

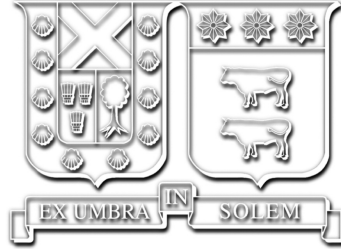
2016

EFECTO DEL MÍNIMO TÉCNICO DE UNIDADES GENERADORAS EN EL CÁLCULO DEL COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO SOBRE LA SEÑAL DE INVERSIÓN DE LARGO PLAZO

VERGARA BRANJE, CARLOS EDUARDO

<http://hdl.handle.net/11673/23366>

Repositorio Digital USM, UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA



Efecto del mínimo técnico de unidades generadoras en el cálculo del costo marginal de corto plazo sobre la señal de inversión de largo plazo

Carlos Eduardo Vergara Branje

2016

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Electricista

Profesores Guía:
Dr. Esteban Gil Sagás (UTFSM)
Dr. Ignacio A. Calle (UTFSM)

Correfente:
M.Sc. Alex Santander (CDEC-SING)

Valparaíso, Diciembre.



Efecto del mínimo técnico de unidades generadoras en el cálculo del costo marginal de corto plazo sobre la señal de inversión de largo plazo

Carlos Eduardo Vergara Branje

2016

Material de referencia, su uso no involucra responsabilidad del autor o de la institución.

*“Nuestros primeros esfuerzos son puramente instintivas incitaciones de vívida e
indisciplinada imaginación. Pero esos impulsos tempranos, aunque no son
inmediatamente productivos, son del momento más grande y podrían darle forma a
nuestros mismos destinos.”*

— Nikola Tesla

Agradecimientos

Al llegar a esta etapa de mi vida, no puedo sino agradecer a todas las personas que de alguna forma fueron parte en mi formación académica y personal.

En primer lugar quisiera agradecer a mis profesores guía: Ignacio Calle y Esteban Gil; y a mis tutores del CDEC-SING: Giovani Bastidas, Juan García y Alex Santander. Por su apoyo y buena disposición para resolver mis dudas durante el desarrollo de este trabajo, a pesar de la carga académica o laboral.

También quiero agradecer a CONICYT que, a través del proyecto basal FB0008 “Advanced Center for Electrical and Electronic Engineering (AC3E)” y el proyecto Fondecyt 1151270 “Power Systems Capacity Expansion Planning Under Uncertainty”, colaboraron con el desarrollo de este trabajo.

Aunque no fue parte de este trabajo, quiero agradecer al profesor Victor Hinojosa, quien me motivó a seguir el área de sistemas de potencia. Sus enseñanzas fueron la base de lo que se aplica en esta tesis.

También quiero agradecer a Don Nelson Leiva (QEPD), quien marcó mi carrera como estudiante, al compartir sus experiencias y aconsejarme en mis últimos años de estudio.

A mis compañeros del LISEP, por las conversaciones que de alguna forma complementaron al desarrollo de este trabajo. Un agradecimiento especial a Sergio Díaz, por facilitarme material de estudio y guiarme en el uso del software PLEXOS.

A mis amigos y compañeros que hice en la universidad; Campus San Joaquín y Casa Central; por hacer mi estadía en la universidad más entretenida y llevadera.

A los paracadémicos del departamento: Yeannet, Omar, Don Ricardo, Claudio, Andrés y Videla. Por su buena disposición y ayuda en los laboratorios.

A mi pareja Gabriela, por su apoyo y preocupación, especialmente durante el desarrollo de este trabajo.

Muchas gracias a mi familia, especialmente a mis padres: Marcelo e Ingrid, quienes fueron el principal apoyo desde que entré a la universidad. La formación y valores que me han inculcado, son los que me han permitido llegar a esta etapa.

Índice de contenidos

Índice de contenidos	III
Índice de figuras	V
Índice de tablas	VI
Resumen	1
Abstract	2
1. Introducción	4
1.1. Motivación	4
1.2. Objetivos	7
1.2.1. Objetivo principal	7
1.2.2. Objetivos específicos	7
1.3. Alcance	8
1.4. Estructura del documento	8
2. El mercado eléctrico	10
2.1. Agentes del mercado	10
2.2. Conceptos de un mercado eléctrico	11
2.3. Modelos de mercados eléctricos	13
2.3.1. Modelo tipo Pool	14
2.3.2. Bolsa de energía	15
2.3.3. Contratos bilaterales físicos	15
2.3.4. Contratos bilaterales financieros	16
2.4. Mercados eléctricos: situación internacional	17
2.4.1. Mercado eléctrico californiano	17
2.4.2. Sector noruego y nórdico	18
2.4.3. Mercado Argentino	18
2.4.4. BE de Leipzig, Alemania	18
2.4.5. Mercado Neozelandés	19
2.4.6. Mercado Español	19
2.5. Funcionamiento del mercado eléctrico nacional	19
2.6. Costos marginales: potencia y energía	21
2.7. Costo de falla	22
3. Modelos matemáticos utilizados	23
3.1. Generalidades de los modelos de expansión	23

3.2. Modelo de expansión de generación: formulación clásica	23
3.2.1. Función objetivo	24
3.2.2. Balance nodal	24
3.2.3. Ecuaciones de flujo de carga	25
3.2.4. Límites de generación	25
3.3. Restricciones adicionales	26
3.4. Modelo de expansión de generación: inversión continua	26
3.5. Obtención de costos marginales	27
3.6. Evaluación económica	28
3.6.1. Anualidades	28
3.6.2. Pagos por energía	29
3.6.3. Pagos por potencia	29
4. Metodología propuesta	31
4.1. Sistema uninodal	31
4.1.1. Caso 1: inversión continua	31
4.1.2. Caso 2: Inversión discreta	31
4.1.3. Consideraciones de los sistemas uninodales	32
4.2. Sistema modificado del SING	32
4.2.1. Caso 3	32
4.3. Resumen de casos	33
5. Simulaciones en sistemas de prueba	35
5.1. Caso 1: inversión continua	35
5.2. Caso 2: inversión discreta	39
5.3. Caso 3: Sistema modificado del SING	42
6. Conclusiones y propuestas de mejora	51
6.1. Conclusiones	51
6.2. Propuestas de mejora	52
6.2.1. Metodología de planificación	52
6.2.2. Pagos por servicios auxiliares (servicios complementarios)	52
6.2.3. Mercado de capacidad	53
6.2.4. Bolsa de energía	53
6.3. Trabajos futuros	54

Apéndices 55

A. Resumen ejecutivo	55
A.1. Introducción	55
A.2. Funcionamiento del mercado eléctrico nacional	55
A.3. Costos marginales: potencia y energía	56
A.4. Metodología utilizada	57
A.4.1. Sistema uninodal	57
A.4.1.a. Caso 1: inversión continua	57
A.4.1.b. Caso 2: Inversión discreta	58
A.4.1.c. Consideraciones de los sistemas uninodales	58
A.4.2. Sistema modificado del SING	58

A.4.2.a. Caso 3	58
A.5. Resultados simulaciones	59
A.5.1. Caso 1: inversión continua	59
A.5.2. Caso 2: inversión discreta	63
A.5.3. Caso 3: Sistema modificado del SING	66
A.6. Conclusiones	75
B. Teoría marginalista: ejemplo de equilibrio de inversiones	76
B.0.1. Central de Punta	78
B.0.1.a. Balance de Potencia	78
B.0.1.b. Balance de Energía	78
B.0.2. Central de Base	79
B.0.2.a. Balance de Potencia	79
B.0.2.b. Balance de Energía	79
C. PLEXOS	81
C.1. Algoritmos en PLEXOS	82
D. Pyomo	83
E. Datos sistema caso 1	85
E.1. Diagrama unilineal	85
E.2. Datos de generación	85
E.3. Demandas del sistema	86
F. Datos sistema caso 2	87
F.1. Diagrama unilineal	87
F.2. Datos de generación	88
F.3. Demandas del sistema	89
G. Datos sistema caso 3	90
G.1. Consideraciones generales	90
G.2. Nodos	90
G.3. Líneas de transmisión	92
G.4. Parque generador	98
H. Potencia de suficiencia calculada para el caso 3	104
Bibliografía	106

Índice de figuras

1.1.	Modos de operación de una central. De carga base a Two Shifting. Fuente: LABORELEC [1]	5
1.2.	Operación del Sistema SIC Norte. Fuente: LABORELEC [1]	5
1.3.	Problema de generación convencional ante alta generación solar, considerando tiempos mínimos de detención. Fuente: FL Consulting [2]	6
1.4.	Problema de generación convencional ante alta generación solar, considerando tiempo mínimos de operación. Fuente: FL Consulting [2]	6
2.1.	Sistema convencional de un mercado eléctrico. Fuente: [3]	11
2.2.	Diagrama ilustrativo de la coordinación del sistema	12
2.3.	Diagrama de estructura tipo <i>Pool</i>	14
2.4.	Diagrama de modelo de contratos bilaterales físicos	16
2.5.	Diagrama de modelo de contratos bilaterales financieros	16
2.6.	Diagrama de doble rol de generadores en mercado spot	20
5.1.	Generación simulación considerando mínimo técnico, caso 1	36
5.2.	Generación simulación sin considerar mínimo técnico, caso 1	36
5.3.	Evolución del costo marginal para ambas simulaciones, caso 1	37
5.4.	VAN de inversiones, caso 1	38
5.5.	Potencia instalada considerando mínimo técnico, caso 2	40
5.6.	Potencia instalada sin considerar mínimo técnico, caso 2	40
5.7.	Evolución del costo marginal para ambas simulaciones, caso 2	41
5.8.	VAN de inversiones en Carbón, caso inversión discreta	41
5.9.	Potencia instalada en el horizonte de planificación, aproximación por bloques	43
5.10.	Potencia instalada en el horizonte de planificación, “Full-Chronological”	44
5.11.	Evolución del costo marginal, caso aproximación por bloques	45
5.12.	Evolución del costo marginal, caso “Full-Chronological”	45
5.13.	Evolución del costo marginal para ambos casos	46
5.14.	VAN Plan de Obras (Bloques) [MUSD]	48
5.15.	VAN Plan de Obras (“Full Chronological”) [MUSD]	49
A.1.	Generación simulación considerando mínimo técnico, caso 1	61
A.2.	Generación simulación sin considerar mínimo técnico, caso 1	61
A.3.	Evolución del costo marginal para ambas simulaciones, caso 1	62
A.4.	VAN de inversiones, caso 1	63
A.5.	Potencia instalada considerando mínimo técnico, caso 2	64
A.6.	Potencia instalada sin considerar mínimo técnico, caso 2	65
A.7.	Evolución del costo marginal para ambas simulaciones, caso 2	65
A.8.	VAN de inversiones en Carbón, caso inversión discreta	66

A.9.	Potencia instalada en el horizonte de planificación, aproximación por bloques	67
A.10.	Potencia instalada en el horizonte de planificación, "Full-Chronological"	69
A.11.	Evolución del costo marginal, caso aproximación por bloques	70
A.12.	Evolución del costo marginal, caso "Full-Chronological"	70
A.13.	Evolución del costo marginal para ambos casos	71
A.14.	VAN Plan de Obras (Bloques) [MUSD]	72
A.15.	VAN Plan de Obras ("Full Chronological") [MUSD]	73
B.1.	Curva de duración para ejemplo de teoría marginalista	77
B.2.	Plan de obras óptimo para planificación de dos tecnologías	80
E.1.	Diagrama unilineal sistema caso 1.	85
E.2.	Demanda caso 1.	86
F.1.	Diagrama unilineal sistema caso 2.	87
F.2.	Demanda para el sistema utilizado.	89

Índice de tablas

4.1.	Resumen de casos	34
5.1.	Resultados de inversión para caso 1	35
5.2.	Resultados de inversión para el caso 2	39
5.3.	Resultados de inversión para caso aproximación por bloques	42
5.4.	Resultados de inversión para caso “Full Chronological”	44
A.1.	Resultados de inversión para caso 1	60
A.2.	Resultados de inversión para el caso 2	64
A.3.	Resultados de inversión para caso aproximación por bloques	67
A.4.	Resultados de inversión para caso “Full Chronological”	68
B.1.	Costos fijos y variables de tecnologías (ejemplo teoría marginalista)	76
E.1.	Datos de generación sistema uninodal para caso 1	85
E.2.	Demandas del sistema de prueba caso 1	86
F.1.	Datos de generación sistema uninodal para caso 2	88
F.2.	Costos de inversión por tecnología según año (precio actualizado con tasa de descuento del 10 % anual)	88
G.1.	Nodos del sistema SING modificado	92
G.2.	Líneas de transmisión del sistema SING modificado	97
G.3.	Parque generador existente SING modificado	101
G.4.	Unidades candidatas SING modificado	103
H.1.	Potencia de suficiencia reconocida, aproximación por bloques	104
H.2.	Potencia de suficiencia reconocida, “Full-Chronological”	105

Nomenclatura

<i>CONICYT</i>	:	Comisión Nacional de Investigación Científica y Tecnológica
<i>AC3E</i>	:	Advanced Center for Electrical and Electronic Engineering
<i>FONDECYT</i>	:	Fondo Nacional de Desarrollo Científico y Tecnológico
<i>CIGRE</i>	:	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas
<i>CDEC</i>	:	Centro de Despacho Económico de Carga
<i>SING</i>	:	Sistema Interconectado del Norte Grande
<i>SIC</i>	:	Sistema Interconectado Central
<i>RPF</i>	:	Regulación Primaria de Frecuencia
<i>RSF</i>	:	Regulación Secundaria de Frecuencia
<i>ERNC</i>	:	Energías Renovables No Convencionales
<i>CNE</i>	:	Comisión Nacional de Energía
<i>SEC</i>	:	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
<i>CONAMA</i>	:	Comisión Nacional del Medio Ambiente
<i>FNE</i>	:	Fiscalía Nacional Económica
<i>SEP</i>	:	Sistema Eléctrico de Potencia
<i>PTDF</i>	:	Power Transfer Distribution Factors
<i>OPF</i>	:	Optimal Power Flow
<i>GCEP</i>	:	Generation Capacity Expansion Planning
<i>MSL</i>	:	Minimum Stable Levels

Resumen

En esta tesis se analiza el efecto de considerar restricciones de programación de corto plazo en la planificación de largo plazo; especialmente la de mínimo técnico.

La importancia de este análisis es que actualmente se está dando que centrales térmicas convencionales estén operando a mínimo técnico, sin marcar costo marginal del sistema. Esto perjudica a los retiros en el sistema, ya que son ellos los que pagan el déficit, para asegurar que las centrales a mínimo técnico paguen su operación.

Por eso, se analizará si este efecto mejora o arregla de alguna forma el retorno de pago de inversiones de las centrales generadoras con este problema.

Para analizar la distorsión de la señal de inversión se hicieron 3 simulaciones: 2 en un sistema uninodal y 1 en un sistema multinodal.

La primera simulación tuvo como objetivo ver diferencias en cantidad de potencia instalada y generación por tecnología al considerar la restricción de mínimo técnico. Para esta simulación las inversiones en tecnología fueron continuas. Los resultados obtenidos mostraron una diferencia en las inversiones, demostrando que la teoría marginalista pura tiene validez solamente en sistemas adaptados económicamente.

La segunda simulación tuvo como objetivo ver diferencia en los tiempos de inversión. Sobre un sistema adaptado para forzar la totalidad de las inversiones (discretas), se hizo la comparación de considerar y no la restricción de mínimo técnico. Los resultados arrojaron adelanto en los tiempos de inversión de unidades más flexibles en generación.

La tercera simulación tuvo como objetivo ver la distorsión real, al considerar los mínimos técnicos y la restricción asociada de tiempos mínimos de encendido y apagado, sobre un sistema modificado del SING. Para contrastar los resultados de estas simulaciones se realizó una utilizando el modelo clásico de aproximación por bloques y la otra manteniendo la cronología entre los períodos (1 bloque diario). Los resultados arrojaron diferencias en el plan de obras de ambos casos.

En base a los resultados, se concluyeron los efectos de la distorsión de considerar mínimo técnico en una expansión de generación. Además se propusieron algunas ideas personales, en base a la revisión bibliográfica.

Abstract

The present work will study long-term capacity expansion planning when restrictions in the short-term operation of the system are considered focusing on minimum stable level (MSL) constraints.

The relevance of the analysis is linked to the revenues of current conventional power plants that are operating at MSL conditions. This condition implies that these units may operate above the marginal cost of the electrical power system. From the optimal economic point of view, this strategy is inefficient due to the place that they have in the order merit list associated with the dispatch process.

Certainly, the situation described above will affect the cost of the system and therefore a specific entity will have to pay for the deficit to ensure payments for the operation of the units.

Including MSL constraints of thermal generators in GCEP adds a number of integer variables to the mathematical formulation, which can slow significantly its resolution. Thus, most GCEP models tend to ignore them. Rising penetration of variable renewable generation can make this omission unadvisable. In order to analyze the investment signals with and without modeling technical minima of fossil-fuel generators (MSL), three simulation cases are considered.

The first set of simulations aims to find differences in the amount of installed capacity by technology, with and without considering MSL constraints. The purpose of this simulation is testing the idea that pure marginal theory is valid only for economically adapted systems. Thus, investment decisions will be continuous and simulations will be conducted in a single-node small test system with three types of generator and with a decision horizon of only one year and 6 load blocks per year.

The second set of simulations will try to identify differences for the investment timing for a portfolio of available technology, considering an economically adapted system with and without considering MSL constraints. As the system will be economically adapted, unlike the first set of simulations all investments will be forced. Thus, the differences will be given only by the year in which the investments occur and the fact that the investment decisions are discrete. Simulations will be conducted for a single-node test system with three different types of generators and a 15-year horizon.

Finally, the third case will analyze the distortion of investment signals, considering both MSL and minimum operation time constraints. These simulations will be conducted on a modified SING system, considering transmission and a 15-year horizon. Two models will be simulated in this case. A classical model of capacity expansion planning considering LDC decomposition will be compared against a chronological one.

Based on the results, the effects of considering MSL distortion in the expansion of generation will be analyzed and discussed.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

En el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se ha visto un problema en el retorno de pago de inversiones de unidades generadoras, ya que se ha vuelto común que centrales cuyo costo de generación es mayor se encuentren operando a mínimo técnico, sin marcar el costo marginal del sistema. Esto ha provocado que los pagos a las unidades generadoras a mínimo técnico se realicen a través del cálculo de sobrecostos sistémicos a los retiros. Estos costos se prorratean entre los retiros, que finalmente se cargan al consumidor final.

Además hay que considerar que ha habido un crecimiento de inyección de energías renovables no convencionales (ERNC) en el sistema, apoyado por el estado a través de la ley 20/25 [4] y la política energética nacional, Energía 2050 [5]. Esto acrecentaría el problema de tarificación a unidades térmicas convencionales, ya que sería necesario contar con centrales en servicio que aporten flexibilidad a la operación del sistema, existiendo la posibilidad de que un gran porcentaje de la generación térmica convencional opere a su mínimo técnico, sin necesariamente marcar el costo marginal del sistema.

Desde el punto de vista económico, el hecho de no considerar restricciones de corto plazo en la planificación de largo plazo, hace que la estimación de costos difiera mucho de la operación real del sistema. Operación de centrales a mínimo técnico, o apagados por tiempos mínimos de operación o detención, distorsiona mucho los ingresos esperados de una generadora. Esto puede desincentivar la inversión ante el aumento sostenido de ERNC. Lo anterior se ha planteado en algunos seminarios CIGRE, por parte de estudios de la consultora Systep¹, donde estiman que las inversiones decaerán dado el problema anterior.

A pesar de que no se analizará en este trabajo, desde el punto de vista técnico, este problema se plantea en [1] y [2], donde se muestra que centrales convencionales han tenido que cambiar sus modos de operación. Esto con el fin de aportar flexibilidad al sistema (ver figura 1.1), especialmente por la alta penetración de ERNC.

¹www.systep.cl

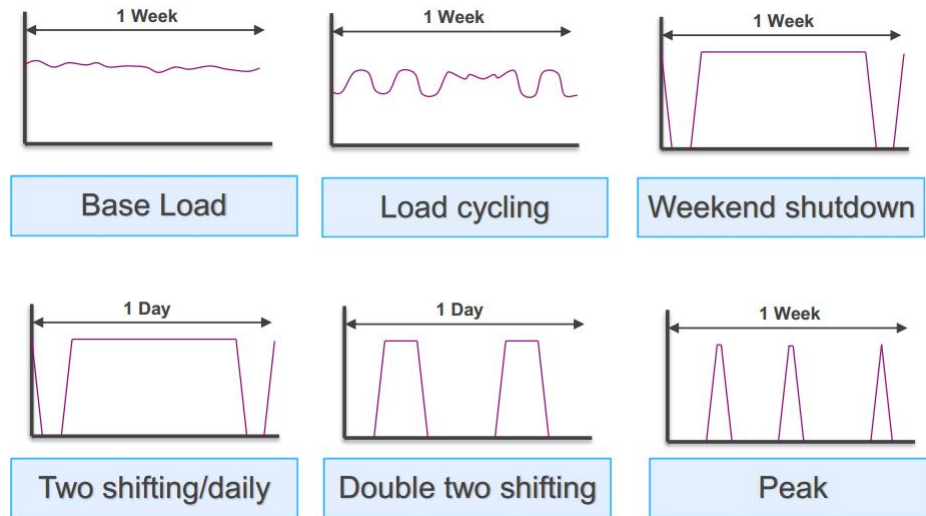


Figura 1.1: Modos de operación de una central. De carga base a Two Shifting. Fuente: LABORELEC [1]

En el SING, hay centrales térmicas que proveen de regulación primaria de frecuencia (RPF) y regulación secundaria de frecuencia (RSF); mientras que en el SIC Norte se está dando el caso de que centrales carboneras realicen variaciones de carga diaria: mínimo técnico durante el día debido a la generación ERNC y potencia nominal durante la noche (ver figura 1.2).

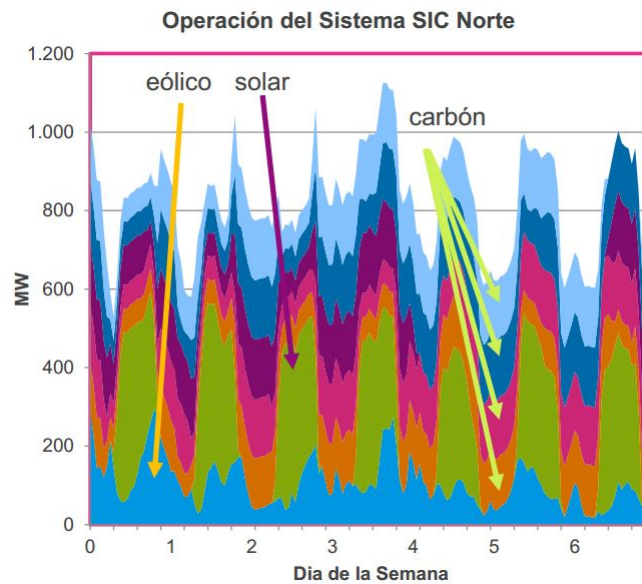


Figura 1.2: Operación del Sistema SIC Norte. Fuente: LABORELEC [1]

Si además se consideran otros parámetros de flexibilidad operacional como las tasas de toma de carga y los tiempos mínimos de operación y detención, el problema aumenta. Lo

anterior se debe a la intermitencia en generación ERNC, ya que podría implicar “vertir” energía renovable para cumplir con los aspectos técnicos de las centrales térmicas. Un ejemplo ante un escenario descrito se presenta en las figuras 1.3 y 1.4 (referencia [2]).

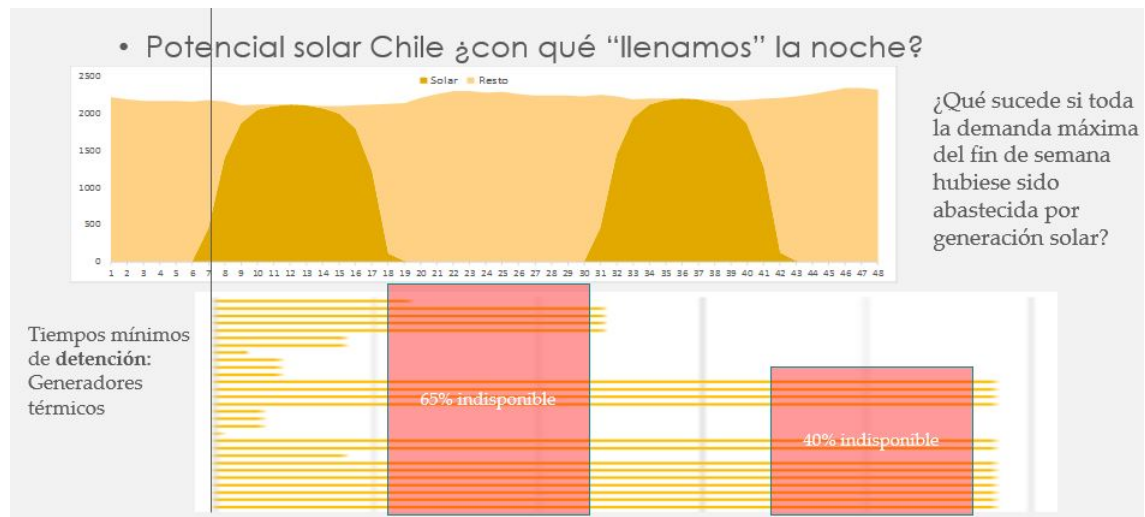


Figura 1.3: Problema de generación convencional ante alta generación solar, considerando tiempos mínimos de detención. Fuente: FL Consulting [2]

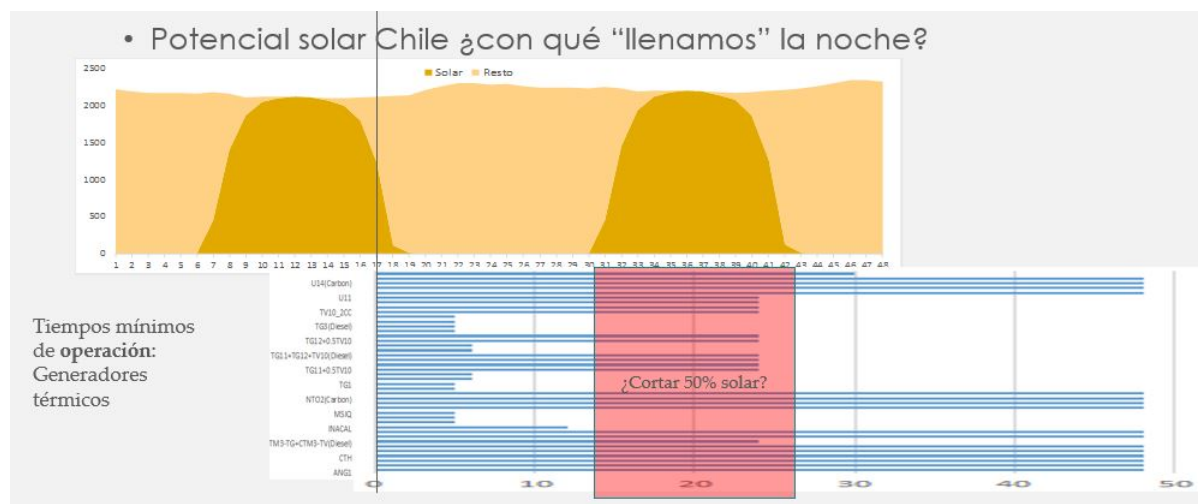


Figura 1.4: Problema de generación convencional ante alta generación solar, considerando tiempo mínimos de operación. Fuente: FL Consulting [2]

Esta operación flexible actualmente se está dando con centrales consideradas base, lo que constituye riesgos, ya que hay limitaciones físicas de los materiales y componentes claves involucrados en los procesos de la central. Por ejemplo la fatiga termo-mecánica, ciclaje de las partidas y paradas, estabilidad de lazos de control, entre otros.

Respecto al problema económico presentado en este trabajo, en la revisión bibliográfi-

ca realizada no se encontraron muchas referencias que traten directamente el problema presentado. Solamente en la referencia [6], en las que se optimiza la operación de centrales de ciclo combinado, en el contexto del mercado eléctrico español.

En las referencias [7–10] se consideran mínimos técnicos al momento de hacer la expansión de generación, pero no analizan la parte del retorno de pago de inversiones. Por otro lado, hay muchas publicaciones que tratan el tema de planificación de expansión de generación, utilizando diversas metodologías y/o algoritmos computacionales para resolverlos. Las referencias [11–13] son algunas que proponen varios planteamientos matemáticos al modelo de expansión de generación.

En general, las metodologías encontradas en la revisión bibliográfica para planificación de expansión de generación, proponen la resolución de un problema lineal entero-mixto. Las variables del problema de optimización son las potencias generadas (variables reales) y las decisiones de inversión de las unidades candidatas (variables enteras). Incluir restricciones de corto plazo, implicaría agregar mayor cantidad de variables enteras al problema, ya que sería necesario conocer la decisión de encendido para cada bloque de tiempo analizado, además de incluir las restricciones de tiempos mínimos de encendido y apagado. Esto implica un mayor recurso computacional y mayores tiempos de simulación al momento de resolver el problema de optimización con esta consideración. Por esta razón es que por lo general no se incluyen tales restricciones en las planificaciones de expansión de largo plazo, lo que influye en los problemas presentados anteriormente.

Por lo descrito, surge la necesidad de saber cuál sería la distorsión de considerar los mínimos técnicos al momento de hacer una planificación de expansión de generación óptima. Además, ver cómo afecta al retorno de pago de inversiones a largo plazo, en base a la tarificación a costo marginal; analizando la futura operación del sistema.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo principal

El objetivo principal de este trabajo es analizar qué efectos tiene incluir la restricción de mínimo técnico a un modelo de expansión de generación para analizar si hay diferencias en las señales de inversión a largo plazo. Además de verificar si hay retorno de pago de inversiones a las unidades que generen a mínimo técnico, a través de la tarificación a costo marginal.

1.2.2. Objetivos específicos

Para lograr el objetivo principal, se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Estudiar el estado del arte de la aplicación de la teoría marginalista en los mercados eléctricos nacionales e internacionales, y las variantes que se han aplicado sobre la teoría marginalista pura.
- Incorporar variables enteras de mínimo técnico a un modelo de expansión de generación en forma práctica (test case) y verificar si hay retorno de pago de inversiones a través de la valorización a costo marginal.

- Considerar variables discretas de inversión en generación en el modelo anterior, con y sin considerar los mínimos técnicos; y analizar los efectos de ésta consideración sobre la señal de inversión a largo plazo y el retorno de pago de inversiones a tarificación a costo marginal.
- En base a las consideraciones y resultados anteriores, evaluar la necesidad de un pago por sobre costo, que asegure el retorno de pago de inversiones a las unidades que operen a mínimo técnico.

1.3. Alcance

El alcance de esta tesis es analizar el efecto de incluir la restricción de mínimo técnico a un modelo de expansión de generación, para luego verificar si hay retorno de pago de inversiones con tarificación a costo marginal; simulando la eventual operación del sistema.

La idea es ver si cambia la señal de inversión a largo plazo al hacer esta consideración. Luego ver si de alguna forma arregla o mejora el problema de tarificación a las unidades térmicas convencionales que operen a mínimo técnico y que no marquen el costo marginal del sistema, presentado en la motivación.

Dado que esta restricción está asociada con los tiempos mínimos de encendido y apagado, se considerarán en una planificación de expansión de generación en un sistema modificado del SING.

Estos modelos se programarán usando los lenguajes MatLab, Pyomo² (ver anexo D) y PLEXOS (ver anexo C), los cuales se probarán sobre sistemas de prueba, adicionando restricciones, según se plantea en los objetivos específicos.

En base a los resultados obtenidos en las simulaciones, se evaluará la necesidad de un pago por sobre costo a aquellas unidades que generen a mínimo técnico que no estén marginando.

1.4. Estructura del documento

La presente tesis se organiza en capítulos independientes, pensados en facilitar la lectura del documento. La metodología, modelo, resultados, análisis y conclusiones se presentan en el cuerpo del documento, mientras que los detalles adicionales de los modelos e información, junto con los datos utilizados para las simulaciones se presentan en los anexos.

Los capítulos de la tesis constan de lo siguiente:

- **Capítulo 2:** para un mejor entendimiento del problema, se presentan características del mercado eléctrico, los agentes que lo componen y los modelos/estructuras básicas de un mercado eléctrico.

También se presentan algunos mercados internacionales, dando pequeñas reseñas de su funcionamiento, según variaciones o mezclas de las estructuras básicas.

²Pyomo es un paquete open-source basado en Python, que permite la formulación, resolución y análisis de modelos de optimización.

