = 0 \quad (3.5)$$

$$Q_{gen\ i} - Q_{dem\ i} - V_i^2 Y_{bs\ i} - V_i^2 b_{SVC\ i} - \sum_{j \in N_{lineas}} Q_{ij} = 0 \quad (3.6)$$

- Flujos de potencia por las líneas de transmisión:

$$P_{ij} = \frac{V_i^2 Y_{ij}}{T_{ij}^2} \cos \theta_{ij} - \frac{V_i V_j}{T_{ij}} Y_{ij} \cos(\alpha_i - \alpha_j - \theta_{ij} - \varphi_{ij}) \quad (3.7)$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 \frac{Y_{ii}}{2} - \frac{V_i^2 Y_{ij}}{T_{ij}^2} \text{sen } \theta_{ij} - \frac{V_i V_j}{T_{ij}} Y_{ij} \text{sen}(\alpha_i - \alpha_j - \theta_{ij} - \varphi_{ij}) \quad (3.8)$$

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2} \quad (3.9)$$

$$p_{LTC\ ij} = \frac{T_{ij}^{max} - T_{ij}^{min}}{Taps_{ij} - 1} \quad (3.10)$$

$$T_{ij} = T_{ij}^{min} + p_{LTC\ ij} \cdot Int_{ij} \quad (3.11)$$

$$p_{PHS\ ij} = \frac{\varphi_{ij}^{max} - \varphi_{ij}^{min}}{Taps_{ij} - 1} \quad (3.12)$$

$$\varphi_{ij} = \varphi_{ij}^{min} + p_{PHS\ ij} \cdot Int_{ij} \quad (3.13)$$

$$p_{SVC\ i} = \frac{b_{SVC\ i}^{max} - b_{SVC\ i}^{min}}{Taps_i - 1} \quad (3.14)$$

$$b_{SVC\ i} = b_{SVC\ i}^{min} + p_{SVC\ i} \cdot Int_i \quad (3.15)$$

$$Int_{ij} = [0, Taps_{ij}] \quad (3.16)$$

$$Int_i = [0, Taps_i] \quad (3.17)$$

Las ecuaciones (3.10) hasta (3.17) son del problema entero-mixto, resuelto con el solver *Bonmin* [23]. Al resolver este algoritmo con el solver *ipopt* estas ecuaciones no tienen influencia en los resultados, ya que se comportan como variables de control continuas.

Las ecuaciones que definen los límites técnicos del sistema ($h(x)$), son:

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (3.18)$$

$$0 \leq \alpha_i \leq 2\pi \quad (3.19)$$

$$P_{gen\ i}^{min} \leq P_{gen\ i} \leq P_{gen\ i}^{max} \quad (3.20)$$

$$Q_{gen\ i}^{min} \leq Q_{gen\ i} \leq Q_{gen\ i}^{max} \quad (3.21)$$

$$S_{ij}^{min} \leq S_{ij} \leq S_{ij}^{max} \quad (3.22)$$

$$P_{ij}^{min} \leq P_{ij} \leq P_{ij}^{max} \quad (3.23)$$

$$Q_{ij}^{min} \leq Q_{ij} \leq Q_{ij}^{max} \quad (3.24)$$

$$b_{SVC\ i}^{min} \leq b_{SVC\ i} \leq b_{SVC\ i}^{max}, \forall SVC \quad (3.25)$$

$$T_{ij}^{min} \leq T_{ij} \leq T_{ij}^{max}, \forall LTC \quad (3.26)$$

$$\varphi_{ij}^{min} \leq \varphi_{ij} \leq \varphi_{ij}^{max}, \forall PHS \quad (3.27)$$

Luego de resolver el problema de minimización de la ecuación (3.4) con el conjunto de restricciones presentadas, los datos que se guardan para analizar luego en las secciones 3.2 y 3.3 son los siguientes:

$$P_{gen\ i}^{Base} = P_{gen\ i} \quad (3.28)$$

$$P_{dem\ i}^{Base} = P_{dem\ i} \quad (3.29)$$

$$Q_{dem\ i}^{Base} = Q_{dem\ i} \quad (3.30)$$

$$V_i^{Base} = V_i \quad (3.31)$$

$$T_{ij}^{Base} = T_{ij}, \forall LTC \quad (3.32)$$

$$\varphi_{ij}^{Base} = \varphi_{ij}, \forall PHS \quad (3.33)$$

3.2. Margen máximo de cargabilidad

El segundo paso del algoritmo es encontrar el margen máximo de cargabilidad del sistema bajo el criterio $N-1$. La formulación es similar al primer paso, cambiando la función objetivo y agregando restricciones de rampa para los generadores ($R_{gen\ i}^{up}, R_{gen\ i}^{down}$) y también para las compensaciones LTC ($R_{Tij}^{up}, R_{Tij}^{down}$) y PHS ($R_{\varphi ij}^{up}, R_{\varphi ij}^{down}$).

El objetivo de este paso es maximizar la variable λ del sistema hasta alcanzar algún punto de bifurcación. Por lo tanto, la función objetivo se describe en la ecuación (3.34).

$$F.O. = \max (\lambda) \quad (3.34)$$

La función objetivo está sujeta a las mismas condiciones descritas desde la ecuación (3.5) a la ecuación (3.27), más las restricciones siguientes:

$$P_{dem\ i} = (1 + \lambda)P_{dem\ i}^{Base} \quad (3.35)$$

$$Q_{dem\ i} = (1 + \lambda)Q_{dem\ i}^{Base} \quad (3.36)$$

$$P_{gen\ i} - P_{gen\ i}^{Base} \leq R_{gen\ i}^{up} \Delta t \quad (3.37)$$

$$P_{gen\ i}^{Base} - P_{gen\ i} \leq R_{gen\ i}^{down} \Delta t \quad (3.38)$$

$$T_{ij} - T_{ij}^{Base} \leq R_{Tij}^{up} \Delta t \quad (3.39)$$

$$T_{ij}^{Base} - T_{ij} \leq R_{Tij}^{down} \Delta t \quad (3.40)$$

$$\varphi_{ij} - \varphi_{ij}^{Base} \leq R_{\varphi ij}^{up} \Delta t \quad (3.41)$$

$$\varphi_{ij}^{Base} - \varphi_{ij} \leq R_{\varphi ij}^{down} \Delta t \quad (3.42)$$

Al incorporar la variable λ a la ecuación (3.34) y (3.35) se busca incrementar uniformemente todas las cargas del sistema. Debido a esto último, maximizando λ se encuentra la máxima condición de cargabilidad del sistema.

La producción de potencia está limitada por su rampa de generación en la ecuación (3.37) y (3.38). El intervalo de tiempo Δt es el periodo en donde el generador debe ser capaz de ajustar su potencia para alcanzar la condición máxima de cargabilidad.

Los elementos de control LTC y PHS, a diferencia de los SVC, tienen restricciones de rampa, debido a sus condiciones de operación mecánicas su respuesta no es instantánea. Sus rampas se describen desde la ecuación (3.39) hasta la ecuación (3.42).

Esta simulación se realiza para cada salida de línea de transmisión, y los resultados del margen máximo de cargabilidad se guardan para luego hacer una selección dependiente de los λ que se encuentren por debajo del margen de seguridad (λ^{SM}). Los casos seleccionados (casos estresados) se incluyen en la última etapa del algoritmo como restricciones de estabilidad de tensión.

3.3. VSC-OPF

El último paso del algoritmo incluye las restricciones de estabilidad de tensión y aunque se rige por las mismas ecuaciones de balance nodal y flujo de potencia que el caso base, la función objetivo cambia.

El propósito de este paso es relacionar los casos estresados donde se aplica el criterio $N-1$ con el caso base que incluye todas las líneas de transmisión activas. Los casos estresados incluidos dependen directamente del margen de seguridad (λ^{SM}) seleccionado. Los elementos de la ecuación (3.43) que contienen un subíndice s son de los resultados con el sistema estresado debido a alguna línea fuera de servicio.

Por consiguiente, la función objetivo es de la siguiente forma [1]:

$$\begin{aligned}
 \min \mu & \left[\sum_{i=1}^{N_{gen}} (c_{gen\ i}^{up} \Delta P_{gen\ i}^{up} + c_{gen\ i}^{down} \Delta P_{gen\ i}^{down}) + \sum_{i=1}^{N_{barra}} (c_{Vi}^{up} \Delta V_i^{up} + c_{Vi}^{down} \Delta V_i^{down}) \right. \\
 & + \sum_{i=1}^{N_{barra}} (c_{LTC\ i}^{up} \Delta V_i^{up} + c_{LTC\ i}^{down} \Delta V_i^{down}) \\
 & + \sum_{i=1}^{N_{barra}} (c_{SVC\ i}^{up} \Delta V_i^{up} + c_{SVC\ i}^{down} \Delta V_i^{down}) \\
 & \left. + \sum_{ij \in N_{lineas}} (c_{PHS\ ij}^{up} \Delta P_{ij}^{up} + c_{PHS\ ij}^{down} \Delta P_{ij}^{down}) \right] \\
 & + \sum_{s=1}^S \mu_s \left[\sum_{i=1}^{N_{gen}} (c_{gen\ i}^{up} \Delta P_{gen\ i,s}^{up} + c_{gen\ i}^{down} \Delta P_{gen\ i,s}^{down}) \right. \\
 & + \sum_{i=1}^{N_{barra}} (c_{Vi}^{up} \Delta V_{i,s}^{up} + c_{Vi}^{down} \Delta V_{i,s}^{down}) \\
 & + \sum_{i=1}^{N_{barra}} (c_{LTC\ i}^{up} \Delta V_{i,s}^{up} + c_{LTC\ i}^{down} \Delta V_{i,s}^{down}) \\
 & + \sum_{i=1}^{N_{barra}} (c_{SVC\ i}^{up} \Delta V_{i,s}^{up} + c_{SVC\ i}^{down} \Delta V_{i,s}^{down}) \\
 & \left. + \sum_{ij \in N_{lineas}} (c_{PHS\ ij}^{up} \Delta P_{ij,s}^{up} + c_{PHS\ ij}^{down} \Delta P_{ij,s}^{down}) \right] \\
 & + \sum_{i=1}^{N_{barra}} c_{dem\ i}^{down} \Delta P_{dem\ i}
 \end{aligned} \tag{3.43}$$

$$\mu + \sum_{s=1}^S \mu_s = 1 ; \mu_s \ll \mu \tag{3.44}$$

Donde μ es la probabilidad de estar operando en la condición base, y μ_s es la probabilidad de estar operando en la condición estresada s . Por ello se debe cumplir que la suma de las probabilidades sea 1, ecuación (3.44).

Los balances nodales para el caso base y los casos estresados son los siguientes:

$$P_{gen\ i}^{base} + \Delta P_{gen\ i}^{up} - \Delta P_{gen\ i}^{down} - P_{dem\ i}^{base} - \Delta P_{dem\ i} - V_i^2 Y_{gs\ i} - \sum_{j \in N_{lineas}} P_{ij} = 0 \quad (3.45)$$

$$Q_{gen\ i} - Q_{dem\ i} - V_i^2 Y_{bs\ i} - V_i^2 b_{SVC\ i} - \sum_{j \in N_{lineas}} Q_{ij} = 0 \quad (3.46)$$

$$\sum_{s=1}^S \left[P_{gen\ i,s} - P_{dem\ i}(1 + \lambda^{SM}) - V_{i,s}^2 Y_{gs\ i} - \sum_{j \in N_{lineas}} P_{ij,s} \right] = 0 \quad (3.47)$$

$$\sum_{s=1}^S \left[Q_{gen\ i,s} - Q_{dem\ i}(1 + \lambda^{SM}) - V_{i,s}^2 Y_{bs\ i} - V_{i,s}^2 b_{SVC\ i} - \sum_{j \in N_{lineas}} Q_{ij,s} \right] = 0 \quad (3.48)$$

Luego, el flujo de potencia del caso base y de los casos estresados son los siguientes:

$$P_{ij} = \frac{V_i^2 Y_{ij}}{T_{ij}^2} \cos \theta_{ij} - \frac{V_i V_j}{T_{ij}} Y_{ij} \cos(\alpha_i - \alpha_j - \theta_{ij} - \varphi_{ij}) \quad (3.49)$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 \frac{Y_{ii}}{2} - \frac{V_i^2 Y_{ij}}{T_{ij}^2} \cos \theta_{ij} - \frac{V_i V_j}{T_{ij}} Y_{ij} \cos(\alpha_i - \alpha_j - \theta_{ij} - \varphi_{ij}) \quad (3.50)$$

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2} \quad (3.51)$$

$$P_{ij,s} = \frac{V_{i,s}^2 Y_{ij}}{T_{ij,s}^2} \cos \theta_{ij} - \frac{V_{i,s} V_{j,s}}{T_{ij,s}} Y_{ij} \cos(\alpha_{i,s} - \alpha_{j,s} - \theta_{ij} - \varphi_{ij,s}) \quad (3.52)$$

$$Q_{ij,s} = -V_{i,s}^2 \frac{Y_{ii}}{2} - \frac{V_{i,s}^2 Y_{ij}}{T_{ij,s}^2} \cos \theta_{ij} - \frac{V_{i,s} V_{j,s}}{T_{ij,s}} Y_{ij} \cos(\alpha_{i,s} - \alpha_{j,s} - \theta_{ij} - \varphi_{ij,s}) \quad (3.53)$$

$$S_{ij,s} = \sqrt{P_{ij,s}^2 + Q_{ij,s}^2} \quad (3.54)$$

Para relacionar las variables del caso base con los casos estresados se plantean ecuaciones en donde las variaciones de los parámetros afectan directamente el resultado del problema de optimización. Las ecuaciones son las siguientes:

$$Q_{dem\ i} = P_{dem\ i} \left(\frac{P_{dem\ i}^{base}}{Q_{dem\ i}^{base}} \right) \quad (3.55)$$

$$V_i = V_i^{base} + \Delta V_i^{up} - \Delta V_i^{down} \quad (3.56)$$

$$P_{ij} = P_{ij}^{base} + \Delta P_{ij}^{up} - \Delta P_{ij}^{down} \quad (3.57)$$

$$P_{gen\ i,s} = P_{gen\ i} + \Delta P_{gen\ i,s}^{up} - \Delta P_{gen\ i,s}^{down} \quad (3.58)$$

$$V_{i,s} = V_i + \Delta V_{i,s}^{up} - \Delta V_{i,s}^{down} \quad (3.59)$$

$$P_{ij,s} = P_{ij} + \Delta P_{ij,s}^{up} - \Delta P_{ij,s}^{down} \quad (3.60)$$

La ecuación (3.55) indica que el factor de potencia de las demandas del sistema es constante, por lo tanto, si existe un incremento o disminución en la potencia activa de la demanda, este también está reflejado en la potencia reactiva.

Debido a que los generadores, compensadores LTC y PHS no pueden realizar cambios instantáneos se deben incluir funciones de tipo rampa que los limite. Estas rampas tienen que restringir el cambio que existe al tener una línea fuera de servicio y al tener todas las líneas funcionando. Por esto último, relacionan directamente los casos estresados con el caso base.

$$P_{gen\ i,s} - P_{gen\ i} \leq R_{gen\ i}^{up} \Delta t \quad (3.61)$$

$$P_{gen\ i} - P_{gen\ i,s} \leq R_{gen\ i}^{down} \Delta t \quad (3.62)$$

$$T_{ij,s} - T_{ij} \leq R_{Tij}^{up} \Delta t \quad , \forall LTC \quad (3.63)$$

$$T_{ij} - T_{Tij,s} \leq R_{Tij}^{down} \Delta t \quad , \forall LTC \quad (3.64)$$

$$\varphi_{ij,s} - \varphi_{ij} \leq R_{\varphi ij}^{up} \Delta t \quad , \forall PHS \quad (3.65)$$

$$\varphi_{ij} - \varphi_{ij,s} \leq R_{\varphi ij}^{down} \Delta t \quad , \forall PHS \quad (3.66)$$

Por último, los límites técnicos del sistema deben estar definidos para los casos bases y casos estresados. A continuación, se muestran estos límites.

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (3.67)$$

$$V_i^{min} \leq V_{i,s} \leq V_i^{max} \quad (3.68)$$

$$0 \leq \alpha_i \leq 2\pi \quad (3.69)$$

$$0 \leq \alpha_{i,s} \leq 2\pi \quad (3.70)$$

$$P_{gen\ i}^{min} \leq P_{gen\ i} \leq P_{gen\ i}^{max} \quad (3.71)$$

$$P_{gen\ i}^{min} \leq P_{gen\ i,s} \leq P_{gen\ i}^{max} \quad (3.72)$$

$$Q_{gen\ i}^{min} \leq Q_{gen\ i} \leq Q_{gen\ i}^{max} \quad (3.73)$$

$$Q_{gen\ i}^{min} \leq Q_{gen\ i,s} \leq Q_{gen\ i}^{max} \quad (3.74)$$

$$S_{ij}^{min} \leq S_{ij} \leq S_{ij}^{max} \quad (3.75)$$

$$S_{ij}^{min} \leq S_{ij,s} \leq S_{ij}^{max} \quad (3.76)$$

$$P_{ij}^{min} \leq P_{ij} \leq P_{ij}^{max} \quad (3.77)$$

$$P_{ij}^{min} \leq P_{ij,s} \leq P_{ij}^{max} \quad (3.78)$$

$$Q_{ij}^{min} \leq Q_{ij} \leq Q_{ij}^{max} \quad (3.79)$$

$$Q_{ij}^{min} \leq Q_{ij,s} \leq Q_{ij}^{max} \quad (3.80)$$

$$b_{SVC\ i}^{min} \leq b_{SVC\ i} \leq b_{SVC\ i}^{max}, \forall SVC \quad (3.81)$$

$$b_{SVC\ i}^{min} \leq b_{SVC\ i,s} \leq b_{SVC\ i}^{max}, \forall SVC \quad (3.82)$$

$$T_{ij}^{min} \leq T_{ij} \leq T_{ij}^{max}, \forall LTC \quad (3.83)$$

$$T_{ij}^{min} \leq T_{ij,s} \leq T_{ij}^{max}, \forall LTC \quad (3.84)$$

$$\varphi_{ij}^{min} \leq \varphi_{ij} \leq \varphi_{ij}^{max}, \forall PHS \quad (3.85)$$

$$\varphi_{ij}^{min} \leq \varphi_{ij,s} \leq \varphi_{ij}^{max}, \forall PHS \quad (3.86)$$

Para explicar de mejor manera la formulación completa del algoritmo, en la Figura 3.1. se presenta el diagrama de flujo que representa la unión de todas las etapas descritas en este capítulo.

La etapa 1, mostrada en la Figura 3.1, representa lo explicado en el punto 3.1, el comienzo del algoritmo, donde se ingresan los datos del SEP y se realiza el flujo de potencia óptimo, base para todas las demás etapas.

La etapa número 2, indicada en la Figura 3.1, simboliza la explicación del punto 3.2, donde se calcula el margen de cargabilidad del sistema ante cada salida de línea de transmisión (contingencia bajo el criterio $N-1$). Luego todos los márgenes se guardan en un vector que se requiere para la siguiente etapa.

La etapa número 3 es la última, y representa la formulación del VSC-OPF (explicado en el punto 3.3), donde se incluyen todas las contingencias que tienen un margen de cargabilidad menor al margen de seguridad ingresado. Finalmente, se resuelve el VSC-OPF y se entregan los resultados del algoritmo.

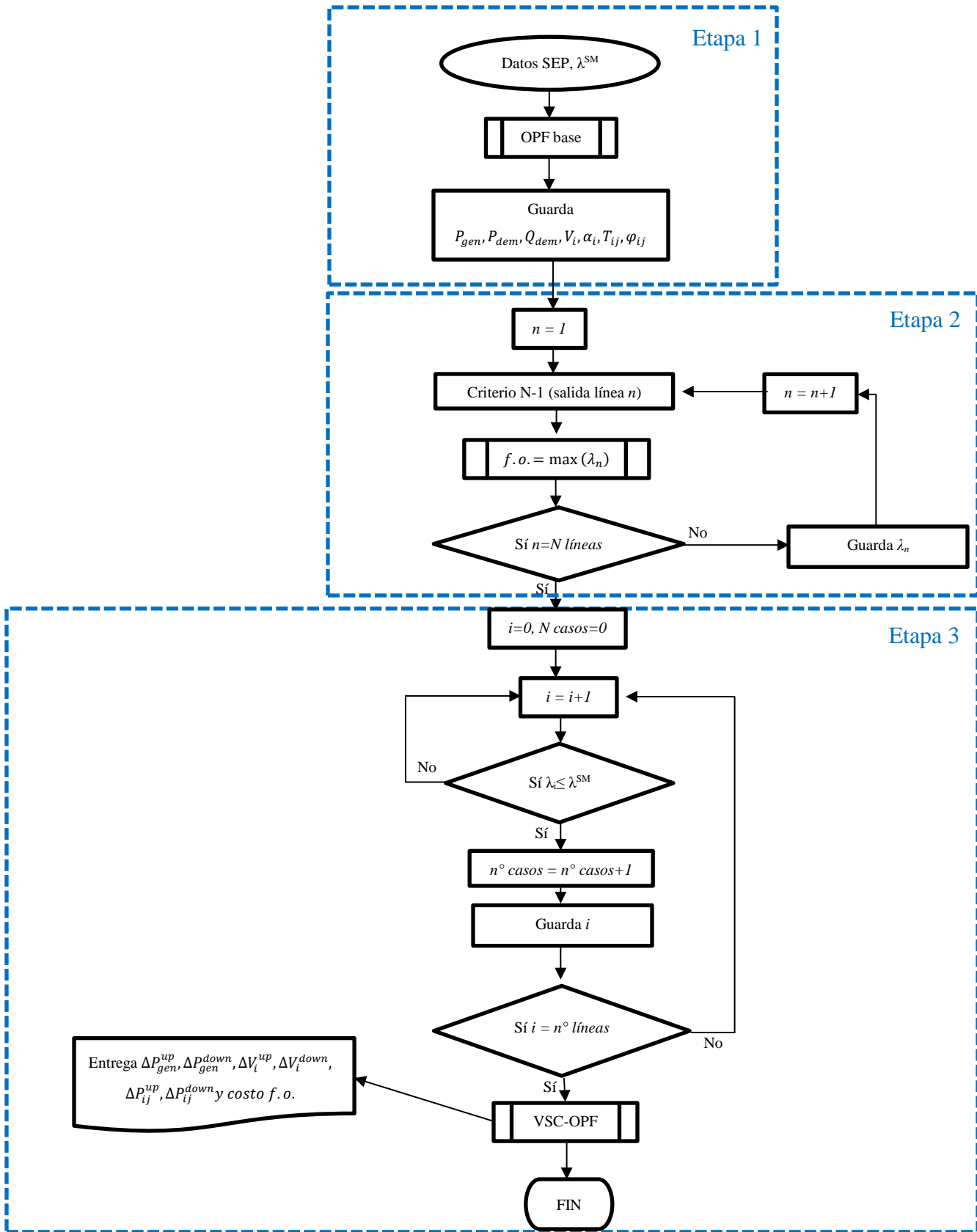


Figura 3.1. Diagrama de flujo

Capítulo 4

Casos de estudio

En este capítulo se muestran los tres sistemas eléctricos que se simulan en esta memoria. Los resultados de estos sistemas se presentan y analizan en el Capítulo 5.

4.1. Caso 1: Sistema Wood & Wollenberg de 6 barras

Como primera prueba para el algoritmo se usa un sistema pequeño para reducir los tiempos de simulación y probar el funcionamiento de las variables. El sistema Wood & Wollenberg [2], mostrado en la Figura 4.1, contiene 6 barras y 11 líneas de transmisión, cuyos parámetros se encuentran descritos en el Apéndice C.

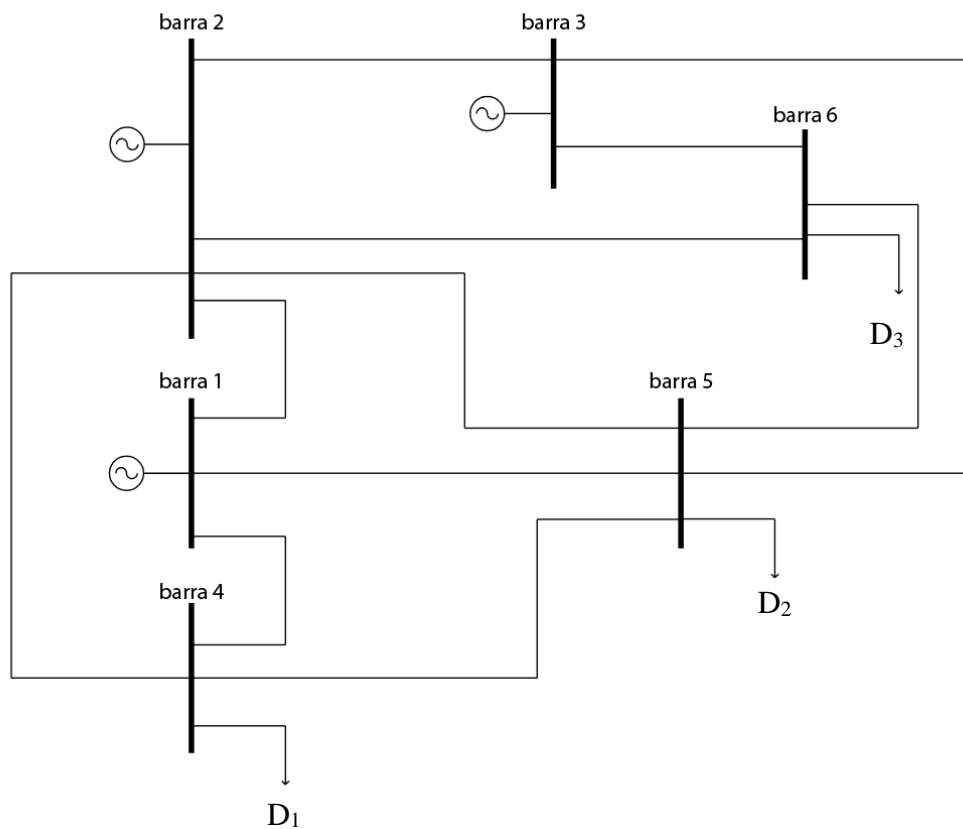


Figura 4.1. Sistema W&W de 6 barras

La simulación de este sistema con el código propuesto se compara con una simulación realizada con la librería MatPower [24] de Matlab [25], donde se puede simular un OPF con los mismos datos. Así, se puede comprobar que los resultados de los OPF son correctos.

Los parámetros de entrada de la simulación son los siguientes:

Tabla 4.1. Parámetros de demanda iniciales W&W de 6 barras

<i>Barra</i>	<i>Dem</i> [#]	<i>P_{dem}</i> [MW]	<i>Q_{dem}</i> [MW]	<i>c_v^{up}</i> [\$/MWh]	<i>c_v^{down}</i> [\$/MWh]	<i>c_{dem}^{down}</i> [\$/MWh]
1	-	0	0	100	100	-
2	-	0	0	100	100	-
3	-	0	0	100	100	-
4	1	70	55	100	100	1000
5	2	105	70	100	100	1000
6	3	80	60	100	100	1000

La primera simulación no contiene cambiadores de taps, compensadores variables estáticos ni cambiadores de fase, en consecuencia, se prueba solamente la minimización de los costos de generación, variación de tensión y variación o corte de demanda.