Luego se mostrarán las bases del funcionamiento del mercado eléctrico nacional, tomando como referencia la teoría marginalista pura.

Finalmente se hablará de los costos marginales, tanto de potencia y energía, que son los que finalmente definen las remuneraciones recibidas por los generadores y la base de la teoría marginalista pura.

- **Capítulo 3:** se presentan los modelos matemáticos utilizados en las simulaciones de este trabajo.

Primero se muestran los modelos de expansión de generación para los casos de inversión continua y por unidades (discreta).

También se muestra la forma de obtención de los costos marginales de energía, a partir de los modelos de expansión de generación.

Por último se presentan los algoritmos y metodología utilizada para la evaluación económica de las inversiones.

- **Capítulo 4:** se presenta la metodología propuesta para analizar el problema presentado en la tesis, y ver la distorsión en cuanto a decisiones de inversión.

En esta metodología se fundamentan los sistemas utilizados y los objetivos de cada simulación.

- **Capítulo 5:** se presentan los resultados de las simulaciones realizadas, de los sistemas de prueba utilizados.

- **Capítulo 6:** se hace un análisis de los resultados obtenidos de las simulaciones, respecto a las distorsiones buscadas para cada simulación.

- **Capítulo 7:** se muestran las conclusiones personales del estudio realizado. También se presentan propuestas de mejora, en base a estudios, tesis y papers, para dar solución al problema presentado en la tesis.

Además se presentan ideas de trabajos futuros, para darle continuidad al tema de este trabajo.

Capítulo 2

El mercado eléctrico

2.1. Agentes del mercado

Independiente cuál sea la estructura del mercado eléctrico, los agentes que lo componen están bien definidos [3].

A continuación se presenta una descripción breve de los agentes del mercado eléctrico:

- **Generador (convencional)** Son las empresas propietarias de las centrales generadoras consideradas convencionales³.
- **Generador ERNC** Son las empresas propietarias de las centrales consideradas no convencionales⁴.
- **Empresas de transmisión** Son las empresas encargadas del transporte de energía eléctrica desde los centros de generación a los centros de demanda (transmisión de la energía eléctrica). Opera en niveles altos de tensión, especificados según las normas técnicas locales.
- **Distribuidor** Son las empresas cuya concesión de servicio comprende una zona geográfica determinada. Son las encargadas de mantener y operar las instalaciones eléctricas de distribución⁵.
- **Comercializador o “trader”** Es el agente que tiene la capacidad de comprar y vender energía eléctrica, el cual mantiene compromisos de compra y abastecimiento al sector geográfico donde tenga actividad. En muchos casos, este agente hace al mismo tiempo de agente “Distribuidor”.
- **Intermediario o broker** Es el agente que hace posible la generación de contratos de suministro entre agentes. Por ejemplo, contratos entre agentes generadores y comercializadores.

³En términos generales, las centrales convencionales son las tecnologías de generación maduras, tanto técnica como comercialmente; por ejemplo centrales térmicas o hidroeléctricas de gran tamaño.

⁴Son las tecnologías que se basan en el aprovechamiento de energías renovables, o centrales cuya generación es en menor escala (según las normativas específicas); por ejemplo cogeneración, energía eólica, solar, geotermia, etc...

⁵Hay que hacer énfasis que estas empresas solamente consideran la parte técnica del servicio.

- **Consumidor regulado** Es el consumidor final de la energía eléctrica, el cual paga una tarifa (fija) definida por las autoridades reguladoras.
- **Cliente libre** Son los consumidores de una cantidad por sobre un mínimo determinado. En general, son los consumidores que pueden acceder a un mercado “mayorista”, pero que deben interactuar con empresas comercializadoras en el contexto de un mercado minorista. Estos consumidores acceden a precios libremente pactados por ambas partes.
- **Agente externo** Son los agentes externos al país que desean participar en el mercado (compra o venta de energía).
- **Operador de red o sistema (OS)** Es el agente encargado de velar por la operación técnica del sistema, y de la seguridad de la red eléctrica.
- **Operador de mercado (OM)** Es la entidad que administra y coordina el mercado de compra y venta de energía eléctrica. Esta tarea puede involucrar distintas estructuras del mercado.
- **Regulador** Es la entidad que define el marco regulatorio general, que fija las reglas y normas para todos los actores del mercado, resolviendo divergencias entre agentes. En Chile estas actividades se dan por la CNE, SEC, CONAMA y la FNE.

En la figura 2.1, se muestra la estructura básica de un mercado eléctrico, con la interacción entre los agentes del mercado.

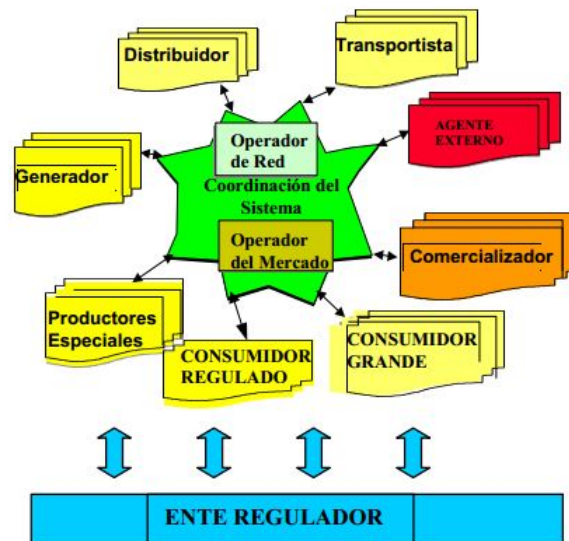


Figura 2.1: Sistema convencional de un mercado eléctrico. Fuente: [3]

2.2. Conceptos de un mercado eléctrico

Una particularidad de los sistemas eléctricos de potencia (especialmente en los “puramente” térmicos como es el SING), es que la energía no es almacenable en grandes escalas;

ya sea por razones técnicas o económicas. Por esto, es que para todo período, la oferta de energía debe ser igual a la demanda.

Por una parte, la oferta se compone de muchas unidades generadoras, de distintas tecnologías y tamaños. En la práctica esto implica considerar restricciones de seguridad, calidad y eficiencia, que tenga la flexibilidad de generar energía de acuerdo a las necesidades de los consumos.

Por el lado de la demanda, esta depende mucho del comportamiento de los clientes, grandes y pequeños, tomando en cuenta variables exógenas a la operación del sistema eléctrico.

Para coordinar estas dos partes, en la práctica existe el organismo denominado CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga), encargado de ordenar los despachos del conjunto de centrales del sistema, como se ve en la figura 2.2.



Figura 2.2: Diagrama ilustrativo de la coordinación del sistema

Los CDEC son organismos de carácter autónomo, cuyo directorio es actualmente escogido bajo un procedimiento de selección independiente [14]. Cada director designado representa a uno de los siguientes segmentos del sector:

- Generadores con capacidad instalada menor a 200 MW;
- Empresas transmisoras troncales;
- Empresas transmisoras de sub-transmisión;
- Grandes clientes libres.

Todos los coordinados, en particular las empresas de generación, tienen la obligación, establecida por ley, de acatar las instrucciones de los CDEC, y en caso de producirse discrepancias deberán ser resueltas por el Panel de Expertos Eléctricos.

A nivel mundial, desde comienzos de los ochenta, se ha visto un cambio estructural en la propiedad y el manejo de la industria eléctrica [15]. A pesar de que en los países se han implementado reformas distintas [16], los principios fundamentales que tienen en común son:

- Separación de los sectores generación, transmisión y distribución⁶;

⁶En Chile se diseñó según la actual legislación eléctrica, contenida en el DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, y su reglamento promulgado por Decreto Supremo N° 327 de 1997 del Ministerio de Minería.

- Condiciones de acceso libre a las redes eléctricas (trato no discriminatorio);
- Necesidad de regular áreas de transmisión y distribución de energía eléctrica, promoviendo la competencia en el sector de generación y comercialización de energía.

Lo anterior también significó cambios al momento de analizar un SEP, por lo que fue necesaria una modificación y/o reformulación de los modelos que hasta el momento se habían desarrollado. Esos modelos incluían aspectos operativos, tácticos y de desarrollo estratégico de los sistemas eléctricos de potencia, al incluir todos los sectores. Por eso, el desafío fue incorporar de forma explícita modelos de mercado, esquemas de acceso abierto, modelos de tarificación y de manejo de congestiones de las redes [15].

De esta forma, el mercado eléctrico se basaría en eficiencia económica [17], cuyos principios busquen:

- Tarifas resultantes bien definidas para los distintos actores del sector eléctrico (productores y consumidores);
- Entregar señales adecuadas para decisiones tanto de corto plazo (operación) como de largo plazo (inversión y localización);
- Conducir a un equilibrio de mercado eficiente.

Para estos efectos, el mercado eléctrico se considera descentralizado, cuyo elemento organizador es un planificador y operador centralizado (CDEC), que es el encargado de tomar las decisiones óptimas con información perfecta [14, 18].

2.3. Modelos de mercados eléctricos

La energía eléctrica puede ser vista como un bien, ya que puede ser comprada, vendida e intercambiada. Por esto es que se le da un nombre de mercado a la industria eléctrica, la cual está sujeta a diversas variaciones exógenas, tales como:

- costos de petróleo muy volátiles;
- aumento de carga poco predecible;
- creciente judicialización y politización de los procesos medioambientales;
- desaceleración en el desarrollo técnico;
- atraso sistemático de las inversiones;
- inclusión de fuentes de generación intermitentes (ERNC).

Dado lo anterior, surge la necesidad de regular esto como mercado, el cual busque eficiencia económica, equidad y libertad de elección por parte del consumidor y cuyos precios sean determinados por la oferta y la demanda [19].

A nivel mundial se han desarrollado diversas estructuras de mercados eléctricos, introduciendo condiciones de competencia, según las características del mercado. En cuanto a organizaciones de mercados de electricidad hay varios, pero desde el punto de vista operacional se distinguen cuatro formas básicas de compra y venta de energía [3]:

- Tipo Pool;
- Bolsa de Energía;
- Contratos Bilaterales Físicos;
- Contratos Bilaterales Financieros.

En la práctica, los mercados se forman al combinar alguna de estas estructuras.

2.3.1. Modelo tipo Pool

Establece una estructura en la cual productores y consumidores renuncian a una relación comercial directa entre ellos. Las ventas y compras de energía las determina y valoriza el OM, en base a una optimización de los costos totales del sistema.

Dependiendo del esquema elegido, suministradores y consumidores emiten ofertas al OM. El plan de operación resultante es transferido a el o los OS⁷, quienes verifican si es factible técnicamente. Por lo tanto el OS corrige el plan de operación y determina qué servicios auxiliares son requeridos.

En resumen, a través de mecanismos reconocidos por todos los miembros y del operador de mercado, se establecen los precios de mercado de corto plazo de la electricidad [15] [19] (“clearing price” o precio “spot”).

Este sistema gestiona, además, los esquemas de tarificación a nivel de transmisión y conjunto de servicios complementarios.

El **pool** debe actuar como intermediario frente a la aparición de discrepancias entre los participantes del mercado. Por lo tanto, este sistema es neutral al manejar precios de mercado, de acuerdo a la oferta y operación.

La figura 2.3 muestra la estructura de este sistema:

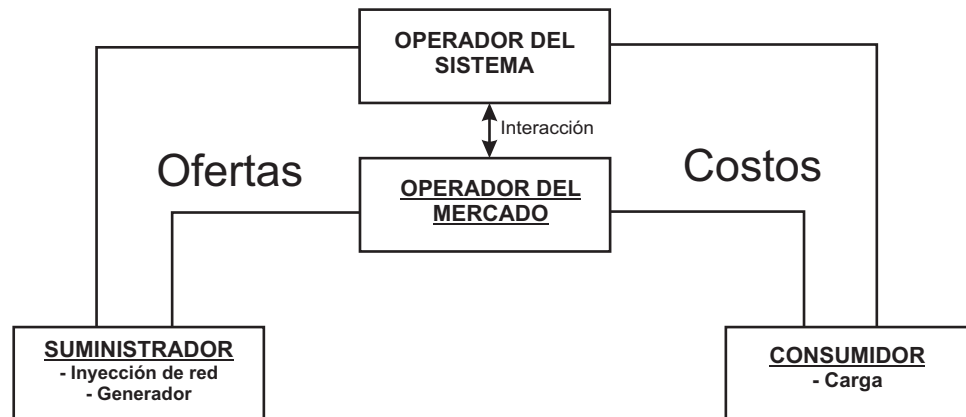


Figura 2.3: Diagrama de estructura tipo *Pool*

Para el caso nacional, tanto el operador del sistema como operador del mercado es el mismo agente: CDEC para cada sistema interconectado.

⁷El operador de mercado también puede ser el operador del sistema, como se da en Chile con el CDEC.

2.3.2. Bolsa de energía

Una **Bolsa de Energía (BE)** puede adquirir estructuras muy variadas [15], pero de todas formas se puede definir como una variación al modelo tipo *Pool*, con las siguientes características adicionales:

- Los productos transados en una BE son estandarizados, con el fin de facilitar el proceso de entrega de ofertas de compra y venta; para el posterior cálculo del precio de mercado.
- Generalmente una BE no decide el despacho final de las unidades generadoras. Su plan debe ser validado posteriormente por el operador del sistema.
- La BE no considera en forma detallada los aspectos técnicos de la operación del sistema (servicios complementarios, congestión, etc...).
- Una BE no tiene un carácter de participación obligatoria (caso “Mandatory Pool”).
- El traspaso entre agentes es mucho más reservado. Solamente se hace público después de que se programa el despacho.

Básicamente es una entidad que recibe ofertas por la compra y venta de energía, estableciendo la casación entre ellas. Su enfoque central es comercial, a diferencia de una estructura clásica de *Pool* centrado en la operación económica y segura del sistema.

En esta estructura es necesaria la participación de un OS para llevar a cabo técnicamente los resultados de la BE.

2.3.3. Contratos bilaterales físicos

En este tipo de mercado, los suministradores y consumidores establecen libremente las relaciones de tipo comercial, ya sea en forma directa o a través de un comercializador [15, 19].

Estas relaciones se basan en un intercambio de ofertas entre los participantes del mercado, resultando en la relación directa con el despacho de la operación resultante.

Mediante contratos de abastecimiento de energía, el suministrador asegura la inyección de la potencia acordada al sistema de potencia, siguiendo planes específicos de operación. Por otro lado, el consumidor del contrato es el encargado de administrar sus cargas, de acuerdo al mismo plan de operación del suministrador.

En este modelo de mercado, el OS cumple el rol de determinar la factibilidad y topología necesaria, bajo criterios de seguridad y confiabilidad, la realización técnica del contrato bilateral físico. Por lo tanto, en este caso las funciones del OS y del OM se realizan en forma integrada, generalmente por una sola entidad que toma ambos roles. También es el encargado de calcular el peaje resultante de la transacción del contrato bilateral, bajo metodologías previamente establecidas.

La evolución en el tiempo del despacho de la operación de este tipo de modelos es función directa del tiempo de duración de los contratos bilaterales físicos.

La figura 2.4 muestra la estructura de un modelo de contratos bilaterales físicos:

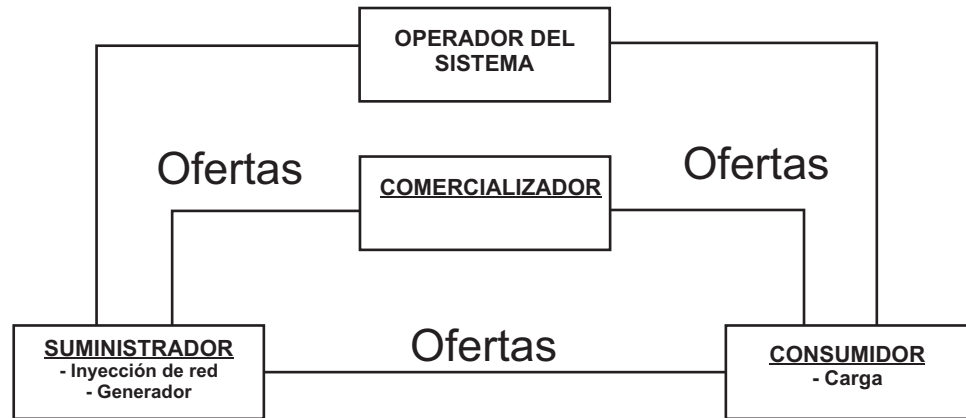


Figura 2.4: Diagrama de modelo de contratos bilaterales físicos

Como se ve en la figura 2.4, las relaciones entre suministradores y consumidores pueden ser de forma directa o a través de un comercializador.

2.3.4. Contratos bilaterales financieros

Al igual que los contratos bilaterales físicos, son producto de un libre intercambio comercial entre suministradores y consumidores (forma directa o a través de un comercializador).

La diferencia es que los contratos bilaterales financieros no afectan el despacho de la operación, siendo acordados solo entre los participantes del mercado, con el fin de manejar, de acuerdo a una estrategia de mercado, el/los riesgos de posibles variaciones futuras en el precio de la energía eléctrica [15].

Por lo tanto, este tipo de contratos no pueden constituir en forma única la organización de un mercado de electricidad, siendo solamente complementos a las estructuras de mercado presentadas anteriormente.

La figura 2.5 muestra la estructura de este tipo de contratos:

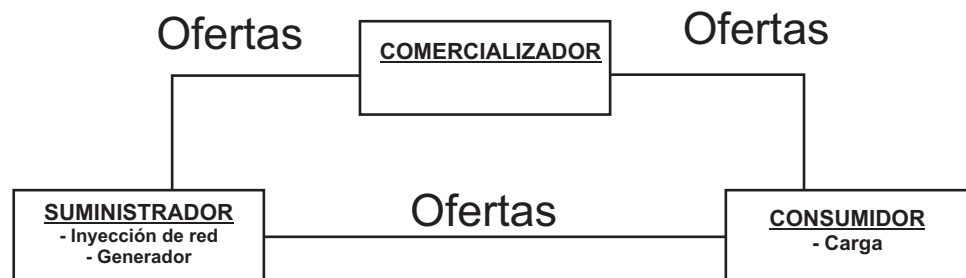


Figura 2.5: Diagrama de modelo de contratos bilaterales financieros

Los modelos de mercado anteriormente presentados no son mutuamente excluyentes [15]. Eventualmente se dan mezclas, ya que los modelos se enfocan a intervalos de tiempo distintos: por ejemplo los contratos bilaterales son mercados de mediano y largo plazo,

mientras que un mercado de tipo “Pool” o BE son de corto plazo (horizonte de solamente días).

Como dice el título de este trabajo, se busca analizar los costos marginales de corto plazo, considerando las decisiones de inversión al tomar en cuenta restricciones de mínimo técnico.

Por esto es que el análisis posterior se realizará sobre el modelo de mercado nacional (presentado a continuación), en el que se evaluarán económicamente las inversiones, tarifando a costo marginal.

2.4. Mercados eléctricos: situación internacional

Lo que se busca en un mercado eléctrico es que sea competitivo en cuanto a energía eléctrica, por lo que nuevos modelos se adaptan según la contingencia del mercado lo vaya requiriendo.

Las BE han sido creadas con este propósito, orientadas a flexibilizar las transacciones de energía, al permitir la compra y venta de corto plazo, permitiendo ajustes y adaptaciones para largo plazo.

En las siguientes subsecciones se presentarán algunos mercados internacionales, mostrando las variaciones que han hecho a las estructuras básicas del mercado para adaptarse a sus necesidades particulares.

2.4.1. Mercado eléctrico californiano

Es el referente para el estudio de mercados eléctricos, ya que fue el primero en introducir la competencia en la venta de energía, siendo un mercado totalmente independiente en los Estados Unidos. Además es estudiado por la crisis que tuvo en el año 2000 [16].

Se compone de:

- Mercado diario: Hay ofertas de compra y venta de energía para las 24 horas del día siguiente. Estas deben ser validadas por el OS, velando por la seguridad y factibilidad en la operación.
- Mercado horario: en este mercado hay ofertas de hasta dos horas antes de la operación. La idea es corregir o ajustar operaciones obtenidas del mercado diario, para disminuir desbalances. Funciona de la misma forma que el mercado diario en cuanto a validación del OS.
- Mercado de bloques futuros: se basa en contratos por bloques horarios, los cuales se fijan para el mes siguiente, sin incluir los días feriados y Domingos. Tiene la finalidad de disminuir la volatilidad en los precios y está enfocado para las grandes industrias.

Además de los mercados anteriormente nombrados, el operador del sistema para asegurar un correcto funcionamiento de la red y cumplir con los contratos bilaterales, valoriza los servicios auxiliares y el servicio de capacidad disponible (mercado de capacidad), respectivamente [16].

2.4.2. Sector noruego y nórdico

El “Pool” noruego se divide en dos mercados diferentes: Elspot y Eltermin.

- Elspot: es el mercado spot, donde las ofertas son para el día siguiente. Se determinan los costos marginales (MWh), intersectando las ofertas de venta y compra de energía.
- Eltermin: es el mercado *forward*, en el cual se negocia la energía por precio, fecha y período. Estos contratos se ven hasta 3 años como máximo.

El mercado ELBAS (unión de Suecia y Finlandia), organizado por el Pool noruego como intermediario, es un mercado con ofertas de hasta 2 horas, con duraciones mínimas de 7 horas y máximo 31 horas.

Enfocado en la operación, está el mercado de regulación (o mercado de desbalance), en el cuál se fija la generación con 15 minutos previos, ante cambios por parte de los consumidores. En este caso, los generadores que presten ese servicio deben hacer ofertas, de las cuales por orden de mérito el operador les va dando las órdenes de generación.

Adicionalmente, se pagan los servicios auxiliares, considerando RPF, RSF, potencia reactiva, disparo de generación para desconexiones de producción ante distorsiones operacionales y/o desconexiones de carga.

Aproximadamente el 90 % de los intercambios de energía, corresponden a contratos bilaterales (financieros y físicos) [16].

2.4.3. Mercado Argentino

Es el más parecido al que actualmente hay en Chile.

Se define un precio marginal horario, el cuál se obtiene de realizar un despacho económico del sistema (OPF) tomando en cuenta los costos variables de generación de todas las unidades del sistema. Generalmente este costo lo fija la unidad térmica más cara operando.

También se hacen pagos por capacidad como forma de fomentar la inversión para la generación en horas peak, para que unidades que no operen siempre reciban pagos por tener esa disponibilidad.

Adicionalmente se paga por servicios auxiliares y reserva en frío para partidas rápidas.

Al igual que en Chile, los contratos bilaterales no afectan el despacho, por lo que las generadores deben comprar en mercado spot (se verá en la sección 2.5) para cumplir con sus contratos, o vender en caso que estén siendo despachados a mayor potencia [16].

2.4.4. BE de Leipzig, Alemania

En este mercado se le da mayor énfasis a la confiabilidad y seguridad del sistema. Por eso, su mercado se basa en la existencia de contratos bilaterales físicos de mediano y largo plazo, con la posibilidad de realizar ajustes de corto plazo a través de la BE.

Para la coordinación con la operación introdujeron el concepto de “Bilanzkreis” (Área de balance), el cual fija puntos de inyección y retiro con la red, para generar planes de energía [3, 15, 16].

2.4.5. Mercado Neozelandés

Combina tres tipos de estructuras de mercado: existen contratos bilaterales de mediano y largo plazo complementados con la participación voluntaria en un Pool que coordina un despacho centralizado.

Para el despacho económico se consideran ofertas de compra y venta de energía, por parte de productores, consumidores y comercializadores. Lo anterior se traduce en la operación a través de un mercado spot [3].

También existen contratos bilaterales financieros a través de herramientas de manejo de riesgo.

Finalmente, la empresa encargada de administrar el mercado eléctrico neozelandés lo dividió en:

- **Mercado mayorista:** La energía se vende en bloques de 30 minutos, donde el OM establece los precios nodales de energía, reserva y pérdidas de transmisión. Estos costos marginales varían según sean las ofertas, las pérdidas de transmisión y las restricciones de capacidad de la red.
- **Mercado minorista:** el consumidor minorista, a través de un medidor, registra los consumos cada 30 minutos, validando sus contratos con el suministrador.

2.4.6. Mercado Español

Su mercado se basa en contratos bilaterales físicos de mediano y largo plazo, mercado diario y mercado intradiario. Los servicios auxiliares y pagos por capacidad también se transan como mercado separado, con el fin de ofrecer calidad, fiabilidad y seguridad a la red (por ley).

Los contratos bilaterales físicos entre agentes del mercado, por períodos mínimos de contrato en los cuales hay comunicación permanente con el OM para fijar puntos de suministro y consumo.

El mercado diario son transacciones realizadas del día anterior, fijadas por bloques horarios. El cálculo del precio se basa en las ofertas realizadas para cada bloque (casación).

El mercado intradiario comprende las ofertas y compras con algunas horas de adelanto. Las ofertas son por bloques de energía o por períodos de tiempos.

En resumen, para los mercados diario, intradiario y de servicios auxiliares, se dispone de un sistema de ofertas al operador de mercado, quien es el encargado de realizar la casación y entrega final del precio de venta de las transacciones. El contrato bilateral se realiza en forma privada entre los agentes del mercado [3, 15, 16].

2.5. Funcionamiento del mercado eléctrico nacional

En el país se distinguen dos mercados en los cuales las empresas generadoras transan la potencia y la energía. Por un lado está el denominado mercado *spot*, caracterizado por las transacciones y precios marginalistas vigentes en el marco del funcionamiento de los

CDEC de cada sistema. Por otro lado, el mercado de contratos en que los mismos agentes establecen transacciones con los denominados clientes libres y clientes regulados.

El **mercado spot** es aquel en que estrictamente hablando los precios marginalistas (posteriormente se hablará de ellos) son aplicados. En él los generadores inyectan energía al sistema, por lo cual reciben los pagos correspondientes a los precios vigentes en cada momento del tiempo. Como la oferta (generadores) dependen de la demanda del sistema, los retiros de energía se gatillan por los contratos que deben cumplir los generadores con sus clientes (ya sean libres o regulados).

De acuerdo a la legislación chilena, los únicos facultados para efectuar retiros en el mercado spot son los mismos generadores de energía, por lo que estos agentes tienen un doble rol: de productores y comercializadores de la energía.

En la figura 2.6 se muestra un diagrama explicando lo anteriormente indicado:

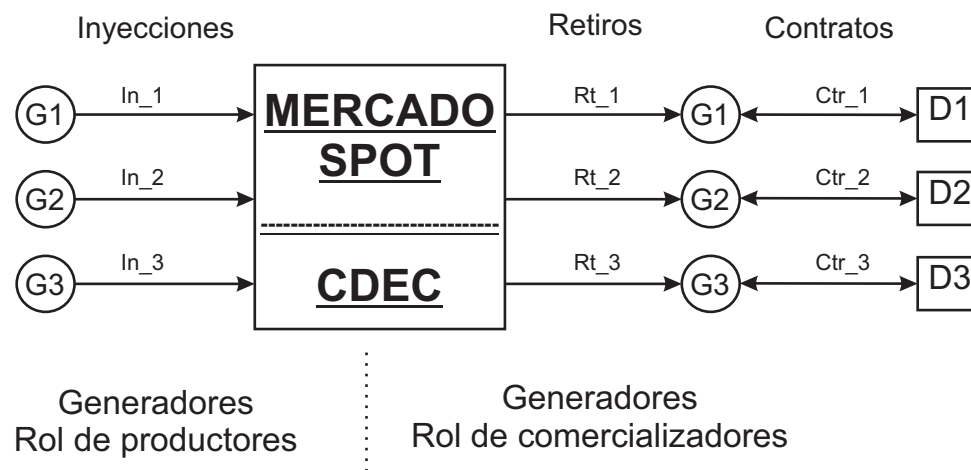


Figura 2.6: Diagrama de doble rol de generadores en mercado spot

La figura 2.6 se interpreta de la siguiente forma: los generadores tienen plantas conectadas al sistema, que son despachadas según las órdenes que reciban del CDEC (inyecciones al sistema).

Estas órdenes ocurren según la demanda efectiva que el sistema vaya teniendo en el tiempo, la cual proviene de los clientes libres y de los regulados. Todos los consumidores que demandan energía eléctrica lo hacen en virtud de un contrato que poseen con algún generador. Puede ser un contrato directamente firmado en el caso de clientes libres o por las distribuidoras eléctricas en representación de los clientes regulados.

Por lo tanto, cada generador se hace responsable ante el CDEC de la demanda que proviene del consumidor, según los contratos que posea, por lo que los retiros de energía son responsabilidad del generador.

Dado el funcionamiento descrito, debe quedar claro que la producción de energía de un generador cualquiera está disociada de sus ventas establecidas a través de sus contratos.

Esto ocurre porque el despacho de centrales lo realiza el CDEC en función de variables, como por ejemplo la hidrología, que llevan a que la cantidad producida efectivamente en un período de tiempo puede ser mayor o menor, dependiendo de la disponibilidad del

agua (si se trata de una central hidroeléctrica). Por otro lado, la cantidad retirada por el generador del sistema depende de las decisiones que tome el consumidor con el cual posee un contrato de provisión de servicio.

Como los precios marginalistas de energía y potencia (sección 2.6) son los que rigen el mercado spot⁸, lo que en la práctica ocurre es que cada inyección y retiro del sistema se evalúa a dichos precios, de forma que el generador responsable cobra cuando inyecta y paga cuando retira al precio vigente en el momento en que se realiza cada uno de estos movimientos.

En el apéndice B se muestra un ejemplo conceptual del funcionamiento del sistema de precios en el mercado eléctrico nacional, analizando los costos marginales y decisiones de inversión ante una planificación de expansión de generación.

2.6. Costos marginales: potencia y energía

En Chile se definen dos costos marginales: el de la energía y el de la potencia. Cada uno de estos precios queda determinado del siguiente modo:

- Costo marginal de la energía: corresponde al costo variable, de suministrar 1 *MWh* adicional en cada intervalo de tiempo. Dada la regla de despacho de corto plazo [20], en sistemas con generación sin restricción de mínimo técnico, lo indicado es equivalente al costo variable de la unidad más cara que esté en operación.

La teoría marginalista determina que toda la energía generada en un intervalo de tiempo debe ser valorizada al costo marginal de la energía definida en ese intervalo de tiempo.

- Costo marginal de la potencia: corresponde al costo de instalar una unidad adicional de capacidad (1 *MW*) para la tecnología más barata en inversión unitaria (y por tanto, más cara en operación en cuanto a costos variables). En el SING, es el costo de una unidad adicional de capacidad de una turbina diesel.

Por lo tanto, la teoría marginalista determina que toda la potencia instalada disponible y utilizada efectivamente para abastecer la demanda cuando esta es máxima, debe ser valorizada al costo marginal de la potencia.

La potencia instalada disponible tiene el nombre de potencia firme, y la metodología para calcularla se especifica en el documento de la referencia [21].

Dándole un sentido económico, el precio de la energía representa el costo marginal de corto plazo, al demandar una unidad adicional de energía, considerando la capacidad instalada del sistema como fija. En cambio el precio de la potencia representa el costo marginal de largo plazo del sistema, al instalar una unidad adicional de capacidad (en tecnología de punta), frente a un aumento de la demanda máxima del sistema.

El análisis de los costos marginales de energía, se hace bajo un esquema de operación óptima del sistema, con el fin de que señales entregadas se reflejen en condiciones acordes con la realidad del sistema. En general, el valor de los costos marginales depende de:

⁸En el mercado de contratos los precios se definen libremente, o mediante las licitaciones de suministro que realizan las distribuidoras eléctricas, en el caso de los clientes regulados

- Decisiones de predespacho del sistema;
- Curvas de costos de los generadores;
- Distribución de la demanda en los distintos nodos;
- Parámetros físicos y capacidad de las líneas de transmisión;
- Parámetros físicos y capacidad de los transformadores;
- Curvas de costo asociadas a falla en el sistema.

2.7. Costo de falla

Anteriormente se ha mencionado que la teoría marginalista pura incentiva a la inversión, dado que asegura el retorno de pago de inversiones a valorización de costos marginales.

Como forma de “incentivo” y de garantizar que el mercado eléctrico cuente siempre con las inversiones necesarias para que no se produzcan cortes programados originados por la insuficiencia del sistema para satisfacer la demanda de punta, la normativa vigente ha establecido que de existir este tipo de cortes, en las horas en que ocurren, la energía se transará en el mercado spot al llamado *Costo de Falla*. Este costo representa conceptualmente el costo de oportunidad para la sociedad de no contar con energía en dichos momentos o el daño económico y/o social que sufren los consumidores, producto de la reducción de la calidad de servicio y en especial por la energía no suministrada.

El costo de falla es calculado por la autoridad regulatoria, siendo superior a cualquier costo variable de operación, lo que genera los incentivos necesarios para que las empresas realicen inversiones para evitar el corte. Normalmente estas inversiones se realizan en turbinas diesel para cubrir la demanda de punta del sistema, cuya demora de instalación es significativamente menor respecto a otras tecnologías.

En esta tesis para la expansión de generación se utilizará el concepto de pagos por potencia. Estos pagos, son la alternativa al costo de falla de largo plazo, para incentivar la inversión en el parque generador.

Capítulo 3

Modelos matemáticos utilizados

3.1. Generalidades de los modelos de expansión

El problema a resolver consiste en minimizar los costos totales de operación e inversión para todo el horizonte de planificación. Básicamente son dos problemas en uno, respetando las restricciones de flujos de potencia para todos los períodos del estudio, y los límites de generación en las centrales (mínimos y máximos).

Este estudio de expansión se hace de forma determinista, o sea, se asumen conocidas las entradas del problema. En este caso, las entradas conocidas del horizonte son:

- Topología de la red
- Demandas del sistema
- Costos variables de generación (combustibles)
- Costos de construcciones o retiros a futuro
- Generación por energías renovables

Los planteamientos para los modelos de expansión en generación se obtuvieron en base a los estudiados en la revisión bibliográfica realizada (ver capítulo 1), los cuales se consideran algoritmos clásicos o convencionales.

Adicionalmente, las formulaciones de los modelos se hacen en DC, con el fin de simplificarlos y disminuir los tiempos de simulación requeridos. Esta formulación es la que actualmente se usa.

3.2. Modelo de expansión de generación: formulación clásica

El objetivo de un modelo de planificación de expansión de generación (GEP: Generation Expansion Planning), básicamente es dar las señales de inversión necesarias para abastecer una demanda proyectada a largo plazo, además de cumplir con otras restricciones de seguridad minimizando costos de operación e inversión.

A partir de los modelos estudiados en la revisión bibliográfica, la formulación clásica de un GEP (determinista), se plantea de la siguiente forma, basado en la referencia [22]:

3.2.1. Función objetivo

La función objetivo para el problema descrito, se plantea matemáticamente en la ecuación 3.1.

$$\begin{aligned} & \sum_{y \in Y} \sum_{g \in G} CostConst_{g,y} \cdot GenConst_{g,y} + \sum_{y \in Y} \sum_{g \in G} CostRetiro_{g,y} \cdot GenRetiro_{g,y} \\ & + \sum_{y \in Y} \sum_{t \in T} \sum_{n \in N} CostENS_y \cdot EnergiaNS_{y,t,n} + \sum_{y \in Y} \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} CostOp_{y,t,g} \cdot GenOp_{y,t,g} \end{aligned} \quad (3.1)$$

Donde:

$CostConst_{g,y}$: Costo de construir el generador g , en el año y

$GenConst_{g,y}$: Decisión de construir el generador g , en el año y

$CostRetiro_{g,y}$: Costo de retirar el generador g , en el año y

$GenRetiro_{g,y}$: Decisión de retirar el generador g , en el año y

$CostENS_y$: Costo de la energía no servida en el año y

$EnergiaNS_{y,t,n}$: Energía no servida en el nodo n , en el bloque de tiempo t del año y

$CostOp_{y,t,g}$: Costo de variable de generación del generador g , en el bloque de tiempo t del año y

$GenOp_{y,t,g}$: Generación del generador g , en el bloque de tiempo t del año y

Y : Conjunto de años del horizonte de planificación

G : Conjunto de generadores que componen el sistema

T : Conjunto de bloques por año

N : Conjunto de nodos del sistema eléctrico

3.2.2. Balance nodal

La finalidad de una planificación de expansión de generación es abastecer la demanda futura y sus pérdidas en las líneas (a un mínimo costo). Podría darse que en ciertos años sea más económico pagar por energía no servida que invertir en una nueva unidad.

También podría darse el caso que técnicamente las centrales estén a máxima capacidad de generación o que el flujo de alguna línea se encuentre a su límite térmico, lo que tendría como consecuencia no abastecer con energía algún nodo en algún período.

La restricción de balance nodal, se plantea matemáticamente en la ecuación 3.2.

$$\sum_{g \in G_n} GenOp_{g,y,t} + \sum_{i \in \Omega_n} Flujo_{l_{ni},y,t} + PotenciaNS_{y,t,n} - 0,5 \sum_{i \in \Omega_n} \sum_{l \in L_{n,i}} Perd_{l,y,t} = Demanda_{n,y,t} \quad (3.2)$$

Donde:

- $Flujo_{l_{ij},y,t}$: Flujo de la línea del nodo i al nodo j , en el bloque de tiempo t del año y
 $PotenciaNS_{y,t,n}$: Potencia no servida en el bloque de tiempo t del año y , en el nodo n
 $Perd_{l,y,t}$: Pérdidas asociadas a la línea l , en el bloque de tiempo t del año y
 G_n : Conjunto de los generadores en el nodo n
 Ω_n : Conjunto de los nodos adyacentes al nodo n
 $L_{n,i}$: Conjunto de líneas entre los nodos n y i

3.2.3. Ecuaciones de flujo de carga

En las ecuaciones 3.3, 3.4 y 3.5, se muestran los planteamientos matemáticos de los flujos por las líneas, de límites en los flujos y de los ángulos de barras, respectivamente.

$$Flujo_{l_{ij},y,t} = Y_{ij} \cdot Ang_{i,y,t} - Y_{ij} \cdot Ang_{j,y,t} \quad (3.3)$$

$$FlujoMin_{l_{ij}} \leq Flujo_{l_{ij},y,t} \leq FlujoMax_{l_{ij}} \quad (3.4)$$

$$AngMin_n \leq Ang_n \leq AngMax_n \quad (3.5)$$

Donde:

- Y_{ij} : Admitancia del nodo i al nodo j
 $Ang_{i/j,y,t}$: Ángulo de la tensión del nodo (i/j) , en el bloque de tiempo t del año y
 $AngMin_n$: Ángulo mínimo de la tensión del nodo n
 $AngMax_n$: Ángulo máximo de la tensión del nodo n

3.2.4. Límites de generación

Esta restricción limita la generación de las centrales a sus capacidades mínimas y máximas. El límite mínimo de generación es mayormente conocido como el “mínimo técnico”.

La restricción se representa matemáticamente en la ecuación 3.6.

$$GenMinOp_g \cdot GenUnit_{g,y,t} \leq GenOp_{g,y,t} \leq GenMaxOp_g \cdot GenUnit_{g,y,t} \quad (3.6)$$

Donde:

- $GenMinOp_g$: Generación mínima del generador g
 $GenUnit_{g,y,t}$: Variable entera que simboliza el estado de funcionamiento del generador g , en el tiempo t del año y
 $GenMaxOp_g$: Generación máxima del generador g

3.3. Restricciones adicionales

Adicionalmente al planteamiento clásico, para la simulación final se considerarán algunos aspectos técnico/económicos de corto plazo que el software PLEXOS permite incorporar en las simulaciones de largo plazo.

Estas consideraciones son:

- Costos de encendido: Se agregan los costos de poner en marcha una unidad térmica a la función objetivo. Estos costos dependen del tiempo en que han estado fuera de servicio, además de las constantes térmicas de la unidad, considerando los costos de arranque en frío.
- Costos de apagado: Se agregan los costos de detención de una unidad térmica, ya sea por operación y/o mantenimiento, a la función objetivo.
- Tiempos mínimos de funcionamiento: Se añade esta restricción al problema de optimización. Básicamente, una vez que la unidad generadora alcanza la potencia de mínimo técnico debe permanecer en servicio al menos un tiempo igual al tiempo mínimo de funcionamiento.
- Tiempos mínimos fuera de servicio: Se añade esta restricción al problema de optimización. Consiste en que una vez que la potencia entregada por la unidad generadora es nula, la unidad generadora debe permanecer fuera de servicio por lo menos un tiempo igual al tiempo mínimo fuera de servicio.

El planteamiento matemático en detalle se encuentra en la referencia [23].

3.4. Modelo de expansión de generación: inversión continua

Dentro de los alcances de este trabajo, se planteó formular un modelo con inversión continua en generación. Esto es estimar cuánta potencia, de qué tecnología y en qué lugar, sería necesaria invertir para abastecer una demanda futura. Para este tipo de modelo, se hacen las siguientes suposiciones:

- Hay disponibilidad de inversión de cualquier tecnología en cualquier nodo.
- Los porcentajes de mínimo técnico son porcentajes típicos por tecnología por sobre el total.
- No se consideran retiros, ya que las unidades generadoras representan un total de capacidad disponible por tecnología, y no una unidad en particular.

Además, se debe limitar la inversión máxima en MW por tecnología, ya sea por año o por el horizonte completo de la planificación.

Para el planteamiento matemático se toma como base la formulación clásica (sección 3.2), el cual se adapta a los costos de incorporar tecnología nueva al sistema.

3.5. Obtención de costos marginales

A partir de los modelos de planificación de expansión de generación anteriormente mencionados, el paso para obtener los costos marginales de energía es resolver un OPF a posteriori, tomando como datos de entrada:

- Inversiones realizadas: potencias de generación instaladas por tecnología para cada año.
- Decisiones de encendido o apagado obtenidas de la planificación de expansión de generación.

Se sabe que el problema de optimización, consiste en minimizar un Lagrangeano⁹, el cual tiene la estructura mostrada en la ecuación 3.7 (ver referencia [20]).

$$\begin{aligned}
 \mathcal{L} = & \sum_{g \in G} CostOp_g \cdot GenOp_g \\
 & + \sum_{n \in N} \lambda_n \cdot \left[Demanda_n - \sum_{g \in G_n} GenOp_{g,n} - \sum_{i \in \Omega_n} Flujo_{l_{ni}} - EnergiaNS_n + 0,5 \sum_{i \in \Omega_n} \sum_{l \in L_{n,i}} Perd_l \right] \\
 & + \sum_{g \in G_n} \mu_g \cdot [Pmax_g - GenOp_g] \\
 & + \sum_{g \in G_n} \nu_g \cdot [GenOp_g - Pmin_g] \\
 & + \dots
 \end{aligned} \tag{3.7}$$

Donde:

$CostOp_g$: Costo de operación de la tecnología/generador g

$GenOp_g$: Generación de la tecnología/generador g

$Pmax_g$: Potencia máxima del generador g

$Pmin_g$: Potencia mínima del generador g

λ : Multiplicador de \mathcal{L} agrange para la restricción de balance de carga

μ : Multiplicador de \mathcal{L} agrange para la restricción de potencia máxima

ν : Multiplicador de \mathcal{L} agrange para la restricción de potencia mínima

G_n : Conjunto de tecnologías/generadores ubicados en el nodo n

Por definición, el costo marginal es el costo del sistema para suministrar una unidad adicional de consumo. Matemáticamente este incremento del costo de operación respecto al cambio en la generación se representa en la ecuación 3.8.

⁹El lagrangeano mostrado corresponde a un solo período del horizonte completo de planificación, por lo que hay que considerar que en un problema de expansión se acopla por todos los períodos del horizonte.

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial GenOp_{g,n}} = \lambda_n \quad (3.8)$$

Como se ve en la ecuación 3.8, ante el incremento de la generación en un nodo, si ninguna restricción de desigualdad está activa (restricciones de generación mínima y generación máxima), solamente interviene el multiplicador λ .

Por esto, la obtención de los costos marginales en las simulaciones se harán a partir de los multiplicadores de lagrange de las restricciones de balance nodal (ver ecuación 3.2).

3.6. Evaluación económica

3.6.1. Anualidades

Para valorizar los costos de inversión se utiliza el método de anualidades equivalentes. Esto considera que al término de la vida útil del proyecto, el VAN (valor actual neto) es cero ([24]).

Cada anualidad representa una cuota fija, que asegura igualar la tasa interna de retorno con la tasa de descuento (para este trabajo se considera de un 10 %).

Matemáticamente, la anualidad cumple con la ecuación 3.9.

$$Inversion = A_{inv} + \frac{A_{inv}}{(1+i)} + \frac{A_{inv}}{(1+i)^2} + \dots + \frac{A_{inv}}{(1+i)^{T_u-1}} \quad (3.9)$$

Donde:

A_{inv} : Anualidad de la inversión

i : Tasa de descuento (10 %)

T_u : Vida útil

Por lo tanto, la anualidad equivalente de una inversión se obtiene:

$$A_{inv} = Inversion \cdot \frac{1 - \frac{1}{(1+i)}}{1 - \frac{1}{(1+i)^{T_u}}} \quad (3.10)$$

Según lo anterior, los costos equivalentes de inversión vienen dados por la ecuación 3.11.

$$C_{inv_t} = \sum_t^T \frac{A_{inv}}{(1+i)^t} \quad (3.11)$$

Donde:

t : Es el período de inversión dentro del horizonte de planificación

T : Es la cantidad de períodos totales del horizonte de planificación

Observación: el período actual del horizonte se considera como $t = 0$.

3.6.2. Pagos por energía

Para este caso, los ingresos por energía se calcularán con los costos marginales obtenidos multiplicados por la duración del bloque de tiempo ([14]).

Para la evaluación económica, el flujo del año por tecnología se calculará según la ecuación 3.12, la cual considera los costos variables de generación. Esto arroja el ingreso/pérdida del período (anual).

$$Flujo_{energia,y} = \frac{1}{(1+i)^{y-1}} \cdot \sum_{t \in T} GenOp_{g,y,t} \cdot dt \cdot (CM_{g,y,t} - CostOp_{g,y,t}) \quad (3.12)$$

Donde:

$Flujo_{energia,y}$: Flujo de ingresos por energía del año y

$GenOp_{g,y,t}$: Generación de la tecnología g , en el tiempo t del año y

$CostOp_{g,y,t}$: Costo variable de generación de la tecnología g , en el tiempo t del año y

$CM_{g,y,t}$: Costo marginal del sistema en el tiempo t del año y

i : Tasa de descuento (10 %)

T : Conjunto de períodos por año

Observación: Como se mencionó en la sección de anualidades, se considera que el año actual es el año 0.

3.6.3. Pagos por potencia

Para esta memoria, dado que se trabaja sobre sistemas de prueba no se entrará tanto en detalle respecto a lo que realmente se hace en los sistemas interconectados chilenos, en el cual los pagos por potencia se realizan en base a la “potencia de suficiencia” [25].

Por eso, para la evaluación económica, se considerarán dos casos:

- Sistemas de prueba uninodales:

Los pagos por potencia se considerarán como el costo de invertir 1 MW adicional, de la tecnología de punta. En este caso, esa tecnología es la de Petróleo Diesel [14].

Para eso, los flujos por pago por potencia, quedan planteados matemáticamente en la ecuación 3.13.

$$Flujo_{potencia,y} = \frac{1}{(1+i)^{y-1}} \cdot (Pago_{potencia} - Anualidad_g) \cdot GenConst_{g,y} \quad (3.13)$$

Donde:

- $Flujo_{potencia,y}$: Flujo de ingresos por potencia del año y
 $GenConst_{g,y}$: Decisión de construir tecnología g (en MW) en el año y
 $Pago_{potencia}$: Pago por potencia (costo unitario de 1 MW de tecnología Petróleo Diesel
 $Anualidad_g$: Anualidad de inversión de la tecnología g
 i : Tasa de descuento (10 %)

■ Sistema modificado del SING:

En la metodología de asignación de potencia de suficiencia hay dos parámetros que mayormente influyen en el cálculo: la “indisponibilidad forzada” (IFOR) y la “potencia inicial” [25]. Una aproximación en la obtención de la potencia de suficiencia se describe en la ecuación 3.14.

$$P_{suficiencia_g} = P_{inicial_g} \cdot (1 - IFOR_g) \quad (3.14)$$

Donde:

- $P_{suficiencia_g}$: Potencia de suficiencia de la unidad g
 $P_{inicial_g}$: Potencia inicial de la unidad g
 $IFOR_g$: Parámetro de indisponibilidad forzada de la unidad g

Para este caso, se aproximarán los parámetros de “**IFOR**” y de “**Potencia Inicial**” para cada central invertida, en base a la operación ficticia obtenida del software (PLEXOS).

Para el caso de unidades de generación convencional la **Potencia Inicial** se calculará como el promedio de la generación, tomando en cuenta las horas que estuvo en operación [25]:

$$P_{inicial_g} [MW] = \frac{Energia_g [MWh]}{t_{on_g} [h]} \quad (3.15)$$

Donde t_{on_g} es el tiempo en la que la unidad g estuvo operando.

Para el caso de las ERNC, su potencia inicial estará dada por su “rating” o factor de planta [25]. Dados los perfiles ERNC entregados por el CDEC-SING, aproximadamente los factores de planta para los parques eólicos y plantas fotovoltaicas por año son de 40 % y 34 %, respectivamente.

Respecto al **IFOR**, se calculará con la formula [25]:

$$IFOR_g \% = \frac{t_{off_g}}{t_{on_g} + t_{off_g}} \quad (3.16)$$

Donde t_{off_g} es el tiempo en que la unidad g no estuvo operando.

Capítulo 4

Metodología propuesta

Para ver los efectos que tiene considerar la restricción de mínimo técnico en una planificación de expansión de generación, se propone la siguiente metodología de análisis, en sistemas eléctricos de prueba para validación, como se muestra a continuación.

4.1. Sistema uninodal

4.1.1. Caso 1: inversión continua

Para ver los efectos en cantidad de inversión y generación asociados a la restricción de mínimo técnico, se realizarán dos simulaciones sobre el sistema uninodal presentado en el anexo E: una considerando mínimo técnico y la otra no. El objetivo es ver la diferencia en cuanto a generación por parte de cada tecnología, mostrando las variaciones de comportamiento de las tecnologías en las demandas de base y de punta.

Para este caso se considerarán variables continuas de inversión de tecnologías generadoras, basado en el ejercicio de simulación realizado en [24]. Se utilizará el modelo presentado en la sección 3.4, adaptado al hecho de que las inversiones se hacen por tecnología y no por unidades generadoras.

Dado que el efecto que se quiere analizar tiene que ver más con los porcentajes de generación en cuanto a base y punta, la cronología no es relevante. Por ello la planificación se realizará sobre una curva de duración de carga aproximada por bloques.

Además de analizar las diferencias en generación, se hará una evaluación económica de las inversiones realizadas, valorizando el retorno a costo marginal, tanto de energía como de potencia, como se planteó en la sección 3.6.

4.1.2. Caso 2: Inversión discreta

Para ver los efectos en los tiempos de inversión por considerar restricción de mínimo técnico, se realizarán dos simulaciones sobre el sistema uninodal presentado en el anexo F: una considerando mínimo técnico y la otra no. El objetivo es ver si hay diferencias en los años de entrada de las unidades, al considerar que el sistema de prueba fuerza a que todas las unidades se inviertan dentro del horizonte de planificación.

Para este caso se considerarán variables discretas de inversión (alternativas de unidades generadoras por unidades). Se utilizará el modelo de expansión de generación clásico, presentado en la sección 3.2 adaptado al caso uninodal por lo que no se tomarían en cuenta las restricciones asociadas a las líneas de transmisión.

Para este caso las curvas de duración de carga no son relevantes, por lo que la planificación se realizará sobre una curva de crecimiento anual de la demanda, considerando un solo bloque por año.

De igual forma se realizará una evaluación económica para cada caso, analizando el retorno de pago de inversiones a valorización de costo marginal (potencia y energía; sección 3.6).

4.1.3. Consideraciones de los sistemas uninodales

Para ambos casos, los pagos por potencia se realizarán asumiendo que toda la potencia instalada de la tecnología/central es la capaz de generar en horario punta, por lo que su valorización se hará por el total de potencia invertida. La valorización de potencia se hará con las consideraciones presentadas en 3.6.3.

Estas simulaciones se realizarán utilizando un modelo programado en Pyomo (anexo D), el cual también calculará los costos marginales, según la metodología presentada en la sección 3.5.

Para el caso de la inversión continua, dado que es una programación no-lineal entera mixta, se definirán un conjunto de valores iniciales de las variables con el fin de encontrar un mínimo local aceptable como resultado, según las metodologías propuestas en la referencia [26].

4.2. Sistema modificado del SING

4.2.1. Caso 3

Para ver los efectos reales asociados a la restricción de mínimo técnico además de considerar la generación ERNC se realizarán dos simulaciones sobre el sistema modificado del SING presentado en el anexo G, tomando como referencia la base de datos (entregada por el CDEC-SING) del primer semestre 2015.

Esta base de datos se modifica para no considerar la interconexión con el SIC, debido a que se quiere analizar el problema actual de la teoría marginalista pura, para un sistema térmico puro. El hecho de considerar la interconexión implicaría tomar en cuenta el efecto de los embalses, el cual podría generar distorsiones adicionales. Este aspecto no permitiría ver aisladamente el efecto de la restricción de mínimo técnico planteado en este trabajo.

Para las simulaciones se utilizará el algoritmo LT-Plan de PLEXOS (ver apéndice C.1), para un horizonte de 10 años, tomando como base los costos y unidades candidatas de la referencia [27].

Una de las simulaciones se hará utilizando la aproximación por bloques de la curva de duración de carga, la cual utiliza el modelo clásico de expansión de generación mostrado en la sección 3.2. Para esta simulación se considerarán 5 bloques mensuales.

La segunda simulación se realizará utilizando la opción “Full Chronological” (cronología completa) de PLEXOS, la cual permite incorporar restricciones propias de las variables temporales [28]. Estas restricciones son las presentadas en la sección 3.3, que básicamente son los efectos de tiempos mínimos de encendido y apagado, además de los costos de encender y apagar las unidades (apéndice C). Dada la base de datos obtenida, la cronología en esta simulación se hará con un bloque diario.

De estas dos simulaciones se hará una comparación en cuanto a decisiones de inversión.

Posteriormente, sobre ambos modelos se realizarán simulaciones con algoritmo ST de PLEXOS (corto plazo). De estas simulaciones se validará la eventual operación de los planes de obra, de los cuales se obtendrán los ingresos por costos marginales y las índices estadísticos para la obtención del *IFOR* y $P_{inicial}$ (ver sección 3.6).

En ambos casos, para la evaluación económica los pagos por potencia se harán en base a los documentos de las referencias [21,25,29] según lo presentado en la sección 3.6. También se incorporará la generación ERNC al modelo de planificación, por lo que se analizarán los casos críticos del problema presentado en este trabajo acerca de la generación a mínimo técnico.

Los perfiles ERNC entregados por el CDEC-SING son de un bloque diario. Estos consideran que por todo el año se respetan los factores de carga, además de incluir los casos de mínima y máxima generación ERNC por días “tipo”. Por lo tanto, los perfiles pasan por alto el efecto horario al hacer esta aproximación. De todas formas para este trabajo se consideran válidos, considerando que el efecto estudiado es el de la restricción de mínimo técnico.

Finalmente se analizarán las diferencias en cuanto a retorno de pago de inversiones a valorización de costo marginal, comparando también las diferencias de las aproximaciones de demanda y su efecto sobre la operación real.

4.3. Resumen de casos

Un resumen con los detalles de los casos a analizar se presenta en la tabla 4.1.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Propósito	Ver diferencias en la cantidad de potencia instalada y de generación	Ver diferencias en los tiempos de inversión de las unidades generadoras	Ver diferencia en los planes de obras
Sistema de prueba	Uninodal	Uninodal	Sistema modificado del SING
Modelo de la demanda	Curva de duración, 1 año	Curva de crecimiento de demanda anual (1 bloque por año)	- Aproximación por bloques (5 bloques mensuales) - “Full-Chronological” (1 bloque diario)
Restricciones	Mínimo técnico	Mínimo técnico	- Mínimo técnico - Tiempos mínimos de encendido - Tiempos mínimos de apagado
Herramienta	Pyomo	Pyomo	PLEXOS
Cálculo potencias	Se reconoce 100 %	Se reconoce 100 %	Potencia de suficiencia
Resultados	- Inversiones - Generación - VAN inversiones - Comparación CMg	- Años de inversiones - VAN inversiones - Comparación CMg	- Planes de obras - VAN inversiones - Comparación CMg

Tabla 4.1: Resumen de casos

Capítulo 5

Simulaciones en sistemas de prueba

5.1. Caso 1: inversión continua

Para validar el modelo de inversión continua, se utilizan los datos del sistema de prueba del anexo E.

Para este caso se realizaron dos simulaciones: una considerando el efecto del mínimo técnico y la otra no, cuyos resultados y comparaciones se muestran a continuación.

Los resultados de inversión de ambas simulaciones se muestran en la siguiente tabla:

Tecnología	Inversión sin mínimo técnico [MW]	Inversión con mínimo técnico [MW]
Carbón	2500	2500
CC-GNL	1768	1376
Diesel	0	392
Total	4268	4268

Tabla 5.1: Resultados de inversión para caso 1

Como se observa, en ambos casos la inversión en carbón se hizo por el máximo permitido. Dado que la demanda en todo bloque, a excepción del primero, está por sobre los 2500 MW, en cualquier simulación es óptimo que la tecnología a carbón opere como base. Entonces dado que su operación tiende a ser a potencia nominal, no se ve afectada por la restricción de mínimo técnico, lo que justifica que su inversión sea por el total permitido.

La diferencia en inversiones se presentó con las tecnologías CC-GNL y Diesel.

La simulación que consideró mínimo técnico arrojó inversiones en CC-GNL menores que en la simulación que consideró mínimo técnico. Esto se debe a que para cumplir con la restricción de mínimo técnico, hay bloques en que la tecnología CC-GNL no podría operar por estar bajo su mínimo técnico, despachando la tecnología Diesel, lo que hizo necesaria su inversión.

Por otro lado, en la simulación que no consideró mínimo técnico, las inversiones de las tecnologías CC-GNL y Diesel se fueron dando según su economía en operación. La tecnología CC-GNL al tener costos variables menores que la tecnología Diesel, justificaba

que se invirtiera con el fin de cubrir la diferencia entre la demanda y la capacidad de la tecnología carbón.

Las figuras 5.1 y 5.2 muestra la generación para cada simulación, complementando lo descrito anteriormente.

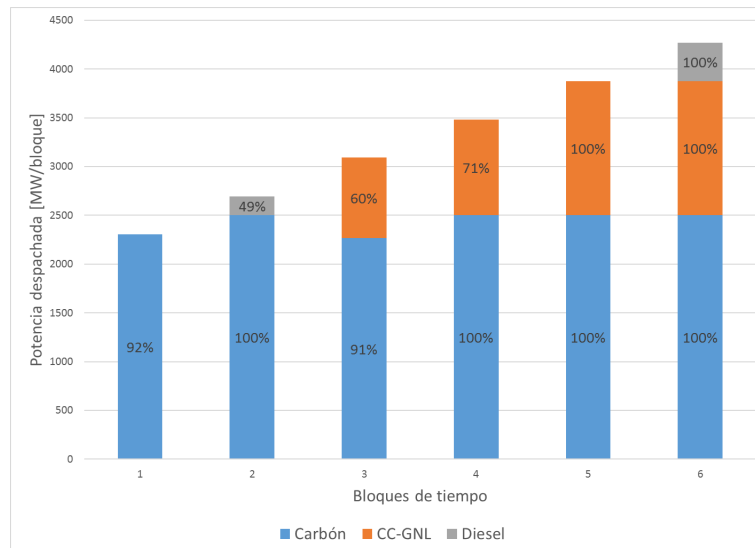


Figura 5.1: Generación simulación considerando mínimo técnico, caso 1

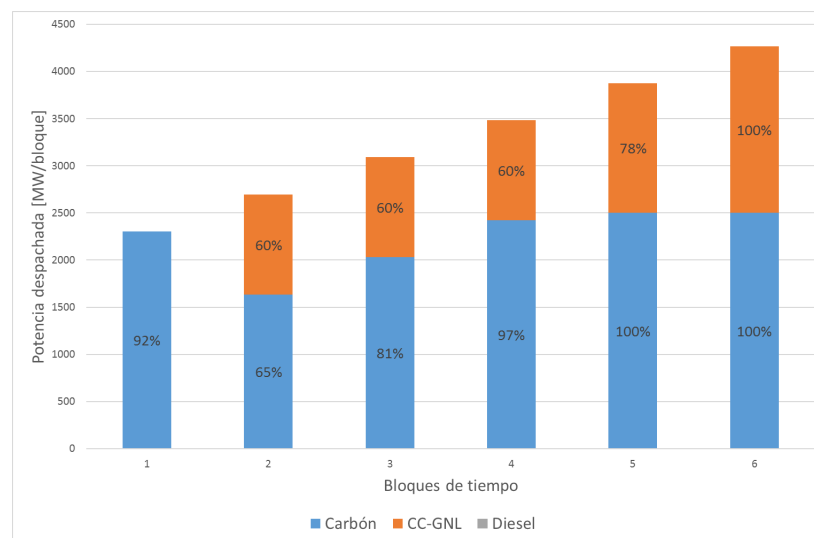


Figura 5.2: Generación simulación sin considerar mínimo técnico, caso 1

De las figuras se observa que cuando no se considera la restricción de mínimo técnico en la planificación de expansión, el despacho de tecnologías tiende a darse por su orden de mérito: más barata en operación a la más cara. Sin embargo, la necesidad de respetar la restricción de mínimo técnico implica que en algunos bloques de tiempo la tecnología de base (carbón) opere a potencia menor que su nominal, con el fin de que la tecnología CC-

GNL pueda generar dentro de sus rangos de operación. Esto provoca que opere a mínimo técnico en los bloques 2, 3 y 4.

Para la simulación que toma en cuenta el efecto de mínimo técnico en la planificación de expansión, se puede ver que la tecnología Diesel no necesariamente cubre las puntas, ya que opera en el bloque 2, existiendo disponibilidad de CC-GNL. Esto se da para cumplir con la restricción de generación mínima.

Recién en el bloque 3 la tecnología CC-GNL opera a mínimo técnico. Para permitir lo anterior, la tecnología a Carbón tuvo que disminuir su potencia de operación, generando a un 91 % de su capacidad nominal.

Finalmente, en el bloque 6, se ve que todas las tecnologías operan a su máxima capacidad.

El análisis de la generación presentado anteriormente se puede complementar con los costos marginales del sistema. La comparación de los costos marginales de ambas simulaciones, se muestra en la figura 5.3.

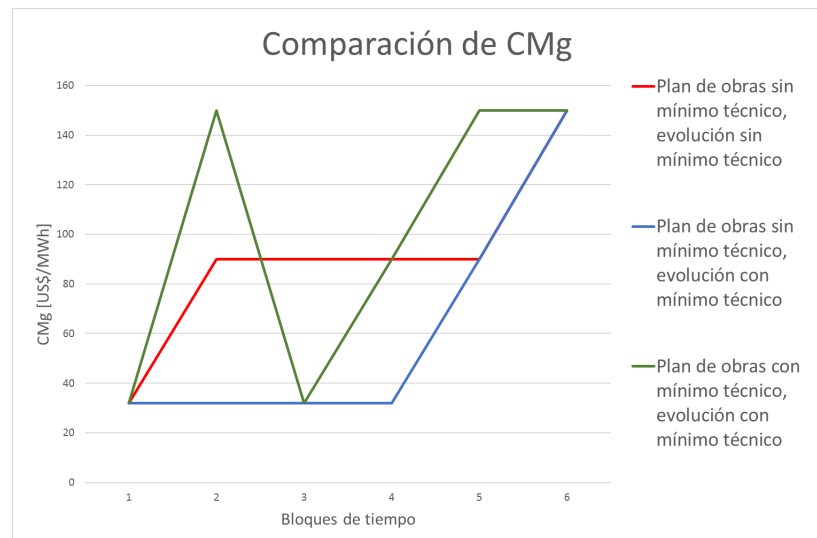


Figura 5.3: Evolución del costo marginal para ambas simulaciones, caso 1

Como se aprecia, la estimación del costo marginal cuando no se considera mínimo técnico, tanto en la expansión de generación como en la operación, tiende a ser mayor de lo que el costo eventualmente sería. Esto se produce por la operación de la tecnología CC-GNL en los bloques 2, 3 y 4, ya que al estar a mínimo técnico no marca el costo marginal del sistema.

El considerar mínimo técnico en la expansión de generación y operación permite estimar mejor las variaciones del costo marginal por la generación de centrales a mínimo técnico.

Para la simulación que consideró mínimo técnico, hay un bloque en particular que muestra el problema de tarificación a costo marginal: el bloque 3.

El costo marginal en el bloque 3 es de 32 [US\$/MWh] (Carbón) siendo que la tecnología más cara en operación es la CC-GNL, cuyo costo variable es de 90 [US\$/MWh]. Esto se

debe a que la tecnología CC-GNL opera a su mínimo técnico (60 %) y como se vio en la sección 3.5, esto haría que no marque el costo marginal del sistema.