Tabla 4.2. Parámetros de generación iniciales W&W de 6 barras

<i>Barra</i>	<i>Gen</i> #	<i>R_{gen}^{up}</i> [MW/min]	<i>R_{gen}^{down}</i> [MW/min]	<i>c_{gen}^{up}</i> [\$/MWh]	<i>c_{gen}^{down}</i> [\$/MWh]
1	1	3.33	3.33	12	12
2	2	3	3	10	10
3	3	3	3	11	11

Como segunda simulación se agregarán los elementos faltantes (LTC, PHS y SVC) para comprobar el comportamiento del algoritmo y convergencia. Los LTC, PHS y el SVC se encuentran en la línea 2-3, línea 1-4 y barra 4, respectivamente. Los resultados del OPF de esta simulación se comparan con la simulación en Matpower (las mismas

entradas) en el Apéndice A, para verificar el correcto funcionamiento de los elementos de compensación.

En las siguientes tablas se muestran los costos y rampas asociados a los elementos faltantes.

Tabla 4.3. Costos y límites asociados a LTC caso 1

Línea	T_{LTC}^{min} [pu]	T_{LTC}^{max} [pu]	c_{LTC}^{up} [\$/puh]	c_{LTC}^{down} [\$/puh]	R_{LTC}^{up} [pu/min]	R_{LTC}^{down} [pu/min]
2 - 3	0.95	1.05	100	100	0.002	0.002

Tabla 4.4. Costos y límites asociados a PHS caso 1

Línea	Φ_{PHS}^{min} [rad]	Φ_{PHS}^{max} [rad]	c_{PHS}^{up} [\$/puh]	c_{PHS}^{down} [\$/puh]	R_{PHS}^{up} [rad/min]	R_{PHS}^{down} [rad/min]
1 - 4	$-\pi/12$	$\pi/12$	100	100	$\pi/600$	$\pi/600$

Tabla 4.5. Costos y límites asociados a SVC caso 1

Barra	b_{SVC}^{min} [pu]	b_{SVC}^{max} [rad]	c_{PHS}^{up} [\$/puh]	c_{PHS}^{down} [\$/puh]
4	-0.5	0.5	100	100

4.2. Caso 2: Sistema IEEE de 24 barras

El siguiente caso presenta 24 barras y 38 líneas de transmisión [26] en donde existen una compensación variable estática y dos transformadores regulantes, un intercambiador de tap y un variador de ángulo.

En la Figura 4.2 se muestra el diagrama unilineal del sistema eléctrico IEEE de 24 barras.

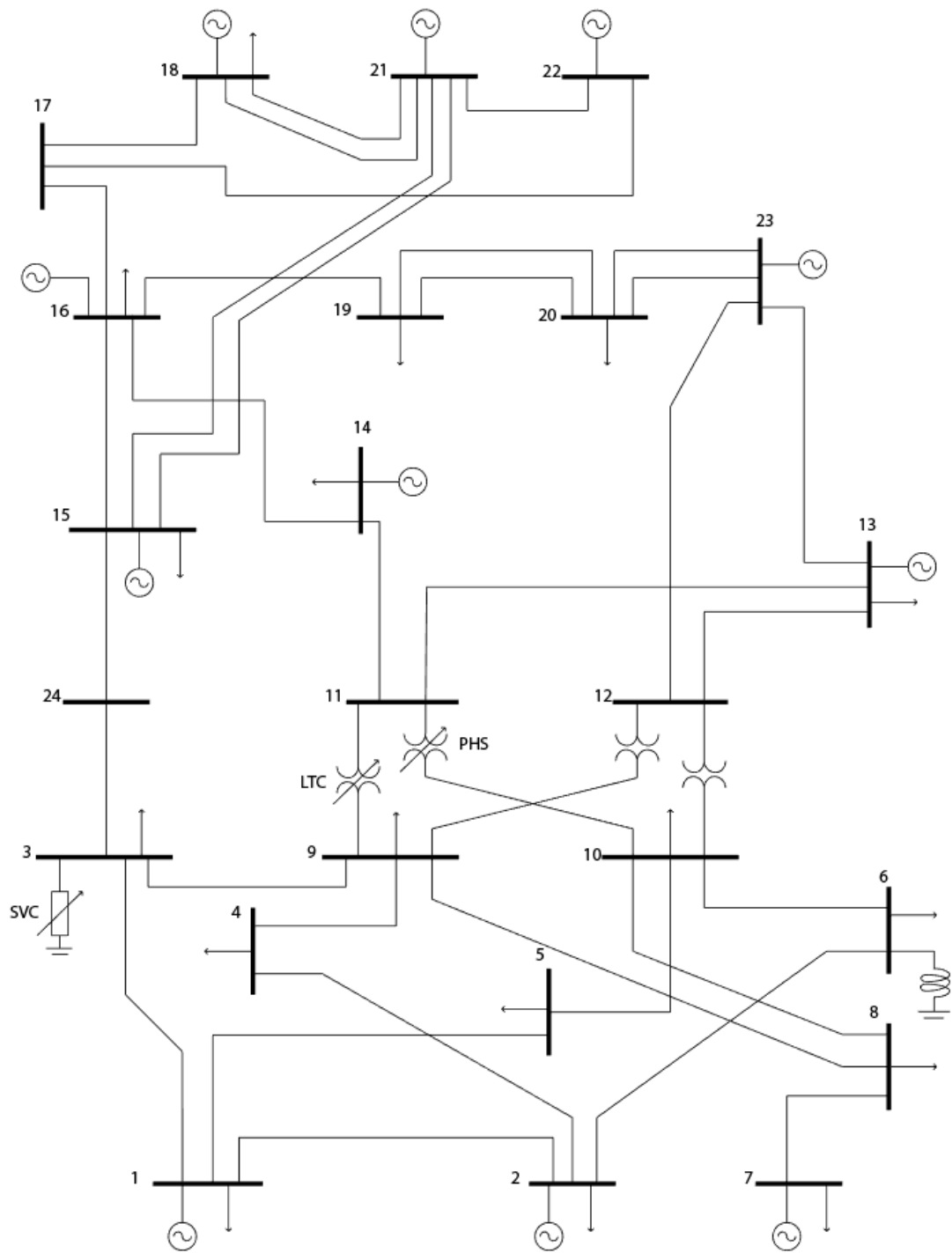


Figura 4.2. Sistema IEEE de 24 barras

Los parámetros de entrada del sistema se pueden observar en la Tabla 4.6, donde se especifican los costos de aumentar (c_V^{up}) o disminuir (c_V^{down}) la magnitud de tensión en las barras y el costo de cortar demanda (c_{dem}^{down}) en la barra asociada.

Tabla 4.6. Parámetros de demanda iniciales IEEE 24 barras

<i>Barra</i>	<i>Dem</i> [#]	<i>P_{dem}</i> [MW]	<i>Q_{dem}</i> [MW]	c_V^{up} [\$/MWh]	c_V^{down} [\$/MWh]	c_{dem}^{down} [\$/MWh]	<i>Y_{bs}</i> [pu]
1	1	105	22	100	100	2200	0
2	2	97	20	100	100	2200	0
3	3	180	37	100	100	2200	0
4	4	74	15	100	100	2300	0
5	5	71	14	100	100	2300	0
6	6	136	28	100	100	2300	100
7	7	125	25	100	100	2400	0
8	8	171	35	100	100	2400	0
9	9	175	36	100	100	2300	0
10	10	195	40	100	100	2300	0
11	-	-	-	100	100	-	0
12	-	-	-	100	100	-	0
13	11	265	54	100	100	2200	0
14	12	194	39	100	100	2200	0
15	13	317	64	100	100	2100	0
16	14	100	20	100	100	2100	0
17	-	-	-	100	100	-	0
18	15	333	68	100	100	2100	0
19	16	181	37	100	100	2200	0
20	17	128	26	100	100	2100	0
21	-	-	-	100	100	-	0
22	-	-	-	100	100	-	0
23	-	-	-	100	100	-	0
24	-	-	-	100	100	-	0

En la Tabla 4.7 se encuentran las rampas de generación de subida (R_{gen}^{up}) y bajada (R_{gen}^{down}) de cada generador más los costos de subir o bajar potencia.

Tabla 4.7. Parámetros de generación iniciales IEEE de 24 barras

Gen [#]	$Barra$	R_{gen}^{up} [MW/min]	R_{gen}^{down} [MW/min]	c_{gen}^{up} [\$/MWh]	c_{gen}^{down} [\$/MWh]
1	1	3	3	26.01	24.01
2	1	3	3	26.01	24.00
3	1	2	2	12.01	10.01
4	1	2	2	12.00	10.00
5	2	3	3	26.01	24.01
6	2	3	3	26.00	24.00
7	2	2	2	12.01	10.01
8	2	2	2	12.00	10.00
9	7	7	7	19.00	17.00
10	7	7	7	19.01	17.01
11	7	7	7	19.02	17.02
12	13	3	3	20.00	18.00
13	13	3	3	20.01	18.01
14	13	3	3	20.02	18.02
15	14	0	0	0	0
16	15	1	1	22.04	21.04
17	15	1	1	22.03	21.03
18	15	1	1	22.02	21.02
19	15	1	1	22.01	21.01
20	15	1	1	22.00	21.00
21	15	3	3	11.00	9.00
22	16	3	3	11.00	9.00
23	18	20	20	7.00	5.00
24	21	20	20	7.00	5.00
25	22	50	50	3.00	1.00
26	22	50	50	3.01	1.01
27	22	50	50	3.02	1.02
28	22	50	50	3.03	1.03
29	22	50	50	3.04	1.04
30	22	50	50	3.05	1.05
31	23	3	3	11.00	9.00
32	23	3	3	11.01	9.01
33	23	4	4	11.02	9.02

El generador #15 es un condensador sincrónico que actúa en la barra 14 como compensador de reactivos, controlando tensión.

Los costos asociados a los compensadores LTC, PHS y SVC se muestran en las siguientes tres tablas.

Tabla 4.8. Costos y límites asociados a LTC caso 2

Línea	T_{LTC}^{min} [pu]	T_{LTC}^{max} [pu]	C_{LTC}^{up} [\$/puh]	C_{LTC}^{down} [\$/puh]	R_{LTC}^{up} [pu/min]	R_{LTC}^{down} [pu/min]
11-9	0.95	1.05	100	100	0.002	0.002

Tabla 4.9. Costos y límites asociados a PHS caso 2

Línea	Φ_{PHS}^{min} [rad]	Φ_{PHS}^{max} [rad]	C_{PHS}^{up} [\$/puh]	C_{PHS}^{down} [\$/puh]	R_{PHS}^{up} [rad/min]	R_{PHS}^{down} [rad/min]
11-10	$-\pi/12$	$\pi/12$	100	100	$\pi/600$	$\pi/600$

Tabla 4.10. Costos y límites asociados a SVC caso 2

Barra	b_{SVC}^{min} [pu]	b_{SVC}^{max} [rad]	C_{PHS}^{up} [\$/puh]	C_{PHS}^{down} [\$/puh]
3	-0.5	0.5	100	100

Los demás parámetros del sistema IEEE de 24 barras se encuentran en detalle en el Apéndice D.

4.3. Caso 3: Sistema Eléctrico Nacional

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es la unión que se realizó en Chile el año 2017 entre el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). La unión se realizó mediante una línea de 500 *kV* y 600 *km* entre las subestaciones Mejillones y Cardones, la cual deja un sistema eléctrico interconectado desde la ciudad de Arica hasta la isla de Chiloé.

El SEN que se prueba en esta memoria es un sistema reducido, donde se incorporan solo las barras de tensión desde 66 *kV* hasta 500 *kV*. Los generadores se incorporan directo a las barras principales despreciando las líneas dedicadas a su conexión, y las líneas de transmisión que se incorporan al modelo son las más importantes que unen las barras del SEP.

Este sistema cuenta con 216 barras, 401 líneas de transmisión y 510 generadores, de los cuales 362 están operando en el OPF. Estos generadores son de tipo GNL, Diésel, carbón, biomasa, hidroeléctrico y ERNC, donde los costos asociados a la producción de energía de las centrales hidroeléctricas y ERNC se asumen cero.

Todos los generadores del SEN deben estar operativos para despachar potencia, ya que, aunque el algoritmo no los despache en el OPF, puede que sean necesarios en la simulación VSC-OPF para lograr la estabilidad de tensión.

Los datos fueron adquiridos de la base de datos del SEN y las demandas requeridas, obtenidas del Coordinador Eléctrico Nacional [27], son del 19 de Enero del 2018.

Debido a que el sistema se debió reducir, los límites de tensión y flujo de potencia por líneas de transmisión se dejan libres, para así lograr convergencia del algoritmo. Además, existen parámetros que se deben asumir, debido a que no se tiene información en los datos.

Puesto que el sistema es de mayor tamaño se complica encontrar los puntos que están afectando la convergencia del algoritmo, por esto mismo, se incorporan elementos

generadores ficticios en las barras de carga. Estos *Generadores Virtuales* (GV) tienen el límite superior de potencia suministrada igual a la demanda de potencia activa en la barra correspondiente, además de un alto costo de generación. Gracias a estas dos características solo entran en funcionamiento cuando el SEP no puede abastecer la potencia en la barra donde se encuentra. Al analizar donde existen GV funcionando se puede saber el punto sensible para la convergencia del sistema. En cuanto a la potencia reactiva, el sistema no tiene problemas en abastecerla, por lo tanto, no es necesario incluir GV de potencia reactiva.

Los datos de costos y límites son los siguientes:

- Las líneas de transmisión se limitan al mayor flujo de potencia activa en alguna rama del SEN, en este caso es de 1500 MW.
- Costos de aumento y disminución de tensión en las barras (c_v^{up}, c_v^{down}) igual a 100 \$/puh
- Costo de cortar demanda de 2200 \$/puh en barras con carga
- Rampas de generación de subida y bajada (R_g^{up}, R_g^{down}) igual a 3 MW/min
- Costo de aumentar o disminuir generación (c_g^{up}, c_g^{down}) igual a 26 \$/puh y 24 \$/puh, respectivamente.
- Las rampas de generación de generadores hidráulicos y de ERNC se liberan dejándolas con un valor alto, igual a 100 MW/min.
- Costos de aumentar o disminuir generación (c_g^{up}, c_g^{down}) de generadores hidráulicos y de ERNC igual a 1 \$/puh.

Las compensaciones agregadas al sistema también se obtuvieron del Coordinador Eléctrico Nacional y se especifican en la siguiente tabla.

Tabla 4.11. Costos y límites asociados a SVC caso 3

<i>Nombre</i>	<i>Barra</i> [#]	Y_{bs} [MW]	b_{SVC}^{max} [pu]	b_{SVC}^{min} [pu]	c_{SVC}^{up} [\$/puh]	c_{SVC}^{down} [\$/puh]
CER Maitencillo	61	-	-0.28	0.24	100	100
CER Pan de Azúcar	80	-	-0.28	0.24	100	100
CER Polpaico	87	-	-0.65	1	100	100
CER Puerto Montt	92	-	-0.4	0.7	100	100
Statcom Cerro Navia	18	-	-0.65	1.4	100	100
SVC Diego de Almagro	32	-	-0.14	0.5	100	100
CER Cardones	13	-	-2.2	0.6	100	100
CER Candelaria	12	-28.5	-	-	-	-

El SEN completo se muestra en el mapa de la Figura 4.3, donde se puede ver la ubicación geográfica de las líneas de transmisión, generadores y barras del sistema reducido simulado en este estudio.

Los demás parámetros del SEN se encuentran en el Apéndice E.





Figura 4.3. Mapa del Sistema Eléctrico Nacional

Capítulo 5

Resultados

El tiempo de simulación en todos los casos presentados a continuación no depende solo del tamaño del sistema, también depende de la capacidad y velocidad del computador para procesar esa cantidad de datos. Todas las simulaciones se realizaron en un computador solo ocupando Pyomo, es decir, se cierran los demás procesos para que el algoritmo se resuelva lo más rápidamente posible. El computador utilizado tiene un procesador Intel Core i7 de 2.0 GHz con un sistema operativo de 64 bits y una memoria RAM de 6 GB.

5.1. Caso 1

Como se menciona en el punto 4.1, este caso se plantea para pruebas del algoritmo. Debido a su tamaño reducido es simple realizar varias simulaciones.

Como primer enfoque, se prueba el algoritmo sin elementos compensadores. Los resultados del caso base son los siguientes.

5.1.1. Caso base

El caso base es obtenido del OPF descrito en el punto 3.1 y en la Tabla 5.1 se entregan los resultados.

Tabla 5.1. Solución caso base W&W de 6 barras

<i>Bus</i>	<i>Gen.</i> [#]	<i>Dem.</i> [#]	P_{gen}^{base} [MW]	Q_{gen}^{base} [MW]	P_{dem}^{base} [MW]	Q_{dem}^{base} [MW]	V_i^{base} [pu]	α_i^{base} [rad]
1	1		60.129	33.285	-	-	1.1	0.006115
2	2		106.749	58.973	-	-	1.1	0
3	3		95.407	55.571	-	-	1.1	0.002883
4		1	-	-	70	55	1.047	-0.031839
5		2	-	-	105	70	1.024	-0.058261
6		3	-	-	80	60	1.048	-0.040845

La función objetivo que entrega el costo minimizado del sistema es la siguiente:

$$FO = 3679.2506 \left[\frac{\$}{h} \right] \quad (5.1)$$

5.1.2. Márgenes de cargabilidad máximos

Luego de obtener los resultados del caso base se analizan las contingencias según el criterio N-1. Para cada una de las contingencias se obtiene un margen máximo de cargabilidad (λ) resolviendo el problema planteado en el punto 3.2. Se considera para las restricciones de rampa un delta de tiempo (Δt) de 5 minutos, según criterio considerado en [1].

La Tabla 5.2 entrega el resultado de λ para cada contingencia y los límites técnicos alcanzados.

Tabla 5.2. Margen de cargabilidad y límites alcanzados, W&W de 6 barras

Contingencia línea	Circuito [#]	λ [pu]	Límites alcanzados				
3 – 5	1	0.100119	$R_{gen 1}^{up}$	$R_{gen 2}^{up}$	P_{65}^{max}		
1 – 2	1	0.171054	$R_{gen 1}^{up}$	$R_{gen 2}^{up}$	$R_{gen 3}^{up}$		
3 – 6	1	0.012909	$R_{gen 1}^{up}$	$R_{gen 3}^{down}$	V_1^{max}	V_3^{max}	V_6^{min}
1 – 4	1	0.146291	$R_{gen 2}^{up}$	$R_{gen 3}^{up}$	P_{12}^{max}		
2 – 6	1	0.165797	$R_{gen 1}^{up}$	$R_{gen 2}^{up}$	$R_{gen 3}^{up}$		
2 – 6	1	0.159953	$R_{gen 1}^{up}$	$R_{gen 2}^{up}$	$R_{gen 3}^{up}$		
1 – 5	1	0.104589	$R_{gen 2}^{up}$	$R_{gen 3}^{up}$	V_3^{max}		
5 – 6	1	0.167800	$R_{gen 1}^{up}$	$R_{gen 2}^{up}$	$R_{gen 3}^{up}$		
4 – 5	1	0.168992	$R_{gen 1}^{up}$	$R_{gen 2}^{up}$	$R_{gen 3}^{up}$		
2 – 4	1	0.125542	$R_{gen 1}^{up}$	$R_{gen 2}^{up}$	V_1^{max}	V_3^{max}	V_4^{min}
2 – 3	1	0.170643	$R_{gen 1}^{up}$	$R_{gen 2}^{up}$	$R_{gen 3}^{up}$		

Por lo tanto, si el margen de seguridad es considerado como un rango, se puede saber cómo se comporta el costo del sistema a medida que se toman en cuenta más contingencias en el análisis. Es decir, a medida que el margen de cargabilidad crece se van agregando más contingencias al análisis VSC-OPF del punto siguiente.

En la Tabla 5.3 se muestran las contingencias incluidas en el análisis dependiendo del λ^{SM} seleccionado.

Tabla 5.3. Contingencias incluidas dependiendo de λ^{SM} , W&W de 6 barras

#	λ^{SM}	Contingencias incluidas										
9	0.095	L_{36}										
10	0.105	L_{36}	L_{35}	L_{15}								
11	0.115	L_{36}	L_{35}	L_{15}								
12	0.125	L_{36}	L_{35}	L_{15}								
13	0.135	L_{36}	L_{35}	L_{15}	L_{24}							
14	0.145	L_{36}	L_{35}	L_{15}	L_{24}							
15	0.155	L_{36}	L_{35}	L_{15}	L_{24}	L_{14}						
16	0.165	L_{36}	L_{35}	L_{15}	L_{24}	L_{14}	L_{25}					
17	0.175	L_{36}	L_{35}	L_{15}	L_{24}	L_{14}	L_{25}	L_{12}	L_{26}	L_{56}	L_{45}	L_{23}
18	0.185	L_{36}	L_{35}	L_{15}	L_{24}	L_{14}	L_{25}	L_{12}	L_{26}	L_{56}	L_{45}	L_{23}

Luego de encontrar los márgenes máximos de cargabilidad para cada contingencia se incluyen como restricciones de estabilidad de tensión en el análisis VSC-OPF.

5.1.3. Simulación del VSC-OPF

Este problema se resuelve para todo el rango de λ^{SM} de la Tabla 5.3. La probabilidad de ocurrencia de cada falla es del 1 %, es decir, $\mu_s = 0.01$ para todo s .

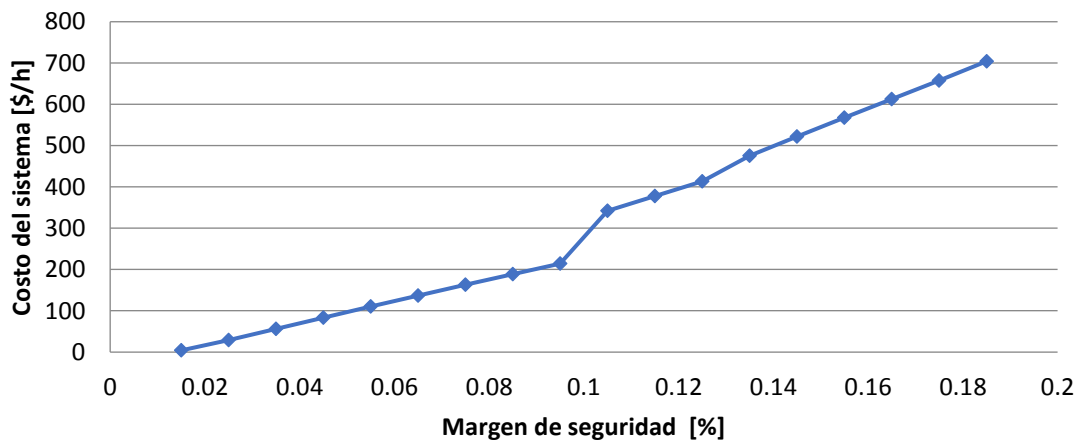
La

Tabla 5.4 muestra el resultado del VSC-OPF de todas las simulaciones realizadas. Esto nos proporciona los datos necesarios para relacionar el costo del VSC-OPF con el margen de seguridad empleado.

Tabla 5.4. λ^{SM} versus costo de ajuste del sistema, W&W de 6 barras

Simulación [#]	λ^{SM} [pu]	Costo [\$/h]	Simulación [#]	λ^{SM} [pu]	Costo [\$/h]
1	0.015	4.211	10	0.105	341.871
2	0.025	29.229	11	0.115	377.999
3	0.035	56.465	12	0.125	413.618
4	0.045	83.472	13	0.135	475.716
5	0.055	110.264	14	0.145	521.862
6	0.065	136.715	15	0.155	567.486
7	0.075	162.837	16	0.165	612.620
8	0.085	188.644	17	0.175	657.117
9	0.095	214.149	18	0.185	704.081

Como se muestra en la Figura 5.1 el costo del sistema es directamente proporcional al margen de seguridad. Esto quiere decir, que al desear un sistema más seguro el costo aumenta, al contrario, si se prioriza un costo menor el sistema será de menor seguridad.

**Figura 5.1. Margen de seguridad vs costo del sistema caso 1**

Se puede notar que el generador 1 es el que más aumenta su potencia generada para la los márgenes de seguridad hasta 0.095. El generador 3 es el más afectado en este rango donde la línea 3-6 está fuera de funcionamiento, y esto se debe a que la línea 3-6

distribuye potencia directamente de la barra 3. La potencia que deja de entregar el generador 3 es suministrada por el generador 1, como se ve en la Figura 5.2.

En los demás casos el generador 1 y 3 disminuyen su potencia generada y el generador 2 se encarga de aumentar la potencia entregada para compensar a los demás.

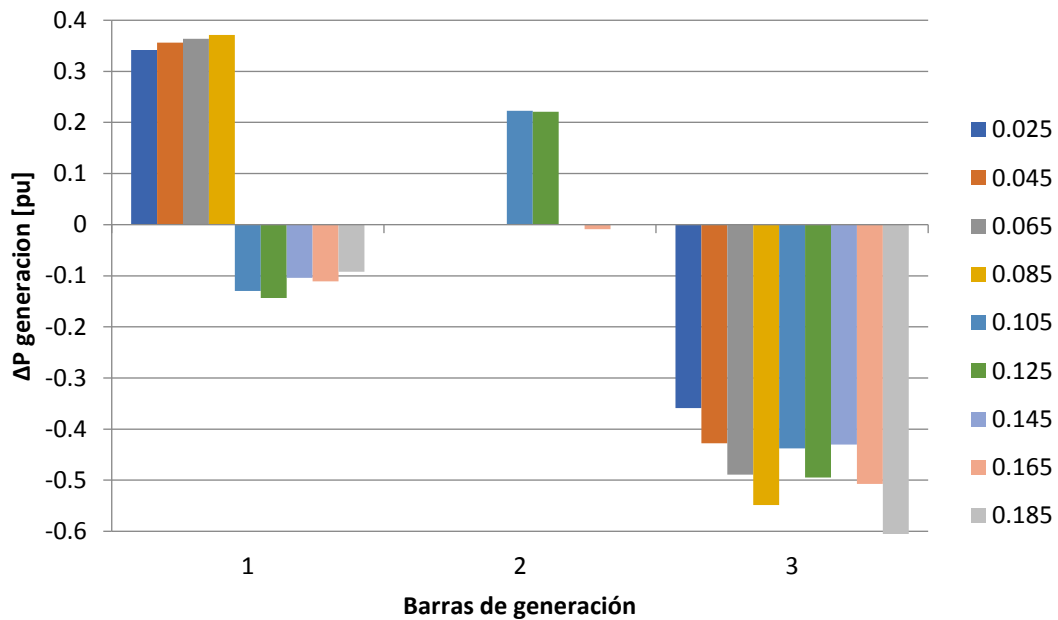


Figura 5.2. Delta de generación para cada margen de seguridad

Al analizar los cortes de demanda en la Figura 5.3, se puede notar que estos se incrementan a medida que aumenta el margen de seguridad. El decremento máximo es del rango de 1 MW, lo cual es poco significativo para el costo del sistema. Esto se debe al alto costo de cortar demanda en las barras del sistema.

Ya que al aumentar el margen de seguridad el sistema se vuelve más costoso, es posible comparar cuánto aumenta en relación al costo del sistema en el OPF base. En la El sistema más seguro tiene, para este caso, un aumento de costo de aproximadamente 20 %.

Tabla 5.5 se muestra el aumento porcentual del costo del sistema para los distintos márgenes de seguridad. El sistema más seguro tiene, para este caso, un aumento de costo de aproximadamente 20 %.