Por otro lado, en la simulación que no consideró restricción de mínimo técnico, el costo marginal del sistema era esperable que lo marque el carbón hasta agotar su capacidad instalada. Luego lo marca la tecnología siguiente, CC-GNL.

Según la metodología presentada en la sección 3.6, la evaluación económica en ambos casos (con mínimo técnico y sin mínimo técnico) se realiza para las nuevas inversiones, obteniendo los siguientes comportamientos de VAN.

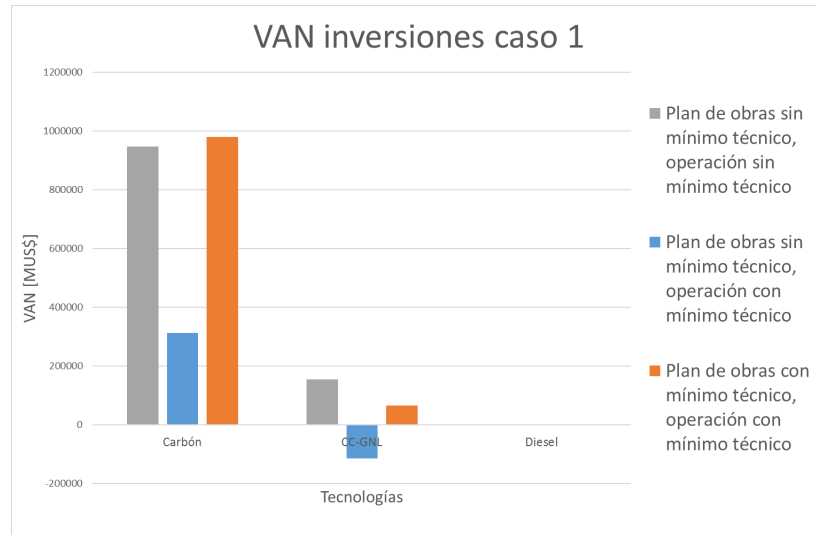


Figura 5.4: VAN de inversiones, caso 1

Como se aprecia en la figura anterior, considerar la restricción de mínimo técnico afecta el retorno de pago de inversiones. Como se analizó anteriormente, los costos marginales al considerar mínimo técnico tienden a subir. Esto produce que mientras más barata sea en operación la tecnología, su rentabilidad aumenta.

De esta forma, el carbón al ser una tecnología base, verá un aumento significativo en su retorno de pago de inversiones.

En la simulación que no consideró mínimo técnico, CC-GNL pagó su inversión al equilibrar los pagos por potencia y sus costos de operación al marcar costo marginal. Para la simulación que consideró restricción de mínimo técnico, Diesel fue la tecnología de punta, por lo que también equilibró sus costos de inversión y operación con los ingresos por potencia y energía.

Se puede observar que considerar la restricción de mínimo técnico en las dos etapas de la simulación (expansión de generación y operación), permite estimar de mejor forma el retorno de pago de inversiones disminuye, al proyectar los problemas de tarificación a costo marginal por la operación a mínimo técnico.

5.2. Caso 2: inversión discreta

Para validar el modelo de inversión discreta, se utilizan los datos del sistema de prueba del anexo F.

Para este caso se realizaron dos simulaciones: una considerando el efecto del mínimo técnico y la otra no.

Los resultados de inversión de ambos casos se muestran en la siguiente tabla:

Decisiones de inversión al considerar mínimo técnico [MW]															
Tecnología	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
Carbón	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GNL	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0
Diesel	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1

Decisiones de inversión sin considerar mínimo técnico [MW]															
Tecnología	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
Carbón	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GNL	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Diesel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1

Tabla 5.2: Resultados de inversión para el caso 2

Gráficamente, la evolución de potencia instalada por tecnología, para cada caso, se muestra en las figuras 5.5 y 5.6.

Como se observa en las figuras, considerar el efecto del mínimo técnico cambia el orden en que se invierten las unidades.

En la simulación que consideró el efecto de mínimo técnico hubo inversión en tecnología Diesel antes que la GNL. Esto se debe exclusivamente a que al ser una tecnología más flexible permite cumplir con la restricción de mínimo técnico en los períodos en que la demanda no es lo suficientemente alta como para que opere una central GNL. Hay que recalcar que además de ser menor la potencia máxima de cada central Diesel, su mínimo técnico es de un 20%, lo que la hace ser una tecnología más flexible.

En cambio, en la simulación que no considera el mínimo técnico, se cumple el orden en las inversiones esperado. Esto es ir invirtiendo en tecnologías más baratas en costos variables a medida que la demanda vaya aumentando.

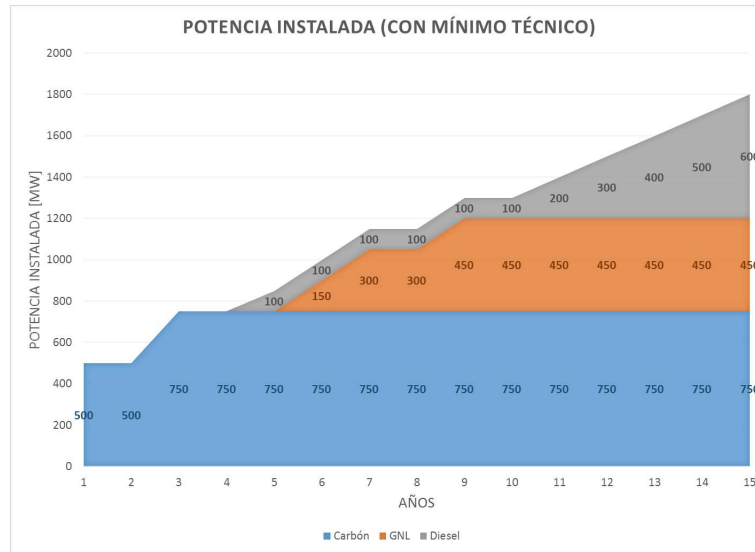


Figura 5.5: Potencia instalada considerando mínimo técnico, caso 2

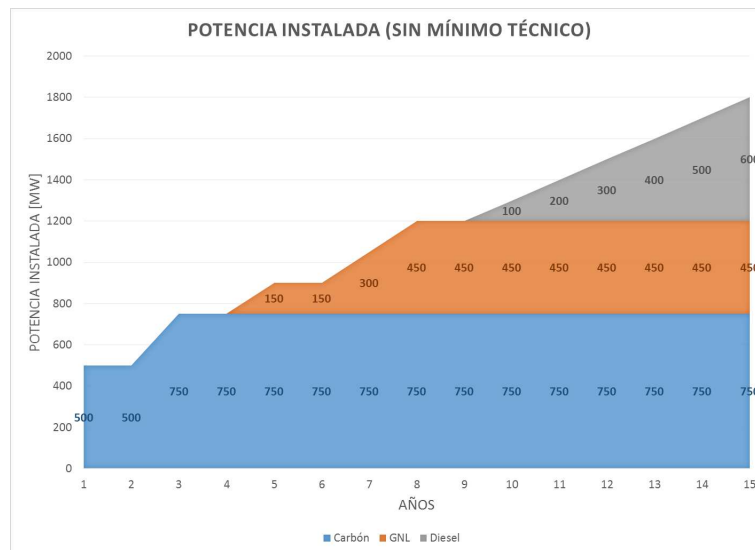


Figura 5.6: Potencia instalada sin considerar mínimo técnico, caso 2

Este “adelanto” en la inversión Diesel significa cambios en los costos marginales del sistema. La figura 5.7 muestra la comparación de ambas simulaciones:

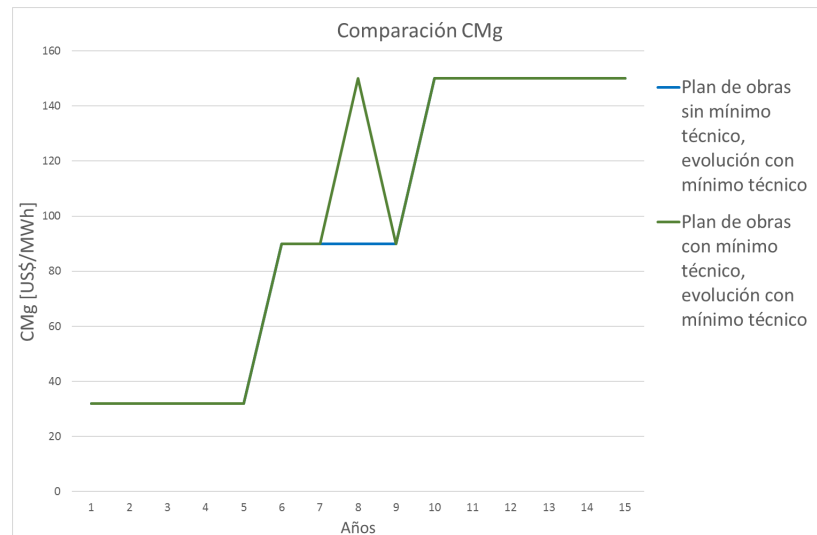


Figura 5.7: Evolución del costo marginal para ambas simulaciones, caso 2

Al igual que en el caso 1, se ve que el no considerar el efecto de mínimo técnico hace que el costo marginal sea creciente junto con la demanda. En cambio, cuando se considera el efecto de mínimo técnico se ven diferencias durante el horizonte de planificación, especialmente dados por considerar ésta restricción, como se ve en el año 8.

En cuanto a los retornos de pago de inversiones, los VAN de cada simulación se muestran en la siguiente figura:

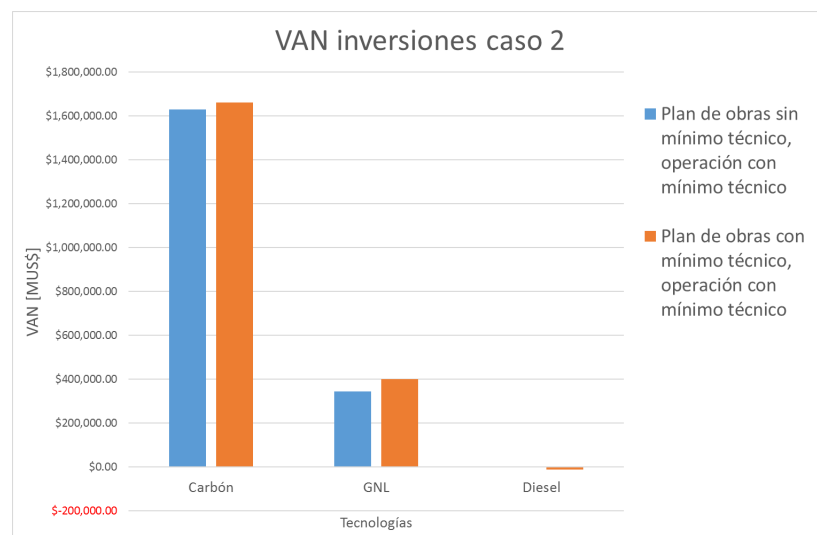


Figura 5.8: VAN de inversiones en Carbón, caso inversión discreta

Como se aprecia, la tecnología de punta es la que se ve perjudicada, al no poder cubrir sus costos variables de operación en los bloques de tiempo que se encuentre a mínimo técnico.

5.3. Caso 3: Sistema modificado del SING

Para esta simulación, se utiliza la base de datos IET S1-2015, entregada por el CDEC-SING, modificada de forma de mantener la característica de sistema térmico puro. Solamente se incorpora la inyección ERNC.

Los datos del sistema modificado se muestran en el apéndice G.

Las inversiones para el caso con aproximación por **bloques** se muestra en la tabla 5.3.

Plan de obras: aproximación de bloques			
Función objetivo LT	1.7247495239E+010		
Central	Tecnología	Potencia instalada [MW]	Año inversión
Eólico SING I	Eólica	200	2015
Eólico Calama	Eólica	75	2015
Eólico Crucero Encuentro	Eólica	100	2020
Eólico El Abra	Eólica	60	2020
Eólico Lagunas	Eólica	75	2021
Eólico Sierra Gorda	Eólica	75	2021
Geotermica Puchuldiza 03	Geotermica	40	2021
Geotermica Gaby	Geotermica	50	2021
TARAPACÁ III	Carbón	200	2022
Geotermica Apacheta 01	Geotermica	40	2022
Geotermica Apacheta 02	Geotermica	40	2022
Geotermica Pampa Lirima 01	Geotermica	40	2022
Geotermica Polloquere 01	Geotermica	40	2022
Geotermica Polloquere 02	Geotermica	40	2022
Carbón Tarapacá 3	Carbón	110	2023
Diesel Mejillones 1	Diesel	130	2023
Diesel Mejillones 2	Diesel	130	2023
Diesel Mejillones 3	Diesel	130	2023
Geotermica Pampa Lirima 02	Geotermica	40	2023
Geotermica Puchuldiza 01	Geotermica	40	2023
Geotermica Puchuldiza 02	Geotermica	40	2023

Tabla 5.3: Resultados de inversión para caso aproximación por bloques

Gráficamente, la potencia instalada del plan de obras se muestra en la figura 5.9:

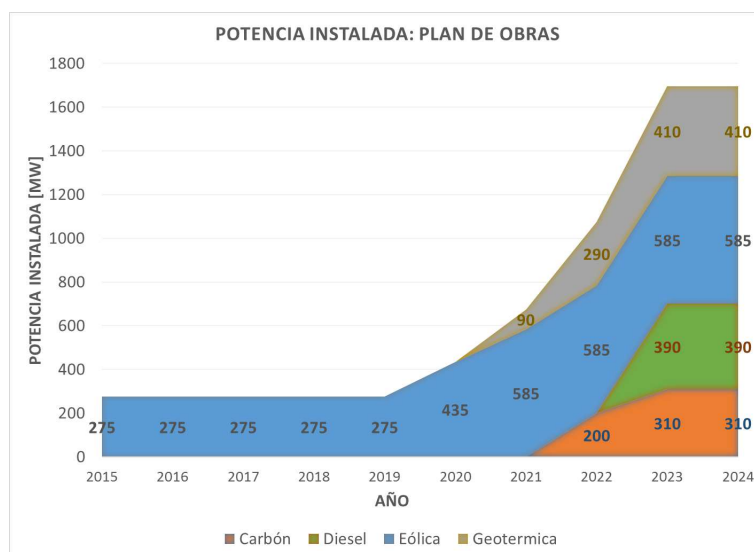


Figura 5.9: Potencia instalada en el horizonte de planificación, aproximación por bloques

Para el caso de la simulación “**Full-Chronological**”, las decisiones de inversión son las mostradas en la tabla 5.3.

Plan de obras: “Full Chronological”			
Función objetivo LT	1.7967265132E+010		
Central	Tecnología	Potencia instalada [MW]	Año inversión
PV Condores	Solar	30	2015
PV Domeyko	Solar	40	2015
PV Arica	Solar	40	2015
PV Encuentro	Solar	50	2015
PV Calama	Solar	35	2021
PV Andes	Solar	40	2021
PV Lagunas	Solar	50	2021
PV Nueva Encuentro	Solar	50	2021
PV Pozo	Solar	50	2021
PV Nueva Crucero Encuentro	Solar	60	2021
PV Parinacota	Solar	60	2021
Solar SING I	Solar	150	2021
Solar SING II	Solar	150	2021
Solar SING IV	Solar	150	2021
Solar SING VI	Solar	150	2021
Solar SING III	Solar	200	2021
Geotermica Apacheta 01	Geotermica	40	2022
Geotermica Apacheta 02	Geotermica	40	2022
Geotermica Pampa Lirima 01	Geotermica	40	2022
Geotermica Pampa Lirima 02	Geotermica	40	2022
Geotermica Polloquere 01	Geotermica	40	2022
Geotermica Polloquere 02	Geotermica	40	2022

Central	Tecnología	Potencia instalada [MW]	Año inversión
Geotermica Puchuldiza 01	Geotermica	40	2022
Geotermica Puchuldiza 02	Geotermica	40	2022
Geotermica Puchuldiza 03	Geotermica	40	2022
Geotermica Gaby	Geotermica	50	2022
TARAPACA III	Carbón	200	2023
Atacama GNL 2	GNL	250	2023

Tabla 5.4: Resultados de inversión para caso “Full Chronological”

Gráficamente, la potencia instalada del plan de obras se muestra en la figura 5.10:

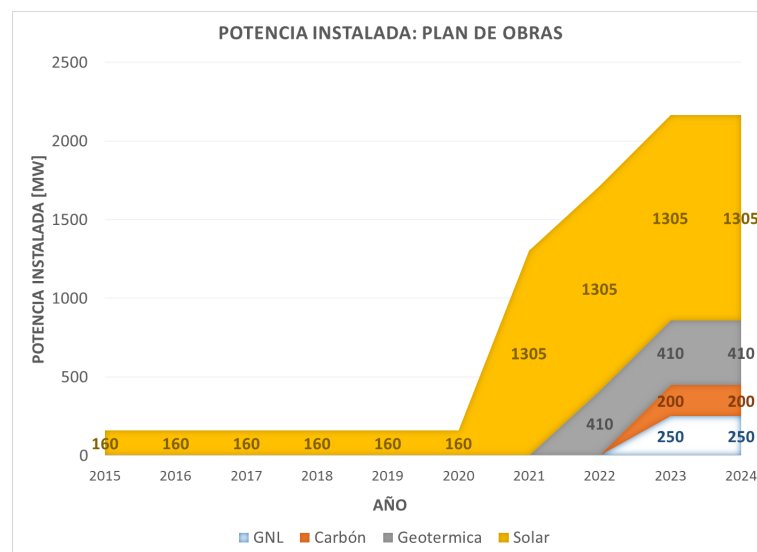


Figura 5.10: Potencia instalada en el horizonte de planificación, “Full-Chronological”

Ambos planes de obras son muy distintos, considerando las matrices de energía invertidas.

Analizando por tipo de generación se tiene:

- Térmica convencional: para el caso de **aproximación por bloques**, el plan de obras considera invertir en 5 centrales térmicas convencionales, 2 de carbón y 3 de Diesel. En cambio para el caso “**Full-Chronological**”, solamente considera la inversión de 2 centrales a Carbón.

Esto se explica ya que si no se consideran los tiempos mínimos de operación/detención, la optimización hace que las tomas de carga de las centrales térmicas sean más flexibles de lo que podrían ser.

Por eso, es que para el caso “Full-Chronological” solamente invierte en 2, terminando el horizonte de planificación. También es importante notar que la inversión en este

caso fue menor en potencia instalada, y posterior en tiempo de puesta en marcha (figuras 5.9 y 5.10).

- Solar/eólica: se contrastan estas dos tecnologías en los planes de obras resultantes. Para el caso de aproximación por bloques, la generación por este tipo de energías se aproximará a su factor de planta. De los perfiles entregados por el CDEC-SING, 40 % y 34 % son los factores de planta para la generación eólica y solar, respectivamente. Por lo tanto, para esta simulación era de esperar de que fuera de mayor preferencia un parque eólico que una planta solar (figura 5.9).

En cambio para el caso “Full-Chronological”, al ser relevantes los tiempos mínimos de encendido y apagado, se hace importante mantener una generación menos dispersa como lo es la solar, en vez de considerar la potencia instalada. Esto marca el hecho de que no haya inversión en otro tipo de tecnologías hasta el año 2022 (figura 5.10).

- Geotérmica: en ambos casos se decide invertir en las mismas centrales, la diferencia está en los tiempos de puesta en marcha.

Se repite el fenómeno de la simulación 2, en la cuál se adelantan inversiones de la tecnología intermedia (en este caso Geotérmica), con el fin de cubrir la demanda para cada bloque, respetando su mínimo técnico.

La evolución de los costos marginales para el caso de aproximación por bloques y para “Full-Chronological” se muestran gráficamente en las figuras 5.11 y 5.12, respectivamente.

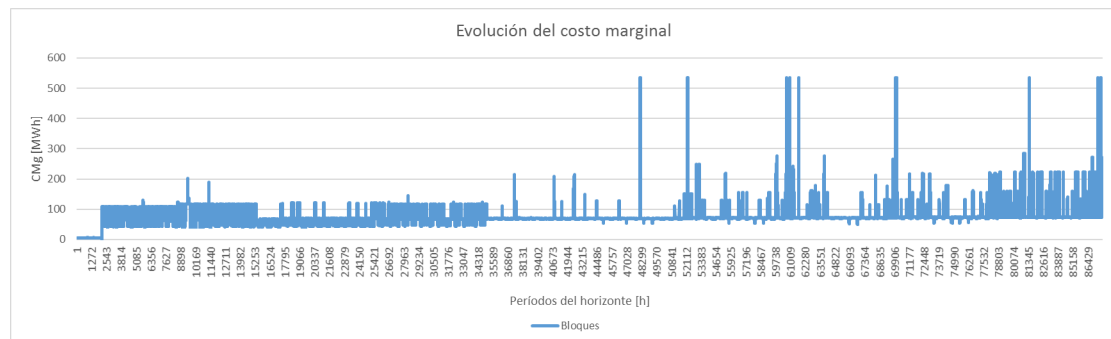


Figura 5.11: Evolución del costo marginal, caso aproximación por bloques

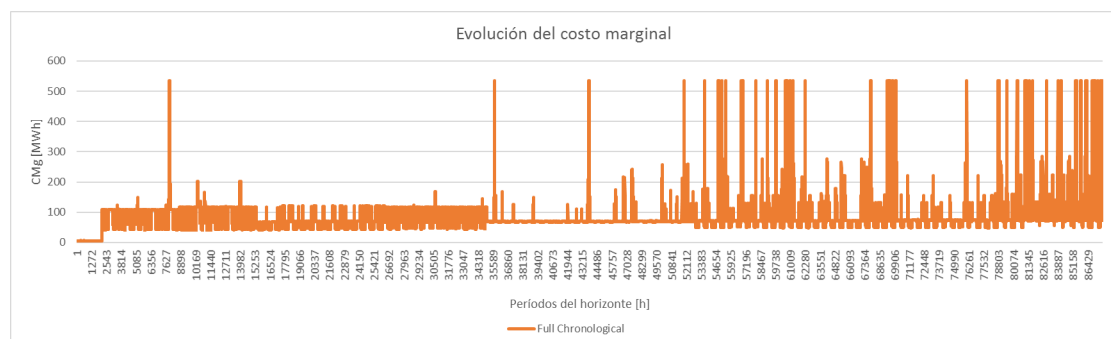


Figura 5.12: Evolución del costo marginal, caso “Full-Chronological”

Como se aprecia de las figuras anteriores, se pueden distinguir 3 zonas de análisis:

- Entre 0 y ~ 35589 horas (2015-2019): Los costos marginales son muy similares en ambas simulaciones. Al haber una cantidad considerable de inyección ERNC, marginan en muchas horas de este período: Eólica para el caso de aproximación por bloques y Solar para el caso “Full-Chronological”.
- Entre ~ 35589 y ~ 52112 horas (2019-2021): En ambos planes de obra la inversión de geotérmicas se da en este período. Los costos marginales son similares en ambos casos, donde la tendencia es al costo variable de la geotérmica.
- Entre ~ 52112 y ~ 87672 horas (2021-2024): Esta es la zona en la que los costos marginales más difieren. Para la simulación con aproximación por bloques se ve que los costos marginales en promedio son de 80 [USD/MWh], teniendo pocas variaciones, a excepción de los costos de falla en ciertos períodos. Para el caso “Full-Chronological” se observa que el costo varía entre los 40 y 80 [USD/MWh], existiendo mayor cantidad de fallas en el sistema.

En términos generales el costo marginal para la simulación por aproximación por bloques tiende a ser mayor en el último bloque de horas, teniendo pocas horas con energía no servida. Esto se explicaría por la alta inversión en tecnologías convencionales, las cuales al término del período aprovechan su capacidad máxima, por lo que las centrales de tecnologías más rápidas y flexibles modulan las variaciones de demanda.

Por otro lado, para el caso “Full-Chronological” hay muchas más tasas de falla. De todas formas estos altos costos marginales por falla se compensan con los bajos costos marginales en condiciones normales, que tiene un cierto comportamiento estacional (se asume que diario, tomando en cuenta que es generación solar).

Restando los costos marginales de ambas simulaciones, se obtiene la siguiente figura:

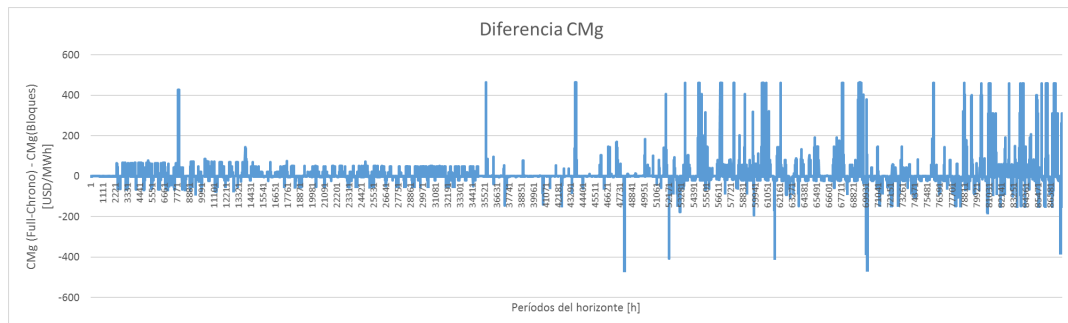


Figura 5.13: Evolución del costo marginal para ambos casos

Si no se toman en cuenta los costos de falla en la figura 5.13, se ve que hay diferencias en costos marginales de más o menos 40 US\$/MWh. Esto se puede interpretar que en ciertos bloques de tiempo en la simulación “Full-Chronology”, se considera la operación de una GNL por sobre una de Carbón. Lo anterior es consecuente con la operación flexible considerando la inyección ERNC en el parque generador.

En cuanto al retorno de pago de inversiones, fue necesario valorizar los pagos por potencia. Según la metodología propuesta (capítulo 4), la potencia de suficiencia reconocida para cada plan de obras se presenta en las tablas H.1 y H.2 del apéndice H.

Gráficamente, los VAN de los proyectos de cada plan de obras se muestran en las figuras 5.14 y 5.15.

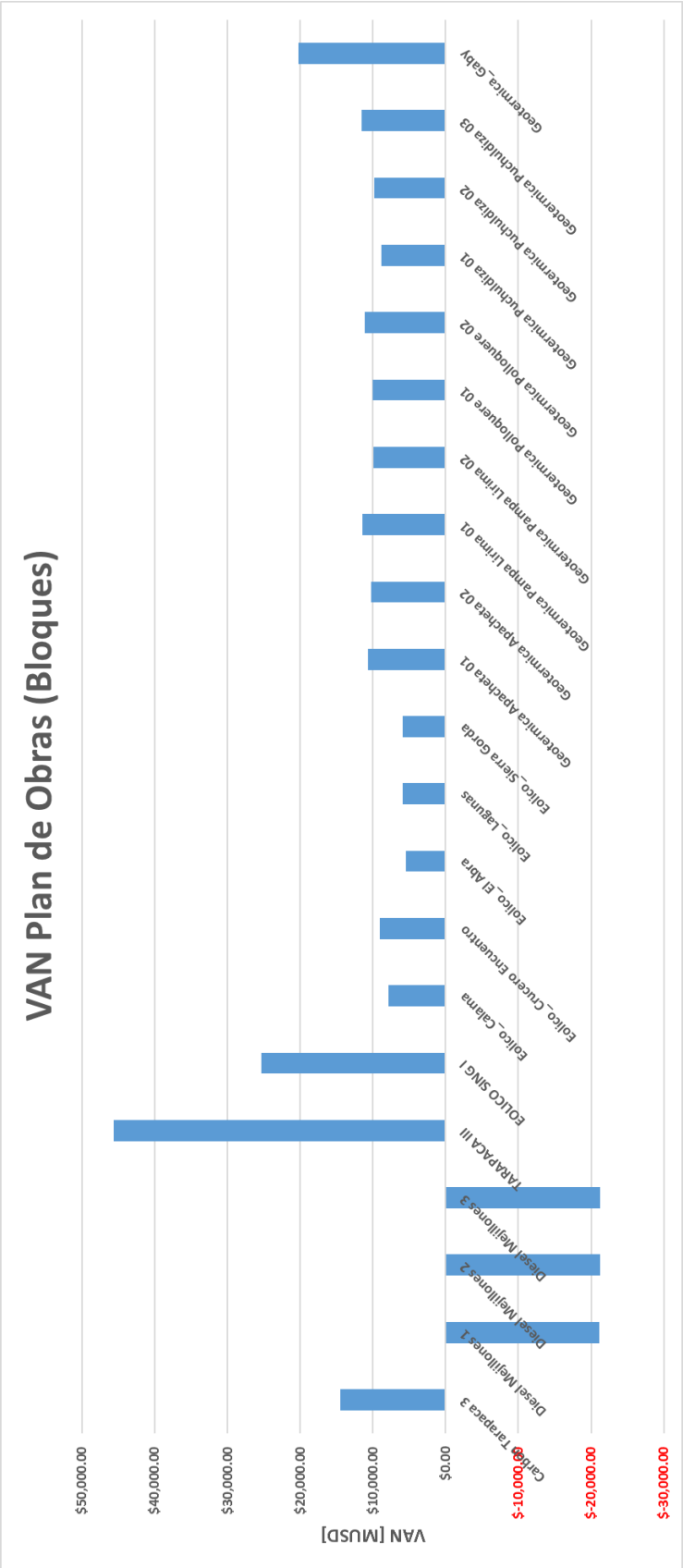


Figura 5.14: VAN Plan de Obras (Bloques) [MUSD]

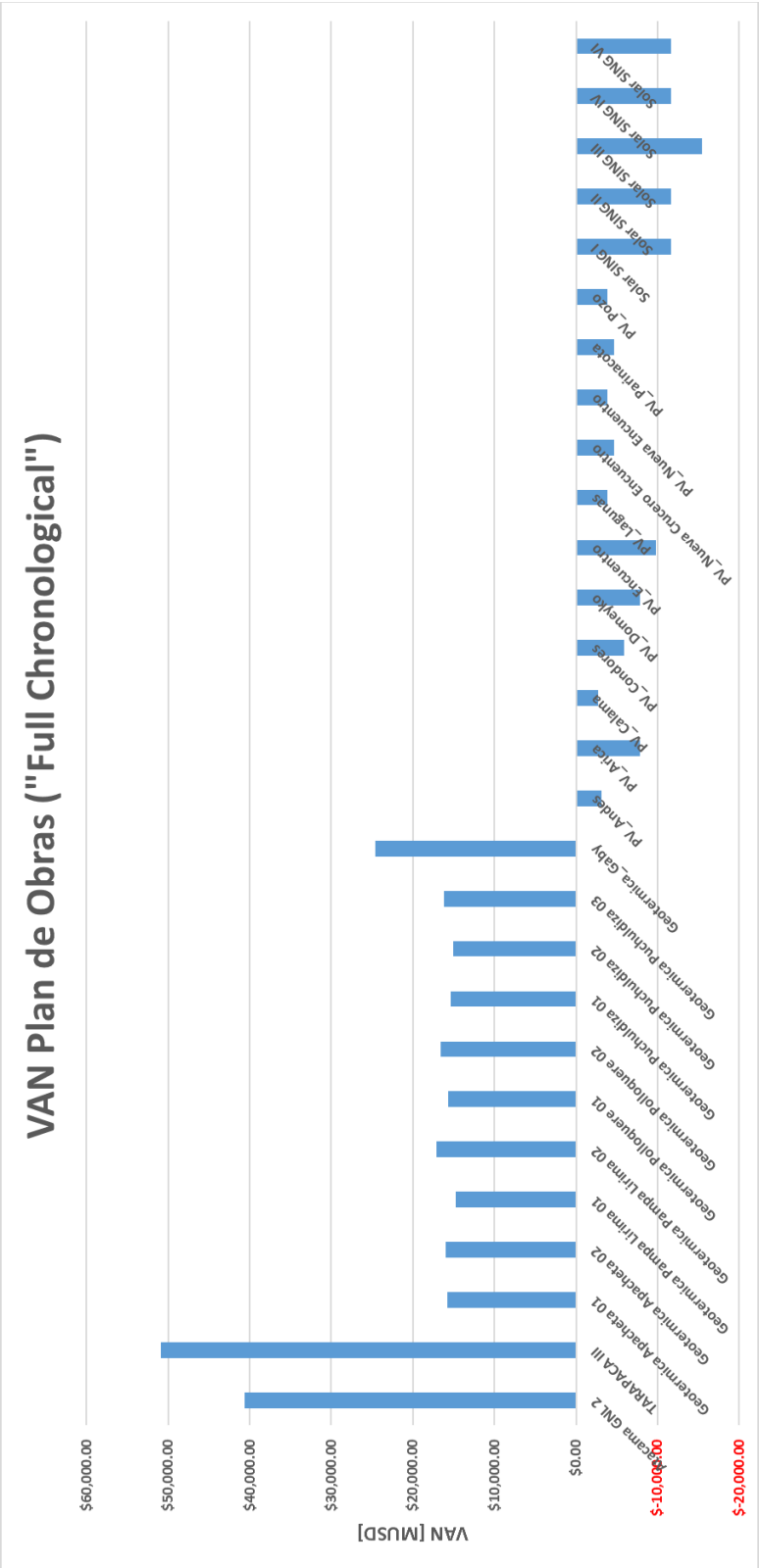


Figura 5.15: VAN Plan de Obras ("Full Chronological") [MUSD]

Para la **simulación por aproximación por bloques**, el retorno de pago de inversiones para las inversiones geotérmicas y eólicas se dio sin problemas. Se hubiese pensado que los parques eólicos tendrían problemas para pagarse, más que nada por la potencia de suficiencia reconocida, pero hay que recalcar que los perfiles ERNC entregados por el CDEC-SING les asignaba factores de planta de 40 %, lo que claramente está por sobre el real.

Los ingresos por energía altos se justifican comparando con el costo marginal, el cuál en todo momento es superior a los costos variables de geotérmica y eólica.

Para el caso de las geotérmicas, dada que su operación es económica, su potencia reconocida también es alta, lo que aporta positivamente a sus flujos de caja netos.

Respecto a las centrales térmicas convencionales, las de Carbón no tienen problemas en sus ingresos por energía, a pesar de la alta penetración ERNC. Esto se justifica ya que la demanda al ser alta permite que estas centrales generen a una potencia mayor a su mínimo técnico cercanas a su potencia nominal, por lo que se pagan cobrando a costo marginal mayor al del carbón (GNL o diesel). El ingreso por potencia reconocida también es alto, considerando que operan mayor cantidad de horas al ser centrales de generación base.

En esta simulación en particular, son las centrales diesel las perjudicadas, a pesar de que son las más económicas en inversión. Que sus VAN al término del período sean negativos, se debe a que dada la generación en ciertos períodos de Carbón (no a su potencia nominal) y de la intermitencia ERNC, sean las centrales Diesel las que vayan tomando las diferencias de carga, operando en muchos períodos a mínimo técnico. Por lo que en esos períodos, siguiendo la teoría marginalista, perderían dinero en mercado spot. Además hay que considerar que la poca operación de estas centrales, afecta en teoría a su potencia de suficiencia reconocida, lo que la perjudica más, al ser el ingreso que aportaría balance en los flujos de la inversión.

La planificación al no tomar en cuenta esta restricción, hace que en una operación real, no se aproveche al 100 % el potencial de cada central invertida.

Por otro lado, para la **simulación “Full-Chronological”** el pago de las inversiones en geotérmicas se dio de la misma forma que para el caso anterior. Los ingresos por energía, están muy por sobre sus costos variables, lo que da para cubrir los costos fijos de inversión. Además que su constante operación le aporta al reconocimiento de potencia de suficiencia.

El VAN para el caso de las inversiones en centrales fotovoltaicas, se debe al poco reconocimiento de potencia de suficiencia. Aunque los ingresos por energía son positivos por período, la baja potencia instalada por cada central no permite que la generación alcance a cubrir ese déficit por el reconocimiento de potencia firme.

Respecto a las inversiones en centrales de generación convencional, se ve que sus ingresos pagan su inversión. La decisión al considerar la cronología permitió que la central a carbón genere cerca de su potencial máximo y que la GNL opere por sobre su mínimo técnico.

Particularmente, la GNL genera en las noches/madrugada, que es cuando la generación solar es baja o nula. De esa forma se asegura que la tecnología margine y/o reciba ingresos de las centrales Diesel ya instaladas.

Capítulo 6

Conclusiones y propuestas de mejora

6.1. Conclusiones

A partir de los resultados obtenidos y de los análisis realizados de las simulaciones, se concluye lo siguiente:

- La teoría marginalista pura funciona perfectamente en un sistema económicamente adaptado: sin pérdidas de transmisión, sin restricciones de inversión (inversión continua) y sin mínimo técnico.
- Considerar la restricción de mínimo técnico afecta en las señales de inversión, tanto para inversión continua como inversión discreta.
- En las tecnologías “intermedias” (entre las tecnologías de base y punta, económicamente hablando), considerar la restricción de mínimo técnico puede adelantar la decisión de inversión. Esto ya que considera que las centrales base (carbón principalmente) no pueden generar por bajo su mínimo de generación estable. En la práctica, es la necesidad de generar con centrales que aporten flexibilidad al sistema.
- Considerar la restricción de mínimo técnico en una expansión de generación permite estimar de mejor forma los costos marginales, ya que toma en cuenta el problema de tarificación de unidades que operen a potencia mínima.
- A pesar de que el problema planteado en la tesis se da en sistemas puramente térmicos, la inyección ERNC magnifica aún más el problema actual en la tarificación a costo marginal, al ser una generación intermitente. Esto fuerza a que unidades flexibles operen, en muchas ocasiones a mínimo técnico.
- Considerar las restricciones de corto plazo en la planificación de largo plazo, como se hizo en la simulación 3 (“Full-Chronological”), permite estimar de mejor forma una eventual operación con el plan de obras simulado.
- En relación con la conclusión anterior, estimar aproximando por bloques no permite considerar los efectos intradiarios con la generación ERNC, por lo que pensando en la situación de alza en inversiones ERNC que se vive en Chile, es necesario descartar esta metodología.

- En cuanto al retorno de pago de inversiones, considerar las variables cronológicas de tiempos mínimos de operación, además del mínimo técnico, mejora en parte el problema planteado en la tesis. Esto ya que permite estimar de mejor forma los costos marginales futuros. Pensando en una generadora, tendría mejores antecedentes para realizar una evaluación económica del proyecto, al saber cuánto generaría, cuáles serían los costos marginales, etc...
- La teoría marginalista aplicada a un sistema real no tiene validez práctica, ya que pasa por alto muchas restricciones operacionales, que se dan en un sistema eléctrico.

6.2. Propuestas de mejora

Algunas propuestas personales para dar solución al problema actual, son:

6.2.1. Metodología de planificación

Actualmente, la mayoría de los modelos de planificación de expansión de generación, buscan minimizar una función objetivo, reduciendo los costos totales del sistema: inversión y operación.

Para evitar “parchar” mucho la aplicación de la teoría marginalista en Chile, se podría pensar en un nuevo paradigma a la expansión de generación, utilizando modelos matemáticos que adapten el sistema en vez de reducir los costos totales.

Este modelo deberá asegurar que toda central generadora, pueda al menos costear su operación. Por lo tanto, sería necesario re-definir también los pagos por potencia, para asegurar el equilibrio de las inversiones.

De ser necesario habría que fijar el costo marginal, como el costo variable de la unidad más cara en operación, que pueda abastecer la unidad de demanda adicional.

De todas formas esta mejora tendría que plantearse y desarrollarse bien a nivel académico antes de ser implementada en algún sistema eléctrico, para demostrar su validez.

6.2.2. Pagos por servicios auxiliares (servicios complementarios)

Hay que tener en cuenta que el régimen de operación de una máquina se ve afectado por la necesidad de operación flexible, mostrada en este trabajo. Las unidades que realizan RPF o RSF disminuyen su vida útil, siendo una pérdida de la inversión.

Generalmente estas unidades son las GNL o Diesel, precisamente las que tienen el problema de tarificación planteado en esta tesis.

En las referencias [16] y [30] se habla mucho de los mercados de servicios auxiliares.

En estos mercados, se tarifica los servicios que pueda prestar una generadora, para la flexibilidad y operación segura de un sistema.

La definición de servicios auxiliares depende mucho del mercado eléctrico específico que se esté analizando. Por ejemplo, en E.E.U.U. los servicios auxiliares consideran:

- Control de despacho

- Regulación de frecuencia
- Reserva operacional
- Desbalance de energía
- Control de tensión y soporte de potencia reactiva
- Compensación de pérdidas

A corto plazo, si se quiere mantener el modelo de mercado actual, se podría implementar un pago por servicios complementarios. Esto aseguraría que las centrales GNL y/o Diesel paguen su operación en los períodos que operen a mínimo técnico.

6.2.3. Mercado de capacidad

Muchas de las centrales que actualmente tienen el problema de retorno de pago de inversiones, son las GNL y/o Diesel, que aportan generación al sistema en las horas de demanda punta.

Considerando esa disponibilidad, en vez de pagos por potencia, se podría plantear un mercado más complejo de capacidad.

En [31] se presenta esta ventaja, por lo que para el caso chileno, donde hay mucha penetración ERNC, un mercado de capacidad podría suplir los costos de operación de las centrales flexibles.

En [32] se presenta el caso chileno del SIC, en el cual muestra las deficiencias de los pagos por potencia actuales, ya que no asegura el retorno de pago de inversiones para todas las tecnologías.

Este tipo de mercado se podría implementar en caso de que se quiera mantener el modelo de mercado eléctrico actual. De esa forma se aseguraría el retorno de pago de inversiones de las centrales GNL/Diesel (caso actual del SING).

6.2.4. Bolsa de energía

Una solución que se ha analizado en otros trabajos, es el de migrar a un mercado eléctrico con bolsa de energía.

Internacionalmente son muchos los mercados eléctricos que tienen incorporada la bolsa de energía (capítulo 2). Este modelo permite que el mercado sea más competitivo al ser dinámico, cuyas ofertas pueden ser hasta incluso intradiarias.

Para aplicar una bolsa de energía al mercado eléctrico chileno hay que tomar en cuenta sus características [3]:

- A pesar de que poco a poco han actores al sector generación, son unos pocos los que tienen la mayoría del mercado: Colbún, Endesa y Gener.
- Mucho número de contratos bilaterales, lo que disminuye los grados de libertad.
- Crecimiento sostenido de la demanda.

- Información estratégica de los actores conocida, a partir del Pool existente, de tipo obligatorio con costos variables auditados.
- Componente hidrológica tiene tres efectos importantes: variabilidad, dependencia de centrales en cascada y potencial de los grandes embalses.

Considerando que el sistema de transmisión es longitudinal, poco enmallado, técnicamente el sistema de ofertas y su casación se debería dar por zonas. Pero actualmente la concentración de generación está en los extremos del país.

En Sudamérica, un ejemplo de bolsa de energía es el analizado en [33], en Colombia. En este se presentan los mecanismos de subastas, sus falencias y mejoras.

Tomando en cuenta los análisis de [34–36], se podrían evaluar formas para diseñar una bolsa de energía, pensando en el largo plazo, ya que serían necesarios más agentes generadores.

También es necesario hacer un cambio legislativo, ya que sería necesario separar y definir los actuales agentes del mercado chileno, pensando en comercializadores y operadores de mercado como entidad aparte del operador del sistema.

6.3. Trabajos futuros

Algunas ideas personales, para darle continuidad al tema desarrollado, son:

- Dado que la base de datos entregada por el CDEC-SING permitió usar cronología diaria (perfiles diarios), sería bueno comprobar si la proyección del plan de obras mejora aún más al considerar temporalidad más ajustada (horaria), en una simulación “Full-Chronological”.
- En este trabajo se consideró un sistema mayormente térmico con inyección ERNC. Se puede considerar la interconexión SIC-SING, y analizar el efecto hidrológico sobre la expansión de generación considerando mínimo técnico. Los embalses podrían distorsionar aún más las señales de inversión, ya que pueden almacenar energía.
- Se podría diseñar un algoritmo que permita incluir más restricciones de programación de corto plazo en la planificación de largo plazo. A partir de eso analizar distorsiones y diferencias al hacer esa consideración.

Apéndice A

Resumen ejecutivo

A.1. Introducción

En el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se ha visto un problema en el retorno de pago de inversiones de unidades generadoras, ya que se ha vuelto común que centrales cuyo costo de generación es mayor, se encuentren operando a mínimo técnico, sin marcar el costo marginal del sistema.

Esto ha provocado que los pagos a las unidades generadoras a mínimo técnico se realicen a través del cálculo de sobrecostos sistémicos a los retiros. Estos costos se prorratean entre los retiros, que finalmente se cargan al consumidor final.

Por eso, en este trabajo se vio qué efectos tiene incluir la restricción de mínimo técnico a un modelo de expansión de generación para analizar si hay diferencias en las señales de inversión a largo plazo. Además de verificar si hay retorno de pago de inversiones a las unidades que generen a mínimo técnico, a través de la tarificación a costo marginal.

Luego ver si de alguna forma arregla o mejora el problema de tarificación a costo marginal a las unidades generadoras a mínimo técnico.

Dado que esta restricción está asociada con los tiempos mínimos de encendido y apagado, se considerarán en una planificación de expansión de generación en un sistema modificado del SING.

Estos modelos se programarán usando los lenguajes MatLab, Pyomo¹⁰ y PLEXOS, los cuales se probarán sobre sistemas de prueba, adicionando restricciones, según se plantea en los objetivos específicos.

En base a los resultados obtenidos en las simulaciones, se evaluaron alternativas para mejorar o arreglar el problema presentado en la tesis.

A.2. Funcionamiento del mercado eléctrico nacional

En el país se distinguen dos mercados en los cuales las empresas generadoras transan la potencia y la energía. Por un lado está el denominado mercado *spot*, caracterizado por

¹⁰Pyomo es un paquete open-source basado en Python, que permite la formulación, resolución y análisis de modelos de optimización.

las transacciones y precios marginalistas vigentes en el marco del funcionamiento de los CDEC de cada sistema. Por otro lado, el mercado de contratos en que los mismos agentes establecen transacciones con los denominados clientes libres y clientes regulados.

El **mercado spot** es aquel en que estrictamente hablando los precios marginalistas (posteriormente se hablará de ellos) son aplicados. En él los generadores inyectan energía al sistema, por lo cual reciben los pagos correspondientes a los precios vigentes en cada momento del tiempo. Como la oferta (generadores) dependen de la demanda del sistema, los retiros de energía se gatillan por los contratos que deben cumplir los generadores con sus clientes (ya sean libres o regulados).

Dado el funcionamiento descrito, debe quedar claro que la producción de energía de un generador cualquiera está disociada de sus ventas establecidas a través de sus contratos.

Esto ocurre porque el despacho de centrales lo realiza el CDEC en función de variables, como por ejemplo la hidrología, que llevan a que la cantidad producida efectivamente en un período de tiempo puede ser mayor o menor, dependiendo de la disponibilidad del agua (si se trata de una central hidroeléctrica). Por otro lado, la cantidad retirada por el generador del sistema depende de las decisiones que tome el consumidor con el cual posee un contrato de provisión de servicio.

Como los precios marginalistas de energía y potencia (sección 2.6) son los que rigen el mercado spot¹¹, lo que en la práctica ocurre es que cada inyección y retiro del sistema se evalúa a dichos precios, de forma que el generador responsable cobra cuando inyecta y paga cuando retira; al precio vigente en el momento en que se realiza cada uno de estos movimientos.

A.3. Costos marginales: potencia y energía

En Chile se definen dos costos marginales; el de la energía y el de la potencia. Cada uno de estos precios queda determinado del siguiente modo:

- Costo marginal de la energía: corresponde al costo variable, de suministrar 1 *MWh* adicional en cada intervalo de tiempo. Dada la regla de despacho de corto plazo [20], en sistemas con generación sin restricción de mínimo técnico, lo indicado es equivalente al costo variable de la unidad más cara que esté en operación.

La teoría marginalista determina que toda la energía generada en un intervalo de tiempo debe ser valorizada al costo marginal de la energía definida en ese intervalo de tiempo.

- Costo marginal de la potencia: corresponde al costo de instalar una unidad adicional de capacidad (1 *MW*) para la tecnología más barata en inversión unitaria (y por tanto, más cara en operación en cuanto a costos variables).

En el SING, es el costo de una unidad adicional de capacidad de una turbina diesel.

Por lo tanto, la teoría marginalista determina que toda la potencia instalada disponible y utilizada efectivamente para abastecer la demanda cuando esta es máxima, debe ser valorizada al costo marginal de la potencia.

¹¹En el mercado de contratos los precios se definen libremente, o mediante las licitaciones de suministro que realizan las distribuidoras eléctricas, en el caso de los clientes regulados

La potencia instalada disponible tiene el nombre de potencia firme, y la metodología para calcularla se especifica en el documento de la referencia [21].

Dándole un sentido económico, el precio de la energía representa el costo marginal de corto plazo, al demandar una unidad adicional de energía, considerando la capacidad instalada del sistema como fija. En cambio el precio de la potencia representa el costo marginal de largo plazo del sistema, al instalar una unidad adicional de capacidad (en tecnología de punta), frente a un aumento de la demanda máxima del sistema.

Como forma de “incentivo” y de garantizar que el mercado eléctrico cuente siempre con las inversiones necesarias para que no se produzcan cortes programados; originados por la insuficiencia del sistema para satisfacer la demanda de punta; la normativa vigente ha establecido que de existir este tipo de cortes, en las horas en que ocurren; la energía se transará en el mercado spot al llamado *Costo de Falla*. Este costo representa conceptualmente el costo de oportunidad para la sociedad de no contar con energía en dichos momentos.

El costo de falla es calculado por la autoridad regulatoria, siendo superior a cualquier costo variable de operación, lo que genera los incentivos necesarios para que las empresas realicen inversiones para evitar el corte. Normalmente estas inversiones se realizan en turbinas diesel para cubrir la demanda de punta del sistema, cuya demora de instalación es significativamente menor respecto a otras tecnologías.

En esta tesis para la expansión de generación se utiliza el concepto de pagos por potencia. Estos pagos, son la alternativa al costo de falla de largo plazo, para incentivar la inversión en el parque generador.

A.4. Metodología utilizada

Para ver los efectos que tiene considerar la restricción de mínimo técnico en una planificación de expansión de generación, se propone la siguiente metodología de análisis, en sistemas eléctricos de prueba para validación, como se muestra a continuación.

A.4.1. Sistema uninodal

A.4.1.a. Caso 1: inversión continua

Para ver los efectos en cantidad de inversión y generación asociados a la restricción de mínimo técnico, se realizarán dos simulaciones sobre el sistema uninodal presentado en el anexo E: una considerando mínimo técnico y la otra no. El objetivo es ver la diferencia en cuanto a generación por parte de cada tecnología, mostrando las variaciones de comportamiento de las tecnologías en las demandas de base y de punta.

Para este caso se considerarán variables continuas de inversión de tecnologías generadoras, basado en el ejercicio de simulación realizado en [24]. Se utilizará el modelo presentado en la sección 3.4, adaptado al hecho de que las inversiones se hacen por tecnología y no por unidades generadoras.

Dado que el efecto que se quiere analizar tiene que ver más con los porcentajes de generación en cuanto a base y punta, la cronología no es relevante. Por ello la planificación se realizará sobre una curva de duración de carga aproximada por bloques.

Además de analizar las diferencias en generación, se hará una evaluación económica de las inversiones realizadas, valorizando el retorno a costo marginal, tanto de energía como de potencia, como se planteó en la sección 3.6.

A.4.1.b. Caso 2: Inversión discreta

Para ver los efectos en los tiempos de inversión por considerar restricción de mínimo técnico, se realizarán dos simulaciones sobre el sistema uninodal presentado en el anexo F: una considerando mínimo técnico y la otra no. El objetivo es ver si hay diferencias en los años de entrada de las unidades, al considerar que el sistema de prueba fuerza a que todas las unidades se inviertan dentro del horizonte de planificación.

Para este caso se considerarán variables discretas de inversión (alternativas de unidades generadoras por unidades). Se utilizará el modelo de expansión de generación clásico, presentado en la sección 3.2 adaptado al caso uninodal por lo que no se tomarían en cuenta las restricciones asociadas a las líneas de transmisión.

Para este caso las curvas de duración de carga no son relevantes, por lo que la planificación se realizará sobre una curva de crecimiento anual de la demanda, considerando un solo bloque por año.

De igual forma se realizará una evaluación económica para cada caso, analizando el retorno de pago de inversiones a valorización de costo marginal (potencia y energía; sección 3.6).

A.4.1.c. Consideraciones de los sistemas uninodales

Para ambos casos, los pagos por potencia se realizarán asumiendo que toda la potencia instalada de la tecnología/central es la capaz de generar en horario punta, por lo que su valorización se hará por el total de potencia invertida. La valorización de potencia se hará con las consideraciones presentadas en 3.6.3.

Estas simulaciones se realizarán utilizando un modelo programado en Pyomo (anexo D), el cual también calculará los costos marginales, según la metodología presentada en la sección 3.5.

Para el caso de la inversión continua, dado que es una programación no-lineal entera mixta, se definirán un conjunto de valores iniciales de las variables con el fin de encontrar un mínimo local aceptable como resultado, según las metodologías propuestas en la referencia [26].

A.4.2. Sistema modificado del SING

A.4.2.a. Caso 3

Para ver los efectos reales asociados a la restricción de mínimo técnico además de considerar la generación ERNC se realizarán dos simulaciones sobre el sistema modificado del SING presentado en el anexo G, tomando como referencia la base de datos (entregada por el CDEC-SING) del primer semestre 2015.

Esta base de datos se modifica para no considerar la interconexión con el SIC, debido

a que se quiere analizar el problema actual de la teoría marginalista pura, para un sistema térmico puro. El hecho de considerar la interconexión implicaría tomar en cuenta el efecto de los embalses, el cual podría generar distorsiones adicionales. Este aspecto no permitiría ver aisladamente el efecto de la restricción de mínimo técnico planteado en este trabajo.

Para las simulaciones se utilizará el algoritmo LT-Plan de PLEXOS (ver apéndice C.1), para un horizonte de 10 años, tomando como base los costos y unidades candidatas de la referencia [27].

Una de las simulaciones se hará utilizando la aproximación por bloques de la curva de duración de carga, la cuál utiliza el modelo clásico de expansión de generación mostrado en la sección 3.2. Para esta simulación se considerarán 5 bloques mensuales.

La segunda simulación se realizará utilizando la opción “Full Chronological” (cronología completa) de PLEXOS, la cual permite incorporar restricciones propias de las variables temporales [28]. Estas restricciones son las presentadas en la sección 3.3, que básicamente son los efectos de tiempos mínimos de encendido y apagado, además de los costos de encender y apagar las unidades (apéndice C). Dada la base de datos obtenida, la cronología en esta simulación se hará con un bloque diario.

De estas dos simulaciones se hará una comparación en cuanto a decisiones de inversión.

Posteriormente, sobre ambos modelos se realizarán simulaciones con algoritmo ST de PLEXOS (corto plazo). De estas simulaciones se validará la eventual operación de los planes de obra, de los cuales se obtendrán los ingresos por costos marginales y las índices estadísticos para la obtención del $IFOR$ y $P_{inicial}$ (ver sección 3.6).

En ambos casos, para la evaluación económica los pagos por potencia se harán en base a los documentos de las referencias [21,25,29] según lo presentado en la sección 3.6. También se incorporará la generación ERNC al modelo de planificación, por lo que se analizarán los casos críticos del problema presentado en este trabajo acerca de la generación a mínimo técnico.

Los perfiles ERNC entregados por el CDEC-SING son de un bloque diario. Estos consideran que por todo el año se respetan los factores de carga, además de incluir los casos de mínima y máxima generación ERNC por días “tipo”. Por lo tanto, los perfiles pasan por alto el efecto horario al hacer esta aproximación. De todas formas para este trabajo se consideran válidos, considerando que el efecto estudiado es el de la restricción de mínimo técnico.

Finalmente se analizarán las diferencias en cuanto a retorno de pago de inversiones a valorización de costo marginal, comparando también las diferencias de las aproximaciones de demanda y su efecto sobre la operación real.

A.5. Resultados simulaciones

A.5.1. Caso 1: inversión continua

Para validar el modelo de inversión continua, se utilizan los datos del sistema de prueba del anexo E.

Para este caso se realizaron dos simulaciones: una considerando el efecto del mínimo técnico y la otra no, cuyos resultados y comparaciones se muestran a continuación.

Los resultados de inversión de ambas simulaciones se muestran en la siguiente tabla:

Tecnología	Inversión sin mínimo técnico [MW]	Inversión con mínimo técnico [MW]
Carbón	2500	2500
CC-GNL	1768	1376
Diesel	0	392
Total	4268	4268

Tabla A.1: Resultados de inversión para caso 1

Como se observa, en ambos casos la inversión en carbón se hizo por el máximo permitido. Dado que la demanda en todo bloque, a excepción del primero, está por sobre los 2500 MW, en cualquier simulación es óptimo que la tecnología a carbón opere como base. Entonces dado que su operación tiende a ser a potencia nominal, no se ve afectada por la restricción de mínimo técnico, lo que justifica que su inversión sea por el total permitido.

La diferencia en inversiones se presentó con las tecnologías CC-GNL y Diesel.

La simulación que consideró mínimo técnico arrojó inversiones en CC-GNL menores que en la simulación que consideró mínimo técnico. Esto se debe a que para cumplir con la restricción de mínimo técnico, hay bloques en que la tecnología CC-GNL no podría operar por estar bajo su mínimo técnico, despachando la tecnología Diesel, lo que hizo necesaria su inversión.

Por otro lado, en la simulación que no consideró mínimo técnico, las inversiones de las tecnologías CC-GNL y Diesel se fueron dando según su economía en operación. La tecnología CC-GNL al tener costos variables menores que la tecnología Diesel, justificaba que se invirtiera con el fin de cubrir la diferencia entre la demanda y la capacidad de la tecnología carbón.

Las figuras 5.1 y 5.2 muestra la generación para cada simulación, complementando lo descrito anteriormente.

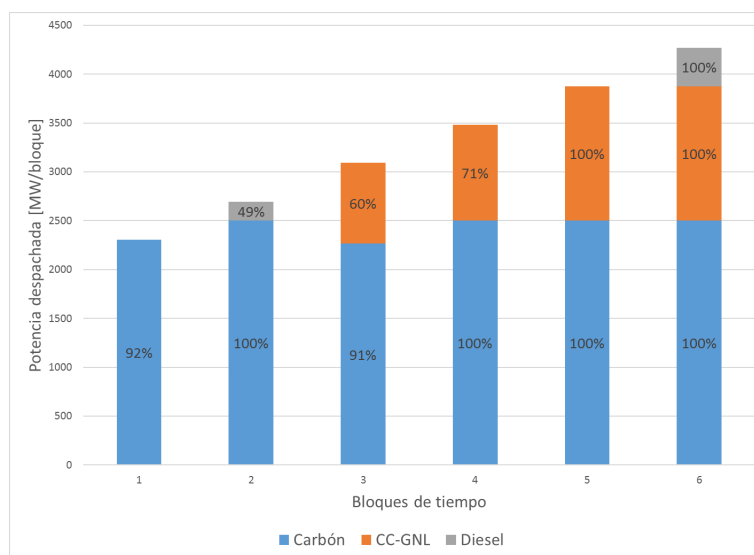


Figura A.1: Generación simulación considerando mínimo técnico, caso 1

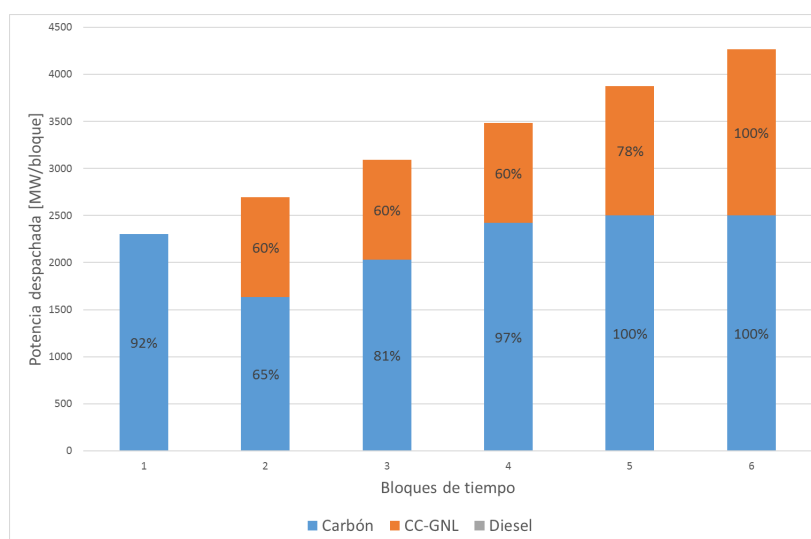


Figura A.2: Generación simulación sin considerar mínimo técnico, caso 1

De las figuras se observa que cuando no se considera la restricción de mínimo técnico en la planificación de expansión, el despacho de tecnologías tiende a darse por su orden de mérito: más barata en operación a la más cara. Sin embargo, la necesidad de respetar la restricción de mínimo técnico implica que en algunos bloques de tiempo la tecnología de base (carbón) opere a potencia menor que su nominal, con el fin de que la tecnología CC-GNL pueda generar dentro de sus rangos de operación. Esto provoca que opere a mínimo técnico en los bloques 2, 3 y 4.

Para la simulación que toma en cuenta el efecto de mínimo técnico en la planificación de expansión, se puede ver que la tecnología Diesel no necesariamente cubre las puntas, ya

que opera en el bloque 2, existiendo disponibilidad de CC-GNL. Esto se da para cumplir con la restricción de generación mínima.

Recién en el bloque 3 la tecnología CC-GNL opera a mínimo técnico. Para permitir lo anterior, la tecnología a Carbón tuvo que disminuir su potencia de operación, generando a un 91 % de su capacidad nominal.

Finalmente, en el bloque 6, se ve que todas las tecnologías operan a su máxima capacidad.

El análisis de la generación presentado anteriormente se puede complementar con los costos marginales del sistema. La comparación de los costos marginales de ambas simulaciones, se muestra en la figura 5.3.

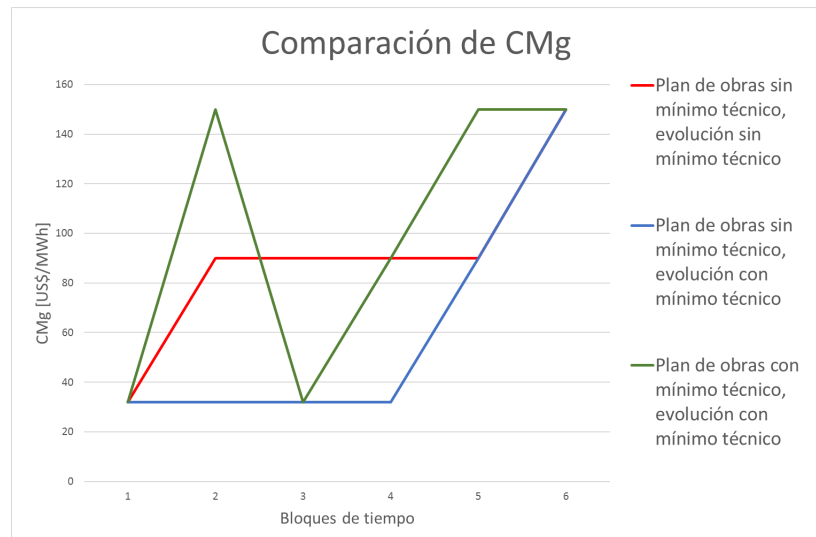


Figura A.3: Evolución del costo marginal para ambas simulaciones, caso 1

Como se aprecia, la estimación del costo marginal cuando no se considera mínimo técnico, tanto en la expansión de generación como en la operación, tiende a ser mayor de lo que el costo eventualmente sería. Esto se produce por la operación de la tecnología CC-GNL en los bloques 2, 3 y 4, ya que al estar a mínimo técnico no marca el costo marginal del sistema.

El considerar mínimo técnico en la expansión de generación y operación permite estimar mejor las variaciones del costo marginal por la generación de centrales a mínimo técnico.

Para la simulación que consideró mínimo técnico, hay un bloque en particular que muestra el problema de tarificación a costo marginal: el bloque 3.

El costo marginal en el bloque 3 es de 32 [US\$/MWh] (Carbón) siendo que la tecnología más cara en operación es la CC-GNL, cuyo costo variable es de 90 [US\$/MWh]. Esto se debe a que la tecnología CC-GNL opera a su mínimo técnico (60 %) y como se vio en la sección 3.5, esto haría que no marque el costo marginal del sistema.

Por otro lado, en la simulación que no consideró restricción de mínimo técnico, el costo marginal del sistema era esperable que lo marque el carbón hasta agotar su capacidad

instalada. Luego lo marca la tecnología siguiente, CC-GNL.

Según la metodología presentada en la sección 3.6, la evaluación económica en ambos casos (con mínimo técnico y sin mínimo técnico) se realiza para las nuevas inversiones, obteniendo los siguientes comportamientos de VAN.