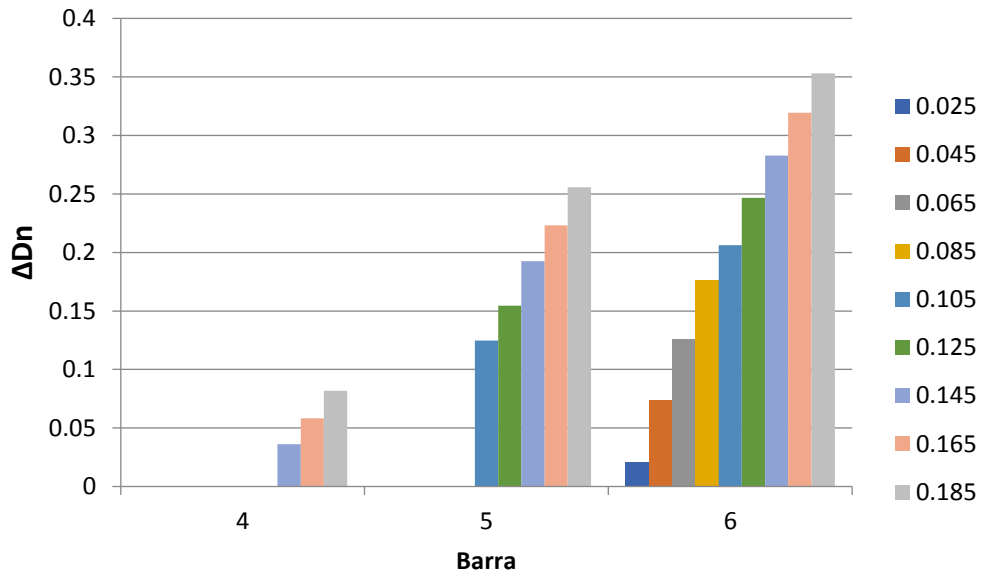


Figura 5.3. ΔD_n para cada λ^{SM}

El sistema más seguro tiene, para este caso, un aumento de costo de aproximadamente 20 %.

Tabla 5.5. Porcentaje de aumento de costo para distintos λ^{SM} con respecto al caso base

λ^{SM}	Aumento costo [%]	λ^{SM}	Aumento costo [%]
0.015	0.1145	0.105	9.2919
0.025	0.7944	0.115	10.274
0.035	1.5347	0.125	11.242
0.045	2.2687	0.135	12.929
0.055	2.9969	0.145	14.184
0.065	3.7158	0.155	15.424
0.075	4.4258	0.165	16.651
0.085	5.1272	0.175	17.860
0.095	5.8204	0.185	19.137

Con respecto al tiempo de simulación para este caso, se puede apreciar gráficamente en la Figura 5.4 el comportamiento a medida que aumenta el margen de seguridad. El tiempo se mantiene entre los 11 s y los 17 s, lo cual se puede asumir como cuasi constante, por lo tanto, el margen de seguridad no afecta notablemente el tiempo de simulación para este caso sencillo.

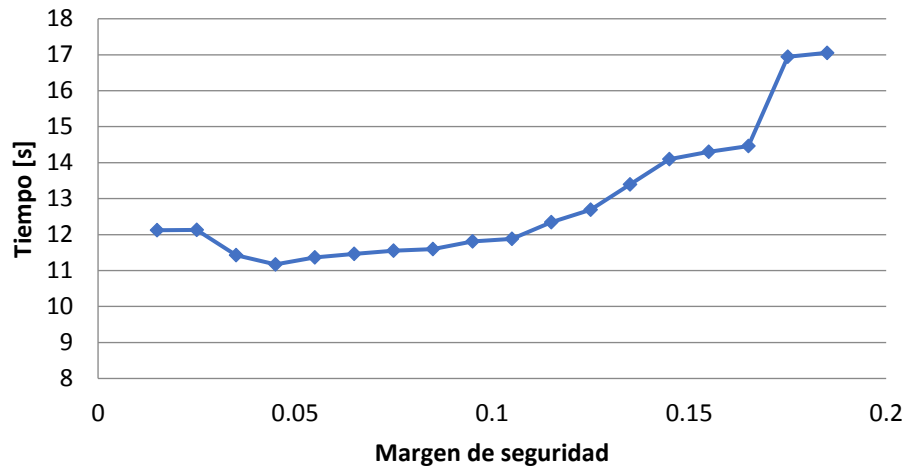


Figura 5.4. Tiempo de simulación versus margen de seguridad

5.2. Caso 2

A diferencia del primer caso, esta simulación es en un sistema de mayor tamaño que incluye elementos compensadores de tipo LTC, PHS y SVC. La inclusión de estos elementos nos permite visualizar como influyen en los costos y en la seguridad del sistema.

5.2.1. Caso base

El caso base es obtenido del OPF descrito en el punto 3.1, y en la Tabla 5.6 se entregan los resultados de la simulación.

Tabla 5.6. Generación base OPF del caso 2

Generación Base				Generación Base			
<i>Bus</i>	<i>Gen</i> [#]	P_{gen}^{base} [MW]	Q_{gen}^{base} [MW]	<i>Bus</i>	<i>Gen</i> [#]	P_{gen}^{base} [MW]	Q_{gen}^{base} [MW]
1	1	10	4.68	15	17	2.4	6
1	2	10	4.68	15	18	2.4	6
1	3	76	-6.19	15	19	2.4	6
1	4	76	-6.19	15	20	2.4	6
2	5	10	4.76	15	21	155	80
2	6	10	4.76	16	22	155	80
2	7	76	-4.34	18	23	400	72.73
2	8	76	-4.34	21	24	400	-18.56
7	9	70.96	16.04	22	25	50	-6.4
7	10	70.96	16.04	22	26	50	-6.4
7	11	70.96	16.04	22	27	50	-6.4
13	12	85.68	31.21	22	28	50	-6.4
13	13	85.68	31.21	22	29	50	-6.4
13	14	85.68	31.21	22	30	50	-6.4
14	15	0	115.41	23	31	155	1.45
15	16	2.4	6	23	32	155	1.45
				23	33	350	38.72

En la Tabla 5.7 se especifican la potencia activa y reactiva consumida por las cargas, además del resultado de las tensiones del flujo de potencia óptimo para el sistema del caso 2.

Tabla 5.7. Demanda y tensión base OPF del caso 2

Demanda y tensión base					
<i>Bus</i>	<i>Dem.</i> [#]	P_{dem}^{base} [MW]	Q_{dem}^{base} [MW]	V_i^{base} [pu]	α_i^{base} [pu]
1	1	108	22	1.049	0.000
2	2	97	20	1.049	-0.002
3	3	180	37	1.042	0.017
4	4	74	15	1.024	-0.048
5	5	71	14	1.036	-0.045
6	6	136	28	1.033	-0.086
7	7	125	25	1.042	-0.043
8	8	171	35	1.015	-0.090
9	9	175	36	1.037	-0.017
10	10	195	40	1.050	-0.036
11	11	0	0	1.023	0.059
12	12	0	0	1.021	0.092
13	13	165	54	1.034	0.122
14	14	194	39	1.042	0.109
15	15	317	64	1.044	0.300
16	16	100	20	1.045	0.289
17	17	0	0	1.048	0.364
18	18	333	68	1.050	0.387
19	19	181	37	1.039	0.267
20	20	128	26	1.044	0.280
21	21	0	0	1.050	0.400
22	22	0	0	1.050	0.499
23	23	0	0	1.050	0.300
24	24	0	0	1.022	0.193

5.2.2. Márgenes de cargabilidad máximo

En la Tabla 5.8 se muestra el margen de carga máximo para cada una de las contingencias realizadas por el algoritmo. Se aprecia que la cargabilidad del sistema varía entre un 6 a un 7 % aproximadamente, esto quiere decir que la carga puede

aumentar máximo en un 7 % antes de que el sistema colapse debido a un punto de bifurcación.

Tabla 5.8. Margen de cargabilidad para el sistema IEEE 24 barras

<i>Contingencia Línea</i>	<i>Circuito [#]</i>	λ <i>[pu]</i>	<i>Contingencia Línea</i>	<i>Circuito [#]</i>	λ <i>[pu]</i>
1 – 2	1	0.06935	11 – 14	1	0.06813
1 – 3	1	0.06936	12 – 13	1	0.06898
1 – 5	1	0.06843	12 – 23	1	0.06624
2 – 4	1	0.06861	13 – 23	1	0.06679
2 – 6	1	0.06869	14 – 16	1	0.06078
3 – 9	1	0.06929	15 – 16	1	0.06926
3 – 24	1	0.06309	15 – 21	1	0.06797
4 – 9	1	0.06908	15 – 21	2	0.06797
5 – 10	1	0.06929	15 – 24	1	0.06309
6 – 10	1	-0.2682	16 – 17	1	0.06585
7 – 8	1	0.00549	16 – 19	1	0.06896
8 – 9	1	0.06932	17 – 18	1	0.06845
8 – 10	1	0.06929	17 – 22	1	0.06789
9 – 11	1	0.06907	18 – 21	1	0.0693
9 – 12	1	0.06892	18 – 21	2	0.0693
10 – 11	1	0.0682	19 – 20	1	0.06927
10 – 12	1	0.06832	19 – 20	2	0.06927
11 – 13	1	0.0689	20 – 23	1	0.0691
			20 – 23	2	0.0691
			21 – 22	1	0.06747

En los resultados mostrados en la Tabla 5.8 existe un margen de cargabilidad negativo cuando sale de funcionamiento la línea 6-10 del SEP. Este resultado nos indica, que al momento de ocurrir esa contingencia en particular, el sistema no es capaz de abastecer la demanda, por lo tanto, es necesario disminuir la carga en un 26.82 % para lograr un funcionamiento estable.

5.2.3. Simulación del VSC-OPF

En la Tabla 5.9 se especifican los costos de la función objetivo para el problema VSC-OPF tomando el margen de seguridad (λ^{SM}) como variable incremental.

Tabla 5.9. λ^{SM} versus costo de ajuste para el sistema IEEE 24 barras

<i>Simulación</i> [#]	<i>Costo</i> [\$/h]	λ^{SM} [pu]	<i>Casos</i> <i>incluidos</i>	<i>Simulación</i> [#]	<i>Costo</i> [\$/h]	λ^{SM} [pu]	<i>Casos</i> <i>incluidos</i>
1	34.9454	0.06028	1	19	38.8767	0.06528	5
2	35.1232	0.06056	1	20	39.0507	0.06556	5
3	35.6276	0.06083	2	21	39.2247	0.06584	5
4	35.8028	0.06111	2	22	39.2329	0.06612	5
5	35.9779	0.06139	2	23	39.4939	0.06639	6
6	36.1531	0.06167	2	24	39.666	0.06667	6
7	36.3283	0.06195	2	25	39.7092	0.06695	7
8	36.5035	0.06222	2	26	39.88	0.06723	8
9	36.6788	0.0625	2	27	39.811	0.06751	9
10	36.854	0.06278	2	28	39.9806	0.06778	10
11	37.0292	0.06306	2	29	39.6102	0.06806	11
12	37.6623	0.06334	4	30	40.362	0.06834	14
13	37.8357	0.06361	4	31	40.2177	0.06862	17
14	38.0092	0.06389	4	32	429.828	0.0689	18
15	38.1826	0.06417	4	33	430.93	0.06917	19
16	38.356	0.06445	4	34	430.529	0.06945	37
17	38.5295	0.06473	4	35	431.526	0.06973	37
18	38.7031	0.065	5	36	432.523	0.07001	37

En el sistema *IEEE de 24 barras* se ve un comportamiento similar al caso 1, donde el costo del sistema es directamente proporcional a la seguridad del sistema. En la Figura 5.5. se puede notar el comportamiento del costo donde se observa que al llegar a la simulación número 32 existe un aumento de aproximadamente 10 veces la anterior, esto quiere decir que es conveniente tener un margen de seguridad máximo de 0.068618 (simulación 30) para obtener un costo menor en el sistema.

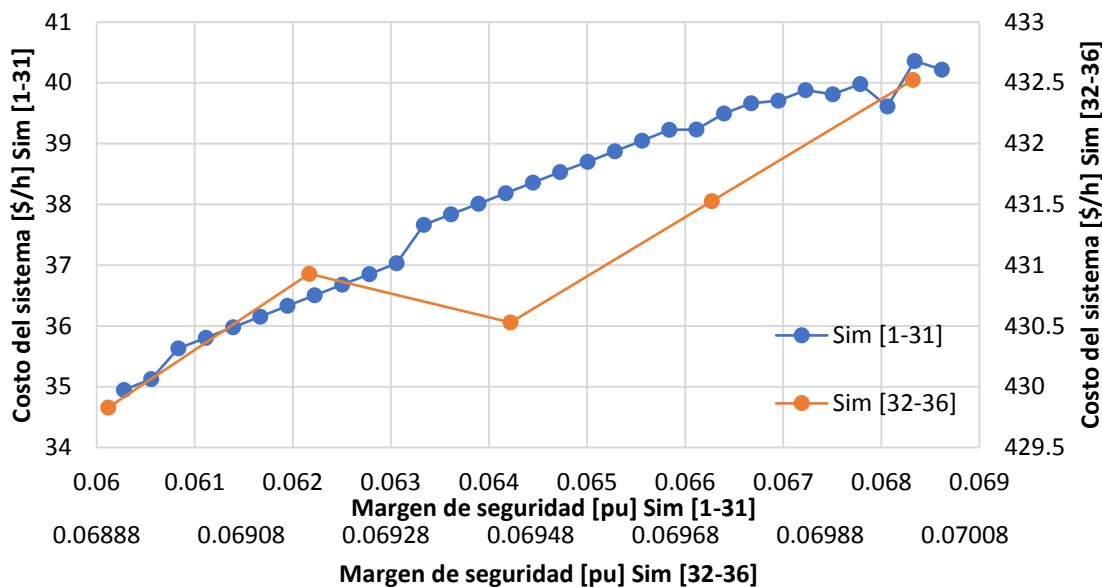


Figura 5.5. Margen de seguridad vs costo sistema caso 2

Los costos del SEP dependen de varios factores, entre ellos los parámetros del sistema y las compensaciones incluidas. El efecto de cada compensación se muestra en la Figura 5.6., donde se nota el cambio que existe al incorporar las distintas tecnologías. Al no tener compensaciones, el precio del sistema es el mayor, luego, al agregar todas las compensaciones se ve una disminución en el precio de aproximadamente un 90 %, lo que indica que es recomendable incluir compensaciones en los sistemas de potencia para minimizar los costos.

Entre las tres compensaciones incluidas, la de mayor influencia sobre el precio es el LTC. Esto se debe a que este transformador actúa directamente sobre la tensión en las barras donde se encuentra, generando mayores cambios que los otros elementos.

Finalmente, al incorporar todas las tecnologías se comprueba que se obtiene el menor costo del sistema.

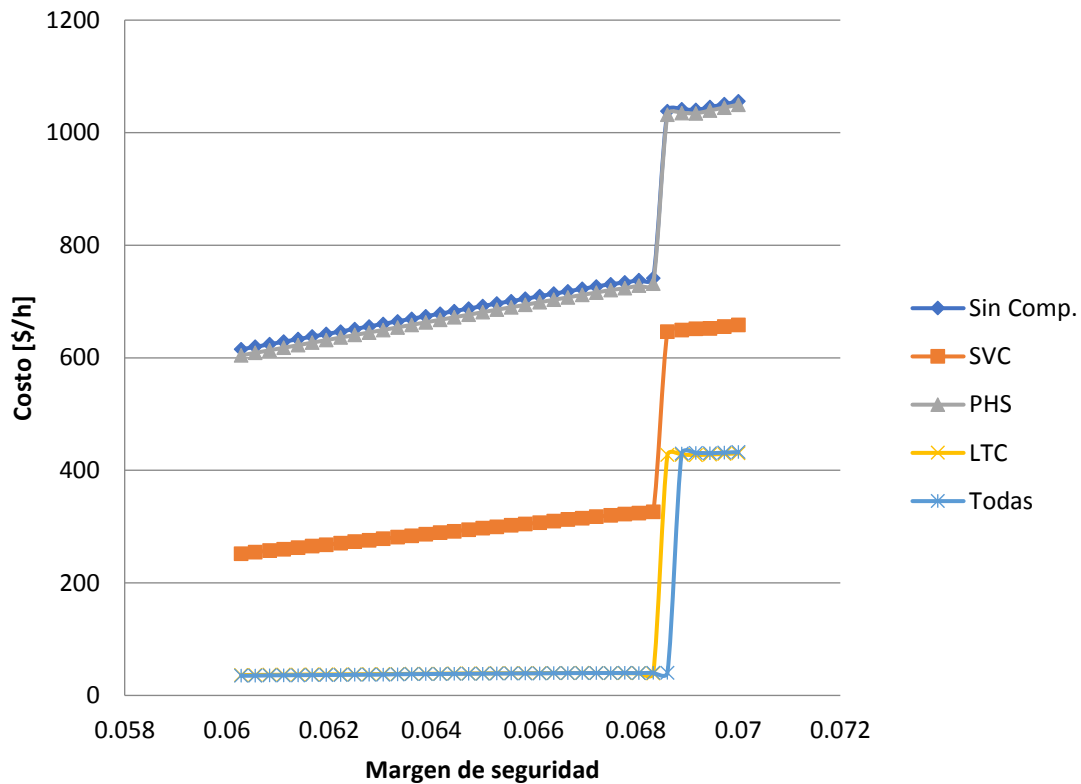


Figura 5.6. Costo vs margen de seguridad para distintas compensaciones

Los tiempos de simulación del sistema se grafican en la Figura 5.7. Los resultados indican que los tiempos se comportan similarmente para cada tipo de elemento de compensación utilizado, pero al momento de llegar a márgenes de seguridad elevados los tiempos de simulación aumentan notoriamente. Esto se debe a que al desear un sistema con mayor seguridad, el algoritmo debe incluir más contingencias en el análisis, lo cual aumenta el tiempo de procesamiento si se analiza un sistema de mayor tamaño.

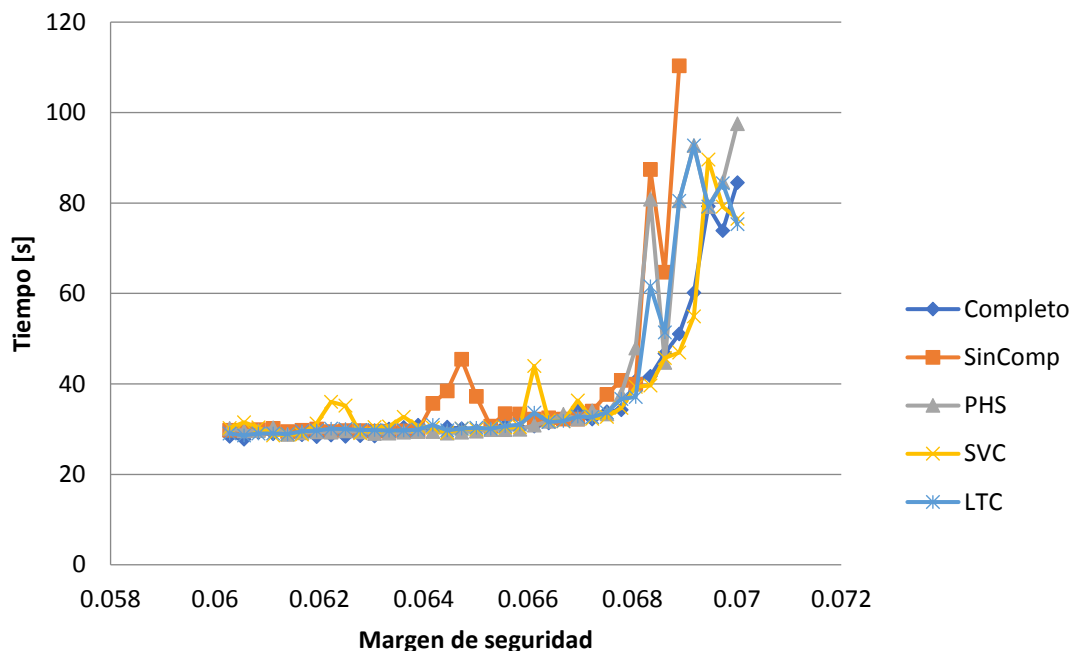


Figura 5.7. Tiempo de simulación versus margen de seguridad para distintas compensaciones

5.3. Caso 3

El caso de estudio número tres es sobre el SEN reducido. El objetivo de este caso es probar el funcionamiento del algoritmo con sistemas reales de mayor tamaño.

5.3.1. Caso base

El caso base del SEN difiere de los otros casos bases analizados debido a la incorporación de Generadores Virtuales (GV). Estos elementos ayudan a encontrar los puntos del sistema donde existen problemas de restricciones que afectan la convergencia. Luego de realizar varias simulaciones de prueba para lograr la convergencia del OPF base, se llega a un resultado positivo donde no se activa ningún GV. Esto se logra “relajando” las restricciones de potencia de las líneas de transmisión a 1500 MW y también los límites de tensión de barras, en el rango de 0.95 pu a 1.1 pu.

El resultado del costo minimizado de la función objetivo es el siguiente:

$$FO = 360299.9 \left[\frac{\$}{h} \right] \quad (5.2)$$

El tiempo de resolución solo del OPF base es de 2.41 s. Las potencias generadas por cada central dependen en gran medida del tipo de tecnología que poseen. Las centrales de energía hidráulica y ERNC tienen costo cero, por lo tanto, son primera opción de generación al momento del despacho económico.

En los siguientes gráficos se muestra el aporte de potencia de los distintos tipos de tecnologías de las centrales de generación. Estos aportes dependen directamente del costo, límites técnicos y la ubicación de cada una.

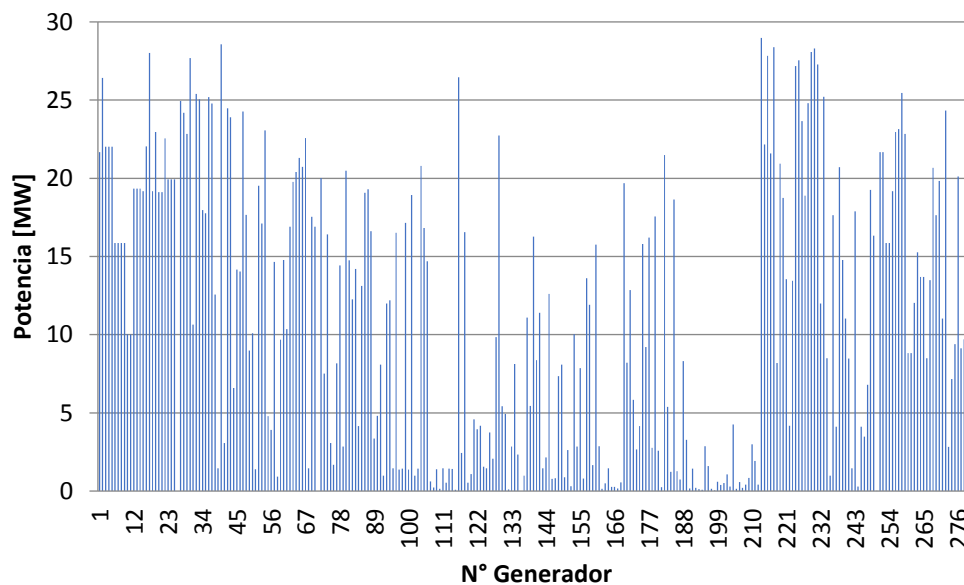


Figura 5.8. Potencia generada de centrales de energía renovable

La suma de potencias generadas por energías no renovables es 5456.6 MW, lo cual indica que el sistema es altamente dependiente de energías térmicas. Como se puede notar en la **Figura 5.9**, muchos generadores se encuentran con potencia despachada cero debido a sus costos altos de operación, esto no quiere decir que se encuentren

apagados, dado que, en la simulación VSC-OPF varios de estos generadores deben aportar potencia para mantener la estabilidad de tensión.

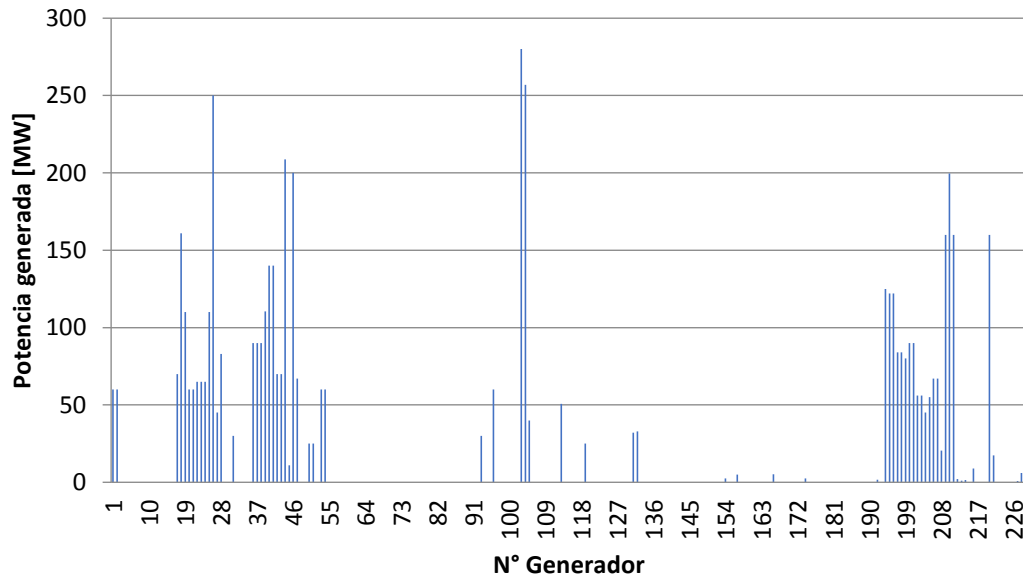


Figura 5.9. Potencia generada de centrales de energía no renovable.

La suma de las potencias generadas por energías renovables (hidro, solar, eólica y geotérmica) es de 3138.5 MW

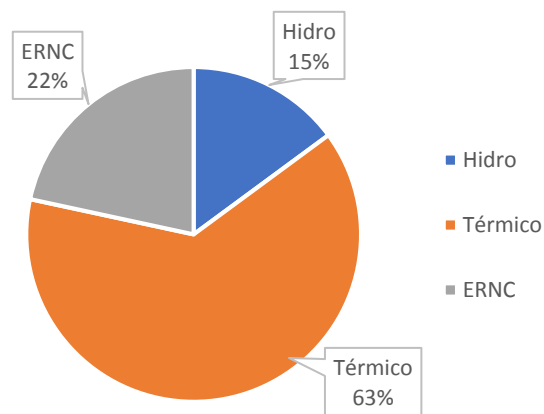


Figura 5.10. Distribución de potencia para cada tipo de tecnología

En la Figura 5.10 se puede notar el aporte en un 63 % de energías térmicas por sobre las hídricas (15 %) y las ERNC (22 %).

Tabla 5.10. Resultados de las compensaciones SVC del SEN

<i>Nombre</i>	b_{svc} [pu]
SVC Cardones	-0.92093
SVC Cerro Navia	0.101337
SVC Diego de Almagro	0.175274
SVC Maitencillo	-0.02546
SVC Pan de Azúcar	-0.02627
SVC Polpaico	0.030242
SVC Puerto Montt	0.135533

Las compensaciones SVC mostradas en la Tabla 5.10 funcionan normalmente dentro de sus límites, siendo Cerro Navia la que más compensa reactivos.

5.3.2. Márgenes de cargabilidad máximo

La Figura 5.11 muestra los márgenes de cargabilidad de todas las contingencias analizadas. El promedio es de 1.403 pu lo cual quiere decir que existe cabida para aumentar la demanda del sistema en un 140 % aproximadamente. Los cuatro márgenes negativos que se muestran en la Figura 5.11 son los casos donde el sistema no converge o no puede funcionar bajo la condición de contingencia solicitada. Esos casos quedan excluidos del problema VSC-OPF.