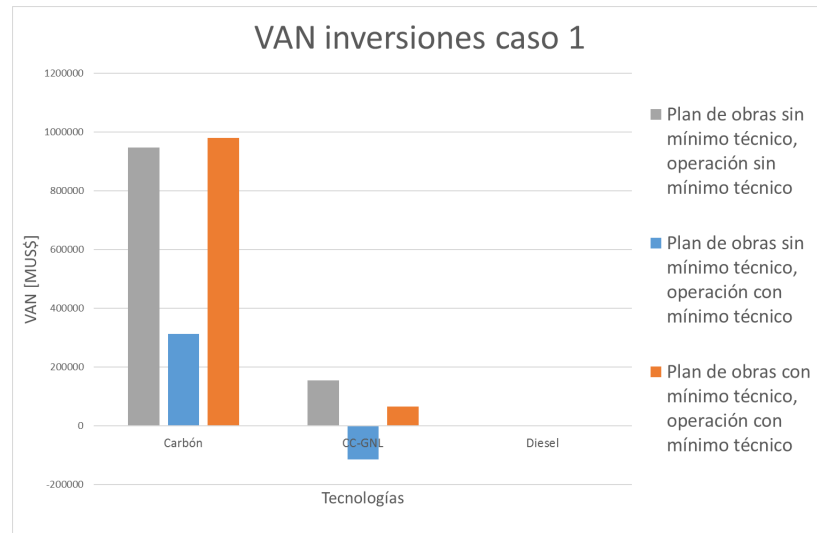


Figura A.4: VAN de inversiones, caso 1

Como se aprecia en la figura anterior, considerar la restricción de mínimo técnico afecta el retorno de pago de inversiones. Como se analizó anteriormente, los costos marginales al considerar mínimo técnico tienden a subir. Esto produce que mientras más barata sea en operación la tecnología, su rentabilidad aumenta.

De esta forma, el carbón al ser una tecnología base, verá un aumento significativo en su retorno de pago de inversiones.

En la simulación que no consideró mínimo técnico, CC-GNL pagó su inversión al equilibrar los pagos por potencia y sus costos de operación al marcar costo marginal. Para la simulación que consideró restricción de mínimo técnico, Diesel fue la tecnología de punta, por lo que también equilibró sus costos de inversión y operación con los ingresos por potencia y energía.

Se puede observar que considerar la restricción de mínimo técnico en las dos etapas de la simulación (expansión de generación y operación), permite estimar de mejor forma el retorno de pago de inversiones disminuye, al proyectar los problemas de tarificación a costo marginal por la operación a mínimo técnico.

A.5.2. Caso 2: inversión discreta

Para validar el modelo de inversión discreta, se utilizan los datos del sistema de prueba del anexo F.

Para este caso se realizaron dos simulaciones: una considerando el efecto del mínimo técnico y la otra no.

Los resultados de inversión de ambos casos se muestran en la siguiente tabla:

Decisiones de inversión al considerar mínimo técnico [MW]															
Tecnología	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
Carbón	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GNL	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0
Diesel	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1

Decisiones de inversión sin considerar mínimo técnico [MW]															
Tecnología	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
Carbón	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GNL	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Diesel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1

Tabla A.2: Resultados de inversión para el caso 2

Gráficamente, la evolución de potencia instalada por tecnología, para cada caso, se muestra en las figuras 5.5 y 5.6.

Como se observa en las figuras, considerar el efecto del mínimo técnico cambia el orden en que se invierten las unidades.

En la simulación que consideró el efecto de mínimo técnico hubo inversión en tecnología Diesel antes que la GNL. Esto se debe exclusivamente a que al ser una tecnología más flexible permite cumplir con la restricción de mínimo técnico en los períodos en que la demanda no es lo suficientemente alta como para que opere una central GNL. Hay que recalcar que además de ser menor la potencia máxima de cada central Diesel, su mínimo técnico es de un 20 %, lo que la hace ser una tecnología más flexible.

En cambio, en la simulación que no considera el mínimo técnico, se cumple el orden en las inversiones esperado. Esto es ir invirtiendo en tecnologías más baratas en costos variables a medida que la demanda vaya aumentando.

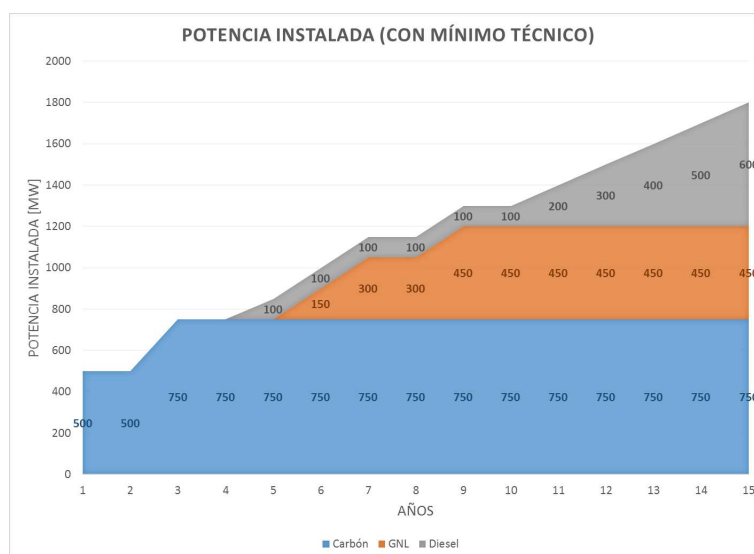


Figura A.5: Potencia instalada considerando mínimo técnico, caso 2

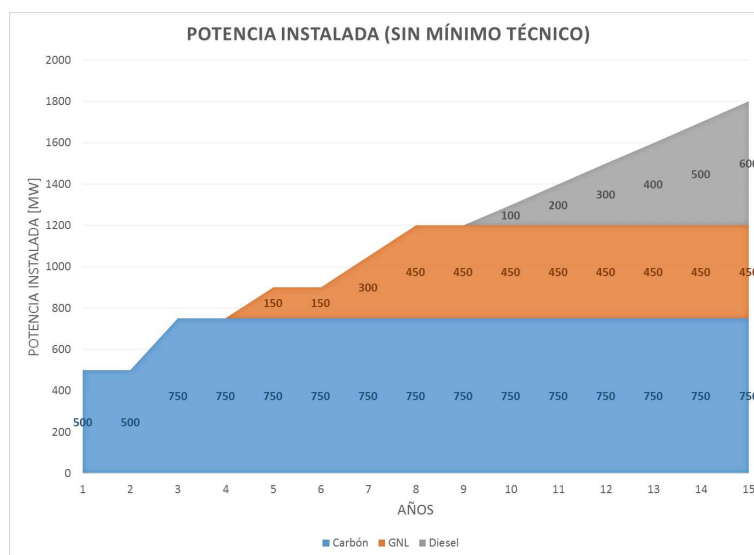


Figura A.6: Potencia instalada sin considerar mínimo técnico, caso 2

Este “adelanto” en la inversión Diesel significa cambios en los costos marginales del sistema. La figura 5.7 muestra la comparación de ambas simulaciones:

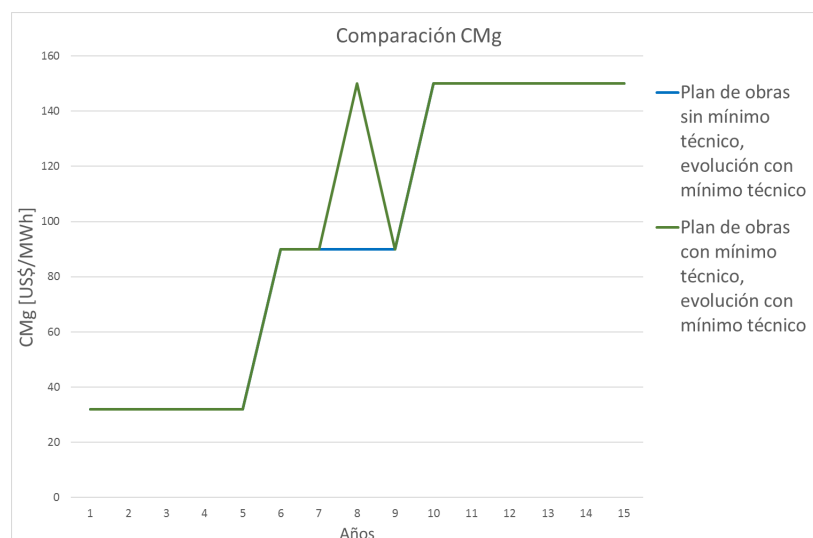


Figura A.7: Evolución del costo marginal para ambas simulaciones, caso 2

Al igual que en el caso 1, se ve que el no considerar el efecto de mínimo técnico hace que el costo marginal sea creciente junto con la demanda. En cambio, cuando se considera el efecto de mínimo técnico se ven diferencias durante el horizonte de planificación, especialmente dados por considerar ésta restricción, como se ve en el año 8.

En cuanto a los retornos de pago de inversiones, los VAN de cada simulación se muestran en la siguiente figura:

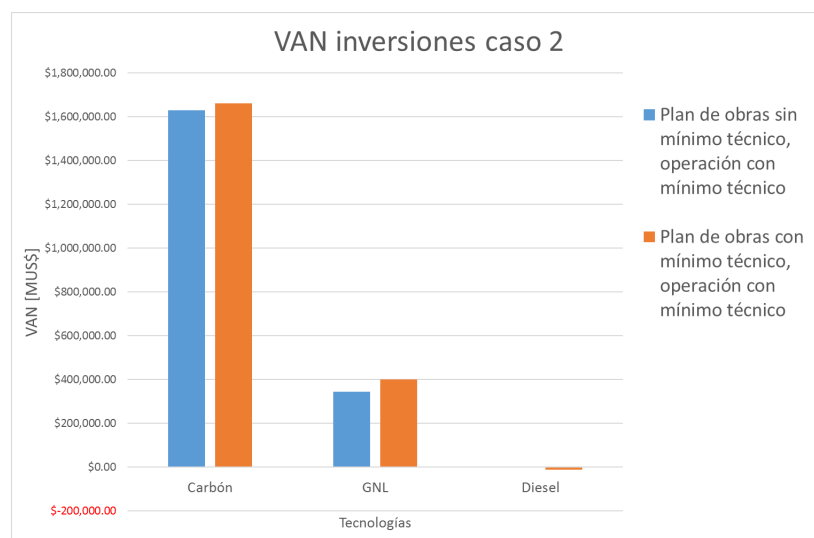


Figura A.8: VAN de inversiones en Carbón, caso inversión discreta

Como se aprecia, la tecnología de punta es la que se ve perjudicada, al no poder cubrir sus costos variables de operación en los bloques de tiempo que se encuentre a mínimo técnico.

A.5.3. Caso 3: Sistema modificado del SING

Para esta simulación, se utiliza la base de datos IET S1-2015, entregada por el CDEC-SING, modificada de forma de mantener la característica de sistema térmico puro. Solamente se incorpora la inyección ERNC.

Los datos del sistema modificado se muestran en el apéndice G.

Las inversiones para el caso con aproximación por **bloques** se muestra en la tabla 5.3.

Plan de obras: aproximación de bloques			
Función objetivo LT	1.7247495239E+010		
Central	Tecnología	Potencia instalada [MW]	Año inversión
Eólico SING I	Eólica	200	2015
Eólico Calama	Eólica	75	2015
Eólico Crucero Encuentro	Eólica	100	2020
Eólico El Abra	Eólica	60	2020
Eólico Lagunas	Eólica	75	2021
Eólico Sierra Gorda	Eólica	75	2021
Geotermica Puchuldiza 03	Geotermica	40	2021
Geotermica Gaby	Geotermica	50	2021
TARAPACÁ III	Carbón	200	2022
Geotermica Apacheta 01	Geotermica	40	2022
Geotermica Apacheta 02	Geotermica	40	2022
Geotermica Pampa Lirima 01	Geotermica	40	2022

Central	Tecnología	Potencia instalada [MW]	Año inversión
Geotermica Polloquere 01	Geotermica	40	2022
Geotermica Polloquere 02	Geotermica	40	2022
Carbón Tarapacá 3	Carbón	110	2023
Diesel Mejillones 1	Diesel	130	2023
Diesel Mejillones 2	Diesel	130	2023
Diesel Mejillones 3	Diesel	130	2023
Geotermica Pampa Lirima 02	Geotermica	40	2023
Geotermica Puchuldiza 01	Geotermica	40	2023
Geotermica Puchuldiza 02	Geotermica	40	2023

Tabla A.3: Resultados de inversión para caso aproximación por bloques

Gráficamente, la potencia instalada del plan de obras se muestra en la figura 5.9:

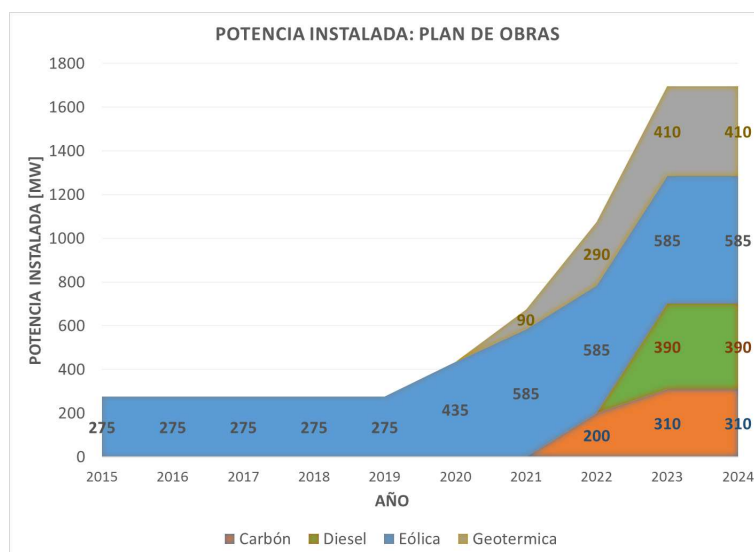


Figura A.9: Potencia instalada en el horizonte de planificación, aproximación por bloques

Para el caso de la simulación “Full-Chronological”, las decisiones de inversión son las mostradas en la tabla 5.3.

Plan de obras: “Full Chronological”			
Función objetivo LT	1.7967265132E+010		
Central	Tecnología	Potencia instalada [MW]	Año inversión
PV Condores	Solar	30	2015
PV Domeyko	Solar	40	2015
PV Arica	Solar	40	2015
PV Encuentro	Solar	50	2015

Central	Tecnología	Potencia instalada [MW]	Año inversión
PV Calama	Solar	35	2021
PV Andes	Solar	40	2021
PV Lagunas	Solar	50	2021
PV Nueva Encuentro	Solar	50	2021
PV Pozo	Solar	50	2021
PV Nueva Crucero Encuentro	Solar	60	2021
PV Parinacota	Solar	60	2021
Solar SING I	Solar	150	2021
Solar SING II	Solar	150	2021
Solar SING IV	Solar	150	2021
Solar SING VI	Solar	150	2021
Solar SING III	Solar	200	2021
Geotermica Apacheta 01	Geotermica	40	2022
Geotermica Apacheta 02	Geotermica	40	2022
Geotermica Pampa Lirima 01	Geotermica	40	2022
Geotermica Pampa Lirima 02	Geotermica	40	2022
Geotermica Polloquere 01	Geotermica	40	2022
Geotermica Polloquere 02	Geotermica	40	2022
Geotermica Puchuldiza 01	Geotermica	40	2022
Geotermica Puchuldiza 02	Geotermica	40	2022
Geotermica Puchuldiza 03	Geotermica	40	2022
Geotermica Gaby	Geotermica	50	2022
TARAPACA III	Carbón	200	2023
Atacama GNL 2	GNL	250	2023

Tabla A.4: Resultados de inversión para caso “Full Chronological”

Gráficamente, la potencia instalada del plan de obras se muestra en la figura 5.10:

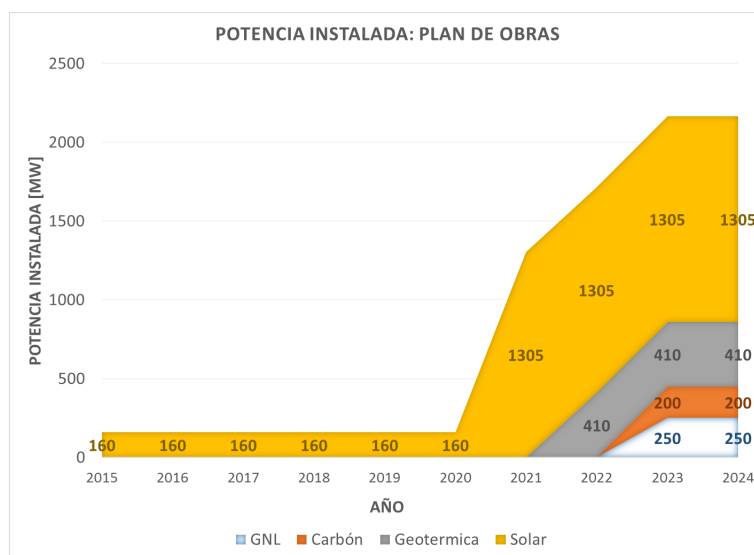


Figura A.10: Potencia instalada en el horizonte de planificación, “Full-Chronological”

Ambos planes de obras son muy distintos, considerando las matrices de energía invertidas.

Analizando por tipo de generación se tiene:

- Térmica convencional: para el caso de **aproximación por bloques**, el plan de obras considera invertir en 5 centrales térmicas convencionales, 2 de carbón y 3 de Diesel. En cambio para el caso “**Full-Chronological**”, solamente considera la inversión de 2 centrales a Carbón.

Esto se explica, ya que si no se consideran los tiempos mínimos de operación/detención, la optimización puede tomar que las tomas de carga de las centrales térmicas son más flexibles de lo que podrían ser.

Por eso, es que para el caso “Full-Chronological” solamente invierte en 2, terminando el horizonte de planificación. También es importante notar que la inversión en este caso fue menor en potencia instalada, y posterior en tiempo de puesta en marcha (figuras 5.9 y 5.10).

- Solar/eólica: se contrastan estas dos tecnologías en los planes de obras resultantes. Para el caso de aproximación por bloques, la generación por este tipo de energías se aproximará a su factor de planta. De los perfiles entregados por el CDEC-SING, 40 % y 34 % son los factores de planta para la generación eólica y solar, respectivamente. Por lo tanto, para esta simulación era de esperar de que fuera de mayor preferencia un parque eólico que una planta solar (figura 5.9).

En cambio para el caso “Full-Chronological”, al ser relevantes los tiempos mínimos de encendido y apagado, se hace importante mantener una generación menos dispersa como lo es la solar, en vez de considerar la potencia instalada. Esto marca el hecho de que no haya inversión en otro tipo de tecnologías hasta el año 2022 (figura 5.10).

- Geotérmica: en ambos casos se decide invertir en las mismas centrales, la diferencia está en los tiempos de puesta en marcha.

Se repite el fenómeno de la simulación 2, en la cuál se adelantan inversiones de la tecnología intermedia (en este caso Geotérmica), con el fin de cubrir la demanda para cada bloque, respetando su mínimo técnico.

La evolución de los costos marginales para el caso de aproximación por bloques y para “Full-Chronological” se muestran gráficamente en las figuras 5.11 y 5.12, respectivamente.

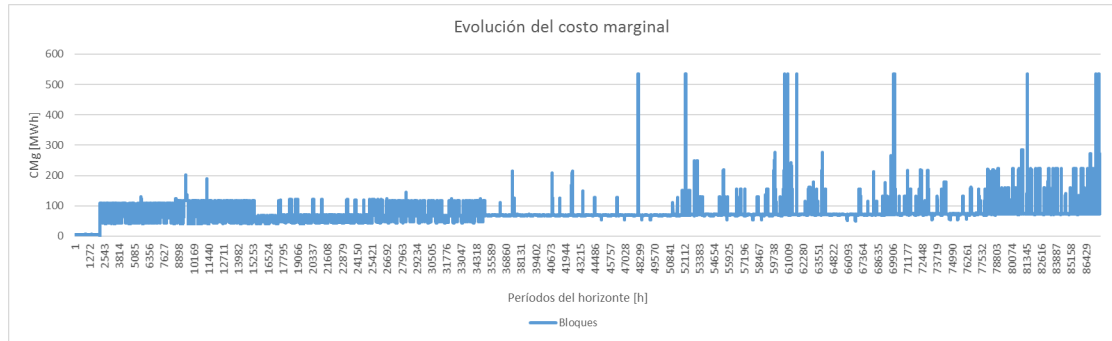


Figura A.11: Evolución del costo marginal, caso aproximación por bloques

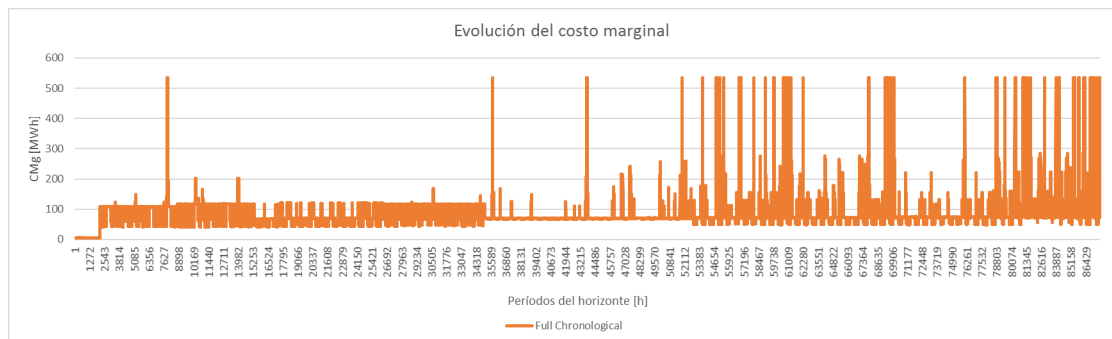


Figura A.12: Evolución del costo marginal, caso “Full-Chronological”

Como se aprecia de las figuras anteriores, se pueden distinguir 3 zonas de análisis:

- Entre 0 y ~35589 horas (2015-2019): Los costos marginales son muy similares en ambas simulaciones. Al haber una cantidad considerable de inyección ERNC, marginan en muchas horas de este período: Eólica para el caso de aproximación por bloques y Solar para el caso “Full-Chronological”.
- Entre ~35589 y ~52112 horas (2019-2021): En ambos planes de obra la inversión de geotérmicas se da en este período. Los costos marginales son similares en ambos casos, donde la tendencia es al costo variable de la geotérmica.
- Entre ~52112 y ~87672 horas (2021-2024): Esta es la zona en la que los costos marginales más difieren. Para la simulación con aproximación por bloques se ve que los costos marginales en promedio son de 80 [USD/MWh], teniendo pocas variaciones, a

excepción de los costos de falla en ciertos períodos. Para el caso “Full-Chronological” se observa que el costo varía entre los 40 y 80 [USD/MWh], existiendo mayor cantidad de fallas en el sistema.

En términos generales el costo marginal para la simulación por aproximación por bloques tiende a ser mayor en el último bloque de horas, teniendo pocas horas con energía no servida. Esto se explicaría por la alta inversión en tecnologías convencionales, las cuales al término del período aprovechan su capacidad máxima, por lo que las centrales de tecnologías más rápidas y flexibles modulan las variaciones de demanda.

Por otro lado, para el caso “Full-Chronological” hay muchas más tasas de falla. De todas formas estos altos costos marginales por falla se compensan con los bajos costos marginales en condiciones normales, que tiene un cierto comportamiento estacional (se asume que diario, tomando en cuenta que es generación solar).

Restando los costos marginales de ambas simulaciones, se obtiene la siguiente figura:

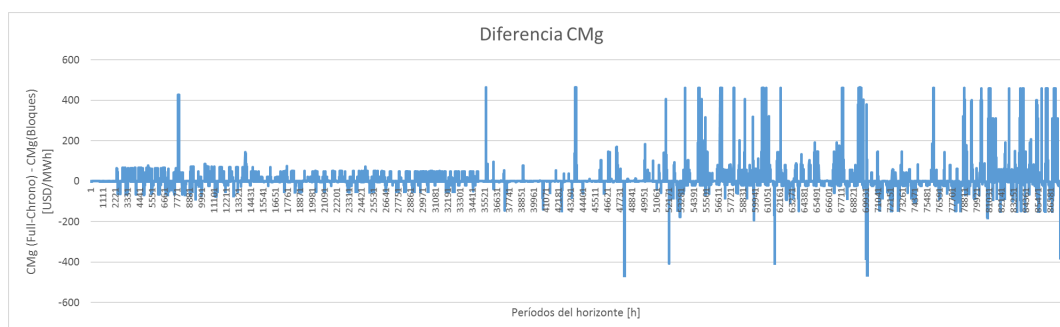


Figura A.13: Evolución del costo marginal para ambos casos

Si no se toman en cuenta los costos de falla en la figura 5.13, se ve que hay diferencias en costos marginales de más o menos 40 US\$/MWh. Esto se puede interpretar que en ciertos bloques de tiempo en la simulación “Full-Chronology”, se considera la operación de una GNL por sobre una de Carbón. Lo anterior es consecuente con la operación flexible considerando la inyección ERNC en el parque generador.

En cuanto al retorno de pago de inversiones, fue necesario valorizar los pagos por potencia. Según la metodología propuesta (capítulo 4), la potencia de suficiencia reconocida para cada plan de obras se presenta en las tablas H y H del apéndice H.

Gráficamente, los VAN de los proyectos de cada plan de obras se muestran en las figuras 5.14 y 5.15.

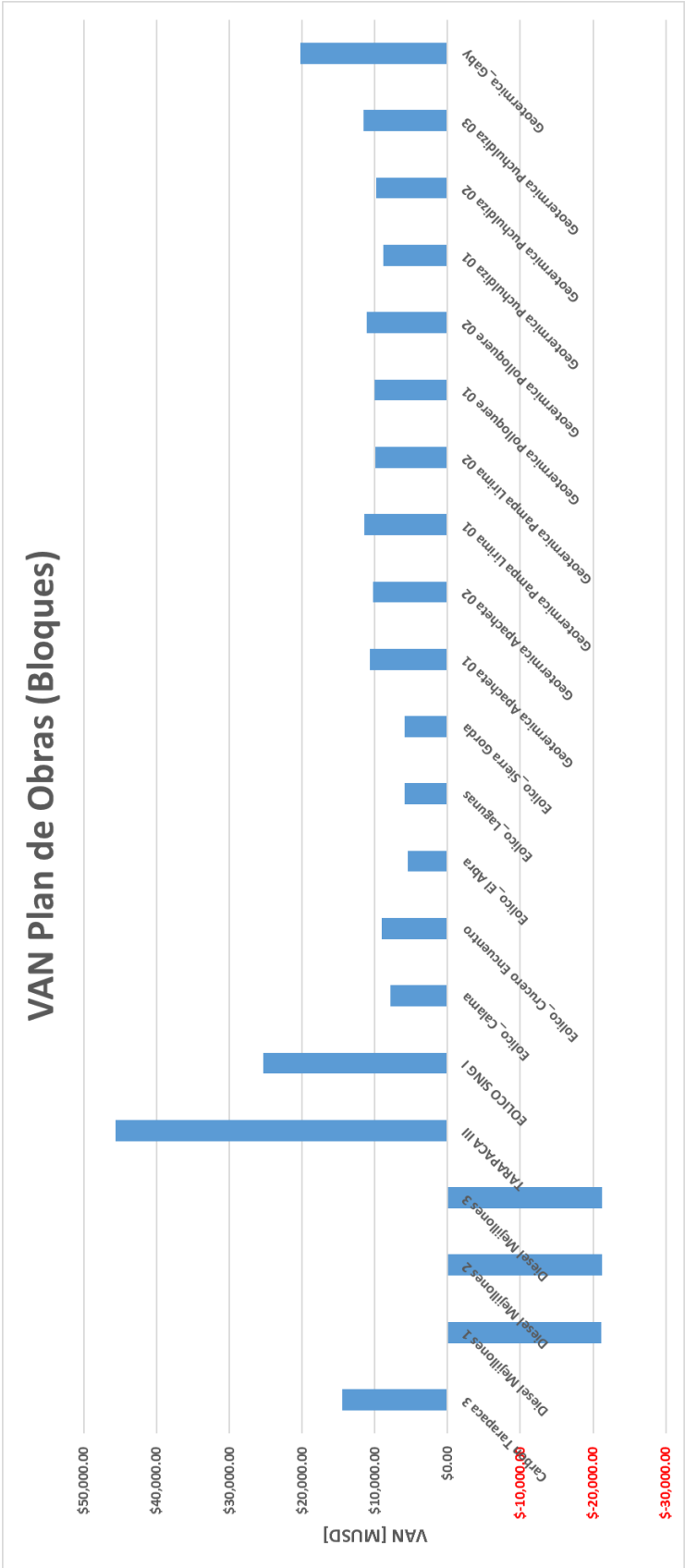


Figura A.14: VAN Plan de Obras (Bloques) [MUSD]

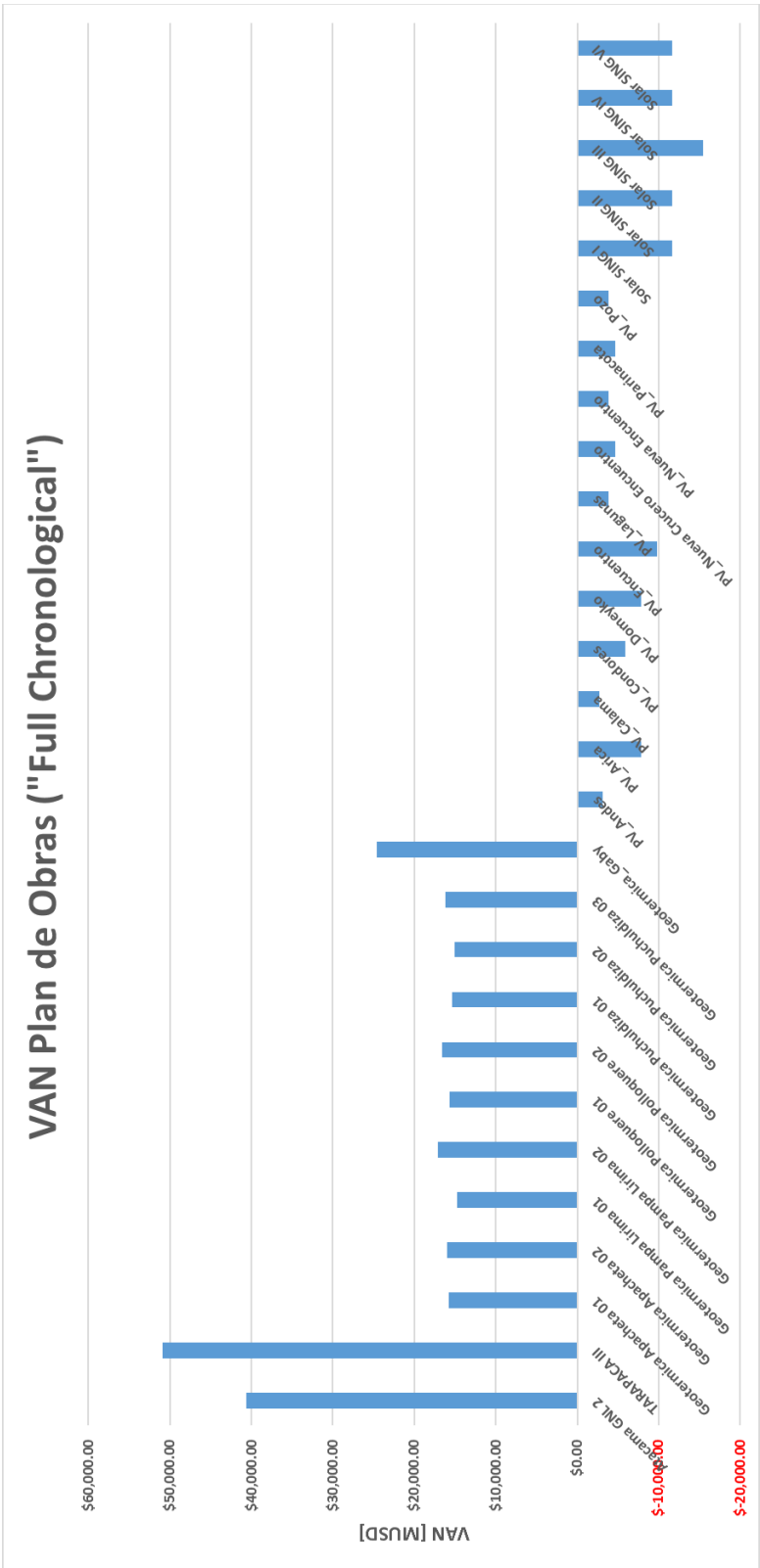


Figura A.15: VAN Plan de Obras ("Full Chronological") [MUSD]

Para la **simulación por aproximación por bloques**, el retorno de pago de inversiones para las inversiones geotérmicas y eólicas se dio sin problemas. Se hubiese pensado que los parques eólicos tendrían problemas para pagarse, más que nada por la potencia de suficiencia reconocida, pero hay que recalcar que los perfiles ERNC entregados por el CDEC-SING les asignaba factores de planta de 40 %, lo que claramente está por sobre el real.

Los ingresos por energía altos se justifican comparando con el costo marginal, el cuál en todo momento es superior a los costos variables de geotérmica y eólica.

Para el caso de las geotérmicas, dada que su operación es económica, su potencia reconocida también es alta, lo que aporta positivamente a sus flujos de caja netos.

Respecto a las centrales térmicas convencionales, las de Carbón no tienen problemas en sus ingresos por energía, a pesar de la alta penetración ERNC. Esto se justifica ya que la demanda al ser alta permite que estas centrales generen a una potencia mayor a su mínimo técnico cercanas a su potencia nominal, por lo que se pagan cobrando a costo marginal mayor al del carbón (GNL o diesel). El ingreso por potencia reconocida también es alto, considerando que operan mayor cantidad de horas al ser centrales de generación base.

En esta simulación en particular, son las centrales diesel las perjudicadas, a pesar de que son las más económicas en inversión. Que sus VAN al término del período sean negativos, se debe a que dada la generación en ciertos períodos de Carbón (no a su potencia nominal) y de la intermitencia ERNC, sean las centrales Diesel las que vayan tomando las diferencias de carga, operando en muchos períodos a mínimo técnico. Por lo que en esos períodos, siguiendo la teoría marginalista, perderían dinero en mercado spot. Además hay que considerar que la poca operación de estas centrales, afecta en teoría a su potencia de suficiencia reconocida, lo que la perjudica más, al ser el ingreso que aportaría balance en los flujos de la inversión.

La planificación al no tomar en cuenta esta restricción, hace que en una operación real, no se aproveche al 100 % el potencial de cada central invertida.

Por otro lado, para la **simulación “Full-Chronological”** el pago de las inversiones en geotérmicas se dio de la misma forma que para el caso anterior. Los ingresos por energía, están muy por sobre sus costos variables, lo que da para cubrir los costos fijos de inversión. Además que su constante operación le aporta al reconocimiento de potencia de suficiencia.

El VAN para el caso de las inversiones en centrales fotovoltaicas, se debe al poco reconocimiento de potencia de suficiencia. Aunque los ingresos por energía son positivos por período, la baja potencia instalada por cada central no permite que la generación alcance a cubrir ese déficit por el reconocimiento de potencia firme.

Respecto a las inversiones en centrales de generación convencional, se ve que sus ingresos pagan su inversión. La decisión al considerar la cronología permitió que la central a carbón genere cerca de su potencial máximo y que la GNL opere por sobre su mínimo técnico.

Particularmente, la GNL genera en las noches/madrugada, que es cuando la generación solar es baja o nula. De esa forma se asegura que la tecnología margine y/o reciba ingresos de las centrales Diesel ya instaladas.

A.6. Conclusiones

A partir de los resultados obtenidos y de los análisis realizados de las simulaciones, se concluye lo siguiente:

- La teoría marginalista pura funciona perfectamente en un sistema económicamente adaptado: sin pérdidas de transmisión, sin restricciones de inversión (inversión continua) y sin mínimo técnico.
- Considerar la restricción de mínimo técnico afecta en las señales de inversión, tanto para inversión continua como inversión discreta.
- En las tecnologías “intermedias” (entre las tecnologías de base y punta, económicamente hablando), considerar la restricción de mínimo técnico puede adelantar la decisión de inversión. Esto ya que considera que las centrales base (carbón principalmente) no pueden generar por bajo su mínimo de generación estable. En la práctica, es la necesidad de generar con centrales que aporten flexibilidad al sistema.
- Considerar la restricción de mínimo técnico en una expansión de generación permite estimar de mejor forma los costos marginales, ya que toma en cuenta el problema de tarificación de unidades que operen a potencia mínima.
- A pesar de que el problema planteado en la tesis se da en sistemas puramente térmicos, la inyección ERNC magnifica aún más el problema actual en la tarificación a costo marginal, al ser una generación intermitente. Esto fuerza a que unidades flexibles operen, en muchas ocasiones a mínimo técnico.
- Considerar las restricciones de corto plazo en la planificación de largo plazo, como se hizo en la simulación 3 (“Full-Chronological”), permite estimar de mejor forma una eventual operación con el plan de obras simulado.
- En relación con la conclusión anterior, estimar aproximando por bloques no permite considerar los efectos intradiarios con la generación ERNC, por lo que pensando en la situación de alza en inversiones ERNC que se vive en Chile, es necesario descartar esta metodología.
- En cuanto al retorno de pago de inversiones, considerar las variables cronológicas de tiempos mínimos de operación, además del mínimo técnico, mejora en parte el problema planteado en la tesis. Esto ya que permite estimar de mejor forma los costos marginales futuros. Pensando en una generadora, tendría mejores antecedentes para realizar una evaluación económica del proyecto, al saber cuánto generaría, cuáles serían los costos marginales, etc...
- La teoría marginalista aplicada a un sistema real no tiene validez práctica, ya que pasa por alto muchas restricciones operacionales, que se dan en un sistema eléctrico.

Apéndice B

Teoría marginalista: ejemplo de equilibrio de inversiones

A continuación se mostrará un ejemplo del equilibrio que se da en las inversiones, cuando se optimiza la generación a largo plazo; valorizando las inversiones a costos marginales.

Para el ejemplo se tienen las siguientes suposiciones:

- La potencia máxima de cada tecnología, es en su totalidad la disponible para la demanda de punta
- Cada tecnología no tiene mínimo de operación (mínimo técnico)
- Sistema sin límites de transmisión ni pérdidas (uninodal)
- Disponibilidad de centrales 100 % (no se consideran mantenciones)
- Costo de falla es muy alto, lo que obliga a tener potencia instalada en su totalidad
- Horizonte de planificación de 1 año

Para el ejemplo, se considerarán dos posibles tecnologías de inversión (sin potencia instalada existente), cuya relación de costos fijos¹² y variables se muestran en la tabla B.1

	Tecnología 1	Relación	Tecnología 2
Costo fijo	CF_1	\leq	CF_2
Costo variable	CV_1	\geq	CV_2

Tabla B.1: Costos fijos y variables de tecnologías (ejemplo teoría marginalista)

Para la curva de demanda mostrada en la figura B.1 el objetivo es minimizar los costos totales de inversión y de generación; para todo el horizonte de planificación (1 año); por

¹²Los costos fijos corresponden a los costos unitarios de inversión

lo que es necesario encontrar la potencia óptima de inversión para cada tecnología.

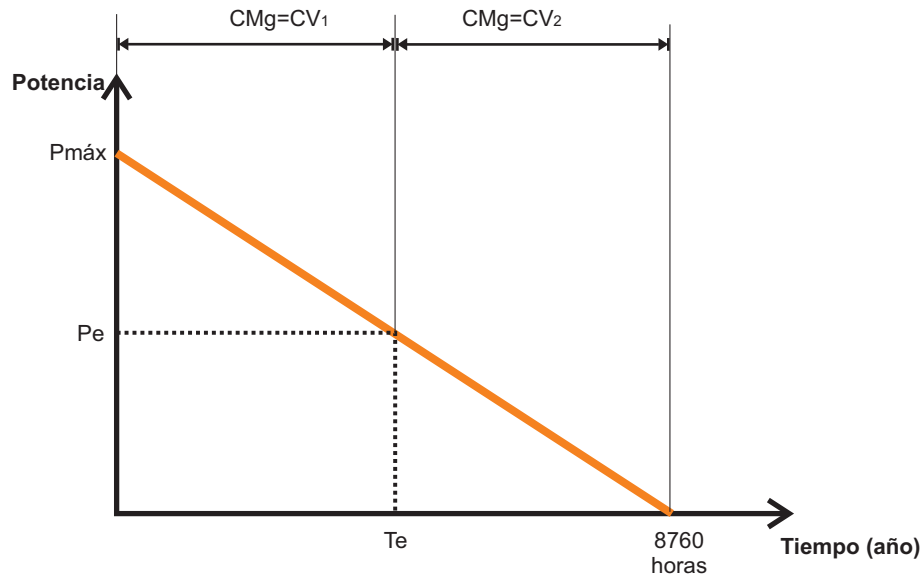


Figura B.1: Curva de duración para ejemplo de teoría marginalista

De la figura anterior; en base a lo descrito en el capítulo 2, sección 2.6; se pueden identificar dos zonas:

- Entre la hora cero y T_e , donde ambas tecnologías están siendo despachadas, ya que la potencia de la central base P_e no es suficiente para satisfacer la demanda total en esos instantes de tiempo, por lo cual la central de punta también está generando electricidad.
- Entre T_e y las 8760 horas, donde solo genera la central de base (más barata en operación; menor costo variable), ya que su potencia instalada es suficiente para satisfacer la demanda en todos los instantes de tiempo ahí considerados.

Dado que entre cero y T_e ambas tecnologías se encuentran operando, entonces el costo marginal de la energía queda determinado por el costo variable de la tecnología de punta (CV_1); la más cara en operación. Por otro lado, en la zona entre T_e y las 8760 horas, el costo marginal de la energía lo definirá el costo variable de la tecnología de base (CV_2). De acuerdo a la definición del precio marginal de la potencia, éste será el mismo durante todo el tiempo (entre cero y las 8760 horas), y estará definido como el costo unitario de inversión de la tecnología de punta, es decir, CF_1 (la más barata en inversión).

Por lo tanto:

- **Entre cero y T_e :**
Costo marginal de energía = $PE = CMg = CV_1$
Precio de potencia = $PP = CF_1$

▪ **Entre Te y las 8760 horas:**

$$\text{Costo marginal de energía} = PE = CMg = CV_2$$

$$\text{Precio de potencia} = PP = CF_1$$

Se asume que la operación de estas dos tecnologías es sobre un mercado adaptado a la demanda, es decir, en el cual la potencia instalada satisface exactamente la demanda máxima, y donde la solución de diseño ha sido óptima en términos de las inversiones de las dos tecnologías disponibles. Analizando el financiamiento de inversiones por tecnología se tiene:

B.0.1. Central de Punta

B.0.1.a. Balance de Potencia

La inversión total asciende a $(Pmax - Pe)$ unidades de potencia a un costo unitario de CF_1 .

Por otra parte, el precio marginal de la potencia será igual a su costo unitario de inversión, por ser la central de punta disponible en el mercado, es decir, $PP = CF_1$.

Con esto, el balance de ingresos y costo de inversión para la tecnología del tipo 1 será:

$$\text{Costo total de inversión} = (Pmax - Pe) \cdot CF_1$$

$$\text{Ingreso total por pago por potencia} = (Pmax - Pe) \cdot PP$$

Como $PP = CF_1$, entonces:

$$\text{Costo total inversión} = \text{Ingreso total por pago por potencia}$$

Es decir, con sus ingresos de potencia financia exactamente sus costos de inversión.

B.0.1.b. Balance de Energía

El costo variable se producirá en el período en que esta central está siendo despachada (operando), es decir, entre cero y Te , por lo cual su balance de ingresos y costo por generación se energía será:

$$\begin{aligned} \text{Costo variable total} &= \text{Energía tecnología punta} \cdot CV_1 \\ &= \frac{Pmax - Pe}{2} \cdot Te \cdot CV_1 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Ingreso total por pago de energía} &= \text{Energía tecnología punta} \cdot PE \\ &= \frac{Pmax - Pe}{2} \cdot Te \cdot PE \end{aligned}$$

Como en el período considerado, $PE = CV_1$, entonces:

$$\text{Costo variable total} = \text{Ingreso total por pago de energía}$$

Es decir, con sus ingresos de energía financia exactamente sus costos variables de operación.

B.0.2. Central de Base

B.0.2.a. Balance de Potencia

La inversión total asciende a Pe unidades de potencia a un costo unitario de CF_2 . Por otra parte, el precio de la potencia será igual al costo unitario de inversión de la central de punta, es decir, $PP = CF_1$. Además se sabe que $CF_1 < CF_2$. Con esto, el balance de ingresos y costo de inversión para la tecnología del tipo 2 será:

$$\begin{aligned}\text{Costo total de inversión} &= Pe \cdot CF_2 \\ \text{Ingreso total por pago por potencia} &= Pe \cdot PP\end{aligned}$$

Como $PP = CF_1 < CF_2$, entonces:

$$\text{Costo total inversión} > \text{Ingreso total por pago por potencia}$$

Es decir, con sus ingresos de potencia no financia sus costos de inversión.

B.0.2.b. Balance de Energía

El costo variable de operación de la central se puede dividir en dos períodos:

- Entre Te y las 8760 horas del año el balance será:

$$\begin{aligned}\text{Costo variable total} &= \text{Energía central base} \cdot CV_2 \\ &= \frac{8760 - Te}{2} \cdot Pe \cdot CV_2\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Ingreso total por pago de energía} &= \text{Energía central base} \cdot PE \\ &= \frac{8760 - Te}{2} \cdot Pe \cdot PE\end{aligned}$$

Como para este período $PE = CV_2$, los costos son equivalentes a los ingresos, es decir, en esta primera zona, con sus ingresos financia exactamente sus costos variables de operación

- Entre cero y Te el balance será:

$$\begin{aligned}\text{Costo variable total} &= \text{Energía central base} \cdot CV_2 \\ &= Pe \cdot Te \cdot CV_2\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Ingreso total por pago de energía} &= \text{Energía central base} \cdot PE \\ &= Pe \cdot Te \cdot PE\end{aligned}$$

Como en este período $PE = CV_1 < CV_2$, los ingresos serán mayores que los costos. Es decir, en esta segunda zona, con sus ingresos de energía obtiene ganancias respecto a sus costos variables¹³.

¹³Esta situación se denomina como “inframarginalidad”; la central recibe una remuneración por la energía generada que es superior a sus costos de producir dicha energía

Por lo tanto en el caso de la central base, la firma tendrá pérdidas por el lado del pago de potencia y ganancias asociadas al pago de sus inyecciones de energía (durante los momentos de tiempo en los cuales inframargina).

En virtud de lo anterior, el balance global de la tecnología de base sería:

Ingresos por energía en la zona donde inframargina : $Pe \cdot Te \cdot CV_1$

Costos de energía en la zona donde inframargina : $Pe \cdot Te \cdot CV_2$

Ganancias por generar (excedente) : $Pe \cdot Te \cdot CV_1 - Pe \cdot Te \cdot CV_2$

Ingresos por potencia : $Pe \cdot CF_1$

Costo de inversión : $Pe \cdot CF_2$

Pérdida de inversión (déficit) : $Pe \cdot CF_2 - Pe \cdot CF_1$

Se puede demostrar que las ganancias (o excedente) son iguales a las pérdidas (déficit), ya que por condición de diseño del parque generador, se sabe que se cumple la siguiente relación:

$$CV_1 \cdot Te + CF_1 = CV_2 \cdot Te + CF_2$$

Ya que el óptimo de las inversiones se da cuando se igualan los costos totales de producción de ambas tecnologías; como se muestra en la figura B.2:

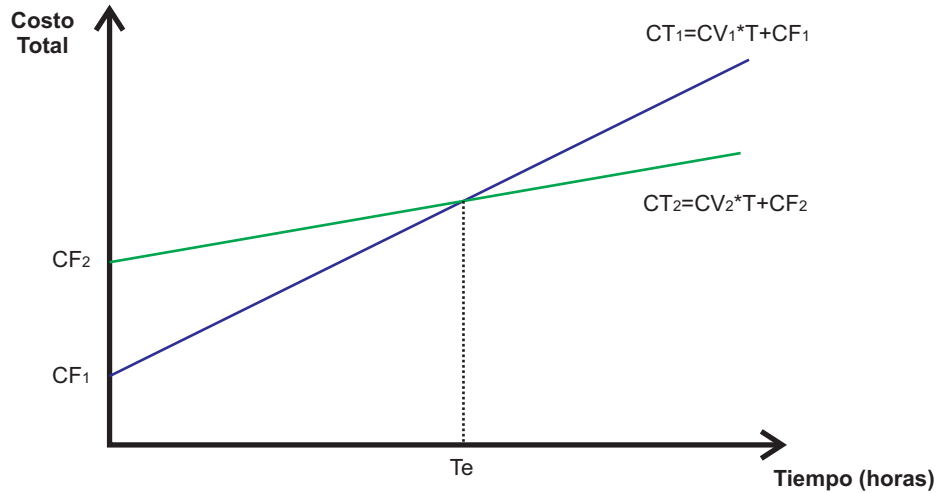


Figura B.2: Plan de obras óptimo para planificación de dos tecnologías

Por lo tanto, reordenando los términos y multiplicando por Pe a ambos lados se obtiene:

$$CV_1 \cdot Te \cdot Pe - CV_2 \cdot Te \cdot Pe = CF_2 \cdot Pe - CF_1 \cdot Pe$$

Ganancias (excedente) = Pérdidas (déficit)

De esta forma se constata que con un sistema adaptado a la demanda y un diseño apropiado de las inversiones, el sistema marginalista de precios garantiza que cada uno de los participantes en el mercado de la generación reciba los ingresos estrictamente necesarios para obtener una rentabilidad normal de sus inversiones, garantizando además precios que reflejan los costos de desarrollo de largo plazo de nuevas centrales.

Apéndice C

PLEXOS

PLEXOS es un software de simulación de mercados eléctricos usado en sistemas eléctricos de diversas características. Usando programación entera-mixta, PLEXOS optimiza el despacho de generación incorporando flujo de carga en continua para modelar la transmisión. PLEXOS co-optimiza el despacho de las centrales térmicas, el uso del agua en centrales hidroeléctricas y servicios complementarios. PLEXOS entrega un conjunto versátil de características que se pueden adaptar para satisfacer diferentes mercados eléctricos. Debido al amplio rango de características disponibles en PLEXOS, el software puede ser usado para múltiples propósitos, desde un detallado análisis de operación focalizado en un día hasta un problema de planificación que abarca de 20 a 30 años. PLEXOS optimiza el despacho para abastecer la demanda y los requerimientos de servicios complementarios al mínimo costo, sujeto a las restricciones de operación, las cuales pueden ser:

- Restricciones de generación: disponibilidad (salidas planeadas y forzadas), predespacho y otras restricciones técnicas.
- Restricciones de transmisión: disponibilidad (salidas planeadas y forzadas), ecuaciones linealizadas (DC) del flujo de potencia óptimo (OPF), interconexiones, y otras restricciones de transmisión que pueden ser una función de carga, generación o flujos de líneas.
- Restricciones hidráulicas: unidades hidráulicas que puedan tener restricciones de energía, o modelos de almacenamiento más detallados pueden ser modelados con flujos hidráulicos estocásticos.
- Restricciones de combustible: por ejemplo, límites de combustibles diarios o anuales
- Restricciones de servicios complementarios: respuesta máxima de las unidades, cálculo del riesgo dinámico.
- Restricciones de emisiones: se puede incorporar un límite en la producción de emisiones.

C.1. Algoritmos en PLEXOS

Para permitir el modelado de problemas de largo plazo y restricciones de corto plazo, PLEXOS incluye cuatro algoritmos integrados:

- Simulación de largo plazo (LT): utiliza el análisis de la curva de duración de carga¹⁴ para permitir el modelado de horizontes que abarcan más de un año en un solo paso. Adecuado para planificaciones de largo plazo en donde las decisiones necesitan considerar futuros cambios del mercado.
- PASA/pre-programación: optimización de la programación de mantenimiento, y previa programación de las salidas no planeadas de la simulación de Monte Carlo.
- Simulación de mediano plazo (MT): usa el análisis de la curva de duración de carga para modelar hasta un año de un solo paso. Adecuado para planificación operacional de mediano plazo, se puede usar para modelar el uso óptimo de energía en los embalses en el mediano plazo.
- Simulación de corto plazo (ST): modelado cronológico del despacho en cada período (típicamente una hora o media hora). Adecuado para la toma de decisiones operativas.

Se puede seleccionar cualquier combinación de los cuatro algoritmos para adaptarse a los requerimientos del problema. En este trabajo se emplearon el LT con cronología completa y con curva de duración de carga, con el fin de comparar los resultados al hacer consideraciones de corto plazo dentro de la planificación de largo plazo. Además se utilizó el ST, para obtener los costos marginales durante todas las horas del período de planificación, para posteriormente analizar el retorno de pago de inversiones.

La versión utilizada del software PLEXOS en este estudio fue la 7.300 R02.

¹⁴En las últimas versiones se incorporó la opción de hacer una planificación de largo plazo, incorporando las características cronológicas de operación, por lo que no necesariamente se trabaja sobre la curva de duración de carga

Apéndice D

Pyomo

Pyomo es un paquete open-source basado en Python, que permite formular, resolver y analizar modelos de optimización.

El objetivo principal de Pyomo es modelar aplicaciones reales que requieran de optimización, permitiendo mantener las variables simbólicas del problema, crear instancias de los problemas y resolver estas mismas usando solvers comerciales o gratuitos (open-source). El modelado en Pyomo se hace bajo un lenguaje de alto nivel de programación, con soporte para varias librerías, lo que lo distingue de otros lenguajes de modelado como AMPL, AIMMS y GAMS.

Pyomo soporta varios tipos de problemas, incluyendo:

- Programación lineal
- Programación cuadrática
- Programación no lineal
- Programación lineal entera-mixta
- Programación cuadrática entera-mixta
- Programación no lineal entera-mixta
- Programación estocástica
- Programación disyuntiva generalizada
- Ecuaciones diferenciales algebraicas
- Programación de dos etapas
- Programas matemáticos con restricciones de equilibrio

También soporta análisis iterativo y “scripting”. Por ejemplo, el paquete PySP entrega solvers genéticos para programación estocástica. PySP aprovecha los objetos de modelado

de Pyomo, utilizando un lenguaje de alto nivel de programación, lo que permite la paralelización de los subproblemas utilizando bibliotecas de comunicación en paralelo de Python.

Pyomo fue liberado anteriormente como librería Coopr.

Apéndice E

Datos sistema caso 1

E.1. Diagrama unilineal

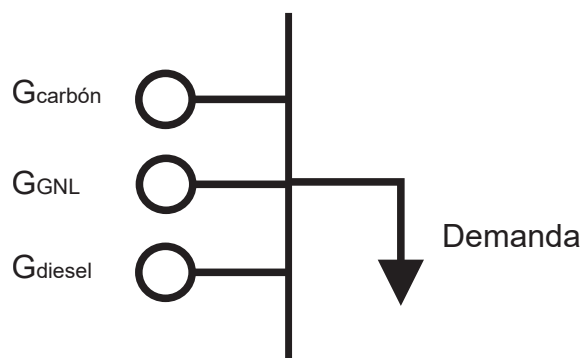


Figura E.1: Diagrama unilineal sistema caso 1.

E.2. Datos de generación

El sistema uninodal para el caso 1 de inversión continua, no contempla generación existente. Los datos de costos y características por tecnología están en las siguientes tablas:

Tecnología	Capacidad máxima a instalar por año [MW]	Mínimo técnico %	Costo de inversión unitario [MUSD/MW]	Costo variable de generación [USD/MWh]
Carbón	2500	60	2400	32
CC-GNL	2500	60	1200	90
Petróleo Diesel	2500	20	500	150

Tabla E.1: Datos de generación sistema uninodal para caso 1

E.3. Demandas del sistema

Demandas del sistema [MW]					
Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Bloque 6
2305	2694	3091	3483	3876	4268

Tabla E.2: Demandas del sistema de prueba caso 1

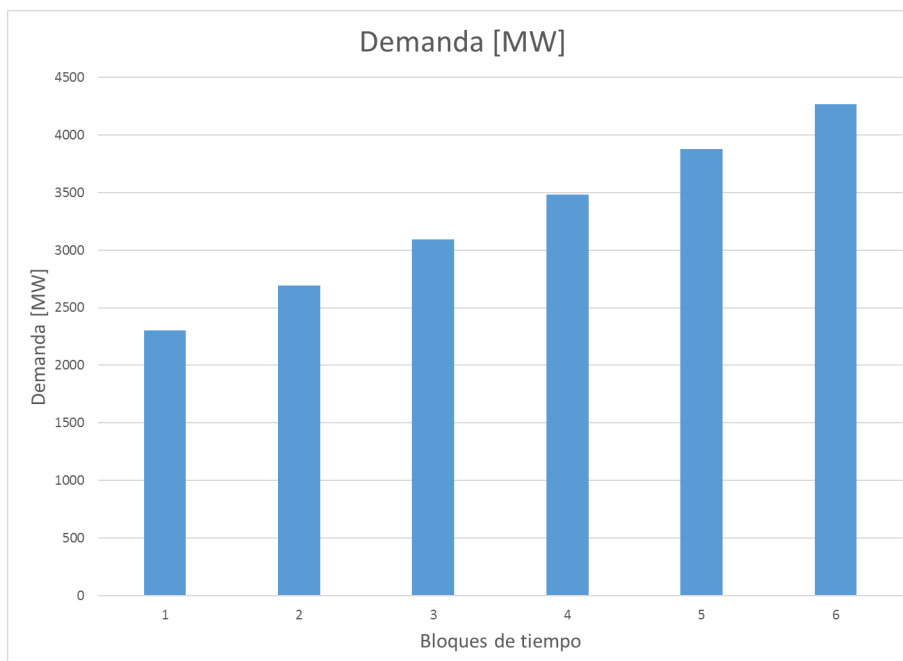


Figura E.2: Demanda caso 1.

Apéndice F

Datos sistema caso 2

F.1. Diagrama unilineal

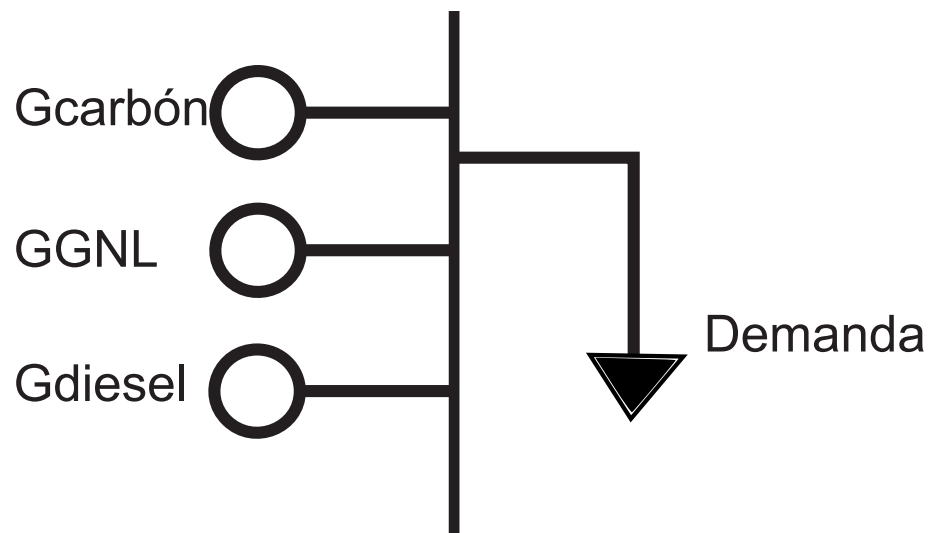


Figura F.1: Diagrama unilineal sistema caso 2.

F.2. Datos de generación

Los datos de costos y características por tecnología están en las siguientes tablas:

Tecnología	Capacidad por instalar [MW]	Unidades máximas a instalar por año [MW]	Mínimo técnico %	Costo de inversión unitario [MUSD/MW]	Costo variable [USD/MWh]	Vida útil [años]
Carbón	250	3	60	2400	32	24
GNL	150	3	60	1200	90	24
Petróleo Diesel	100	6	20	500	150	24

Tabla F.1: Datos de generación sistema uninodal para caso 2

Tecnología	Anualidad inversión	Costos de inversión [MUSD/MW]														
		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
Carbón	267.12	2031.73	1788.90	1568.14	1367.45	1185.00	1019.14	868.36	731.28	606.67	493.38	390.40	296.77	211.66	134.29	63.95
GNL	133.56	1015.87	894.45	784.07	683.72	592.50	509.57	434.18	365.64	303.33	246.69	195.20	148.39	105.83	67.14	31.97
Petróleo Diesel	55.65	423.28	372.69	326.70	284.88	246.87	212.32	180.91	152.35	126.39	102.79	81.33	61.83	44.10	27.98	13.32

Tabla F.2: Costos de inversión por tecnología según año (precio actualizado con tasa de descuento del 10 % anual)

F.3. Demandas del sistema

Para este sistema, se consideró un bloque por año, considerando un aumento de demanda anual durante los 15 años que dura el horizonte de planificación.

El comportamiento de la demanda durante el horizonte analizado, se muestra en la siguiente figura:

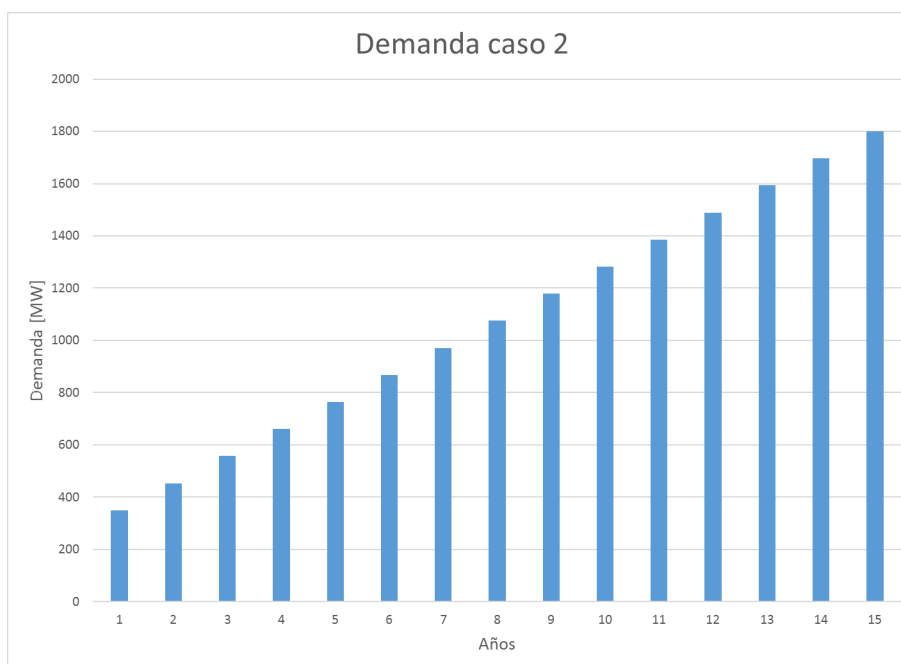


Figura F.2: Demanda para el sistema utilizado.

Apéndice G

Datos sistema caso 3

A continuación se muestran los datos utilizados en la simulación 3, sobre un sistema modificado del SING.

G.1. Consideraciones generales

Aunque la base de datos es la utilizada por el CDEC-SING, fue necesario aislar esta región del SIC, ya que como se explicó en el capítulo 4, se quería analizar el efecto en un sistema térmico puro con inyección ERNC.

Respecto a los costos unitarios de inversión, para cada tecnología, se usaron los de la referencia [27].

G.2. Nodos

La tabla G.2 muestra todos los nodos utilizados. Algunos de ellos tienen tiempos de ingreso posteriores al inicio del horizonte de planificación, debido a que son obras en construcción (base IET-S1-2015).