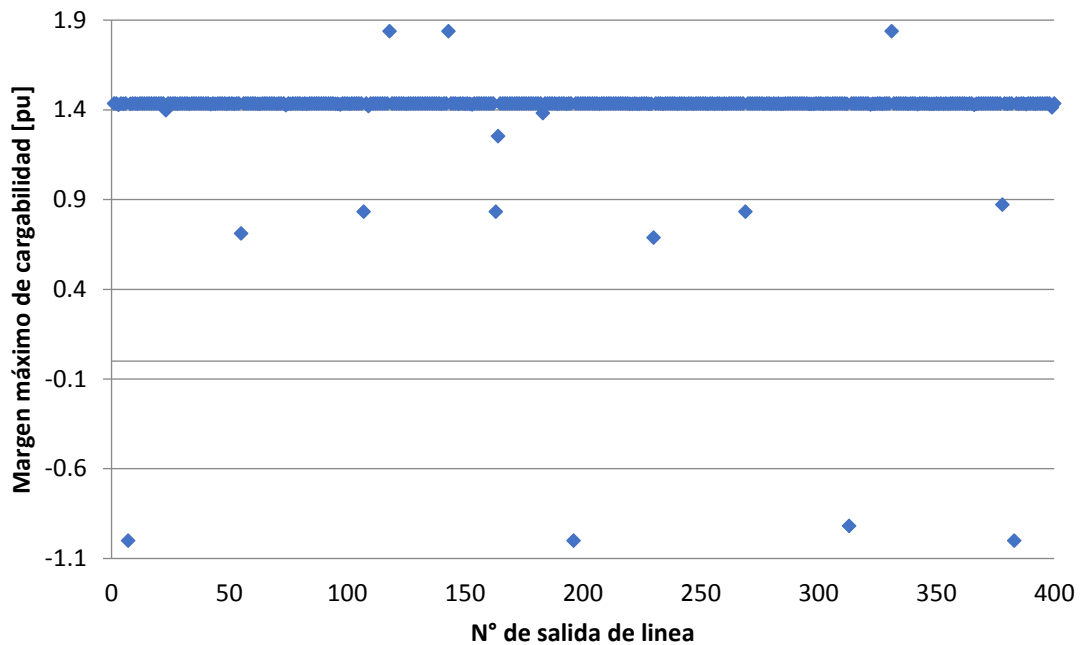


Figura 5.11. Margen de cargabilidad máximo para criterio N-1.

5.3.3. Simulación del VSC-OPF

Debido al gran tamaño del sistema se analizan dos márgenes de seguridad, dentro de los cuales se estudian los tiempos de resolución, costos y cambios en la generación.

Tabla 5.11. Costos de operación del OPF y VSC-OPF

<i>SM [pu]</i>	<i>Costos</i>		<i>Contingencias incluidas</i>
	<i>OPF</i>	<i>VSC-OPF</i>	
0.88	360.3 [mil\$/h]	6.564 [mil\$/h]	9
1.4344	360.3 [mil\$/h]	61.094 [mil\$/h]	65

Cuando el margen de seguridad es 0.88 se incluyen 9 contingencias en el análisis de estabilidad de tensión, mientras que cuando el margen de seguridad es 1.4343 se incluyen 65. En ese intervalo el costo del VSC-OPF aumenta 8 veces su valor, lo cual

nos muestra que el costo es directamente proporcional al margen de seguridad, al igual que en los casos anteriores.

Tabla 5.12. Costos de variables del sistema

	<i>Costos [\$/h]</i>	
	<i>Subida</i>	<i>Bajada</i>
Costo ΔP_{gen}	3862.7	3557.0
Costo ΔV	443.38	451.36
Costo ΔP_{dem}	-	998.87

Como se muestra en la Tabla 5.12, los costos de generación son los más significativos en los resultados, seguidos de los costos de corte de demanda y los costos de variar la tensión en las barras. Esto nos demuestra que los resultados siguen un orden lógico al modificar primero las variables con menor costo de operación y luego las de mayor, para así cumplir con la minimización en la función objetivo.

El tiempo de simulación fue de 9 horas con 43 minutos para el caso 3, el cual es muy elevado, pero no es representativo debido a que depende de las especificaciones técnicas del computador.

Capítulo 6

Resumen final y conclusiones

La herramienta propuesta en esta memoria para resolver el problema de estabilidad de tensión es de fácil acceso con licencia estudiantil. Por lo tanto, abre el camino a investigaciones posteriores y perfeccionamientos del algoritmo propuesto. Una de las ventajas de este programa es su estructura, la cual facilita la incorporación de aún más restricciones.

El código base de OFP utilizado en esta memoria [22] se modificó, agregando los elementos de compensación (LTC, PHS y SVC), resultando en una rutina más completa y cercana a la realidad de los sistemas eléctricos de potencia.

Los resultados entregados en el punto 5 son resueltos por el solver *ipopt* para resolución de problemas con variables continuas. Se implementó este análisis debido a que facilita la resolución ya que no realiza el análisis de *ramificación y poda* que ocupa *Bonmin*. Para implementar estos resultados en la realidad es necesario aproximar los elementos compensadores a números enteros dependiendo de las características constructivas.

Los resultados que se entregan sobre el margen máximo de carga de los sistemas propuestos nos indican cuan riesgoso puede ser el SEP si no se amplía la red de transmisión a medida que aumenta la demanda en el tiempo. Además, sabiendo los límites técnicos alcanzados, se puede indicar que elementos son necesarios de agregar al sistema para mantener el nivel de cargabilidad. Siguiendo con esta idea, el margen de cargabilidad puede ser un indicador de inversiones futuras de los SEP.

En las simulaciones de VSC-OPF realizadas, el costo que tiene mayor influencia es el de aumentar o disminuir potencia en los generadores del sistema ($c_{gen\ i}^{up}, c_{gen\ i}^{down}$), esto quiere decir que el aporte que realizan los generadores es el más importante en la estabilidad de tensión del SEP.

Las rampas de generación más importantes en este estudio fueron las de los generadores ($R_{gen\ i}^{up}$, $R_{gen\ i}^{down}$), ya que afectan directamente la cargabilidad del sistema, limitando la variación de potencia que puede aportar cada generador. En conclusión, al aumentar las rampas de generación se alcanzan mayores márgenes de cargabilidad en el sistema, de forma opuesta, si se disminuyen las rampas de generación el sistema tiene menor margen de cargabilidad.

Otro aspecto importante es que los sistemas eléctricos con secciones enmalladas tienen flujos de potencia más libres, es decir, la potencia suministrada posee más opciones de caminos para llegar a la demanda. Esto ayuda a aumentar los márgenes máximos de carga, haciendo al sistema más seguro.

Como es de esperar, la incorporación de elementos compensadores, sean LTC, SVC o PHS, ayudan a aumentar los niveles de cargabilidad de los sistemas eléctricos. Esto sucede debido a las características de estos elementos, que respaldan lugares donde se alcanzan niveles críticos de funcionamiento. Además de eso, al añadir estos elementos los costos de operación de los SEP disminuyen por el mismo motivo.

Se puede concluir que los tiempos de simulación no dependen de los elementos de compensación usados, son mayormente dependientes del margen de seguridad utilizado debido a que este discrimina las contingencias incorporadas al análisis VSC-OPF. Es decir, si se aumenta el margen de seguridad entran al análisis más contingencias, por lo tanto, el tiempo de simulación aumenta.

Debido a que este algoritmo realiza un análisis predictivo puede ser utilizado para mejorar los procesos de operación y planificación del SEP, optimizando los costos debido a que reemplaza el despacho correctivo que se realiza actualmente.

El modelo planteado en esta memoria ejecuta un análisis de contingencias según el criterio $N-1$, el cual entrega como resultado los márgenes máximos de cargabilidad para cada contingencia, seguidamente se realiza el VSC-OPF. El análisis de contingencia en sistemas de mayor tamaño y gran número de líneas de transmisión toma mucho tiempo,

por lo tanto, se concluye que para disminuir el tiempo se debe hacer este análisis por separado, para luego realizar el VSC-OPF con los márgenes máximos de cargabilidad como datos de entrada.

6.1. Trabajos futuros

Es necesario analizar que margen de seguridad se debe proponer, dependiendo del sistema. Este análisis debe ser propuesto por los operadores ya que obedece a los costos y beneficios de tener un sistema seguro con mayores costos o un sistema menos seguro con menores costos.

Dado que los SEP no funcionan con la totalidad del parque de generación operando, se debe discriminar cuáles son los generadores que entran al análisis. El modelamiento propuesto en esta memoria no distingue entre generadores apagados o prendidos, por lo tanto, es necesario agregar un paso previo al OPF que puede seleccionar las unidades generadoras que entran al análisis.

Apéndice A

Verificación funcionamiento del algoritmo

Para verificar el funcionamiento correcto del flujo de potencia óptimo del algoritmo en *Pyomo*, se comparan los resultados del sistema W&W de 6 barras con los resultados del mismo sistema en *MatPower*.

Luego, para corroborar el funcionamiento correcto de los sistemas de compensación, agregados a la formulación, se comparan nuevamente los resultados con *MatPower*.

Los datos del sistema de prueba se encuentran en el Apéndice C.

Tabla A.1. Resultados Pyomo vs MatPower

	W&W de 6 barras	
	<i>Pyomo</i>	<i>MatPower</i>
<i>Costo</i> [\$/h]	3679.25	3679.25
$P_{gen\ 1}$ [MW]	60.13	60.14
$P_{gen\ 2}$ [MW]	106.75	106.74
$P_{gen\ 3}$ [MW]	95.41	95.41
$Q_{gen\ 1}$ [Mvar]	33.29	33.36
$Q_{gen\ 2}$ [Mvar]	58.97	58.84
$Q_{gen\ 3}$ [Mvar]	55.57	55.64
V_1 [pu]	1.1	1.1
V_2 [pu]	1.1	1.1
V_3 [pu]	1.1	1.1
V_4 [pu]	1.047	1.047
V_5 [pu]	1.024	1.024
V_6 [pu]	1.048	1.048
α_1 [°]	0.350	0.349
α_2 [°]	0	0
α_3 [°]	0.165	0.164
α_4 [°]	-1.824	-1.825
α_5 [°]	-3.338	-3.339
α_6 [°]	-2.340	-2.341

En la Tabla A.1 se comprueba el correcto funcionamiento del OPF en Pyomo al tener resultados similares de los entregados por MatPower.

Al agregar un LTC en la línea 2-3, un PHS en la línea 1-4 y un SVC en la barra 4 los resultados se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A.2. Resultados Pyomo vs MatPower con compensaciones

	<i>W&W de 6 barras</i>	
	<i>Pyomo</i>	<i>MatPower</i>
$T_{LTC\ 23}$ [pu]	0.99	0.99
$\varphi_{PHS\ 14}$ [°]	-1.035	-1.035
$Q_{SVC\ 4}$ [Mvar]	-58.091	-58.091
Costo [\$ /h]	3669.42	3669.43
$P_{gen\ 1}$ [MW]	61.02	61.01
$P_{gen\ 2}$ [MW]	105.87	105.87
$P_{gen\ 3}$ [MW]	94.58	94.60
$Q_{gen\ 1}$ [Mvar]	13.99	13.85
$Q_{gen\ 2}$ [Mvar]	21.02	20.82
$Q_{gen\ 3}$ [Mvar]	52.00	52.36
V_1 [pu]	1.1	1.1
V_2 [pu]	1.1	1.1
V_3 [pu]	1.1	1.1
V_4 [pu]	1.081	1.081
V_5 [pu]	1.029	1.030
V_6 [pu]	1.049	1.049
α_1 [°]	-0.092	-0.091
α_2 [°]	0	0
α_3 [°]	0.118	0.116
α_4 [°]	-2.306	-2.306
α_5 [°]	-3.475	-3.476
α_6 [°]	-2.386	-2.387

Con los resultados entregados en la Tabla A.2 se comprueban los funcionamientos correctos de las compensaciones que se agregan a los casos de estudio.

A.1. Problema entero-mixto

Para comprobar el correcto funcionamiento de la solución entero-mixta para los elementos de compensación, se compara el caso W&W de 6 barras en el algoritmo OPF propuesto y en Matpower. Los resultados de las posiciones de taps se ingresan en Matpower directamente para comprobar que las demás variables se comporten de la misma manera que el algoritmo.

Los elementos de compensación ingresados tienen las siguientes características:

Tabla A.3. Costos y límites asociados a LTC

Línea	T_{LTC}^{min} [pu]	T_{LTC}^{max} [pu]	c_{LTC}^{up} [\$/puh]	c_{LTC}^{down} [\$/puh]	R_{LTC}^{up} [pu/min]	R_{LTC}^{down} [pu/min]	Numero de Taps
2-3	0.95	1.05	100	100	0.002	0.002	24

Tabla A.4. Costos y límites asociados a PHS

Línea	Φ_{PHS}^{min} [rad]	Φ_{PHS}^{max} [rad]	c_{PHS}^{up} [\$/puh]	c_{PHS}^{down} [\$/puh]	R_{PHS}^{up} [rad/min]	R_{PHS}^{down} [rad/min]	Número de Taps
1-4	$-\pi/12$	$\pi/12$	100	100	$\pi/600$	$\pi/600$	24

Tabla A.5. Costos y límites asociados a SVC

Barra	b_{SVC}^{min} [pu]	b_{SVC}^{max} [rad]	c_{PHS}^{up} [\$/puh]	c_{PHS}^{down} [\$/puh]	Número de etapas
3	-0.5	0.5	100	100	5

El resultado entregado por *Pyomo* de la posición del LTC entre las barras 2-3 al igual que la posición del PHS entre las barras 1-4, es la numero 11. La posición del SVC es la 5.

Tabla A.6. Resultados Pyomo vs MatPower caso entero-mixto

	<i>W&W de 6 barras</i>	
	<i>Pyomo</i>	<i>MatPower</i>
$T_{LTC\ 23}$ [pu]	0.997	0.997
$\varphi_{PHS\ 14}$ [°]	-0.652	-0.652
$Q_{SVC\ 4}$ [Mvar]	-58.4	-54.4
Costo [\$ / h]	3669.48	3669.48
$P_{gen\ 1}$ [MW]	60.91	60.89
$P_{gen\ 2}$ [MW]	105.97	105.98
$P_{gen\ 3}$ [MW]	94.60	94.61
$Q_{gen\ 1}$ [Mvar]	13.68	13.55
$Q_{gen\ 2}$ [Mvar]	21.67	21.79
$Q_{gen\ 3}$ [Mvar]	51.30	51.30
V_1 [pu]	1.1	1.1
V_2 [pu]	1.1	1.1
V_3 [pu]	1.1	1.1
V_4 [pu]	1.081	1.081
V_5 [pu]	1.029	1.030
V_6 [pu]	1.049	1.049
α_1 [°]	0.029	0.033
α_2 [°]	0	0
α_3 [°]	0.135	0.135
α_4 [°]	-2.387	-2.387
α_5 [°]	-3.455	-3.454
α_6 [°]	-2.373	-2.373

Como se muestra en la Tabla A.6 los resultados entregados por Matpower son similares a los entregados por *Pyomo* mediante el solver *Bonmin*. Esto comprueba el correcto funcionamiento del algoritmo al hacer un análisis entero mixto.

Apéndice B

Modelamiento de componentes eléctricos del sistema

Este apéndice explica cómo se modelan los componentes incluidos en los sistemas eléctricos de transmisión probados en este estudio.

D.1. Líneas de transmisión

Para modelar las líneas de transmisión se ocupa el modelo π , el cual se explica en la Figura B.1.

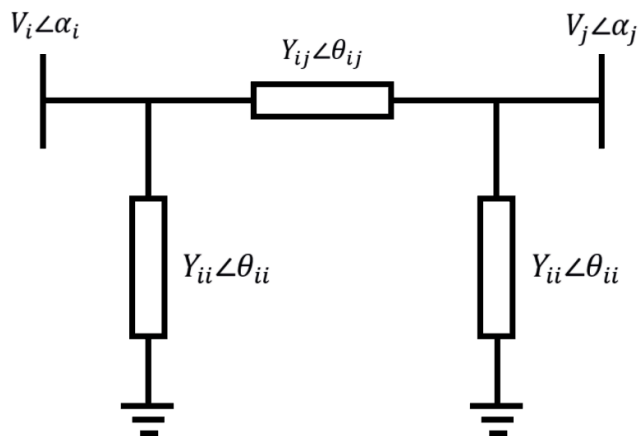


Figura B.1. Modelo π de línea de transmisión

Las potencias por la línea se formulan de la siguiente forma:

$$P_{ij} = V_i^2 Y_{ij} \cos \theta_{ij} - V_i V_j Y_{ij} \cos(\alpha_i - \alpha_j - \theta_{ij}) \quad (\text{B.1})$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 \frac{Y_{ii}}{2} - V_i^2 Y_{ij} \sin \theta_{ij} - V_i V_j Y_{ij} \sin(\alpha_i - \alpha_j - \theta_{ij}) \quad (\text{B.2})$$

D.2. Transformadores

En la Figura B.2 se muestra el modelo del transformador entre las barras i y j . Este modelo se ocupa en los transformadores con tap fijo, con cambiadores de Tap automáticos (LTC) y con cambiadores de ángulo (PHS).

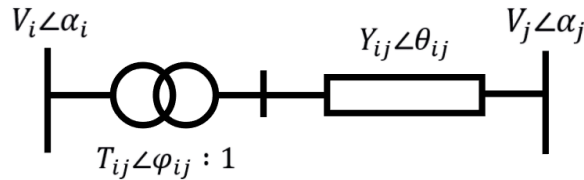


Figura B.2. Modelo del transformador

Las potencias a través del transformador se formulan de la siguiente manera:

$$P_{ij} = \frac{V_i^2 Y_{ij}}{T_{ij}^2} \cos \theta_{ij} - \frac{V_i V_j}{T_{ij}} Y_{ij} \cos(\alpha_i - \alpha_j - \theta_{ij} - \varphi_{ij}) \quad (\text{B.3})$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 \frac{Y_{ii}}{2} - \frac{V_i^2 Y_{ij}}{T_{ij}^2} \sin \theta_{ij} - \frac{V_i V_j}{T_{ij}} Y_{ij} \sin(\alpha_i - \alpha_j - \theta_{ij} - \varphi_{ij}) \quad (\text{B.4})$$

Donde cada elemento se representa como:

- Transformadores con tap fijo: $T_{ij} = \text{constante}$ y $\varphi_{ij} = 0$
- Transformadores LTC: $T_{ij} = \text{variable}$ y $\varphi_{ij} = 0$
- Transformadores PHS: $T_{ij} = 0$ y $\varphi_{ij} = \text{variable}$

D.3. Compensadores variables estáticos

Los compensadores variables estáticos (SVC) se modelan como una susceptancia shunt variable, como se muestra en la Figura B.3. Por lo tanto, la energía reactiva inyectada por el SVC es:

$$Q_{SVC i} = -b_{SVC i} V_i^2 \quad (B.5)$$

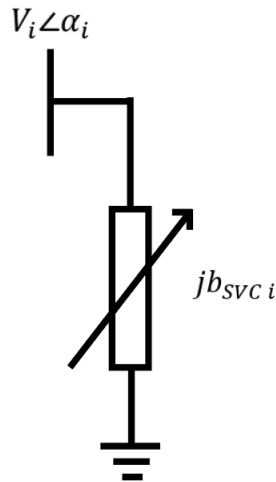


Figura B.3. Modelo de compensador variable estático

D.4. Generador

El generador se representa como una fuente que inyecta potencia activa y reactiva a la barra donde se encuentra conectado del SEP.

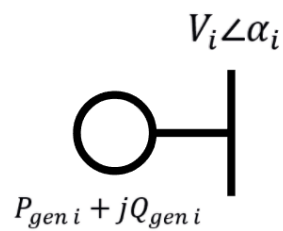


Figura B.4. Modelo de generador

$$S_{gen i} = P_{gen i} + j Q_{gen i} \quad (B.6)$$

D.5 Cargas

Las cargas en el SEP se asumen de potencia constante, por lo tanto, su representación es como un consumo de potencia activa y reactiva en la barra respectiva.

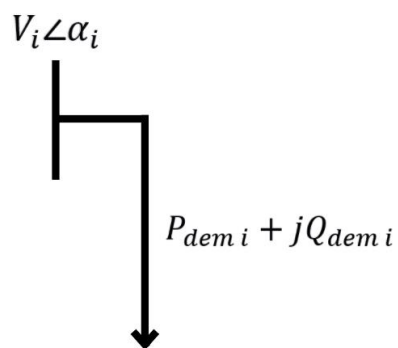


Figura B.5. Modelo de carga

$$S_{dem i} = P_{dem i} + jQ_{dem i} \quad (B.7)$$

Apéndice C

Datos del sistema W&W de 6 barras

Tabla C.1. Parámetros y costos de potencia de los generadores

<i>Gen</i> [#]	<i>Barra</i>	P_{gen}^{min} [MW]	P_{gen}^{max} [MW]	Q_{gen}^{min} [MW]	Q_{gen}^{max} [MW]	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
1	1	10	200	-150	150	213	11.669	0.00533
2	2	10	180	-150	150	200	10.333	0.00889
3	3	10	180	-150	150	240	10.833	0.00741

Tabla C.2. Parámetros y límites de líneas de transmisión

<i>Desde</i>	<i>Hasta</i>	<i>Circuito</i>	Y [pu]	θ [rad]	b [pu]	<i>Tap fijo</i>	P_{ij}^{max} [MW]	Q_{ij}^{max} [MW]	S_{ij}^{max} [MW]
1	2	1	4.472	-1.107	0.04	1	54.17	54.17	54.17
1	4	1	4.851	-1.326	0.04	1	192.21	192.21	192.21
1	5	1	3.221	-1.310	0.06	1	177.26	177.26	177.26
2	3	1	3.922	-1.373	0.06	1	64.44	64.44	64.44
2	4	1	8.944	-1.107	0.02	1	287.29	287.29	287.29
2	5	1	3.162	-1.249	0.04	1	148.74	148.74	148.74
2	6	1	4.719	-1.234	0.05	1	191.25	191.25	191.25
3	5	1	3.492	-1.138	0.05	1	137.68	137.68	137.68
3	6	1	9.806	-1.373	0.02	1	292.16	292.16	292.16
4	5	1	2.236	-1.107	0.08	1	37.55	37.55	37.55
5	6	1	3.162	-1.249	0.06	1	41.81	41.81	41.81

El límite del ángulo de tensión α_i^{max} , mostrado en la Tabla C.3, deja libre esa variable debido a que su punto inicial es cero. Por lo tanto, el ángulo puede moverse desde 0 a 2π rad.

Tabla C.3. Límites de tensión y ángulos de barras

<i>Barra</i>	V_{min} [pu]	V_{max} [pu]	α_i^{max} [rad]
1	0.95	1.1	6.29
2	1.1	1.1	0
3	0.95	1.1	6.29
4	0.95	1.1	6.29
5	0.95	1.1	6.29
6	0.95	1.1	6.29

Apéndice D

Datos del sistema IEEE de 24 barras

Tabla D.1. Parámetros y costos de potencia de los generadores

<i>Gen</i> [#]	<i>Barra</i>	P_{gen}^{min} [MW]	P_{gen}^{max} [MW]	Q_{gen}^{min} [Mvar]	Q_{gen}^{max} [Mvar]	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
1	1	10	20	0	10	401	130	0
2	1	10	20	0	10	401	130	0
3	1	15.2	76	-25	30	212	16	0.014142
4	1	15.2	76	-25	30	212	16	0.014142
5	2	10	20	0	10	401	130	0
6	2	10	20	0	10	401	130	0
7	2	15.2	76	-25	30	212	16	0.014142
8	2	15.2	76	-25	30	212	16	0.014142
9	7	25	100	0	60	782	44	0.052672
10	7	25	100	0	60	782	44	0.052672
11	7	25	100	0	60	782	44	0.052672
12	13	62.53	197	0	80	833	49	0.00717
13	13	62.53	197	0	80	833	49	0.00717
14	13	62.53	197	0	80	833	49	0.00717
15	14	0	0	-50	200	0	0	0
16	15	2.4	12	0	6	86	57	0.318412
17	15	2.4	12	0	6	86	57	0.318412
18	15	2.4	12	0	6	86	57	0.318412
19	15	2.4	12	0	6	86	57	0.318412
20	15	2.4	12	0	6	86	57	0.318412
21	15	54.25	155	-50	80	382	12	0.008342
22	16	54.25	155	-50	80	382	12	0.008342
23	18	100	400	-50	200	395	4	0.00021
24	21	100	400	-50	200	395	4	0.00021
25	22	0	50	-10	16	0.001	0.001	0
26	22	0	50	-10	16	0.001	0.001	0
27	22	0	50	-10	16	0.001	0.001	0
28	22	0	50	-10	16	0.001	0.001	0
29	22	0	50	-10	16	0.001	0.001	0
30	22	0	50	-10	16	0.001	0.001	0

<i>Gen</i> [#]	<i>Barra</i>	P_{gen}^{min} [MW]	P_{gen}^{max} [MW]	Q_{gen}^{min} [Mvar]	Q_{gen}^{max} [Mvar]	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
31	23	54.25	155	-50	80	382	12	0.008342
32	23	54.25	155	-50	80	382	12	0.008342
33	23	140	350	-25	150	665	12	0.004895

Tabla D.2. Parámetros y límites de líneas de transmisión

<i>Desde</i>	<i>Hasta</i>	<i>Circuito</i>	<i>Y</i> [pu]	θ [rad]	<i>b</i> [pu]	<i>Tap fijo</i>	P^{max} [MW]	Q^{max} [MW]	S^{max} [MW]
1	2	1	70.716	-1.386	0.461	1	175	175	175
1	3	1	4.584	-1.318	0.057	1	175	175	175
1	5	1	11.459	-1.318	0.023	1	175	175	175
2	4	1	7.641	-1.317	0.034	1	175	175	175
2	6	1	5.042	-1.318	0.052	1	175	175	175
3	9	1	8.135	-1.318	0.032	1	175	175	175
3	24	1	11.914	-1.543	0.000	1.015	400	400	400
4	9	1	9.336	-1.318	0.028	1	175	175	175
5	10	1	10.965	-1.318	0.024	1	175	175	175
6	10	1	16.109	-1.345	2.459	1	175	175	175
7	8	1	15.767	-1.317	0.017	1	175	175	175
8	9	1	5.864	-1.318	0.045	1	175	175	175
8	10	1	5.864	-1.318	0.045	1	175	175	175
9	11	1	11.914	-1.543	0.000	1.030	400	400	400
9	12	1	11.914	-1.543	0.000	1.030	400	400	400
10	11	1	11.914	-1.543	0.000	1.015	400	400	400
10	12	1	11.914	-1.543	0.000	1.015	400	400	400
11	13	1	20.672	-1.446	0.100	1	500	500	500
11	14	1	23.726	-1.442	0.088	1	500	500	500

<i>Desde</i>	<i>Hasta</i>	<i>Circuito</i>	<i>Y [pu]</i>	<i>θ [rad]</i>	<i>b [pu]</i>	<i>Tap fijo</i>	<i>P^{max} [MW]</i>	<i>Q^{max} [MW]</i>	<i>S^{max} [MW]</i>
12	13	1	20.672	-1.446	0.100	1	500	500	500
12	23	1	10.268	-1.443	0.203	1	500	500	500
13	23	1	11.467	-1.443	0.182	1	500	500	500
14	16	1	16.917	-1.486	0.082	1	500	500	500
15	16	1	57.342	-1.444	0.036	1	500	500	500
15	21	1	20.242	-1.443	0.103	1	500	500	500
15	21	2	20.242	-1.443	0.103	1	500	500	500
15	24	1	19.109	-1.442	0.109	1	500	500	500
16	17	1	38.354	-1.455	0.055	1	500	500	500
16	19	1	42.930	-1.442	0.049	1	500	500	500
17	18	1	68.908	-1.446	0.030	1	500	500	500
17	22	1	9.420	-1.443	0.221	1	500	500	500
18	21	1	36.898	-1.449	0.055	1	500	500	500
18	21	2	36.898	-1.449	0.055	1	500	500	500
19	20	1	25.046	-1.443	0.083	1	500	500	500
19	20	2	25.046	-1.443	0.083	1	500	500	500
20	23	1	45.912	-1.442	0.046	1	500	500	500
20	23	2	45.912	-1.442	0.046	1	500	500	500
21	22	1	14.629	-1.443	0.142	1	500	500	500

Tabla D.3. Límites de tensión y ángulos de barras

<i>Barra</i>	<i>V_{min} [pu]</i>	<i>V_{max} [pu]</i>	<i>α_i^{max} [rad]</i>
1	0.95	1.05	0
2	0.95	1.05	6.29
3	0.95	1.05	6.29
4	0.95	1.05	6.29

<i>Barra</i>	V_{min} [pu]	V_{max} [pu]	α_i^{max} [rad]
5	0.95	1.05	6.29
6	0.95	1.05	6.29
7	0.95	1.05	6.29
8	0.95	1.05	6.29
9	0.95	1.05	6.29
10	0.95	1.05	6.29
11	0.95	1.05	6.29
12	0.95	1.05	6.29
13	0.95	1.05	6.29
14	0.95	1.05	6.29
15	0.95	1.05	6.29
16	0.95	1.05	6.29
17	0.95	1.05	6.29
18	0.95	1.05	6.29
19	0.95	1.05	6.29
20	0.95	1.05	6.29
21	0.95	1.05	6.29
22	0.95	1.05	6.29
23	0.95	1.05	6.29
24	0.95	1.05	6.29

Apéndice E

Datos del Sistema Eléctrico Nacional

En este apéndice se especifican los datos de los elementos que contiene el sistema eléctrico de potencia del sistema interconectado de Chile (SEN)

Los nombres, parámetros y conexiones de las líneas de transmisión se especifican en la Tabla E.1.

Tabla E.1. Datos de líneas de transmisión del SEN

<i>Desde</i>	<i>Hasta</i>	<i>From</i> [#]	<i>To</i> [#]	Y_{ij} [pu]	θ_{ii} [°]	b [pu]
Agua Santa 110	Quillota 110	1	97	21.55	-1.191	0.04
Agua Santa 220	San Luis 220	2	105	50.77	-1.397	0.04
Alto Jahuel 110	Chena 110	3	24	31.68	-1.275	0.04
Alto Jahuel 110	Los Almendros 110	3	52	14.17	-1.266	0.04
Alto Jahuel 220	El Rodeo 220	5	38	764.81	-1.464	0.04
Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 500 Aux	6	7	52.08	-1.569	0.04
Ancoa 500	Ancoa 500 Aux	9	10	52.08	-1.569	0.04
Candelaria 220	Maipo 220	12	60	67.02	-1.454	0.04
Cardones 220	Diego de Almagro 220 Aux	13	33	8.00	-1.325	0.04
Cardones 220	Maitencillo 220	13	61	26.72	-1.325	0.04
Carrera Pinto 220 Aux	Cardones 220	16	13	16.43	-1.322	0.04
Carrera Pinto 220 Aux	Cardones 220	16	13	16.43	-1.322	0.04
Carrera Pinto 220	Carrera Pinto 220 Aux	15	16	52.08	-1.569	0.04
Carrera Pinto 220	Carrera Pinto 220 Aux	15	16	52.08	-1.569	0.04
Carrera Pinto 220	Carrera Pinto 220 Aux	15	16	52.08	-1.569	0.04
Cerro Navia 110	Las Vegas 110	18	49	8.30	-1.305	0.04
Cerro Navia 220	Lampa 220	19	47	185.70	-1.308	0.04
Charrua 220	Hualpen 220	22	41	20.45	-1.442	0.04
Charrua 220	Lagunillas 220	22	46	23.06	-1.441	0.04
Charrua 220	Mulchen 220	22	67	49.29	-1.402	0.04
Charrua 220	Tap Laja 220	22	107	67.22	-1.377	0.04

<i>Desde</i>	<i>Hasta</i>	<i>From</i> [#]	<i>To</i> [#]	Y_{ij} [pu]	θ_{ii} [°]	b [pu]
Chena 110	Cerro Navia 110	24	18	50.94	-1.297	0.04
Chena 110	Los Almendros 110	24	52	30.61	-1.260	0.04
Chena 220	Cerro Navia 220	25	19	193.56	-1.316	0.04
Colbun 220	Ancoa 220	28	8	52.08	-1.569	0.04
Colbun 220	Candelaria 220	28	12	29.85	-1.339	0.04
D. de Almagro 220 Aux	Carrera Pinto 220	33	15	15.89	-1.329	0.04
D. de Almagro 220 Aux	Carrera Pinto 220	33	15	15.64	-1.324	0.04
Duqueco 220	Temuco 220	36	108	8.18	-1.376	0.04
El Rodeo 220	Chena 220	38	25	178.29	-1.373	0.04
El Salto 110	Cerro Navia 110	39	18	17.15	-1.208	0.04
La Cebada 220 Aux	Monte Redondo 220	45	66	390.66	-1.354	0.04
La Cebada 220	La Cebada 220 Aux	44	45	52.08	-1.569	0.04
Las Palmas 220	Los Vilos 220	48	58	31.49	-1.352	0.04
Las Vegas 110	Quillota 110	49	97	22.07	-1.393	0.04
Los Almendros 110	El Salto 110	52	39	37.58	-1.308	0.04
Los Almendros 220	Alto Jahuel 220	53	5	56.89	-1.428	0.04
Los Vilos 220	Nogales 220	58	68	25.13	-1.325	0.04
Maipo 220	Alto Jahuel 220	60	5	42814.48	-1.455	0.04
Maitencillo 220	Maitencillo 220 Aux	61	62	52.08	-1.569	0.04
Maitencillo 220	Punta Colorada 220	61	95	21.59	-1.331	0.04
Melipulli 220	Chiloe 220	65	26	243.90	-1.349	0.04
Monte Redondo 220	Las Palmas 220	66	48	46.47	-1.351	0.04
Mulchen 220	Cautin 220	67	17	23.49	-1.408	0.04
Nogales 220	Polpaico 220	68	87	81.69	-1.489	0.04
Pan de Azucar 220	Pan de Azucar 220 Aux	80	81	52.08	-1.569	0.04
Pichirrahue 220	Valdivia 220	83	109	11.01	-1.211	0.04
Pichirropulli 220	Pichirropulli 220 Aux	84	85	52.08	-1.569	0.04
Polpaico 220	El Llano 220	87	37	48.56	-1.331	0.04
Polpaico 220	El Salto 220	87	40	61.39	-1.466	0.04
Polpaico 500	Polpaico 500 Aux	88	89	52.08	-1.569	0.04
Puente Negro 220	Colbun 220	91	28	34.07	-1.417	0.04
Puerto Montt 220	Melipulli 220	92	65	12126.78	-1.326	0.04
Puerto Montt 220	Pichirrahue 220	92	83	11.01	-1.211	0.04
Punta Colorada 220 Aux	Pan de Azucar 220	96	80	27.69	-1.322	0.04

<i>Desde</i>	<i>Hasta</i>	<i>From</i> [#]	<i>To</i> [#]	<i>Y_{ij}</i> [pu]	<i>θ_{ii}</i> [°]	<i>b</i> [pu]
Punta Colorada 220 Aux	Pan de Azucar 220	96	80	35.24	-1.408	0.04
Punta Colorada 220	Pan de Azucar 220	95	80	27.67	-1.319	0.04
Quillota 220	Polpaico 220	98	87	82.36	-1.488	0.04
San Luis 220	Quillota 220	105	98	452.68	-1.480	0.04
Tap Laja 220	Duqueco 220	107	36	40.89	-1.377	0.04
Temuco 220	Cautin 220	108	17	237.76	-1.257	0.04
Lampa 220	Polpaico Desf 220	47	90	146.18	-1.305	0.04
Polpaico 220	Polpaico Desf 220	87	90	52.08	-1.569	0.04
Alto Jahuel 500 Aux	Lo Aguirre 500	7	51	237.02	-1.476	0.04
Ancoa 500	Alto Jahuel 500	9	6	73.89	-1.385	0.04
Ancoa 500	Alto Jahuel 500	9	6	73.89	-1.385	0.04
Ancoa 500	Ancoa 500 Aux Sur	9	11	52.08	-1.569	0.04
Candelaria 220	Puente Negro 220	12	91	36.02	-1.463	0.04
Carrera Pinto 220 Aux	San Andres 220	16	103	27.75	-1.330	0.04
Carrera Pinto 220 Aux	San Andres 220	16	103	27.25	-1.326	0.04
Carrera Pinto 220 Aux	San Andres 220	16	103	27.25	-1.326	0.04
Carrera Pinto 220 Aux	San Andres 220	16	103	27.25	-1.326	0.04
Charrua 220	Nueva Charrua 220	22	72	52.08	-1.569	0.04
Cumbre 220 Aux	Cumbre 220	30	29	52.08	-1.569	0.04
D. de Almagro 220 Aux	Carrera Pinto 220	33	15	15.64	-1.324	0.04
D. de Almagro 220 Aux	Carrera Pinto 220	33	15	15.64	-1.324	0.04
Diego de Almagro 220	Diego de Almagro 220 Aux	32	33	52.08	-1.569	0.04
Diego de Almagro 220	Diego de Almagro 220 Aux	32	33	52.08	-1.569	0.04
Diego de Almagro 220	Diego de Almagro 220 Aux	32	33	52.08	-1.569	0.04
Diego de Almagro 220	Diego de Almagro 220 Aux	32	33	52.08	-1.569	0.04
Don Goyo 220 Aux	La Cebada 220	35	44	21.98	-1.351	0.04
Don Goyo 220 Aux	Talinay 220	35	106	34.92	-1.360	0.04
Don Goyo 220	Don Goyo 220 Aux	34	35	52.08	-1.569	0.04
El Llano 220	Los Maquis 220	37	57	40.99	-1.332	0.04
La Cebada 220 Aux	Las Palmas 220	45	48	41.01	-1.352	0.04

<i>Desde</i>	<i>Hasta</i>	<i>From</i> [#]	<i>To</i> [#]	Y_{ij} [pu]	θ_{ii} [°]	b [pu]
Maitencillo 220 Aux	Punta Colorada 220	62	95	22.05	-1.326	0.04
Maitencillo 220 Aux	Punta Colorada 220	62	95	22.05	-1.326	0.04
Nueva Charrua 500	Ancoa 500 Aux Sur	73	11	168.13	-1.420	0.04
Nueva Valdivia 220 Aux	Valdivia 220	79	109	23.81	-1.261	0.04
Nueva Valdivia 220 Aux	Valdivia 220	79	109	23.81	-1.261	0.04
Nueva Valdivia 220	Nueva Valdivia 220 Aux	78	79	52.08	-1.569	0.04
Pan de Azucar 220 Aux	Don Goyo 220	81	34	16.00	-1.351	0.04
Pan de Azucar 220 Aux	Don Goyo 220	81	34	16.00	-1.351	0.04
Pan de Azucar 220 Aux	La Cebada 220	81	44	9.29	-1.351	0.04
Pichirrahue 220	Pichirropulli 220	83	84	24.03	-1.215	0.04
Pichirropulli 220 Aux	Nueva Valdivia 220	85	78	227.45	-1.271	0.04
Pichirropulli 220 Aux	Nueva Valdivia 220	85	78	227.45	-1.271	0.04
Pichirropulli 220	Puerto Montt 220 Aux	84	93	8.82	-1.419	0.04
Pichirropulli 500	Charrua 500	86	23	77.47	-1.419	0.04
Puerto Montt 220	Puerto Montt 220 Aux	92	93	52.08	-1.569	0.04
Puerto Montt 220	Rahue 220	92	99	20.98	-1.275	0.04
Puerto Montt 500	Pichirropulli 500	94	86	45.56	-1.419	0.04
Punta Colorada 220	Punta Colorada 220 Aux	95	96	52.08	-1.569	0.04
Rahue 220	Valdivia 220	99	109	10.34	-1.334	0.04
Rahue 220	Pichirrahue 220	99	83	427.18	-1.222	0.04
San Andres 220 Aux	Cardones 220	104	13	42.20	-1.328	0.04
San Andres 220 Aux	Cardones 220	104	13	42.20	-1.328	0.04
San Andres 220 Aux	Cardones 220	104	13	42.20	-1.328	0.04
San Andres 220 Aux	Cardones 220	104	13	42.20	-1.328	0.04
San Andres 220	San Andres 220 Aux	103	104	52.08	-1.569	0.04
Talinay 220	La Cebada 220	106	44	61.75	-1.350	0.04
Talinay 220	Las Palmas 220	106	48	24.64	-1.350	0.04
Ancoa 220	Itahue 220	8	43	35.78	-1.467	0.04
Rapel 220	Melipilla 220	102	64	42.29	-1.319	0.04
Alto Jahuel 500 Aux	Polpaico 500	7	88	129.34	-1.480	0.04
Ancoa 500 Aux	Alto Jahuel 500	10	6	73.89	-1.385	0.04
Ancoa 500	Alto Jahuel 500	9	6	73.89	-1.385	0.04
Charrua 500	Ancoa 500	23	9	154.73	-1.431	0.04
Ciruelos 220	Cautin 220	27	17	20.00	-1.287	0.04

<i>Desde</i>	<i>Hasta</i>	<i>From</i> [#]	<i>To</i> [#]	Y_{ij} [pu]	θ_{ii} [°]	b [pu]
Lo Aguirre 220	Cerro Navia 220	50	19	255.50	-1.486	0.04
Lo Aguirre 500	Polpaico 500 Aux	51	89	523.42	-1.466	0.04
Melipilla 220	Cerro Navia 220	64	19	42.29	-1.319	0.04
Nueva Charrua 500	Charrua 500	73	23	52.08	-1.569	0.04
Pichirropulli 220	Rahue 220	84	99	47.69	-1.266	0.04
Pichirropulli 220 Aux	Valdivia 220	85	109	11.14	-1.326	0.04
Valdivia 220	Cautin 220	109	17	8.07	-1.318	0.04
Valdivia 220	Ciruelos 220	109	27	31.30	-1.219	0.04
Arica 110	Pozo Almonte 110	119	196	1.84	-0.916	0.04
Arica 110	Pozo Almonte 110	119	196	1.84	-0.916	0.04
Arica 110	Pozo Almonte 110	119	196	1.84	-0.916	0.04
CD Arica 066	Arica 066	124	118	12.35	-0.957	0.04
CD Arica 066	Tap Quiani	124	210	17.12	-0.907	0.04
Collahuasi 220	Collahuasi 220 Aux	132	133	52.08	-1.569	0.04
Collahuasi 220	Quebrada Blanca 220	132	199	49.07	-1.418	0.04
Condores 220	Parinacota 220	135	193	5.19	-1.356	0.04
Condores 220	Parinacota 220	135	193	5.19	-1.356	0.04
Encuentro 220	Collahuasi 220	145	132	5.76	-1.355	0.04
Encuentro 220	Collahuasi 220 Aux	145	133	5.76	-1.355	0.04
Encuentro 220	Collahuasi 220 Aux	145	133	5.76	-1.355	0.04
Lagunas 220	Collahuasi 220	162	132	20.18	-1.374	0.04
Lagunas 220	Collahuasi 220	162	132	20.18	-1.374	0.04
Lagunas 220	Laberinto 220 Aux	162	160	52.08	-1.569	0.04
Lagunas 220	Laberinto 220 Aux	162	160	52.08	-1.569	0.04
Lagunas 220	Lagunas 220 Aux S	162	163	52.08	-1.569	0.04
Lagunas 220	Nueva Pozo Almonte 220	162	183	18.32	-1.330	0.04
Lagunas 220	Pozo Almonte 220	162	197	16.11	-1.336	0.04
Nueva Victoria 220	Lagunas 220	185	162	69.62	-1.336	0.04
Parinacota 066	Quiani 066	192	200	11.27	-0.986	0.04
Parinacota 220 Aux	N. Pozo Almonte 220 Aux	194	184	5.12	-1.333	0.04
Parinacota 220 Aux	Parinacota 220	194	193	52.08	-1.569	0.04
Pozo Almonte 220 Aux	Pozo Almonte 220	198	197	52.08	-1.569	0.04
Quillagua 220 Aux	Lagunas AUX 220	202	164	12.20	-1.349	0.04
Quillagua 220 Aux	Nueva Victoria 220	202	185	13.70	-1.336	0.04

<i>Desde</i>	<i>Hasta</i>	<i>From</i> [#]	<i>To</i> [#]	Y_{ij} [pu]	θ_{ii} [°]	b [pu]
Quillagua 220	Quillagua 220 Aux	201	202	52.08	-1.569	0.04
Tap Quiani	Arica 066	210	118	15.28	-0.894	0.04
Tap Quiani	Quiani 066	210	200	52.08	-1.569	0.04
Tarapaca 220	Condores 220	211	135	16.53	-1.356	0.04
Tarapaca 220	Lagunas 220	211	162	43.83	-1.446	0.04
Tarapaca 220	Lagunas 220	211	162	43.83	-1.446	0.04
Tarapaca 220	Lagunas 220	211	162	43.83	-1.446	0.04
Barril 220	La Cruz 220	123	157	58.38	-1.448	0.04
Chuquicamata 110	A 110	130	110	70710.68	-0.785	0.04
Chuquicamata 110	KM6 110	130	155	40.70	-1.337	0.04
Chuquicamata 110	KM6 110	130	155	40.70	-1.337	0.04
Encuentro 220 Aux	EnlaceCE 220	146	148	4975.19	-1.471	0.04
Encuentro 220	EnlaceCE 220 Aux	145	149	4975.19	-1.471	0.04
Encuentro 220 Aux	N. Crucero Encuentro 220	146	176	4975.19	-1.471	0.04
Encuentro 220 Aux	N. Crucero Encuentro 220	146	176	4975.19	-1.471	0.04
Encuentro 220	El Tesoro 220	145	144	12.52	-1.322	0.04
Encuentro 220	Encuentro 220 Aux	145	146	52.08	-1.569	0.04
Encuentro 220	Miraje 220 Aux	145	174	123.38	-1.410	0.04
Encuentro 220	Miraje 220 Aux	145	174	123.38	-1.410	0.04
Norgener 220	Barril 220	175	123	141.82	-1.450	0.04
Salar 110	KM6 110	204	155	169.08	-0.652	0.04
Salar 110	KM6 110	204	155	169.08	-0.652	0.04
Salar 110	KM6 110	204	155	169.08	-0.652	0.04
Salar 220	Chuquicamata 220	205	131	92.31	-1.447	0.04
Tocopilla 110	A 110	213	110	4.07	-1.281	0.04
Tocopilla 110	Salar 110	213	204	2.16	-1.250	0.04
Tocopilla 220	El Loa 220	214	142	37.07	-1.432	0.04
Tocopilla 220	Tocopilla 110	214	213	52.08	-1.569	0.04
Andes 220	Nueva Zaldivar 220	112	186	38.40	-1.434	0.04
Andes 220	Oeste 220	112	189	29.93	-1.357	0.04
Antofagasta 110	Capricornio 110	115	127	9.70	-1.272	0.04
Antofagasta 110	Capricornio 110	115	127	9.70	-1.272	0.04
Antofagasta 110	La Negra 110	115	158	14.91	-1.188	0.04
Atacama 220	Atacama 220 Aux	120	121	52.08	-1.569	0.04

<i>Desde</i>	<i>Hasta</i>	<i>From</i> [#]	<i>To</i> [#]	Y_{ij} [pu]	θ_{ii} [°]	b [pu]
Atacama 220	Esmeralda 220	120	152	16.82	-1.350	0.04
Atacama 220	Nueva Mejillones 220	120	180	2487.59	-1.471	0.04
Atacama 220	O'higgins 220	120	187	22.74	-1.271	0.04
Capricornio 110	Salar del Carmen 110	127	206	22.74	-1.271	0.04
Capricornio 110	El Negro 110	127	143	7.57	-1.263	0.04
Capricornio 220	Mantos Blancos 220	128	166	72.38	-1.378	0.04
Chacaya 220	Andes 220	129	112	11.79	-1.434	0.04
Chacaya 220	Andes 220	129	112	11.79	-1.434	0.04
Chacaya 220	Capricornio 220	129	128	23.15	-1.377	0.04
Chacaya 220	El Cobre 220	129	141	17.61	-1.465	0.04
Desalant 110	Pampa 110	138	191	13.94	-1.190	0.04
Desalant 110	Pampa 110	138	191	13.94	-1.190	0.04
Domeyko 220	Escondida 220	139	150	161.75	-1.334	0.04
Domeyko 220	Sulfuros 220	139	209	1142.13	-1.329	0.04
El Cobre 220	Esperanza SING 220	141	153	28.53	-1.326	0.04
El Cobre 220	Gaby 220	141	154	21.01	-1.354	0.04
El Negro 110	Alto Norte 110	143	111	39.43	-1.263	0.04
El Tesoro 220	Esperanza SING 220	144	153	96.78	-1.316	0.04
Esmeralda 110	Uribe 110	151	215	11.33	-1.240	0.04
La Negra 110	Alto Norte 110	158	111	59.64	-1.188	0.04
Laberinto 220 Aux	Laberinto 220	160	159	52.08	-1.569	0.04
Laberinto 220	El Cobre 220	159	141	459.72	-1.391	0.04
Laberinto 220	Kapatur 220	159	156	24.90	-1.481	0.04
Laberinto 220	Lomas Bayas 220	159	165	113.54	-1.353	0.04
Laberinto 220	Lomas Bayas 220	159	165	113.54	-1.353	0.04
Laberinto 220	Mantos Blancos 220	159	166	16.23	-1.357	0.04
Laberinto 220	Nueva Zaldivar 220	159	186	12.23	-1.378	0.04
Laberinto 220	Nueva Zaldivar 220	159	186	16.29	-1.392	0.04
Laberinto 220	Nueva Zaldivar 220	159	186	13.49	-1.395	0.04
Mejillones 220	O'higgins 220	170	187	20.31	-1.304	0.04
Mejillones 220	O'higgins 220	170	187	20.31	-1.304	0.04
Mejillones 220	O'higgins 220	170	187	20.31	-1.304	0.04
Nueva Zaldivar 220	Sulfuros 220	186	209	88.40	-1.332	0.04
Nueva Zaldivar 220	Zaldivar 220	186	216	5792.84	-1.396	0.04

<i>Desde</i>	<i>Hasta</i>	<i>From</i> [#]	<i>To</i> [#]	Y_{ij} [pu]	θ_{ii} [°]	b [pu]
Nueva Zaldivar 220	Zaldivar 220	186	216	5792.84	-1.396	0.04
Oeste 220	Laberinto 220	189	159	13.37	-1.357	0.04
O'higgins 220	Palestina 220	187	190	29.57	-1.326	0.04
O'higgins 220	Palestina 220	187	190	29.57	-1.326	0.04
Palestina 220	Domeyko 220	190	139	22.62	-1.326	0.04
Palestina 220	Domeyko 220	190	139	22.62	-1.326	0.04
Pampa 110	Mejillones 110	191	169	9.13	-1.190	0.04
Pampa 110	Mejillones 110	191	169	9.13	-1.190	0.04
Salar del Carmen 110	Antofagasta 110	206	115	73.52	-1.272	0.04
Salar del Carmen 110	Uribe 110	206	215	70.11	-1.265	0.04
Salta 345	Andes 345	207	113	8.29	-1.491	0.04
Zaldivar 220	Escondida 220	216	150	86.23	-1.391	0.04
Encuentro 220	Lagunas 220 Aux S	145	163	12.84	-1.147	0.04
Encuentro 220	Lagunas 220 Aux S	145	163	12.84	-1.147	0.04
Encuentro 220	Lagunas AUX 220	145	164	12.84	-1.147	0.04
Encuentro 220	Lagunas 220 Aux S	145	163	12.84	-1.147	0.04
Crucero 220	Encuentro 220	136	145	2617.12	-1.466	0.04
Antucoya 220 Aux	Antucoya 220	117	116	52.08	-1.569	0.04
Antucoya 220	Atacama 220 Aux	116	121	25.99	-1.414	0.04
Crucero 220	N. Crucero Encuentro 220	136	176	2617.12	-1.466	0.04
N. Crucero Encuentro 220	Encuentro 220	176	145	2617.12	-1.466	0.04
Chacaya 220	Crucero 220	129	136	7.38	-1.336	0.04
Crucero 220 Aux S	EnlaceCE 220	137	148	4975.19	-1.471	0.04
Crucero 220	EnlaceCE 220	136	148	4975.19	-1.471	0.04
Crucero 220	Chuquicamata 220	136	131	16.67	-1.446	0.04
Crucero 220	Chuquicamata 220	136	131	16.67	-1.446	0.04
Crucero 220	Crucero 220 Aux S	136	137	52.08	-1.569	0.04
Crucero 220	El Abra 220	136	140	11.70	-1.425	0.04
Crucero 220	Encuentro 220 Aux	136	146	4975.19	-1.471	0.04
Crucero 220	Encuentro 220 Aux	136	146	2487.59	-1.471	0.04
Crucero 220	Laberinto 220	136	159	8.71	-1.378	0.04
Crucero 220	Laberinto 220	136	159	8.94	-1.392	0.04
Crucero 220	Lagunas 220	136	162	6.59	-1.358	0.04
Crucero 220	Laberinto 220 Aux	136	160	6.96	-1.346	0.04

<i>Desde</i>	<i>Hasta</i>	<i>From</i> [#]	<i>To</i> [#]	Y_{ij} [pu]	θ_{ii} [°]	b [pu]
Crucero 220	Maria Elena 220	136	167	171.05	-1.347	0.04
Crucero 220	Maria Elena 220	136	167	162.31	-1.342	0.04
Crucero 220	Nueva Victoria 220	136	185	7.15	-1.336	0.04
Crucero 220	Radomiro Tomic 220	136	203	14.37	-1.425	0.04
Crucero 220	Salar 220	136	205	15.61	-1.447	0.04
El Loa 220	Crucero 220	142	136	238.64	-1.432	0.04
El Loa 220	Nueva Crucero Encuentro 220	142	176	238.64	-1.432	0.04
La Cruz 220	Crucero 220	157	136	206.72	-1.446	0.04
N. Crucero Encuentro 220	Crucero 220 Aux S	176	137	70.45	-0.413	0.04
N. Crucero Encuentro 220	Crucero 220 Aux S	176	137	70.45	-0.413	0.04
N. Crucero Encuentro 220	Laberinto 220 Aux	176	160	8.71	-1.378	0.04
N. Crucero Encuentro 220	Laberinto 220 Aux	176	160	8.71	-1.378	0.04
N. Crucero Encuentro 220	Lagunas 220 Aux S	176	163	6.59	-1.358	0.04
N. Crucero Encuentro 220	Maria Elena 220	176	167	171.05	-1.347	0.04
N. Crucero Encuentro 220	Maria Elena 220	176	167	171.05	-1.347	0.04
N. Crucero Encuentro 220	Nueva Victoria 220	176	185	7.15	-1.336	0.04
N. Crucero Encuentro 220	Salar 220	176	205	15.61	-1.447	0.04
N. Crucero Encuentro 220	Chuquicamata 220	176	131	16.67	-1.446	0.04
Nueva Mejillones 220	Chacaya 220	180	129	2487.59	-1.471	0.04
Kapatur 220	O'higgins 220	156	187	19.90	-1.471	0.04
Salar 220	Calama 220	205	126	74.63	-1.398	0.04
Encuentro 220	Spence 220	145	208	17.51	-1.393	0.04
Encuentro 220	Spence 220	145	208	17.51	-1.393	0.04
Nueva Zaldivar 220	Escondida 220	186	150	82.55	-1.378	0.04
Nueva Zaldivar 220	Escondida 220	186	150	82.55	-1.378	0.04
O'higgins 220	Domeyko 220	187	139	17.46	-1.471	0.04
Maria Elena 220 Aux	Quillagua 220	168	201	17.74	-1.351	0.04
Maria Elena 220 Aux	Quillagua 220	168	201	17.74	-1.351	0.04
Maria Elena 220	Maria Elena 220 Aux	167	168	52.08	-1.569	0.04
Chacaya 220	Mejillones 220	129	170	891.44	-1.373	0.04
Chacaya 220	Mejillones 220	129	170	891.44	-1.373	0.04
Antofagasta 110	Desalant 110	115	138	24.85	-1.190	0.04
Antofagasta 110	Desalant 110	115	138	24.85	-1.190	0.04

<i>Desde</i>	<i>Hasta</i>	<i>From</i> [#]	<i>To</i> [#]	Y_{ij} [pu]	θ_{ii} [°]	b [pu]
Antofagasta 110	Esmeralda 110	115	151	55.90	-1.107	0.04
Capricornio 220	Capricornio 110	128	127	52.08	-1.569	0.04
Condores 220	N. Pozo Almonte 220 Aux	135	184	32.25	-1.315	0.04
Kapatur 220	N. Crucero Encuentro 220	156	176	17.48	-1.487	0.04
EnlaceCE 220 Aux	N. Crucero Encuentro 220	149	176	17.08	-1.434	0.04
EnlaceCE 220 Aux	N. Crucero Encuentro 220	149	176	17.08	-1.434	0.04
EnlaceCE 220 Aux	N. Crucero Encuentro 220	149	176	17.08	-1.434	0.04
EnlaceCE 220 Aux	N. Crucero Encuentro 220	149	176	17.08	-1.434	0.04
EnlaceCE 220	EnlaceCE 220 Aux	148	149	52.08	-1.569	0.04
Miraje 220	Antucoya 220 Aux	173	117	20.58	-1.414	0.04
Miraje 220	Atacama 220 Aux	173	121	11.48	-1.413	0.04
Miraje 220	Atacama 220 Aux	173	121	11.48	-1.413	0.04
Miraje 220	Miraje 220 Aux	173	174	52.08	-1.569	0.04
Nueva Mejillones 500 Aux	N. Crucero Encuentro 500	182	177	133.86	-1.399	0.04
Nueva Mejillones 500 Aux	N. Crucero Encuentro 500	182	177	133.86	-1.399	0.04
Nueva Mejillones 500	N. Mejillones 500 Aux	181	182	52.08	-1.569	0.04
N. Pozo Almonte 220 Aux	Nueva Pozo Almonte 220	184	183	52.08	-1.569	0.04
Nueva Pozo Almonte 220	N. Pozo Almonte 220 Aux	183	184	143.15	-1.340	0.04
Nueva Pozo Almonte 220	N. Pozo Almonte 220 Aux	183	184	143.15	-1.340	0.04
Quebrada Blanca 220	Lagunas 220	199	162	22.74	-1.271	0.04
Tarapaca 220	Condores 220	211	135	16.53	-1.356	0.04
Charrua 500	Ancoa 500 Aux Sur	23	11	76.07	-1.422	0.04
Ciruelos 220	Pichirropulli 220 Aux	27	85	35.27	-1.325	0.04
Diego de Almagro 220	Cumbre 220	32	29	63.18	-1.444	0.04
Diego de Almagro 220	Cumbre 220	32	29	63.18	-1.444	0.04
Lo Aguirre 220	Cerro Navia 220	50	19	255.65	-1.494	0.04
Maitencillo 500	Cardones 500	63	14	266.79	-1.410	0.04
Melipilla 220	Lo Aguirre 220	64	50	56.71	-1.324	0.04
Pan de Azucar 500	Maitencillo 500	82	63	182.67	-1.406	0.04
Pan de Azucar 500	Polpaico 500	82	88	87.90	-1.394	0.04
Cumbre 500	Cardones 500	31	14	74.84	-1.556	0.04
Los Changos 220	Kapatur 220	55	156	808.45	-1.326	0.04
Los Changos 500	Cumbre 500	56	31	22.15	-1.491	0.04
Agua Santa 110	Agua Santa 220	1	2	52.08	-1.569	0

<i>Desde</i>	<i>Hasta</i>	<i>From</i> [#]	<i>To</i> [#]	Y_{ij} [pu]	θ_{ii} [°]	b [pu]
Alto Jahuel 110	Alto Jahuel 154	3	4	52.08	-1.569	0
Alto Jahuel 110	Alto Jahuel 220	3	5	52.08	-1.569	0
Alto Jahuel 110	Alto Jahuel 500	3	6	52.08	-1.569	0
Alto Jahuel 110	Alto Jahuel 500 Aux	3	7	52.08	-1.569	0
Alto Jahuel 154	Alto Jahuel 220	4	5	52.08	-1.569	0
Alto Jahuel 154	Alto Jahuel 500	4	6	52.08	-1.569	0
Alto Jahuel 154	Alto Jahuel 500 Aux	4	7	52.08	-1.569	0
Alto Jahuel 220	Alto Jahuel 500	5	6	52.08	-1.569	0
Alto Jahuel 220	Alto Jahuel 500 Aux	5	7	52.08	-1.569	0
Ancoa 220	Ancoa 500	8	9	52.08	-1.569	0
Ancoa 220	Ancoa 500 Aux	8	10	52.08	-1.569	0
Ancoa 220	Ancoa 500 Aux Sur	8	11	52.08	-1.569	0
Ancoa 500 Aux	Ancoa 500 Aux Sur	10	11	52.08	-1.569	0
Cardones 220	Cardones 500	13	14	52.08	-1.569	0
Cerro Navia 110	Cerro Navia 220	18	19	52.08	-1.569	0
Cerro Navia 110	Cerro Navia 500	18	20	52.08	-1.569	0
Cerro Navia 110	Cerro Navia 500 Aux	18	21	52.08	-1.569	0
Cerro Navia 220	Cerro Navia 500	19	20	52.08	-1.569	0
Cerro Navia 220	Cerro Navia 500 Aux	19	21	52.08	-1.569	0
Cerro Navia 500	Cerro Navia 500 Aux	20	21	52.08	-1.569	0
Charrua 220	Charrua 500	22	23	52.08	-1.569	0
Chena 110	Chena 220	24	25	52.08	-1.569	0
Cumbre 220	Cumbre 500	29	31	52.08	-1.569	0
Cumbre 220 Aux	Cumbre 500	30	31	52.08	-1.569	0
El Salto 110	El Salto 220	39	40	52.08	-1.569	0
Itahue 154	Itahue 220	42	43	52.08	-1.569	0
Lo Aguirre 220	Lo Aguirre 500	50	51	52.08	-1.569	0
Los Almendros 110	Los Almendros 220	52	53	52.08	-1.569	0
Los Almendros 110	Los Almendros 500	52	54	52.08	-1.569	0
Los Almendros 220	Los Almendros 500	53	54	52.08	-1.569	0
Los Changos 220	Los Changos 500	55	56	52.08	-1.569	0
Los Vilos 220	Los Vilos 500	58	59	52.08	-1.569	0
Maitencillo 220	Maitencillo 500	61	63	52.08	-1.569	0
Maitencillo 220 Aux	Maitencillo 500	62	63	52.08	-1.569	0

<i>Desde</i>	<i>Hasta</i>	<i>From</i> [#]	<i>To</i> [#]	Y_{ij} [pu]	θ_{ii} [°]	b [pu]
Nogales 220	Nogales 500	68	69	52.08	-1.569	0
Nueva Cardones 220	Nueva Cardones 500	70	71	52.08	-1.569	0
Nueva Charrua 220	Nueva Charrua 500	72	73	52.08	-1.569	0
Nueva Maitencillo 220	Nueva Maitencillo 500	74	75	52.08	-1.569	0
Nueva Pan de Azucar 220	Nueva Pan de Azucar 500	76	77	52.08	-1.569	0
Pan de Azucar 220	Pan de Azucar 500	80	82	52.08	-1.569	0
Pan de Azucar 220 Aux	Pan de Azucar 500	81	82	52.08	-1.569	0
Pichirropulli 220	Pichirropulli 500	84	86	52.08	-1.569	0
Pichirropulli 220 Aux	Pichirropulli 500	85	86	52.08	-1.569	0
Polpaico 220	Polpaico 500	87	88	52.08	-1.569	0
Polpaico 220	Polpaico 500 Aux	87	89	52.08	-1.569	0
Puerto Montt 220	Puerto Montt 500	92	94	52.08	-1.569	0
Puerto Montt 220 Aux	Puerto Montt 500	93	94	52.08	-1.569	0
Quillota 110	Quillota 220	97	98	52.08	-1.569	0
Rahue Def 220 I	Rahue Def 220 II	100	101	52.08	-1.569	0
Andes 220	Andes 345	112	113	52.08	-1.569	0
Antofagasta 013	Antofagasta 110	114	115	52.08	-1.569	0
Arica 066	Arica 110	118	119	52.08	-1.569	0
Barril 110	Barril 220	122	123	52.08	-1.569	0
Calama 110	Calama 220	125	126	52.08	-1.569	0
Chuquicamata 110	Chuquicamata 220	130	131	52.08	-1.569	0
Condores 110	Condores 220	134	135	52.08	-1.569	0
Encuentro 220	Encuentro 500	145	147	52.08	-1.569	0
Encuentro 220 Aux	Encuentro 500	146	147	52.08	-1.569	0
Esmeralda 110	Esmeralda 220	151	152	52.08	-1.569	0
Lagunas 023	Lagunas 220	161	162	52.08	-1.569	0
Lagunas 023	Lagunas 220 Aux S	161	163	52.08	-1.569	0
Mejillones 110	Mejillones 220	169	170	52.08	-1.569	0
Minsal 023	Minsal 110	171	172	52.08	-1.569	0
N. Crucero Encuentro 220	N. Crucero Encuentro 500	176	177	52.08	-1.569	0
Nueva Encuentro 220	Nueva Encuentro 500	178	179	52.08	-1.569	0
Nueva Mejillones 220	Nueva Mejillones 500	180	181	52.08	-1.569	0
Nueva Mejillones 220	Nueva Mejillones 500 Aux	180	182	52.08	-1.569	0
Oeste 110	Oeste 220	188	189	52.08	-1.569	0

<i>Desde</i>	<i>Hasta</i>	<i>From</i> [#]	<i>To</i> [#]	Y_{ij} [pu]	θ_{ii} [°]	b [pu]
Parinacota 066	Parinacota 220	192	193	52.08	-1.569	0
Parinacota 066	Parinacota 220 Aux	192	194	52.08	-1.569	0
Parinacota 220	Parinacota 066	193	192	52.08	-1.569	0
Pozo Almonte 066	Pozo Almonte 110	195	196	52.08	-1.569	0
Pozo Almonte 066	Pozo Almonte 220	195	197	52.08	-1.569	0
Pozo Almonte 066	Pozo Almonte 220 Aux	195	198	52.08	-1.569	0
Pozo Almonte 110	Pozo Almonte 220	196	197	52.08	-1.569	0
Pozo Almonte 110	Pozo Almonte 220 Aux	196	198	52.08	-1.569	0
Salar 110	Salar 220	204	205	52.08	-1.569	0
Tocopilla 005	Tocopilla 110	212	213	52.08	-1.569	0
Tocopilla 005	Tocopilla 220	212	214	52.08	-1.569	0

A continuación, en la Tabla E.2 se muestran los costos y límites técnicos de los generadores del SEN

Tabla E.2. Costos y límites técnicos de los generadores del SEN

<i>Nombre</i>	p_{gen}^{max} [MW]	p_{gen}^{min} [MW]	Q_{gen}^{min} [Mvar]	Q_{gen}^{max} [Mvar]	b [\$/MWh]	<i>barra</i>	R_{gen}^{up} [MW/min]	R_{gen}^{down} [MW/min]	C_{gen}^{up}	C_{gen}^{down}
Candelaria CA 01 GNL	124.67	60	-100	100	157.77	12	3	3	26	24
Candelaria CA 02 GNL	127.92	60	-100	100	157.77	12	3	3	26	24
Candelaria CC GNL	360	0	-100	100	90.67	12	3	3	26	24
Colmito GNL	90	0	-100	100	80.16	1	3	3	26	24
Constitucion	7	0	-100	100	190.57	8	3	3	26	24
Eolica Charrua 02	100	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Eolica Charrua 03	250	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Eolica Chiloe 01	100	0	-100	100	0	26	100	100	1	1
Eolica Chiloe 02	100	0	-100	100	0	26	100	100	1	1
Eolica Chiloe 03	100	0	-100	100	0	26	100	100	1	1
Eolica	50	0	-100	100	0	46	100	100	1	1

Nombre	P_{gen}^{max} [MW]	P_{gen}^{min} [MW]	Q_{gen}^{min} [Mvar]	Q_{gen}^{max} [Mvar]	b [\$/MWh]	barra	R_{gen}^{up} [MW/min]	R_{gen}^{down} [MW/min]	C_{gen}^{up}	C_{gen}^{down}
Concepcion 01 Eolica	50	0	-100	100	0	46	100	100	1	1
Concepcion 04 Eolica	50	0	-100	100	0	46	100	100	1	1
Concepcion 05 Eolica	50	0	-100	100	0	46	100	100	1	1
Concepcion 06 Geotérmica	25	0	-100	100	0	28	100	100	1	1
Laguna del Maule 02	10	0	-100	100	194.97	22	3	3	26	24
Nueva Aldea 02 Diesel	100	0	-100	100	66.82	18	3	3	26	24
Nueva Renca Int GNL	5	0	-100	100	177.00	26	3	3	26	24
Quellón 01	127.10	0	-100	100	163.97	105	3	3	26	24
Quintero 01 CA Diesel	128.10	0	-100	100	163.97	105	3	3	26	24
Quintero 02 CA Diesel	35	0	-100	100	129.08	105	3	3	26	24
Quintero CC FA GNL	350	0	-100	100	95.78	105	3	3	26	24
Quintero CC GNL	25.54	0	-100	100	0	87	100	100	1	1
San Francisco TG	19	0	-100	100	217.81	105	3	3	26	24
San Isidro 02 FA GNL	121.26	0	-100	100	62.59	32	3	3	26	24
Taltal 02 GNL	360	0	-100	100	90.67	32	3	3	26	24
Taltal CC GNL	45.8	0	-100	100	153.55	22	3	3	26	24
Yungay 04 CC Diesel	100	0	-100	100	0	13	100	100	1	1
Solar Cardones 01	100	0	-100	100	0	13	100	100	1	1
Solar Cardones 02	100	0	-100	100	0	13	100	100	1	1
Solar Cardones 03	100	0	-100	100	0	13	100	100	1	1

<i>Nombre</i>	P_{gen}^{max} [MW]	P_{gen}^{min} [MW]	Q_{gen}^{min} [Mvar]	Q_{gen}^{max} [Mvar]	b [\$/MWh]	<i>barra</i>	R_{gen}^{up} [MW/min]	R_{gen}^{down} [MW/min]	C_{gen}^{up}	C_{gen}^{down}
Solar Carrera Pinto 01	100	0	-100	100	0	15	100	100	1	1
Solar Carrera Pinto 03	200	0	-100	100	0	15	100	100	1	1
Solar Carrera Pinto 04	300	0	-100	100	0	50	100	100	1	1
Solar Carrera Pinto 05	100	0	-100	100	0	15	100	100	1	1
Solar Diego de Almagro 01	300	0	-100	100	0	32	100	100	1	1
Solar Diego de Almagro 02	100	0	-100	100	0	32	100	100	1	1
Solar Diego de Almagro 03	100	0	-100	100	0	32	100	100	1	1
Solar Diego de Almagro 05	250	0	-100	100	0	32	100	100	1	1
Solar Ovalle 01	100	0	-100	100	0	106	100	100	1	1
Solar Ovalle 02	100	0	-100	100	0	106	100	100	1	1
Solar Ovalle 03	100	0	-100	100	0	106	100	100	1	1
Solar Pan de Azucar 02	250	0	-100	100	0	76	100	100	1	1
Solar Polpaico 01	250	0	-100	100	0	87	100	100	1	1
Solar Polpaico 02	200	0	-100	100	0	87	100	100	1	1
Solar Punta Colorada 01	200	0	-100	100	0	95	100	100	1	1
Alfalfal 02	264	0	-100	100	0	53	100	100	1	1
Ancoa	27	0	-100	100	0	8	100	100	1	1
Confluencia	159	0	-100	100	0	42	100	100	1	1
Confluencia_220	162.8	0	-100	100	0	43	100	100	1	1
El Paso	60	0	-100	100	0	42	100	100	1	1
El Paso_220	60	0	-100	100	0	43	100	100	1	1
La Higuera	153	0	-100	100	0	42	100	100	1	1
La Higuera_220	154.6	0	-100	100	0	43	100	100	1	1

Nombre	P_{gen}^{max} [MW]	P_{gen}^{min} [MW]	Q_{gen}^{min} [Mvar]	Q_{gen}^{max} [Mvar]	b [\$/MWh]	barra	R_{gen}^{up} [MW/min]	R_{gen}^{down} [MW/min]	C_{gen}^{up}	C_{gen}^{down}
La Mina	34	0	-100	100	0	8	100	100	1	1
La Montana	3	0	-100	100	0	42	100	100	1	1
Las Lajas	267	0	-100	100	0	24	100	100	1	1
Las Nieves	6.5	0	-100	100	0	17	100	100	1	1
Los Condores	150	0	-100	100	0	8	100	100	1	1
Ñuble	136	0	-100	100	0	8	100	100	1	1
Rio Colorado	15	0	-100	100	0	8	100	100	1	1
San Andres	40	0	-100	100	0	42	100	100	1	1
San Andres_220	40	0	-100	100	0	43	100	100	1	1
San Pedro	144	0	-100	100	0	27	100	100	1	1
Carrera Pinto	77	0	-100	100	0	15	100	100	1	1
Etapa II	77	0	-100	100	0	15	100	100	1	1
Chaka	23	0	-100	100	0	32	100	100	1	1
Chaka 2	27	0	-100	100	0	32	100	100	1	1
Chuchiñi	2.88	0	-100	100	0	80	100	100	1	1
Conejo I	108	0	-100	100	0	32	100	100	1	1
Divisadero	65	0	-100	100	0	80	100	100	1	1
El Romero	196	0	-100	100	0	80	100	100	1	1
Eolica La Esperanza	10.5	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Eolica Las Peñas	8.4	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Guanaco Solar	50	0	-100	100	0	32	100	100	1	1
La Silla	1.9	0	-100	100	0	61	100	100	1	1
Los Buenos Aires	24	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Los Loros	50	0	-100	100	0	13	100	100	1	1
Malgarida	28	0	-100	100	0	32	100	100	1	1
Pampa Solar	69	0	-100	100	0	32	100	100	1	1
Norte	69	0	-100	100	0	32	100	100	1	1
Pelicano	100	0	-100	100	0	95	100	100	1	1
PFV Olmué	144	0	-100	100	0	98	100	100	1	1
Quilapilun	110	0	-100	100	0	87	100	100	1	1
Renaico	88	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
San Juan	184.8	0	-100	100	0	95	100	100	1	1

Nombre	P_{gen}^{max} [MW]	P_{gen}^{min} [MW]	Q_{gen}^{min} [Mvar]	Q_{gen}^{max} [Mvar]	b [\$/MWh]	barra	R_{gen}^{up} [MW/min]	R_{gen}^{down} [MW/min]	C_{gen}^{up}	C_{gen}^{down}
Santa Julia	3	0	-100	100	0	58	100	100	1	1
Valle Solar	74	0	-100	100	0	13	100	100	1	1
Valleland	67.4	0	-100	100	0	13	100	100	1	1
Bocamina 01	122.2	70	-100	100	42.15	46	3	3	26	24
Bocamina 02	342	161	-100	100	39.55	46	3	3	26	24
Campiche	249	110	-100	100	41.83	68	3	3	26	24
Guacolda 01	142.9	60	-100	100	37.00	61	3	3	26	24
Guacolda 02	142.9	60	-100	100	37.19	61	3	3	26	24
Guacolda 03	137.1	65	-100	100	37.19	61	3	3	26	24
Guacolda 04	139.1	65	-100	100	38.36	61	3	3	26	24
Guacolda 05	131.7	65	-100	100	35.69	61	3	3	26	24
Nueva Ventanas	249	110	-100	100	41.83	68	3	3	26	24
Santa Maria	342	250	-100	100	28.22	22	3	3	26	24
Ventanas 01	113.4	45	-100	100	41.98	68	3	3	26	24
Ventanas 02	208.6	83	-100	100	43.88	68	3	3	26	24
Bio Cruz	1.8	0	-100	100	64.80	68	3	3	26	24
CMPC Tissue	60	0	-100	100	64.80	3	3	3	26	24
Colmito GNL TP	57.7	30	-100	100	85.05	1	3	3	26	24
Cordillera 01	40	0	-100	100	38.75	3	3	3	26	24
Cordillera 02	80	0	-100	100	38.41	3	3	3	26	24
Cordillera 03	12	0	-100	100	53.78	3	3	3	26	24
Nehuenco 01 FA GNL	21.4	0	-100	100	70.23	105	3	3	26	24
Nehuenco 01 GNL	340.1	90	-100	100	70.23	105	3	3	26	24
Nehuenco 01 GNL TP	340.1	90	-100	100	64.80	105	3	3	26	24
Nehuenco 02 GNL	384.2	90	-100	100	64.80	105	3	3	26	24
Nehuenco 02 GNL TP	384.2	90	-100	100	0	105	100	100	1	1
Nueva Renca GNL	321.1	140	-100	100	66.82	18	3	3	26	24

Nombre	P_{gen}^{max} [MW]	P_{gen}^{min} [MW]	Q_{gen}^{min} [Mvar]	Q_{gen}^{max} [Mvar]	b [\$/MWh]	barra	R_{gen}^{up} [MW/min]	R_{gen}^{down} [MW/min]	C_{gen}^{up}	C_{gen}^{down}
Nueva Renca GNL Conv	321.1	140	-100	100	182.84	18	3	3	26	24
Quintero 01 CA GNL	128	70	-100	100	78.18	105	3	3	26	24
Quintero 02 CA GNL	129	70	-100	100	64.58	105	3	3	26	24
San Isidro 02 GNL	392	208.8	-100	100	64.80	105	3	3	26	24
San Isidro FA GNL	20	11	-100	100	64.80	105	3	3	26	24
San Isidro GNL	350	200	-100	100	64.80	105	3	3	26	24
Taltal 01 GNL	123.2	67	-100	100	62.59	32	3	3	26	24
Tomaval 2 Andes Generación	1.6 32.5	0	-100	100	64.80 153.67	97 32	3	3	26	24
Antilhue TG 01	50.3	25	-100	100	126.70	109	3	3	26	24
Antilhue TG 02	51	25	-100	100	126.70	109	3	3	26	24
Calle-Calle	13	0	-100	100	158.03	109	3	3	26	24
Candelaria CA 01 Diesel	124.7	60	-100	100	157.77	12	3	3	26	24
Candelaria CA 02 Diesel	127.9	60	-100	100	157.77	12	3	3	26	24
Cardones	152.3	0	-100	100	163.01	13	3	3	26	24
Casablanca 1	1.6	0	-100	100	199.53	1	3	3	26	24
Casablanca 2	0.9	0	-100	100	199.53	1	3	3	26	24
Cementos Bio	13.5	0	-100	100	133.33	42	3	3	26	24
Cenizas	13.9	0	-100	100	98.36	13	3	3	26	24
Chiloe	9	0	-100	100	199.53	26	3	3	26	24
Colihues	21.2	0	-100	100	164.88	4	3	3	26	24
Colmito Diesel	57.7	0	-100	100	177.28	1	3	3	26	24
Con Con	2.3	0	-100	100	144.43	1	3	3	26	24
Constitucion Elektragen	9	0	-100	100	199.53	42	3	3	26	24

Nombre	P_{gen}^{max} [MW]	P_{gen}^{min} [MW]	Q_{gen}^{min} [Mvar]	Q_{gen}^{max} [Mvar]	b [\$/MWh]	barra	R_{gen}^{up} [MW/min]	R_{gen}^{down} [MW/min]	C_{gen}^{up}	C_{gen}^{down}
Contulmo	0.8	0	-100	100	199.53	22	3	3	26	24
Coronel TG										
Diesel	46.8	0	-100	100	151.55	46	3	3	26	24
Curacautin	2.4	0	-100	100	199.53	17	3	3	26	24
Curauma	2.5	0	-100	100	199.53	1	3	3	26	24
Danisco	0.8	0	-100	100	199.53	92	3	3	26	24
Degan	36	0	-100	100	156.08	26	3	3	26	24
Diego de Almagro TG										
Eagon	2.4	0	-100	100	199.53	108	3	3	26	24
El Penon	80.8	0	-100	100	143.25	80	3	3	26	24
El Salvador TG										
Emelda 01	33	0	-100	100	202.97	32	3	3	26	24
Emelda 02	36	0	-100	100	218.27	32	3	3	26	24
Esperanza 01	18.6	0	-100	100	161.96	3	3	3	26	24
Esperanza 02	1.6	0	-100	100	164.15	3	3	3	26	24
Esperanza 03	1.8	0	-100	100	248.05	3	3	3	26	24
Espinosa 01	100	0	-100	100	152.62	58	3	3	26	24
Espinosa 02	24	0	-100	100	152.62	58	3	3	26	24
Estancilla	3	0	-100	100	199.53	18	3	3	26	24
Horcones TG										
Diesel	24.3	0	-100	100	234.70	46	3	3	26	24
Huasco TG										
Jce	57.7	0	-100	100	227.50	61	3	3	26	24
Jce	0.8	0	-100	100	199.53	36	3	3	26	24
Laguna Verde										
Laguna Verde TG										
Las Vegas	45.1	0	-100	100	157.93	1	3	3	26	24
Lebu	17.9	0	-100	100	246.46	1	3	3	26	24
Linares	2.1	0	-100	100	146.85	109	3	3	26	24
Lonquimay	2.4	0	-100	100	199.53	46	3	3	26	24
Los Alamos	0.5	0	-100	100	199.53	8	3	3	26	24
Los Guindos	1.2	0	-100	100	199.53	17	3	3	26	24
Los Pinos	0.8	0	-100	100	199.53	46	3	3	26	24
Los Pinos	138.3	0	-100	100	159.59	22	3	3	26	24
Los Pinos	102.8	30	-100	100	100.27	22	3	3	26	24

Nombre	P_{gen}^{max} [MW]	P_{gen}^{min} [MW]	Q_{gen}^{min} [Mvar]	Q_{gen}^{max} [Mvar]	b [\$/MWh]	barra	R_{gen}^{up} [MW/min]	R_{gen}^{down} [MW/min]	C_{gen}^{up}	C_{gen}^{down}
Los Sauces 1	1.5	0	-100	100	199.53	108	3	3	26	24
Los Sauces 2	1.5	0	-100	100	199.53	108	3	3	26	24
Los Vientos	131.3	60	-100	100	166.88	97	3	3	26	24
Louisiana Pacific	2.9	0	-100	100	199.53	27	3	3	26	24
Louisiana Pacific 2	3.2	0	-100	100	199.53	27	3	3	26	24
Maule	6	0	-100	100	199.53	8	3	3	26	24
Monte Patria	9	0	-100	100	199.53	80	3	3	26	24
Multiexport I	0.8	0	-100	100	199.53	92	3	3	26	24
Multiexport II	1.6	0	-100	100	199.53	92	3	3	26	24
Nehuenco 01 Diesel	310	280	-100	100	88.97	97	3	3	26	24
Nehuenco 02 Diesel	391	257	-100	100	89.09	97	3	3	26	24
Nehuenco 9B 01 Diesel	92	40	-100	100	153.78	97	3	3	26	24
Nehuenco 9B 02 Diesel	16	0	-100	100	153.78	97	3	3	26	24
Newen	14.4	0	-100	100	277.05	22	3	3	26	24
Nueva Renca Diesel	321.3	0	-100	100	102.66	18	3	3	26	24
Nueva Renca FA GLP	29.3	0	-100	100	182.84	18	3	3	26	24
Olivos 01	93	0	-100	100	159.52	58	3	3	26	24
Olivos 02	22.2	0	-100	100	159.52	58	3	3	26	24
Orafti	0.5	0	-100	100	199.53	22	3	3	26	24
Petropower	63	42	-100	100	0	22	100	100	1	1
Placilla	3	0	-100	100	141.56	1	3	3	26	24
Punitaqui	9	0	-100	100	199.53	80	3	3	26	24
Punta Colorada 01 Fuel	16.6	0	-100	100	107.55	95	3	3	26	24
Quellón 02	7	0	-100	100	177.00	26	3	3	26	24
Quintay	3	0	-100	100	142.08	1	3	3	26	24

Nombre	P_{gen}^{max} [MW]	P_{gen}^{min} [MW]	Q_{gen}^{min} [Mvar]	Q_{gen}^{max} [Mvar]	b [\$/MWh]	barra	R_{gen}^{up} [MW/min]	R_{gen}^{down} [MW/min]	C_{gen}^{up}	C_{gen}^{down}
Renca	92	25	-100	100	121.40	18	3	3	26	24
Salmofood I	1.6	0	-100	100	199.53	26	3	3	26	24
Salmofood II	1.6	0	-100	100	199.53	26	3	3	26	24
San Gregorio	0.5	0	-100	100	137.91	22	3	3	26	24
San Isidro 02 CC Diesel	350	0	-100	100	171.44	105	3	3	26	24
San Isidro Diesel	305	0	-100	100	171.44	105	3	3	26	24
San Lorenzo 01	28.14	0	-100	100	181.68	32	3	3	26	24
San Lorenzo 02	25.9	0	-100	100	215.00	32	3	3	26	24
San Lorenzo 03	7.7	0	-100	100	239.14	32	3	3	26	24
Santa Lidia	137.6	0	-100	100	166.77	22	3	3	26	24
Skretting	2.7	0	-100	100	199.53	65	3	3	26	24
Skretting Osorno	3	0	-100	100	199.53	65	3	3	26	24
Taltal 01 Diesel	110	32	-100	100	62.59	32	3	3	26	24
Taltal 02 Diesel	110	33	-100	100	113.05	32	3	3	26	24
Teno	58.9	0	-100	100	149.03	42	3	3	26	24
Termopacifico	86.1	0	-100	100	155.50	13	3	3	26	24
Tomaval 1	1	0	-100	100	199.53	97	3	3	26	24
Total	3	0	-100	100	142.56	1	3	3	26	24
Trapen	80.8	0	-100	100	145.72	87	3	3	26	24
Trongol	2.8	0	-100	100	199.53	46	3	3	26	24
Watt	0.8	0	-100	100	199.53	65	3	3	26	24
Watt II	1.6	0	-100	100	199.53	65	3	3	26	24
Yungay 01 Diesel	52.4	0	-100	100	180.82	22	3	3	26	24
Yungay 02 Diesel	52.1	0	-100	100	196.60	22	3	3	26	24
Yungay 03 Diesel	53.5	0	-100	100	200.91	22	3	3	26	24
Yungay 04 Diesel	41	0	-100	100	213.11	22	3	3	26	24
Nueva Aldea 03	37	0	-100	100	194.97	22	3	3	26	24
Arauco 01	10	0	-100	100	40.00	46	3	3	26	24
Arauco 02	10	0	-100	100	70.00	46	3	3	26	24
Arauco 03	4	0	-100	100	100.00	46	3	3	26	24
Celco 01	3	0	-100	100	10.00	8	3	3	26	24
Celco 02	2	0	-100	100	40.23	8	3	3	26	24

Nombre	P_{gen}^{max} [MW]	P_{gen}^{min} [MW]	Q_{gen}^{min} [Mvar]	Q_{gen}^{max} [Mvar]	b [\$/MWh]	barra	R_{gen}^{up} [MW/min]	R_{gen}^{down} [MW/min]	C_{gen}^{up}	C_{gen}^{down}
Celco 03	3	0	-100	100	103.16	8	3	3	26	24
Lautaro 01	14.8	0	-100	100	34.45	108	3	3	26	24
Lautaro 02	9.2	0	-100	100	40.57	108	3	3	26	24
licanten 00	5	0	-100	100	0	42	100	100	1	1
licanten 01	1	0	-100	100	63.00	42	3	3	26	24
Nueva Aldea 01	14	0	-100	100	25.00	22	3	3	26	24
valdivia 01	11	0	-100	100	0	27	100	100	1	1
valdivia 02	21	0	-100	100	18.00	27	3	3	26	24
valdivia 03	6	0	-100	100	32.22	27	3	3	26	24
valdivia 04	23	0	-100	100	68.44	27	3	3	26	24
Vinales 01	6	0	-100	100	16.00	8	3	3	26	24
Vinales 02	10	0	-100	100	38.00	8	3	3	26	24
Vinales 03	6	0	-100	100	45.00	8	3	3	26	24
cholguan 00	9	0	-100	100	25.48	22	3	3	26	24
cholguan 01	4	0	-100	100	108.84	22	3	3	26	24
Pacifico CMPC 01	11.6	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Pacifico CMPC 02	10.9	0	-100	100	32.25	22	3	3	26	24
Pacifico CMPC 03	10.5	0	-100	100	135.90	22	3	3	26	24
Ancali 1	1.6	0	-100	100	41.13	36	3	3	26	24
Cmpc Santa Fe	5	0	-100	100	41.13	22	3	3	26	24
Coelemu	5.9	0	-100	100	41.13	22	3	3	26	24
Escuadron	12.5	0	-100	100	38.62	22	3	3	26	24
Hbs	22	0	-100	100	14.13	22	3	3	26	24
Laja CMPC 01	5	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Laja CMPC 02	10	0	-100	100	36.90	22	3	3	26	24
Laja CMPC 03	10	0	-100	100	131.90	22	3	3	26	24
Las Pampas	0.4	0	-100	100	22.70	102	3	3	26	24
Lautaro 2	20.5	0	-100	100	35.19	108	3	3	26	24
Los Colorados 01	2	0	-100	100	11.57	87	3	3	26	24
Los Colorados 02	18.2	0	-100	100	10.25	87	3	3	26	24

Nombre	P_{gen}^{max} [MW]	P_{gen}^{min} [MW]	Q_{gen}^{min} [Mvar]	Q_{gen}^{max} [Mvar]	b [\$/MWh]	barra	R_{gen}^{up} [MW/min]	R_{gen}^{down} [MW/min]	C_{gen}^{up}	C_{gen}^{down}
Masisa	11	0	-100	100	41.13	22	3	3	26	24
Santa Fe 01	17	0	-100	100	14.80	22	3	3	26	24
Santa Fe 02	16.8	0	-100	100	26.50	22	3	3	26	24
Santa Fe 03	16.1	0	-100	100	36.85	22	3	3	26	24
Santa Fe 04	10.8	0	-100	100	46.40	22	3	3	26	24
Santa Irene	0.4	0	-100	100	22.70	102	3	3	26	24
Santa Marta	17.4	0	-100	100	15.00	22	3	3	26	24
Tamm	0.2	0	-100	100	22.70	42	3	3	26	24
Trebal Mapocho	8.2	0	-100	100	22.70	3	3	3	26	24
Energía Pacifico	14.3	0	-100	100	53.36	3	3	3	26	24
Laja 01	7.92	0	-100	100	44.42	22	3	3	26	24
Laja 02	3.5	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
El Arrayán	100	0	-100	100	0	34	100	100	1	1
Eolica Canela 01	17.96	0	-100	100	0	48	100	100	1	1
Eolica Canela 02	59.4	0	-100	100	0	48	100	100	1	1
Eolica Lebu	6.5	0	-100	100	0	46	100	100	1	1
Eolica Lebu II	3.47	0	-100	100	0	46	100	100	1	1
Eolica Punta Colorada	20	0	-100	100	0	95	100	100	1	1
Eolica Totoral	46	0	-100	100	0	48	100	100	1	1
Huajache	6	0	-100	100	0	46	100	100	1	1
Los Cururos	110	0	-100	100	0	44	100	100	1	1
Monte Redondo	48	0	-100	100	0	48	100	100	1	1
Negrete Cuel	33	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Punta Palmeras	44.7	0	-100	100	0	48	100	100	1	1
Raki	9	0	-100	100	0	46	100	100	1	1
San Pedro Eolico	36	0	-100	100	0	26	100	100	1	1
Tal Tal Eolico	99	0	-100	100	0	32	100	100	1	1
Talinay Oriente	90	0	-100	100	0	48	100	100	1	1
Talinay Poniente	61	0	-100	100	0	48	100	100	1	1
Ucuquer I	7.1	0	-100	100	0	102	100	100	1	1
Ucuquer II Eolico	10.5	0	-100	100	0	102	100	100	1	1
Carrera Pinto	20	0	-100	100	0	15	100	100	1	1

<i>Nombre</i>	P_{gen}^{max} [MW]	P_{gen}^{min} [MW]	Q_{gen}^{min} [Mvar]	Q_{gen}^{max} [Mvar]	b [\$/MWh]	barra	R_{gen}^{up} [MW/min]	R_{gen}^{down} [MW/min]	C_{gen}^{up}	C_{gen}^{down}
Etapa I										
Casas Blancas FV	1.99	0	-100	100	0	80	100	100	1	1
Chanares	35	0	-100	100	0	32	100	100	1	1
Diego de Almagro FV	36	0	-100	100	0	32	100	100	1	1
El Pilar Los Amarillos	3	0	-100	100	0	32	100	100	1	1
Javiera	65	0	-100	100	0	32	100	100	1	1
La Chapeana	2.8	0	-100	100	0	80	100	100	1	1
Lagunilla	2.95	0	-100	100	0	80	100	100	1	1
Lalackama FV	71.5	0	-100	100	0	32	100	100	1	1
Las Mollacas	2.8	0	-100	100	0	80	100	100	1	1
Llano de Llampos FV	93	0	-100	100	0	13	100	100	1	1
Lomas Coloradas FV	2	0	-100	100	0	80	100	100	1	1
Luna	2.96	0	-100	100	0	80	100	100	1	1
Luz del Norte FV	141	0	-100	100	0	15	100	100	1	1
Salvador FV	68	0	-100	100	0	32	100	100	1	1
San Andres FV	50	0	-100	100	0	15	100	100	1	1
SDGx01	1.25	0	-100	100	0	80	100	100	1	1
Solar Cardones	0.44	0	-100	100	0	13	100	100	1	1
Solar Esperanza	2.86	0	-100	100	0	32	100	100	1	1
Solar Hornitos	0.31	0	-100	100	0	13	100	100	1	1
Solar Las Terrazas	2.99	0	-100	100	0	13	100	100	1	1
Solar Loma los colorados	1.07	0	-100	100	0	87	100	100	1	1
Solar Santa Cecilia	2.95	0	-100	100	0	61	100	100	1	1
Tambo Real	2.92	0	-100	100	0	80	100	100	1	1
Techis de Altamira	0.15	0	-100	100	0	18	100	100	1	1

<i>Nombre</i>	P_{gen}^{max} [MW]	P_{gen}^{min} [MW]	Q_{gen}^{min} [Mvar]	Q_{gen}^{max} [Mvar]	b [\$/MWh]	barra	R_{gen}^{up} [MW/min]	R_{gen}^{down} [MW/min]	C_{gen}^{up}	C_{gen}^{down}
Alfalfal	196	0	-100	100	0	53	100	100	1	1
Auxiliar del Maipo	5.07	0	-100	100	0	3	100	100	1	1
Blanco	57	0	-100	100	0	87	100	100	1	1
Boquiamargo	1.09	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Bureo	2.2	0	-100	100	0	67	100	100	1	1
Capullo	10	0	-100	100	0	99	100	100	1	1
Carena	8.5	0	-100	100	0	5	100	100	1	1
CH Bonito 1	9	0	-100	100	0	99	100	100	1	1
CH Bonito 2	3.2	0	-100	100	0	99	100	100	1	1
CH Callao	3	0	-100	100	0	99	100	100	1	1
CH Nalcas	8	0	-100	100	0	99	100	100	1	1
CH Rio Huasco	4.3	0	-100	100	0	61	100	100	1	1
Chacabuquito	25	0	-100	100	0	87	100	100	1	1
Chacayes	106	0	-100	100	0	3	100	100	1	1
Coya	12	0	-100	100	0	3	100	100	1	1
Coya-Pangal	10.8	0	-100	100	0	3	100	100	1	1
Curileufu	0.221	0	-100	100	0	99	100	100	1	1
Dongo	6	0	-100	100	0	26	100	100	1	1
El Llano	19	0	-100	100	0	52	100	100	1	1
El Manzano	4.85	0	-100	100	0	108	100	100	1	1
El Mirador	0	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Eyzaguirre	2	0	-100	100	0	52	100	100	1	1
Florida	28	0	-100	100	0	52	100	100	1	1
Guayacan	12	0	-100	100	0	52	100	100	1	1
Hornitos	55	0	-100	100	0	87	100	100	1	1
Itata	20	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Juncal-Juncalito	30.57	0	-100	100	0	87	100	100	1	1
La Arena	3	0	-100	100	0	92	100	100	1	1
La Paloma	4.5	0	-100	100	0	80	100	100	1	1
Laja I	34.4	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Las Flores	1.6	0	-100	100	0	99	100	100	1	1
Las Vertientes	1.66	0	-100	100	0	52	100	100	1	1

Nombre	P_{gen}^{max} [MW]	P_{gen}^{min} [MW]	Q_{gen}^{min} [Mvar]	Q_{gen}^{max} [Mvar]	b [\$/MWh]	barra	R_{gen}^{up} [MW/min]	R_{gen}^{down} [MW/min]	C_{gen}^{up}	C_{gen}^{down}
Lican	17	0	-100	100	0	99	100	100	1	1
Lircay	19	0	-100	100	0	42	100	100	1	1
Lleuquereo	1.8	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Los Bajos	5.47	0	-100	100	0	3	100	100	1	1
Los Colonos	0.642	0	-100	100	0	99	100	100	1	1
Los Hierros	25	0	-100	100	0	8	100	100	1	1
Los Hierros 2	6	0	-100	100	0	8	100	100	1	1
Los Molles	19	0	-100	100	0	80	100	100	1	1
Los Morros	1.63	0	-100	100	0	3	100	100	1	1
Los Quilos	40	0	-100	100	0	87	100	100	1	1
Maitenes	30.8	0	-100	100	0	52	100	100	1	1
Mallarauco	3.4	0	-100	100	0	64	100	100	1	1
Mampil	49	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Mariposas	6	0	-100	100	0	52	100	100	1	1
MCH Dosal	0.3	0	-100	100	0	42	100	100	1	1
Muchi	1	0	-100	100	0	99	100	100	1	1
Mulchen	3	0	-100	100	0	67	100	100	1	1
Munilque 1	0.55	0	-100	100	0	67	100	100	1	1
Munilque 2	0.55	0	-100	100	0	67	100	100	1	1
Panguipulli	0.34	0	-100	100	0	109	100	100	1	1
Pehui	1.1	0	-100	100	0	99	100	100	1	1
Peuchen	77	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Picoiquen	19.5	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Pilmaiquen	35	0	-100	100	0	99	100	100	1	1
Providencia	13	0	-100	100	0	42	100	100	1	1
Puclaro	5.6	0	-100	100	0	80	100	100	1	1
Pulelfu	8.96	0	-100	100	0	99	100	100	1	1
Pullinque	48.6	0	-100	100	0	109	100	100	1	1
Puntilla	22.13	0	-100	100	0	52	100	100	1	1
Queltehues	48.9	0	-100	100	0	52	100	100	1	1
Rio Trueno	5.8	0	-100	100	0	108	100	100	1	1
Rucatayo	60	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
San Clemente	5.4	0	-100	100	0	28	100	100	1	1

Nombre	P_{gen}^{max} [MW]	P_{gen}^{min} [MW]	Q_{gen}^{min} [Mvar]	Q_{gen}^{max} [Mvar]	b [\$/MWh]	barra	R_{gen}^{up} [MW/min]	R_{gen}^{down} [MW/min]	C_{gen}^{up}	C_{gen}^{down}
Sauce Andes	0.5	0	-100	100	0	87	100	100	1	1
Sauzal	90	0	-100	100	0	3	100	100	1	1
Sauzalito	11.9	0	-100	100	0	3	100	100	1	1
Trailelfu	2.5	0	-100	100	0	108	100	100	1	1
Volcan	63	0	-100	100	0	52	100	100	1	1
Allipen	2.6	0	-100	100	0	108	100	100	1	1
Alto Renaico	1.5	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Carilafquen	19.8	0	-100	100	0	17	100	100	1	1
Collil	6.96	0	-100	100	0	26	100	100	1	1
Contra	0.33	0	-100	100	0	99	100	100	1	1
Don Walterio	2.95	0	-100	100	0	99	100	100	1	1
Dona Hilda	0.42	0	-100	100	0	99	100	100	1	1
Donguil	0.25	0	-100	100	0	108	100	100	1	1
El Arrayan Hidro	0.15	0	-100	100	0	99	100	100	1	1
El Canelo	6.04	0	-100	100	0	108	100	100	1	1
El Diuto	3.29	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
El Rincon	0.28	0	-100	100	0	52	100	100	1	1
El Tartaro	0.1	0	-100	100	0	87	100	100	1	1
Ensenada	1.2	0	-100	100	0	92	100	100	1	1
Los Corrales	0.8	0	-100	100	0	99	100	100	1	1
Los Corrales 2	1.03	0	-100	100	0	99	100	100	1	1
Los Padres	2.18	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Maisan	0.59	0	-100	100	0	108	100	100	1	1
Malalcahuello	9.2	0	-100	100	0	17	100	100	1	1
Maria Elena SIC	0.29	0	-100	100	0	99	100	100	1	1
Pichilonco	1.15	0	-100	100	0	99	100	100	1	1
Purísima	0.42	0	-100	100	0	42	100	100	1	1
Quillaileo	0.82	0	-100	100	0	67	100	100	1	1
Reca	1.7	0	-100	100	0	109	100	100	1	1
Renaico Hidro	6.3	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Roblería	3.99	0	-100	100	0	8	100	100	1	1
Trufultruful	0.82	0	-100	100	0	108	100	100	1	1
Rapel	350	0	-100	100	0	102	100	100	1	1

<i>Nombre</i>	P_{gen}^{max} [MW]	P_{gen}^{min} [MW]	Q_{gen}^{min} [Mvar]	Q_{gen}^{max} [Mvar]	b [\$/MWh]	barra	R_{gen}^{up} [MW/min]	R_{gen}^{down} [MW/min]	C_{gen}^{up}	C_{gen}^{down}
Cipreses	105	0	-100	100	0	28	100	100	1	1
Colbun	375.77	0	-100	100	0	28	100	100	1	1
Machicura	97	0	-100	100	0	28	100	100	1	1
Pehuenche	457.46	0	-100	100	0	8	100	100	1	1
Chiburgo	19.4	0	-100	100	0	28	100	100	1	1
Curillinque	89	0	-100	100	0	28	100	100	1	1
Isla	68	0	-100	100	0	28	100	100	1	1
Loma Alta	38	0	-100	100	0	8	100	100	1	1
Ojos de Agua	9	0	-100	100	0	28	100	100	1	1
San Ignacio	37	0	-100	100	0	42	100	100	1	1
Antuco	320	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
El Toro	367.61	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Abanico	136	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Quilleco	70	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Rucue	169	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Pangue	472	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Ralco	539.15	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Angostura	316	0	-100	100	0	67	100	100	1	1
Palmucho	32	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Canutillar	169	0	-100	100	0	92	100	100	1	1
Andes Solar	21	0	-100	100	0	139	100	100	1	1
El Aguila	2	0	-100	100	0	192	100	100	1	1
Finis Terrae	69	0	-100	100	0	145	100	100	1	1
La Huayca	9	0	-100	100	0	195	100	100	1	1
Sierra Gorda	112	0	-100	100	0	141	100	100	1	1
Cerro Pabellon	48	0	-100	100	0	140	100	100	1	1
Cochrane 2	236	0	-100	100	35.90	156	3	3	26	24
Kelar	258	125	-100	100	52.46	156	3	3	26	24
ANG1	237.4	122	-100	100	38.46	156	3	3	26	24
ANG2	241.6	122	-100	100	38.60	156	3	3	26	24
CTA	147.1	84	-100	100	40.74	129	3	3	26	24
CTH	140.8	84	-100	100	42.59	192	3	3	26	24
CTM1	141.7	80	-100	100	52.46	129	3	3	26	24

Nombre	P_{gen}^{max} [MW]	P_{gen}^{min} [MW]	Q_{gen}^{min} [Mvar]	Q_{gen}^{max} [Mvar]	b [\$/MWh]	barra	R_{gen}^{up} [MW/min]	R_{gen}^{down} [MW/min]	C_{gen}^{up}	C_{gen}^{down}
CTM2	150.1	90	-100	100	39.19	129	3	3	26	24
CTTAR	135.9	90	-100	100	41.24	213	3	3	26	24
NTO1	121.7	56	-100	100	41.57	175	3	3	26	24
NTO2	125.9	56	-100	100	41.57	175	3	3	26	24
U12	72.8	45	-100	100	50.48	213	3	3	26	24
U13	73	55	-100	100	52.36	213	3	3	26	24
U14	116.8	67	-100	100	46.01	214	3	3	26	24
U15	123	67	-100	100	46.10	214	3	3	26	24
CC SALTA	109	0	-100	100	0	186	100	100	1	1
CTM3 GNL	222.55	160	-100	100	58.28	129	3	3	26	24
U16 GNL	343	178	-100	100	0	214	100	100	1	1
CTM3d	222.6	160	-100	100	175.37	129	3	3	26	24
GMAR	8.4	2	-100	100	165.96	118	3	3	26	24
M1AR	3	1	-100	100	169.80	118	3	3	26	24
M2AR	2.8	1.5	-100	100	169.27	118	3	3	26	24
PMG La Portada	3	0	-100	100	151.65	151	3	3	26	24
TGTAR	23.7	9	-100	100	189.54	118	3	3	26	24
JAMA 1	30	0	-100	100	0	126	100	100	1	1
JAMA 2	21	0	-100	100	0	126	100	100	1	1
Los Puquios	3	0	-100	100	0	195	100	100	1	1
Maria Elena PV	72	0	-100	100	0	192	100	100	1	1
Pica I	0.6	0	-100	100	0	195	100	100	1	1
Pozo Almonte Solar 1	9	0	-100	100	0	195	100	100	1	1
Pozo Almonte Solar 2	7.5	0	-100	100	0	195	100	100	1	1
Pozo Almonte Solar 3	16	0	-100	100	0	196	100	100	1	1
Valle de los Vientos	90	0	-100	100	0	125	100	100	1	1
Central Salar	60	0	-100	100	0	130	100	100	1	1
NORACID	17.5	0	-100	100	1.98	129	3	3	26	24
Cochrane 1	280	0	-100	100	35.90	156	3	3	26	24

Nombre	P_{gen}^{max} [MW]	P_{gen}^{min} [MW]	Q_{gen}^{min} [Mvar]	Q_{gen}^{max} [Mvar]	b [\$/MWh]	barra	R_{gen}^{up} [MW/min]	R_{gen}^{down} [MW/min]	C_{gen}^{up}	C_{gen}^{down}
MEJILLONES I	200	0	-100	100	52.45	129	3	3	26	24
TARAPACA I	200	0	-100	100	41.24	211	3	3	26	24
CTM3 SING	250.8	160	-100	100	58.28	129	3	3	26	24
Doña Carmen	66.5	0	-100	100	0	68	100	100	1	1
Carbón Cardones 01	342	0	-100	100	36.05	13	3	3	26	24
Carbón Maitencillo 03	342	0	-100	100	36.05	61	3	3	26	24
Carbón Pan de Azucar 01	342	0	-100	100	36.05	80	3	3	26	24
Carbón Pan de Azucar 03	342	0	-100	100	36.05	80	3	3	26	24
Eolica Charrua 01	100	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Eolica Charrua 04	100	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Eolica Concepcion 02	50	0	-100	100	0	46	100	100	1	1
Eolica Concepcion 03	50	0	-100	100	0	46	100	100	1	1
Solar Carrera Pinto 02	100	0	-100	100	0	15	100	100	1	1
Solar Diego de Almagro 06	300	0	-100	100	0	32	100	100	1	1
Solar Pan de Azucar 01	200	0	-100	100	0	80	100	100	1	1
Solar Polpaico 03	300	0	-100	100	0	87	100	100	1	1
Solar Punta Colorada 02	200	0	-100	100	0	95	100	100	1	1
TARAPACA II	200	0	-100	100	41.24	211	3	3	26	24
INACAL	6.6	0.85	-100	100	118.35	158	3	3	26	24
MIMB	27.9	6	-100	100	174.10	159	3	3	26	24
TAMAYA	91.5	0	-100	100	101.22	130	3	3	26	24
Arica Solar I	22	0	-100	100	0	192	100	100	1	1
Arica Solar II	22	0	-100	100	0	192	100	100	1	1

Nombre	P_{gen}^{max} [MW]	P_{gen}^{min} [MW]	Q_{gen}^{min} [Mvar]	Q_{gen}^{max} [Mvar]	b [\$/MWh]	barra	R_{gen}^{up} [MW/min]	R_{gen}^{down} [MW/min]	C_{gen}^{up}	C_{gen}^{down}
Blue Sky I	34	0	-100	100	0	136	100	100	1	1
Blue Sky II	51	0	-100	100	0	136	100	100	1	1
Bolero I	42	0	-100	100	0	160	100	100	1	1
Bolero II	42	0	-100	100	0	160	100	100	1	1
Bolero III	21	0	-100	100	0	160	100	100	1	1
Bolero IV	41	0	-100	100	0	160	100	100	1	1
Cerro Dominador	110	0	-100	100	0	145	100	100	1	1
Finis Terrae II	69	0	-100	100	0	145	100	100	1	1
Huatacondo	98	0	-100	100	0	162	100	100	1	1
Lascar I	30	0	-100	100	0	126	100	100	1	1
Lascar II	346	0	-100	100	0	126	100	100	1	1
Pampa	6	0	-100	100	0	119	100	100	1	1
Camarones 1	17	0	-100	100	0	126	100	100	1	1
Paruma	17	0	-100	100	0	126	100	100	1	1
Pular	24	0	-100	100	0	126	100	100	1	1
PV Cerro Dominador	100	0	-100	100	0	145	100	100	1	1
Quillagua 1	23	0	-100	100	0	162	100	100	1	1
Quillagua 2	25	0	-100	100	0	162	100	100	1	1
Quillagua 3	50	0	-100	100	0	162	100	100	1	1
Uribe Solar	50	0	-100	100	0	215	100	100	1	1
Usya	25	0	-100	100	0	125	100	100	1	1
Candelaria CA 01 GNL	124.67	60	-100	100	157.77	12	3	3	26	24
Candelaria CA 02 GNL	127.92	60	-100	100	157.77	12	3	3	26	24
Candelaria CC GNL	360	0	-100	100	90.67	12	3	3	26	24
Colmito GNL	90	0	-100	100	80.16	1	3	3	26	24
Constitucion	7	0	-100	100	190.57	8	3	3	26	24
Eolica Charrua 02	100	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Eolica Charrua 03	250	0	-100	100	0	22	100	100	1	1
Eolica Chiloe 01	100	0	-100	100	0	26	100	100	1	1

Nombre	P_{gen}^{max} [MW]	P_{gen}^{min} [MW]	Q_{gen}^{min} [Mvar]	Q_{gen}^{max} [Mvar]	b [\$/MWh]	barra	R_{gen}^{up} [MW/min]	R_{gen}^{down} [MW/min]	C_{gen}^{up}	C_{gen}^{down}
Eolica Chiloe 02	100	0	-100	100	0	26	100	100	1	1
Eolica Chiloe 03	100	0	-100	100	0	26	100	100	1	1
Eolica Concepcion 01	50	0	-100	100	0	46	100	100	1	1
Eolica Concepcion 04	50	0	-100	100	0	46	100	100	1	1
Eolica Concepcion 05	50	0	-100	100	0	46	100	100	1	1
Eolica Concepcion 06	50	0	-100	100	0	46	100	100	1	1
Geotermica Laguna del Maule 02	25	0	-100	100	0	28	100	100	1	1
Nueva Aldea 02 Diesel	10	0	-100	100	194.97	22	3	3	26	24
Nueva Renca Int GNL	100	0	-100	100	66.82	18	3	3	26	24
Quellon 01	5	0	-100	100	177.00	26	3	3	26	24
Quintero 01 CA Diesel	127.10	0	-100	100	163.97	105	3	3	26	24
Quintero 02 CA Diesel	128.10	0	-100	100	163.97	105	3	3	26	24
Quintero CC FA GNL	35	0	-100	100	129.08	105	3	3	26	24
Quintero CC GNL	350	0	-100	100	95.78	105	3	3	26	24
San Francisco TG	25.54	0	-100	100	0	87	100	100	1	1
San Isidro 02 FA GNL	19	0	-100	100	217.81	105	3	3	26	24
Taltal 02 GNL	121.26	0	-100	100	62.59	32	3	3	26	24

Los datos del consumo y barras donde se encuentran conectadas las cargas se muestran en la Tabla E.3.

Tabla E.3. Nombre y consumo de las barras del SEN

Nombre	barra	P_{dem} [MW]	Q_{dem} [MW]	Y_{gs} [pu]	Y_{bs} [pu]	c_v^{up} [\$/MWh]	c_v^{down} [\$/MWh]	c_{dem}^{down} [\$/MWh]
Agua Santa 110	1	213.61	170.88	0	0	100	100	2200
Agua Santa 220	2	0	0.00	0	0	100	100	0
Alto Jahuel 110	3	257.12	205.70	0	0	100	100	2200
Alto Jahuel 154	4	0	0.00	0	0	100	100	0
Alto Jahuel 220	5	0	0.00	0	0	100	100	0
Alto Jahuel 500	6	0	0.00	0	0	100	100	0
Alto Jahuel 500 Aux	7	0	0.00	0	0	100	100	0
Ancoa 220	8	27.09	21.67	0	0	100	100	2200
Ancoa 500	9	0	0.00	0	0	100	100	0
Ancoa 500 Aux	10	0	0.00	0	0	100	100	0
Ancoa 500 Aux Sur	11	0	0.00	0	0	100	100	0
Candelaria 220	12	208.42	166.74	0	-138	100	100	2200
Cardones 220	13	280.63	224.51	0	0	100	100	2200
Cardones 500	14	0	0.00	0	0	100	100	0
Carrera Pinto 220	15	0	0.00	0	0	100	100	0
Carrera Pinto 220 Aux	16	0	0.00	0	0	100	100	0
Cautin 220	17	0	0.00	0	0	100	100	0
Cerro Navia 110	18	731.28	585.02	0	0	100	100	2200
Cerro Navia 220	19	0	0.00	0	0	100	100	0
Cerro Navia 500	20	0	0.00	0	0	100	100	0
Cerro Navia 500 Aux	21	0	0.00	0	0	100	100	0
Charrua 220	22	344.37	275.50	0	0	100	100	2200
Charrua 500	23	0	0.00	0	0	100	100	0
Chena 110	24	403.21	322.57	0	0	100	100	2200
Chena 220	25	0	0.00	0	0	100	100	0
Chiloe 220	26	33.19	26.55	0	0	100	100	2200
Ciruelos 220	27	6.39	5.12	0	0	100	100	2200
Colbun 220	28	49.83	39.86	0	0	100	100	2200
Cumbre 220	29	0	0.00	0	0	100	100	0
Cumbre 220 Aux	30	0	0.00	0	0	100	100	0

<i>Nombre</i>	<i>barra</i>	P_{dem} [MW]	Q_{dem} [MW]	Y_{gs} [pu]	Y_{bs} [pu]	c_v^{up} [\$/MWh]	c_v^{down} [\$/MWh]	c_{dem}^{down} [\$/MWh]
Cumbre 500	31	0	0.00	0	0	100	100	0
Diego de Almagro 220	32	107.38	85.90	0	0	100	100	2200
D. de Almagro 220 Aux	33	0	0.00	0	0	100	100	0
Don Goyo 220	34	0	0.00	0	0	100	100	0
Don Goyo 220 Aux	35	0	0.00	0	0	100	100	0
Duqueco 220	36	87.95	70.36	0	0	100	100	2200
El Llano 220	37	0	0.00	0	0	100	100	0
El Rodeo 220	38	0	0.00	0	0	100	100	0
El Salto 110	39	410.69	328.55	0	0	100	100	2200
El Salto 220	40	0	0.00	0	0	100	100	0
Hualpen 220	41	310.66	248.53	0	0	100	100	2200
Itahue 154	42	282.27	225.82	0	0	100	100	2200
Itahue 220	43	0	0.00	0	0	100	100	0
La Cebada 220	44	0	0.00	0	0	100	100	0
La Cebada 220 Aux	45	0	0.00	0	0	100	100	0
Lagunillas 220	46	74.41	59.53	0	0	100	100	2200
Lampa 220	47	29.73	23.78	0	0	100	100	2200
Las Palmas 220	48	0	0.00	0	0	100	100	0
Las Vegas 110	49	113.02	90.42	0	0	100	100	2200
Lo Aguirre 220	50	0	0.00	0	0	100	100	0
Lo Aguirre 500	51	0	0.00	0	0	100	100	0
Los Almendros 110	52	360.59	288.48	0	0	100	100	2200
Los Almendros 220	53	0	0.00	0	0	100	100	0
Los Almendros 500	54	0	0.00	0	0	100	100	0
Los Changos 220	55	0	0.00	0	0	100	100	0
Los Changos 500	56	0	0.00	0	0	100	100	0
Los Maquis 220	57	200.89	160.71	0	0	100	100	2200
Los Vilos 220	58	45.34	36.27	0	0	100	100	2200
Los Vilos 500	59	0	0.00	0	0	100	100	0
Maipo 220	60	42.14	33.71	0	0	100	100	2200
Maitencillo 220	61	119.09	95.27	0	0	100	100	2200
Maitencillo 220 Aux	62	0	0.00	0	0	100	100	0

<i>Nombre</i>	<i>barra</i>	P_{dem} [MW]	Q_{dem} [MW]	Y_{gs} [pu]	Y_{bs} [pu]	c_v^{up} [\$/MWh]	c_v^{down} [\$/MWh]	c_{dem}^{down} [\$/MWh]
Maitencillo 500	63	0	0.00	0	0	100	100	0
Melipilla 220	64	150.77	120.62	0	0	100	100	2200
Melipulli 220	65	131.84	105.47	0	0	100	100	2200
Monte Redondo 220	66	0	0.00	0	0	100	100	0
Mulchen 220	67	7.19	5.75	0	0	100	100	2200
Nogales 220	68	16.62	13.30	0	0	100	100	2200
Nogales 500	69	0	0.00	0	0	100	100	0
Nueva Cardones 220	70	0	0.00	0	0	100	100	0
Nueva Cardones 500	71	0	0.00	0	0	100	100	0
Nueva Charrua 220	72	0	0.00	0	0	100	100	0
Nueva Charrua 500	73	0	0.00	0	0	100	100	0
Nueva Maitencillo 220	74	0	0.00	0	0	100	100	0
Nueva Maitencillo 500	75	0	0.00	0	0	100	100	0
Nueva Pan de Azucar 220	76	0	0.00	0	0	100	100	0
Nueva Pan de Azucar 500	77	0	0.00	0	0	100	100	0
Nueva Valdivia 220	78	0	0.00	0	0	100	100	0
Nueva Valdivia 220 Aux	79	0	0.00	0	0	100	100	0
Pan de Azucar 220	80	220.18	176.14	0	0	100	100	2200
Pan de Azucar 220 Aux	81	0	0.00	0	0	100	100	0
Pan de Azucar 500	82	0	0.00	0	0	100	100	0
Pichirrahue 220	83	0	0.00	0	0	100	100	0
Pichirropulli 220	84	6.50	5.20	0	0	100	100	2200
Pichirropulli 220 Aux	85	0	0.00	0	0	100	100	0
Pichirropulli 500	86	0	0.00	0	0	100	100	0
Polpaico 220	87	195.47	156.37	0	0	100	100	2200
Polpaico 500	88	0	0.00	0	0	100	100	0
Polpaico 500 Aux	89	0	0.00	0	0	100	100	0

<i>Nombre</i>	<i>barra</i>	P_{dem} [MW]	Q_{dem} [MW]	Y_{gs} [pu]	Y_{bs} [pu]	c_v^{up} [\$/MWh]	c_v^{down} [\$/MWh]	c_{dem}^{down} [\$/MWh]
Polpaico Desf 220	90	0	0.00	0	0	100	100	0
Puente Negro 220	91	0	0.00	0	0	100	100	0
Puerto Montt 220	92	0	0.00	0	0	100	100	0
Puerto Montt 220 Aux	93	0	0.00	0	0	100	100	0
Puerto Montt 500	94	0	0.00	0	0	100	100	0
Punta Colorada 220	95	0	0.00	0	0	100	100	0
Punta Colorada 220 Aux	96	0	0.00	0	0	100	100	0
Quillota 110	97	238.05	190.44	0	0	100	100	2200
Quillota 220	98	0	0.00	0	0	100	100	0
Rahue 220	99	95.11	76.09	0	0	100	100	2200
Rahue Def 220 I	100	0	0.00	0	0	100	100	0
Rahue Def 220 II	101	0	0.00	0	0	100	100	0
Rapel 220	102	89.50	71.60	0	0	100	100	2200
San Andres 220	103	0	0.00	0	0	100	100	0
San Andres 220 Aux	104	0	0.00	0	0	100	100	0
San Luis 220	105	0	0.00	0	0	100	100	0
Talinay 220	106	0	0.00	0	0	100	100	0
Tap Laja 220	107	4.52	3.62	0	0	100	100	2200
Temuco 220	108	155.00	124.00	0	0	100	100	2200
Valdivia 220	109	69.12	55.30	0	0	100	100	2200
A 110	110	0	0.00	0	0	100	100	0
Alto Norte 110	111	49.02	39.22	0	0	100	100	2200
Andes 220	112	0	0.00	0	0	100	100	0
Andes 345	113	0	0.00	0	0	100	100	0
Antofagasta 013	114	0	0.00	0	0	100	100	0
Antofagasta 110	115	24.51	19.61	0	0	100	100	2200
Antucoya 220	116	2.25	1.80	0	0	100	100	2200
Antucoya 220 Aux	117	0	0.00	0	0	100	100	0
Arica 066	118	0.05	0.04	0	0	100	100	2200
Arica 110	119	1.51	1.21	0	0	100	100	2200
Atacama 220	120	245.31	196.24	0	0	100	100	2200
Atacama 220 Aux	121	0	0.00	0	0	100	100	0

<i>Nombre</i>	<i>barra</i>	P_{dem} [MW]	Q_{dem} [MW]	Y_{gs} [pu]	Y_{bs} [pu]	c_v^{up} [\$/MWh]	c_v^{down} [\$/MWh]	c_{dem}^{down} [\$/MWh]
Barril 110	122	9.58	7.66	0	0	100	100	2200
Barril 220	123	0	0.00	0	0	100	100	0
CD Arica 066	124	0	0.00	0	0	100	100	0
Calama 110	125	67.22	53.77	0	0	100	100	2200
Calama 220	126	0	0.00	0	0	100	100	0
Capricornio 110	127	0	0.00	0	0	100	100	0
Capricornio 220	128	0	0.00	0	0	100	100	0
Chacaya 220	129	35.98	28.78	0	0	100	100	2200
Chuquicamata 110	130	0	0.00	0	0	100	100	0
Chuquicamata 220	131	249.45	199.56	0	0	100	100	2200
Collahuasi 220	132	188.73	150.98	0	0	100	100	2200
Collahuasi 220 Aux	133	0	0.00	0	0	100	100	0
Condores 110	134	0	0.00	0	0	100	100	0
Condores 220	135	0	0.00	0	0	100	100	0
Crucero 220	136	200.64	160.52	0	0	100	100	2200
Crucero 220 Aux S	137	0	0.00	0	0	100	100	0
Desalant 110	138	11.30	9.04	0	0	100	100	2200
Domeyko 220	139	0	0.00	0	0	100	100	0
El Abra 220	140	0	0.00	0	0	100	100	0
El Cobre 220	141	189.75	151.80	0	0	100	100	2200
El Loa 220	142	29.32	23.45	0	0	100	100	2200
El Negro 110	143	3.50	2.80	0	0	100	100	2200
El Tesoro 220	144	0	0.00	0	0	100	100	0
Encuentro 220	145	238.53	190.83	0	0	100	100	2200
Encuentro 220 Aux	146	0	0.00	0	0	100	100	0
Encuentro 500	147	0	0.00	0	0	100	100	0
EnlaceCE 220	148	0	0.00	0	0	100	100	0
EnlaceCE 220 Aux	149	0	0.00	0	0	100	100	0
Escondida 220	150	0	0.00	0	0	100	100	0
Esmeralda 110	151	0	0.00	0	0	100	100	0
Esmeralda 220	152	0	0.00	0	0	100	100	0
Esperanza SING 220	153	0	0.00	0	0	100	100	0
Gaby 220	154	0	0.00	0	0	100	100	0
KM6 110	155	1.19	0.95	0	0	100	100	2200

<i>Nombre</i>	<i>barra</i>	P_{dem} [MW]	Q_{dem} [MW]	Y_{gs} [pu]	Y_{bs} [pu]	c_v^{up} [\$/MWh]	c_v^{down} [\$/MWh]	c_{dem}^{down} [\$/MWh]
Kapatur 220	156	22.78	18.23	0	0	100	100	2200
La Cruz 220	157	2.46	1.96	0	0	100	100	2200
La Negra 110	158	20.86	16.68	0	0	100	100	2200
Laberinto 220	159	38.48	30.78	0	0	100	100	2200
Laberinto 220 Aux	160	0	0.00	0	0	100	100	0
Lagunas 023	161	0	0.00	0	0	100	100	0
Lagunas 220	162	4.40	3.52	0	0	100	100	2200
Lagunas 220 Aux S	163	0	0.00	0	0	100	100	0
Lagunas AUX 220	164	0	0.00	0	0	100	100	0
Lomas Bayas 220	165	0	0.00	0	0	100	100	0
Mantos Blancos 220	166	29.10	23.28	0	0	100	100	2200
Maria Elena 220	167	0	0.00	0	0	100	100	0
Maria Elena 220 Aux	168	0	0.00	0	0	100	100	0
Mejillones 110	169	32.87	26.29	0	0	100	100	2200
Mejillones 220	170	141.87	113.50	0	0	100	100	2200
Minsal 023	171	0	0.00	0	0	100	100	0
Minsal 110	172	0	0.00	0	0	100	100	0
Miraje 220	173	0	0.00	0	0	100	100	0
Miraje 220 Aux	174	0	0.00	0	0	100	100	0
Norgener 220	175	0	0.00	0	0	100	100	0
N. Crucero Encuentro 220	176	0	0.00	0	0	100	100	0
N: Crucero Encuentro 500	177	0	0.00	0	0	100	100	0
Nueva Encuentro 220	178	0	0.00	0	0	100	100	0
Nueva Encuentro 500	179	0	0.00	0	0	100	100	0
Nueva Mejillones 220	180	0	0.00	0	0	100	100	0
Nueva Mejillones 500	181	0	0.00	0	0	100	100	0
Nueva Mejillones	182	0	0.00	0	0	100	100	0

<i>Nombre</i>	<i>barra</i>	P_{dem} [MW]	Q_{dem} [MW]	Y_{gs} [pu]	Y_{bs} [pu]	c_v^{up} [\$/MWh]	c_v^{down} [\$/MWh]	c_{dem}^{down} [\$/MWh]
500 Aux								
Nueva Pozo Almonte 220	183	0	0.00	0	0	100	100	0
N. Pozo Almonte 220 Aux	184	0	0.00	0	0	100	100	0
Nueva Victoria 220	185	9.56	7.65	0	0	100	100	2200
Nueva Zaldivar 220	186	0	0.00	0	0	100	100	0
O'higgins 220	187	0	0.00	0	0	100	100	0
Oeste 110	188	0	0.00	0	0	100	100	0
Oeste 220	189	32.14	25.71	0	0	100	100	2200
Palestina 220	190	0	0.00	0	0	100	100	0
Pampa 110	191	0	0.00	0	0	100	100	0
Parinacota 066	192	0	0.00	0	0	100	100	0
Parinacota 220	193	0	0.00	0	0	100	100	0
Parinacota 220 Aux	194	0	0.00	0	0	100	100	0
Pozo Almonte 066	195	5.27	4.22	0	0	100	100	2200
Pozo Almonte 110	196	0	0.00	0	0	100	100	0
Pozo Almonte 220	197	33.44	26.75	0	0	100	100	2200
Pozo Almonte 220 Aux	198	0	0.00	0	0	100	100	0
Quebrada Blanca 220	199	0	0.00	0	0	100	100	0
Quiani 066	200	0	0.00	0	0	100	100	0
Quillagua 220	201	0	0.00	0	0	100	100	0
Quillagua 220 Aux	202	0	0.00	0	0	100	100	0
Radomiro Tomic 220	203	0	0.00	0	0	100	100	0
Salar 110	204	0.33	0.27	0	0	100	100	2200
Salar 220	205	0	0.00	0	0	100	100	0
Salar del Carmen 110	206	0	0.00	0	0	100	100	0
Salta 345	207	0	0.00	0	0	100	100	0
Spence 220	208	0	0.00	0	0	100	100	0
Sulfuros 220	209	0	0.00	0	0	100	100	0
Tap Quiani	210	0	0.00	0	0	100	100	0

<i>Nombre</i>	<i>barra</i>	P_{dem} [MW]	Q_{dem} [MW]	Y_{gs} [pu]	Y_{bs} [pu]	c_v^{up} [\$/MWh]	c_v^{down} [\$/MWh]	c_{dem}^{down} [\$/MWh]
Tarapaca 220	211	104.68	83.75	0	0	100	100	2200
Tocopilla 005	212	7.48	5.99	0	0	100	100	2200
Tocopilla 110	213	0	0.00	0	0	100	100	0
Tocopilla 220	214	0	0.00	0	0	100	100	0
Uribe 110	215	5.19	4.15	0	0	100	100	2200
Zaldivar 220	216	302.45	241.96	0	0	100	100	2200
Agua Santa 110	1	213.61	170.88	0	0	100	100	2200
Agua Santa 220	2	0	0.00	0	0	100	100	0
Alto Jahuel 110	3	257.12	205.70	0	0	100	100	2200
Alto Jahuel 154	4	0	0.00	0	0	100	100	0
Alto Jahuel 220	5	0	0.00	0	0	100	100	0
Alto Jahuel 500	6	0	0.00	0	0	100	100	0
Alto Jahuel 500 Aux	7	0	0.00	0	0	100	100	0
Ancoa 220	8	27.09	21.67	0	0	100	100	2200
Ancoa 500	9	0	0.00	0	0	100	100	0
Ancoa 500 Aux	10	0	0.00	0	0	100	100	0
Ancoa 500 Aux Sur	11	0	0.00	0	0	100	100	0
Candelaria 220	12	208.42	166.74	0	-138	100	100	2200
Cardones 220	13	280.63	224.51	0	0	100	100	2200
Cardones 500	14	0	0.00	0	0	100	100	0
Carrera Pinto 220	15	0	0.00	0	0	100	100	0
Carrera Pinto 220 Aux	16	0	0.00	0	0	100	100	0
Cautin 220	17	0	0.00	0	0	100	100	0
Cerro Navia 110	18	731.28	585.02	0	0	100	100	2200
Cerro Navia 220	19	0	0.00	0	0	100	100	0
Cerro Navia 500	20	0	0.00	0	0	100	100	0
Cerro Navia 500 Aux	21	0	0.00	0	0	100	100	0
Charrua 220	22	344.37	275.50	0	0	100	100	2200
Charrua 500	23	0	0.00	0	0	100	100	0
Chena 110	24	403.21	322.57	0	0	100	100	2200
Chena 220	25	0	0.00	0	0	100	100	0
Chiloe 220	26	33.19	26.55	0	0	100	100	2200

<i>Nombre</i>	<i>barra</i>	P_{dem} [MW]	Q_{dem} [MW]	Y_{gs} [pu]	Y_{bs} [pu]	c_v^{up} [\$/MWh]	c_v^{down} [\$/MWh]	c_{dem}^{down} [\$/MWh]
Ciruelos 220	27	6.39	5.12	0	0	100	100	2200
Colbun 220	28	49.83	39.86	0	0	100	100	2200
Cumbre 220	29	0	0.00	0	0	100	100	0
Cumbre 220 Aux	30	0	0.00	0	0	100	100	0
Cumbre 500	31	0	0.00	0	0	100	100	0
Diego de Almagro 220	32	107.38	85.90	0	0	100	100	2200
D. de Almagro 220 Aux	33	0	0.00	0	0	100	100	0
Don Goyo 220	34	0	0.00	0	0	100	100	0

Referencias

- [1] R. Z. Miñano, “Optimal power flow with stability constraints,” Tesis Doctoral, Universidad de Castilla-La Mancha, 2010.
- [2] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, and G. B. Sheblé, *Power generation, operation, and control*, Third edition. Hoboken, New Jersey: Wiley-Interscience, 2014.
- [3] T. van Cutsem and C. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power Systems*, 1998 edition. Boston: Springer, 1998.
- [4] “Welcome to Python.org,” *Python.org*. [Online]. Available: <https://www.python.org/>. [Accessed: 10-May-2017].
- [5] “Pyomo,” *Pyomo*. [Online]. Available: <http://www.pyomo.org/>. [Accessed: 10-May-2017].
- [6] S. M. Salazar, *Análisis de Sistemas de Potencia - John J. Grainger William D. Stevenson*. McGraw-Hill.
- [7] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control*. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [8] J. R. Ribeca Estaba, “Calculo de límites de transmisión por estabilidad de tensión en el sistema interconectado nacional,” 2010.
- [9] M. A. Ríos, C. J. Zapata, and O. Gómez, “Flujo de Potencia Óptimo con Restricciones de Estabilidad de Voltaje (VSC-OPF),” *inteligencia artificial*, vol. 3, no. 4, p. 5.
- [10] S. Kim, T.-Y. Song, M.-H. Jeong, B. Lee, Y.-H. Moon, J.-Y. Namkung, and G. Jang, “Development of voltage stability constrained optimal power flow (VSCOPF),” in *Power Engineering Society Summer Meeting, 2001*, 2001, vol. 3, pp. 1664–1669.
- [11] P. Kessel and H. Glavitsch, “Estimating the voltage stability of a power system,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 1, no. 3, pp. 346–354, 1986.
- [12] A. M. Marcolini, “Técnicas de optimización aplicadas a la supervisión de límites de operación ya la determinación de actuaciones preventivas en sistemas eléctricos de potencia,” Universidad de Sevilla, 2010.
- [13] C. A. Cañizares, “Calculating optimal system parameters to maximize the distance to saddle-node bifurcations,” *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications*, vol. 45, no. 3, pp. 225–237, 1998.
- [14] N. Granda and H. Arcos, “Flujo óptimo de potencia con restricciones de seguridad de voltaje.” Researchgate, 10-Dec-2015.
- [15] F. Milano, A. J. Conejo, and R. Zárate-Miñano, “General sensitivity formulas for maximum loading conditions in power systems,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 1, no. 3, p. 516, 2007.
- [16] R. Z. Miñano, “General Sensitivity Formulas for Maximum Loading Conditions in Power Systems,” Arizona State University, Tempe, Arizona, 05-Sep-2008.
- [17] J. F. Galvis Cardona, “Aplicación de la Teoría de la Bifurcación al análisis de estabilidad de un sistema de potencia,” Memoria de Titulación, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2010.

- [18] F. Granadal Alcántara, “Estudio de estabilidad estática de tensiones utilizando Powerfactory,” Proyecto Fin de Carrera, Universidad de Sevilla, Sevilla, España, 2012.
- [19] I. Dobson and L. Lu, “Voltage collapse precipitated by the immediate change in stability when generator reactive power limits are encountered,” *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications*, vol. 39, no. 9, pp. 762–766, Sep. 1992.
- [20] “Available Transfer Capability Definitions and Determination.” North American Electric Reliability Council, 1996.
- [21] A. Monticelli, M. V. F. Pereira, and S. Granville, “Security-Constrained Optimal Power Flow with Post-Contingency Corrective Rescheduling,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 2, no. 1, pp. 175–180, Feb. 1987.
- [22] N. Solís Llanos, “Resolución del flujo de potencia óptimo en corriente alterna y aplicación del método a la planificación de la expansión de la generación eléctrica,” Memoria de Titulación, Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso, Chile, 2017.
- [23] “Bonmin.” [Online]. Available: <https://projects.coin-or.org/Bonmin>. [Accessed: 14-Apr-2018].
- [24] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez, and R. J. Thomas, “MATPOWER’s extensible optimal power flow architecture,” 2009, pp. 1–7.
- [25] “MATLAB - El lenguaje del cálculo técnico.” [Online]. Available: <https://es.mathworks.com/products/matlab.html>. [Accessed: 31-Jan-2018].
- [26] C. Grigg, P. Wong, P. Albrecht, R. Allan, M. Bhavaraju, R. Billinton, Q. Chen, C. Fong, S. Haddad, and S. Kuruganty, “The IEEE reliability test system-1996. A report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee,” *IEEE Transactions on power systems*, vol. 14, no. 3, pp. 1010–1020, 1999.
- [27] “Coordinador Electrico Nacional » Programas de Operación.” [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/documento/programas-de-operacion/>. [Accessed: 25-Feb-2018].