Nodos SING modificado			
Nombre	Tensión [kV]	Nombre	Tensión [kV]
A 110	110	Mantos Blancos 220	220
Alto Hospicio 110	110	Mantos de la Luna 110	110
Alto Norte 110	110	Mejillones 110	110
Andes 220	220	Mejillones 220	220
Andes 345	345	Minsal 023	23
Angamos 220	220	Minsal 110	110
Antofagasta 013	13	Molycop 220	220
Antofagasta 110	110	Norgener 220	220
Arica 066	66	Nueva Victoria 220	220
Arica 110	110	Nueva Zaldivar 220	220
Barril 110	110	Oeste 110	110
Barril 220	220	Oeste 220	220

Nombre	Tensión [kV]	Nombre	Tensión [kV]
Calama 110	110	Ohiggins 220	220
Capricornio 110	110	Pacifico 110	110
Capricornio 220	220	Palafitos 110	110
CD Antofagasta 013	13	Palestina 220	220
CD Arica 066	66	Pampa 110	110
CD Iquique 066	66	Pampa Lina 220	220
Central Atacama 220	220	Parinacota 066	66
Centro 110	110	Parinacota 220	220
Cerro Colorado 110	110	Pozo Almonte 023	23
Cerro Dragon 110	110	Pozo Almonte 066	66
Chacaya 110	110	Pozo Almonte 110	110
Chacaya 220	220	Pozo Almonte 13.8	13.8
Chapiquina 066	66	Pozo Almonte 220	220
Chinchorro 066	66	Pukara 066	66
Chuquicamata 110	110	Quebrada Blanca 220	220
Chuquicamata 220	220	Quiani 066	66
Collahuasi 220	220	Radomiro Tomic 220	220
Coloso 220	220	Sagasca 066	66
Condores 110	110	Salar 110	110
Condores 220	220	Salar 220	220
Crucero 220	220	Salta 345	345
Desalant 110	110	Sierra Gorda 220	220
Dolores 110	110	Sierra Gorda 220-1	220
Domeyko 220	220	Spence 220	220
El Abra 220	220	Sulfuros 220	220
El Aguila 066	66	Sur 110	110
El Cobre 220	220	Tamarugal 066	66
El Loa 220	220	Tamaya 110	110
El Negro 110	110	Tarapaca 220	220
El Tesoro 220	220	Tocopilla 005	5
Enaex 110	110	Tocopilla 110	110
Encuentro 220	220	Tocopilla 220	220
Escondida 220	220	Uribe 110	110
Esmeralda 110	110	Vitor 110	110
Esmeralda 220	220	Zaldivar 220	220
Esperanza 220	220	Calama 220	220
Gaby 220	220	Kapatur 220	220
GNL Mejillones 110	110	Los Changos 220	
Iquique 066	66	Los Changos 500	500
KM6 110	110	Nueva Crucero Encuentro 220	220
La Cruz 220	220	Nueva Crucero Encuentro 500	500
La Negra 110	110	Nueva Encuentro 220	220
La Portada 110	110	Antucoya 220	220
Laberinto 220	220	Cochrane 220	220
Laguna Seca 220	220	Ministro Hales 220	220

Nombre	Tensión [kV]	Nombre	Tensión [kV]
Lagunas 023	23	OGP1 220	220
Lagunas 220	220	La Negra 220	220
Lince 110	110	Lagunas 220 Desf	220
Lomas Bayas 220	220		

Tabla G.1: Nodos del sistema SING modificado

G.3. Líneas de transmisión

Al igual que en los nodos, hay líneas que entran en operación durante el período de evaluación de la planificación de expansión de generación (base de datos IET-S1-2015). En la tabla G.3 se muestran las líneas de transmisión utilizadas en la simulación.

Líneas de transmisión SING modificado					
Nombre	Nodos				
	Desde	Hacia	r [pu]	x [pu]	Límite térmico [MW]
Alto Hospicio 110->Cerro Dragon 110	Alto Hospicio 110	Cerro Dragon 110	0.00294	0.00728	98
Arica 110->Arica 066	Arica 110	Arica 066	0	0.197	30
Arica 110->Vitor 110	Arica 110	Vitor 110	0.13	0.182	34.25
CD Arica 066->Arica 066	CD Arica 066	Arica 066	0.04666	0.06617	41
CD Iquique 066->Iquique 066	CD Iquique 066	Iquique 066	0.00872	0.01497	48
Chapiquina 066->El Aguilá 066	Chapiquina 066	El Aguilá 066	0.20165	0.35378	48
Collahuasi 220->Quebrada Blanca 220	Collahuasi 220	Quebrada Blanca 220	0.00311	0.02014	197
Condores 110->Alto Hospicio 110	Condores 110	Alto Hospicio 110	0.00341	0.00843	98
Condores 110->Pacífico 110	Condores 110	Pacífico 110	0.01454	0.03545	98
Condores 110->Palafitos 110	Condores 110	Palafitos 110	0.01105	0.02735	98
Condores 220->Condores 110	Condores 220	Condores 110	0	0.071	195
Condores 220->Parinacota 220	Condores 220	Parinacota 220	0.04108	0.18821	197
Dolores 110->Pozo Almonte 110	Dolores 110	Pozo Almonte 110	0.1941	0.27206	34.2
El Aguilá 066->Arica 066	El Aguilá 066	Arica 066	0.25615	0.44939	48
Encuentro 220->Collahuasi 220	Encuentro 220	Collahuasi 220	0.03717	0.16965	133
Encuentro 220->Collahuasi 220 II	Encuentro 220	Collahuasi 220	0.03717	0.16965	171
Iquique 066->Pozo Almonte 066	Iquique 066	Pozo Almonte 066	0.10511	0.18246	41
Lagunas 220->Collahuasi 220	Lagunas 220	Collahuasi 220	0.00971	0.0486	109
Lagunas 220->Lagunas 023	Lagunas 220	Lagunas 023	0	0.79556	93
Lagunas 220->Pozo Almonte 220	Lagunas 220	Pozo Almonte 220	0.01445	0.06037	328
Nueva Victoria 220->Lagunas 220	Nueva Victoria 220	Lagunas 220	0.00334	0.01397	183
Parinacota 066->Chinchorro 066	Parinacota 066	Chinchorro 066	0.0104	0.0289	59
Parinacota 066->Pukara 066	Parinacota 066	Pukara 066	0.01998	0.03709	46
Parinacota 066->Quiani 066	Parinacota 066	Quiani 066	0.049	0.07396	59
Parinacota 220->Parinacota 066	Parinacota 220	Parinacota 066	0	0.1099	1000
Pozo Almonte 066->Sagasca 066	Pozo Almonte 066	Sagasca 066	0.044	0.048	54
Pozo Almonte 066->Tamarugal 066	Pozo Almonte 066	Tamarugal 066	0.14397	0.21464	41
Pozo Almonte 110->Cerro Colorado 110	Pozo Almonte 110	Cerro Colorado 110	0.05031	0.2012	164
Pozo Almonte 110->Pozo Almonte 066	Pozo Almonte 110	Pozo Almonte 066	0	0.1975	100
Pozo Almonte 220->Pozo Almonte 110	Pozo Almonte 220	Pozo Almonte 110	0	0.13275	200
Pozo Almonte 220->Pozo Almonte 13.8	Pozo Almonte 220	Pozo Almonte 13.8	0	0.36875	1000
Pozo Almonte 23->Pozo Almonte 13.8	Pozo Almonte 023	Pozo Almonte 13.8	0	0.833	12
Quiani 066->Arica 066	Quiani 066	Arica 066	0.04666	0.06617	41
Tarapaca 220->Condores 220	Tarapaca 220	Condores 220	0.0129	0.05911	197
Tarapaca 220->Lagunas 220	Tarapaca 220	Lagunas 220	0.00283	0.02264	364
Vitor 110->Dolores 110	Vitor 110	Dolores 110	0.33	0.289	34.25
Barril 110->Mantos de la Luna 110	Barril 110	Mantos de la Luna 110	0.06034	0.08792	71
Barril 220->Barril 110	Barril 220	Barril 110	0	0.4	30
Barril 220->La Cruz 220	Barril 220	La Cruz 220	0.0021	0.017	474
Chuquicamata 110->A 110	Chuquicamata 110	A 110	0.00001	0.00001	100

Nombre	Nodos		r [pu]	x [pu]	Límite térmico [MW]
Chuquicamata 110->KM6 110	Chuquicamata 110	Hacia	0.0057	0.0239	100
Chuquicamata 220->Chuquicamata 110	Chuquicamata 220	Chuquicamata 110	0	0.05833	240
Encuentro 220->El Tesoro 220	Encuentro 220	El Tesoro 220	0.01967	0.07743	125
Encuentro 220->Ministro Hales 220	Encuentro 220	Ministro Hales 220	0.0122	0.0634	216
Encuentro 220->Sierra Gorda 220	Encuentro 220	Sierra Gorda 220	0.00609	0.03172	37
Esperanza 220->El Cobre 220 I	Esperanza 220	El Cobre 220	0.01503	0.0707	179
Esperanza 220->El Cobre 220 II	Esperanza 220	El Cobre 220	0.01503	0.0707	179
Esperanza 220->El Tesoro 220	Esperanza 220	El Tesoro 220	0.00258	0.01072	293
Norgener 220->Barril 220	Norgener 220	Barril 220	0.00085	0.007	474
Salar 110->KM6 110	Salar 110	KM6 110	0.00125	0.00332	62
Salar 220->Chuquicamata 220	Salar 220	Chuquicamata 220	0.00134	0.01075	442
Salar 220->Salar 110	Salar 220	Salar 110	0	0.07083	120
Salar 220->Salar 110 II	Salar 220	Salar 110	0	0.07083	777
Salar 220->Salar 110 III	Salar 220	Salar 110	0	0.07083	144.8
Tamaya 110->A 110	Tamaya 110	A 110	0.12469	0.4235	145
Tamaya 110->Salar 110	Tamaya 110	Salar 110	0.13104	0.40663	145
Tocopilla 110->A 110	Tocopilla 110	A 110	0.07025	0.23548	80
Tocopilla 110->Tamaya 110	Tocopilla 110	Tamaya 110	0.00694	0.0229	93
Tocopilla 110->Tocopilla 005	Tocopilla 110	Tocopilla 005	0	0.02167	1000
Tocopilla 220->El Loa 220	Tocopilla 220	El Loa 220	0.00373	0.02672	419
Tocopilla 220->Tocopilla 110	Tocopilla 220	Tocopilla 110	0	0.0716	245.78
Andes 220->Nueva Zaldivar 220	Andes 220	Nueva Zaldivar 220	0.00356	0.0258	370
Andes 220->Oeste 220	Andes 220	Oeste 220	0.00709	0.03265	290
Andes 345->Andes 220	Andes 345	Andes 220	0	0.0152	750
Antofagasta 013->Antofagasta 110	Antofagasta 013	Antofagasta 110	0	0.38554	30
Antofagasta 110->Capricornio 110	Antofagasta 110	Capricornio 110	0.03034	0.09858	137
Antofagasta 110->La Negra 110	Antofagasta 110	La Negra 110	0.02507	0.0622	122
Capricornio 110->El Negro 110	Capricornio 110	El Negro 110	0.04009	0.12594	137
Capricornio 220->Capricornio 110	Capricornio 220	Capricornio 110	0	0.16133	80
Capricornio 220->Mantos Blancos 220	Capricornio 220	Mantos Blancos 220	0.00265	0.01356	377
CD Antofagasta 013->Antofagasta 013	CD Antofagasta 013	Antofagasta 013	0.10574	0.18278	28
Chacaya 110->GNL Mejillones 110	Chacaya 110	GNL Mejillones 110	0.003	0.009	137
Chacaya 220->Capricornio 220	Chacaya 220	Capricornio 220	0.0083	0.04239	377
Chacaya 220->Chacaya 110	Chacaya 220	Chacaya 110	0	0.1	100
Chacaya 220->El Cobre 220	Chacaya 220	El Cobre 220	0.006	0.05648	700
Chacaya 220->Molycop 220	Chacaya 220	Molycop 220	0	0.0006	38
Desalant 110->Pampa 110	Desalant 110	Pampa 110	0.02668	0.06658	122
Domeyko 220->Escondida 220	Domeyko 220	Escondida 220	0.00145	0.00601	246
Domeyko 220->Laguna Seca 220	Domeyko 220	Laguna Seca 220	0.00287	0.01117	246
Domeyko 220->Sulfuros 220	Domeyko 220	Sulfuros 220	0.00021	0.00085	293
El Cobre 220->Gaby 220	El Cobre 220	Gaby 220	0.01022	0.04649	328

Nombre	Nodos		r [pu]	x [pu]	Límite térmico [MW]
El Negro 110->Alto Norte 110	El Negro 110	Alto Norte 110	0.00769	0.02417	137
Esmeralda 110->Centro 110	Esmeralda 110	Centro 110	0.00069	0.00179	90
Esmeralda 110->La Portada 110	Esmeralda 110	La Portada 110	0.02956	0.08539	90
Esmeralda 110->Sur 110	Esmeralda 110	Sur 110	0.00772	0.02286	90
Esmeralda 110->Uribe 110	Esmeralda 110	Uribe 110	0.02865	0.08346	90
Esmeralda 220->Esmeralda 110	Esmeralda 220	Esmeralda 110	0	0.071	195
La Negra 110->Alto Norte 110	La Negra 110	Alto Norte 110	0.00627	0.01555	122
Laberinto 220->El Cobre 220	Laberinto 220	El Cobre 220	0.00039	0.00214	361
Laberinto 220->Lomas Bayas 220	Laberinto 220	Lomas Bayas 220	0.0019	0.0086	290
Laberinto 220->Mantos Blancos 220	Laberinto 220	Mantos Blancos 220	0.01307	0.06023	290
Laberinto 220->Nueva Zaldivar 220 I	Laberinto 220	Nueva Zaldivar 220	0.01566	0.08025	293
Laberinto 220->Nueva Zaldivar 220 II	Laberinto 220	Nueva Zaldivar 220	0.01093	0.06039	377
Mejillones 110->Enaex 110	Mejillones 110	Enaex 110	0.0026	0.00399	183
Mejillones 110->Lince 110	Mejillones 110	Lince 110	0.09632	0.24004	48
Mejillones 220->Mejillones 110	Mejillones 220	Mejillones 110	0	0.13238	1000
Mejillones 220->O'higgins 220	Mejillones 220	O'higgins 220	0.01298	0.0475	261
Minsal 110->Minsal 023	Minsal 110	Minsal 023	0	0.3365	122
Nueva Zaldivar 220->Sulfuros 220	Nueva Zaldivar 220	Sulfuros 220	0.00268	0.01099	293
Nueva Zaldivar 220->Zaldivar 220	Nueva Zaldivar 220	Zaldivar 220	0.00003	0.00017	330
Oeste 110->Minsal 110	Oeste 110	Minsal 110	0.05779	0.1154	50
Oeste 220->Laberinto 220	Oeste 220	Laberinto 220	0.01589	0.0731	290
Oeste 220->Oeste 110	Oeste 220	Oeste 110	0	0.27091	1000
O'higgins 220->Coloso 220	O'higgins 220	Coloso 220	0.00669	0.0279	245
O'higgins 220->Palestina 220	O'higgins 220	Palestina 220	0.0082	0.03281	246
Palestina 220->Domeyko 220	Palestina 220	Domeyko 220	0.01072	0.04288	246
Pampa 110->Mejillones 110	Pampa 110	Mejillones 110	0.04074	0.10166	122
Salta 345->Andes 345	Salta 345	Andes 345	0.00963	0.1203	777
Zaldivar 220->Escondida 220	Zaldivar 220	Escondida 220	0.00207	0.01141	293
Encuentro 220->Lagunas 220 I	Encuentro 220	Lagunas 220	0.03203	0.14178	290
Encuentro 220->Lagunas 220 II	Encuentro 220	Lagunas 220	0.03203	0.14178	290
Crucero 220->Encuentro 220	Crucero 220	Encuentro 220	0.00004	0.00038	386
Antucoya 220-> Nueva Encuentro 220	Antucoya 220	Nueva Encuentro 220	0.025	0.015	386
Antucoya 220->Encuentro 220	Antucoya 220	Encuentro 220	0.0504	0.03165	386
Central Atacama 220->Antucoya 220	Central Atacama 220	Antucoya 220	0.01088	0.0633	386
Central Atacama 220->Encuentro 220	Central Atacama 220	Encuentro 220	0.01512	0.0954	386
Central Atacama 220->Nueva Encuentro 220	Central Atacama 220	Nueva Encuentro 220	0.013	0.077	386
Crucero 220->Nueva Crucero Encuentro 220	Crucero 220	Nueva Crucero Encuentro 220	0.00004	0.00038	500
Nueva Crucero Encuentro 220->Encuentro 220	Nueva Crucero Encuentro 220	Encuentro 220	0.00004	0.00038	500
Nueva Encuentro 220->Encuentro 220	Nueva Encuentro 220	Encuentro 220	0.003	0.077	386
Chacaya 220->Crucero 220	Chacaya 220	Crucero 220	0.03152	0.13169	328
Crucero 220->Chuquicamata 220	Crucero 220	Chuquicamata 220	0.00744	0.05953	442

Nombre	Nodos		r [pu]	x [pu]	Límite térmico [MW]
	Desde	Hacia			
Crucero 220->El Abra 220	Crucero 220	El Abra 220	0.01244	0.08454	457
Crucero 220->Laberinto 220 I	Crucero 220	Laberinto 220	0.02199	0.11269	293
Crucero 220->Laberinto 220 II	Crucero 220	Laberinto 220	0.01992	0.11003	377
Crucero 220->Lagunas 220	Crucero 220	Lagunas 220	0.03203	0.14822	183
Crucero 220->Nueva Victoria 220	Crucero 220	Nueva Victoria 220	0.03257	0.13609	183
Crucero 220->Radomiro Tomic 220	Crucero 220	Radomiro Tomic 220	0.0101	0.06883	457
Crucero 220->Salar 220	Crucero 220	Salar 220	0.00791	0.06359	442
El Loa 220->Crucero 220	El Loa 220	Crucero 220	0.00058	0.00415	419
El Loa 220->Nueva Crucero 220	El Loa 220	Nueva Crucero Encuentro 220	0.00058	0.00415	419
La Cruz 220->Crucero 220	La Cruz 220	Crucero 220	0.0006	0.0048	474
Nueva Crucero 220->Chuquicamata 220	Nueva Crucero Encuentro 220	Chuquicamata 220	0.00744	0.05953	442
Nueva Crucero 220->Laberinto 220 I	Nueva Crucero Encuentro 220	Laberinto 220	0.02199	0.11269	293
Nueva Crucero 220->Laberinto 220 II	Nueva Crucero Encuentro 220	Laberinto 220	0.01992	0.11003	377
Nueva Crucero 220->Lagunas 220	Nueva Crucero Encuentro 220	Lagunas 220	0.03203	0.14822	183
Nueva Crucero 220->Nueva Victoria 220	Nueva Crucero Encuentro 220	Nueva Victoria 220	0.03257	0.13609	183
Nueva Crucero 220->Salar 220	Nueva Crucero Encuentro 220	Salar 220	0.00791	0.06359	442
Calama 220->Calama 110	Calama 220	Calama 110	0	0.066	150
Cochrane 220->Encuentro 220	Cochrane 220	Encuentro 220	0.0029	0.03322	560
Kapatur 220->O'higgins 220 I	Kapatur 220	O'higgins 220	0.005	0.05	350
Kapatur 220->O'higgins 220 II	Kapatur 220	O'higgins 220	0.005	0.05	350
O'higgins 220->Coloso 220 II	O'higgins 220	Coloso 220	0.00669	0.0279	245
Salar 110->Calama 110	Salar 110	Calama 110	0.00974	0.05629	175
Salar 220->Calama 220	Salar 220	Calama 220	0.0023	0.0132	330
Angamos 220->Kapatur 220	Angamos 220	Kapatur 220	0.00005	0.0005	700
Angamos 220->Laberinto 220 I	Angamos 220	Laberinto 220	0.00736	0.08423	700
Angamos 220->Laberinto 220 II	Angamos 220	Laberinto 220	0.00736	0.08423	700
Central Atacama 220->O'higgins 220	Central Atacama 220	O'higgins 220	0.0026	0.026	492
Central Atacama 220->Domeyko 220	Central Atacama 220	Domeyko 220	0.02097	0.087	491
Encuentro 220->Pampa Lina 220	Encuentro 220	Pampa Lina 220	0.0097	0.054	318
Encuentro 220->Spence 220	Encuentro 220	Spence 220	0.01011	0.0562	318
Kapatur 220->Laberinto 220	Kapatur 220	Laberinto 220	0.00368	0.0421	700
Nueva Zaldivar 220->Escondida 220	Nueva Zaldivar 220	Escondida 220	0.00232	0.01189	293
Nueva Zaldivar 220->OGP1 220	Nueva Zaldivar 220	OGP1 220	0.0031	0.019	293
OGP1 220->Domeyko 220	OGP1 220	Domeyko 220	0.0022	0.0132	293
O'higgins 220->Domeyko 220	O'higgins 220	Domeyko 220	0.0057	0.057	492
Pampa Lina 220->Sierra Gorda 220	Pampa Lina 220	Sierra Gorda 220-1	0.002532	0.01159	37
Pampa Lina 220->Spence 220	Pampa Lina 220	Spence 220	0.00037	0.002	318
Condores 220->Pozo Almonte 220	Condores 220	Pozo Almonte 220	0.0049	0.0297	250
Esperanza 220->Sierra Gorda 220	Esperanza 220	Sierra Gorda 220	0.003	0.0185	300
Kapatur 220->Cochrane 220	Kapatur 220	Cochrane 220	0.00005	0.0005	700
Lagunas 220->Pozo Almonte 220 II-cl	Lagunas 220	Pozo Almonte 220	0.007	0.0452775	328

Nombre	Nodos		r [pu]	x [pu]	Límite térmico [MW]
	Desde	Hacia			
O'higgins 220->Domeyko 220 II	O'higgins 220	Domeyko 220	0.01	0.08	350
O'higgins 220->Domeyko 220 III	O'higgins 220	Domeyko 220	0.01	0.08	350
Pozo Almonte 220->Parinacota 220	Pozo Almonte 220	Parinacota 220	0.04108	0.141	250
Central Atacama 220->Esmeralda 220	Central Atacama 220	Esmeralda 220	0.01283	0.05876	197
Central Atacama 220->Mejillones 220	Central Atacama 220	Mejillones 220	0.00022	0.0011	377
Chacaya 220->Esmeralda 220	Chacaya 220	Esmeralda 220	0.01283	0.05876	197
Chacaya 220->Mejillones 220	Chacaya 220	Mejillones 220	0.00022	0.0011	377
Antofagasta 110->Desalant 110	Antofagasta 110	Desalant 110	0.01497	0.03735	122
Antofagasta 110->Esmeralda 110	Antofagasta 110	Esmeralda 110	0.008	0.016	122
Capricornio 220->Capricornio 110 II	Capricornio 220	Capricornio 110	0	0.16133	80
Esmeralda 220->Coloso 220	Esmeralda 220	Coloso 220	0.001	0.01	245
La Negra 220->Coloso 220	La Negra 220	Coloso 220	0.01283	0.00355	245
La Negra 220->La Negra 110	La Negra 220	La Negra 110	0	0.071	100
O'Higgins 220->La Negra 220	O'higgins 220	La Negra 220	0.0033	0.01398	245
Angamos 220->Cochrane 220	Angamos 220	Cochrane 220	0.00005	0.0005	600
Condores 110->Pozo Almonte 110	Condores 110	Pozo Almonte 110	0.0624	0.09	36
Esperanza 220->El Cobre 220 III	Esperanza 220	El Cobre 220	0.011	0.066	180
Lagunas 220 Desf->Collahuasi 220	Lagunas 220 Desf	Collahuasi 220	0.00971	0.0486	109
Lagunas 220->Lagunas 220 Desf	Lagunas 220	Lagunas 220 Desf	0	0.0001	500
Lagunas 220->Pozo Almonte 220 II-c2	Lagunas 220	Pozo Almonte 220	0.007	0.0452775	328
Nueva Crucero 500->Nueva Crucero 220 III	Nueva Crucero Encuentro 500	Nueva Crucero Encuentro 220	0.0013	0.013	750
Pozo Almonte 110->Arica 110	Pozo Almonte 110	Arica 110	0.53	0.743	110
Pozo Almonte 220->Parinacota 220 circuito2	Pozo Almonte 220	Parinacota 220	0.04108	0.141	250
Tarapaca 220->Condores 220 II	Tarapaca 220	Condores 220	0.0129	0.05911	197
Tocopilla 220->Norgener 220	Tocopilla 220	Norgener 220	0.00005	0.0005	600

Tabla G.2: Líneas de transmisión del sistema SING modificado

G.4. Parque generador

El parque generador se obtuvo directamente de la base de datos entregada por el CDEC-SING (IET-S1-2015).

El parque generador existente y las unidades candidatas se presentan en las tablas G.3 y G.4, respectivamente.

Parque generador SING modificado							
Nombre central	Nodo	Tecnología	Pmáx [MW]	Pmin [MW]	Min Up Time [h]	Min Down Time [h]	Heat Rate Inc [GJ/MWh]
Andes Solar	Andes 220	Solar	21	0			
Arica Solar 1 (Etapa I)	Parinacota 220	Solar	18	0			
Arica Solar 1 (Etapa II)	Parinacota 220	Solar	22	0			
Atacama I	Encuentro 220	Solar	100	0			
Blue Sky I	Encuentro 220	Solar	34	0			
Blue Sky II	Encuentro 220	Solar	51	0			
Bolero I (Laberinto I)	Laberinto 220	Solar	42	0			
Bolero II (Laberinto II)	Laberinto 220	Solar	104	0			
Cerro Dominador	Encuentro 220	Solar	110	0			
Finis Terrae	Encuentro 220	Solar	138	0			
Huatacondo	Lagunas 220	Solar	98	0			
Jama (San Pedro III)	Calama 220	Solar	30	0			
La Huayca 2	Pozo Almonte 066	Solar	21	0			
Lascar (San Pedro II)	Calama 220	Solar	30	0			
Pampa Camarones I	Vitor 110	Solar	6	0			
Paruma (San Pedro I)	Calama 220	Solar	17	0			
Pica I	Lagunas 220	Solar	0.6	0			
Pular (San Pedro IV)	Calama 220	Solar	24	0			
Quillagua 1	Crucero 220	Solar	23	0			
Quillagua 2	Crucero 220	Solar	27	0			
Quillagua 3	Crucero 220	Solar	50	0			
Salin (Calama Sur)	Calama 220	Solar	30	0			
Uribe Solar	Uribe 110	Solar	50	0			
Cochrane 1	Cochrane 220	Carbón	280	0			0.425
Cochrane 2	Cochrane 220	Carbón	280	0			0.425
HEM 1	Los Chagos 220	Carbón	375	0			0.3965
Kelar TG1+0.5TV	Kapatut 220	GNL	258	125			7.208
Kelar TG2+0.5TV	Kapatut 220	GNL	258	125			7.208
ANG1	Angamos 220	Carbón	263	122	48	48	0.41899
ANG2	Angamos 220	Carbón	263	122	48	48	0.41899
CTA	Chacaya 220	Carbón	153	84	48	48	0.3971
CTH	Chacaya 220	Carbón	154	84	48	48	0.38631
CTM1	Chacaya 220	Carbón	155	80	48	48	0.43497
CTM2	Chacaya 220	Carbón	164	90	48	48	0.41544
CTTAR	Tarapaca 220	Carbón	148	90	48	48	0.44598
NT01	Norgener 220	Carbón	128	56	48	48	0.4008
NT02	Norgener 220	Carbón	128	56	48	48	0.397
U12	Tocopilla 110	Carbón	83	45	48	24	0.5113
U13	Tocopilla 110	Carbón	84	55	48	24	0.4887
U14	Tocopilla 220	Carbón	121	67	48	24	0.45099

Nombre central	Nodo	Tecnología	Pmáx [MW]	Pmin [MW]	Min Up Time [h]	Min Down Time [h]	Heat Rate Inc [GJ/MWh]
U15	Tocopilla 220	Carbón	123	67	48	24	0.43429
CTM3-TG + CTM3-TV	Chacaya 220	GNL	243	160			7.10798
CTM3-TG + CTM3-TV (Los Changos)	Los Changos 220	GNL	243	160			7.10798
TG1A + 0.5 TV1C	Central Atacama 220	GNL	190	155			7.65787
TG1A + TG1B + TV1C	Central Atacama 220	GNL	390	310			7.50286
TG2A + 0.5 TV2C	Central Atacama 220	GNL	185	155			7.65787
TG2A + TG2B + TV2C	Central Atacama 220	GNL	378	310			7.50286
TG3	Tocopilla 220	GNL	37.2	10	5		12.37807
TV10 2CC	Salta 345	GNL	222	117	24	4	0
TV10 CC	Salta 345	GNL	109	70	24	2	0
U16-TG + U16-TV	Tocopilla 220	GNL	393	178	1		6.70202
CTM3-TG + CTM3-TV (Diesel)	Chacaya 220	Diesel	250.32	160	24	8	0.24824
CUMMINS	Enaex 110	Diesel	0.7	0.7			0.35294
DEUTZ	Enaex 110	Diesel	2	0.7			0.38824
Diesel Aguas Blancas	Ohiggins 220	Diesel	2.5	0			0.2276
ESTANDARTES	Iquique 066	Diesel	1.6	0			0.3664
GMAR	CD Arica 066	Diesel	8.4	2			0.29482
INACAL	La Negra 110	Diesel	7	0.85	12	0.5	0.23124
INGENOVA	Donkeyo 220	Diesel	2.1	2			0.2276
M1AR	CD Arica 066	Diesel	3	1		3	0.30165
M2AR	CD Arica 066	Diesel	3	1.5		3	0.30071
MAIQ	CD Iquique 066	Diesel	6	5.9	5		0.257
MIIQ	CD Iquique 066	Diesel	2.924	1.5		3	0.30153
MIMB	Mantos Blancos 220	Diesel	28.64	6	5		0.2368
MSIQ	CD Iquique 066	Diesel	6.2	5	5		0.2276
PMG La Portada	La Portada 110	Diesel	3	0			0.2276
SUIQ	CD Iquique 066	Diesel	4.2	1.4			0.326
SUTA	Tamaya 110	Diesel	103.68	8			0.22492
TG1	Tocopilla 110	Diesel	21	10	5		0.398
TG1A + 0.5 TV1C (Diesel)	Central Atacama 220	Diesel	190.5	155			0.2229
TG1A + TG1B + TV1C (Diesel)	Central Atacama 220	Diesel	386.8	310			0.2152
TG2	Tocopilla 110	Diesel	21	10			0.398
TG2A + 0.5 TV2C (Diesel)	Central Atacama 220	Diesel	192.3	155			0.2229
TG2A + TG2B + TV2C (Diesel)	Central Atacama 220	Diesel	390.8	310			0.2152
TG3 (Diesel)	Tocopilla 220	Diesel	37.5	10	5		0.314
TGIQ	CD Iquique 066	Diesel	22.2	10	5		0.38071
TGTAR	Tarapaca 220	Diesel	23.75	9			0.39294
U10	Tocopilla 110	Diesel	37.5	15	24	8	0.29724
U11	Tocopilla 110	Diesel	37.5	15	24	8	0.29724
U16-TG + U16-TV (Diesel)	Tocopilla 220	Diesel	400	178	30	12	0.195
ZOFRI 1-6	Iquique 066	Diesel	1.6	0			0.33765

Nombre central	Nodo	Tecnología	Pmáx [MW]	Pmin [MW]	Min Up Time [h]	Min Down Time [h]	Heat Rate Inc [GJ/MWh]
ZOFRI 2-5	Iquique 066	Diesel	5.16	1			0.33765
ZOFRI 7-12	Iquique 066	Diesel	4.8	0.8			0.265
El Aguila	El Aguila 066	Solar	2	0			
La Huayca	Pozo Almonte 066	Solar	9	0			
Los Puquios	Pozo Almonte 066	Solar	3	0			
Maria Elena	Crucero 220	Solar	72	0			
Pozo Almonte Solar 2	Pozo Almonte 066	Solar	7.5	0			
Pozo Almonte Solar 3	Pozo Almonte 066	Solar	16	0			
Valle de los Vientos	Calama 110	Eólica	90	0			1
CAVA	Cerro Dragon 110	Hidráulica	2.6	0			1
CHAP	Chapiquina 066	Hidráulica	10.14	0			1
MHAH	Alto Hospicio 110	Hidráulica	1.1	0			1
MHT2	Alto Hospicio 110	Hidráulica	1.1	0			1
Central Salar	Salar 220	Otros	60	0			7.108
NORACID	Chacaya 220	Otros	17	0			0

Tabla G.3: Parque generador existente SING modificado

Unidades candidatas SING modificado							
Nombre central	Nodo	Tecnología	Pmáx [MW]	Pmin [MW]	Min Up Time [h]	Min Down Time [h]	Heat Rate Inc [GJ/MWh]
Atacama GNL 1	Kapatur 220	GNL	250	0			7.108
Atacama GNL 2	Kapatur 220	GNL	250	0			7.108
Atacama GNL II-1	Kapatur 220	GNL	430	0			7.108
Atacama GNL II-2	Kapatur 220	GNL	430	0			7.108
Carbon Tames 1	Nueva Crucero Encuentro 220	Carbón	400	0	48	48	0.3917
Carbon Tames 2	Nueva Crucero Encuentro 220	Carbón	400	0	48	48	0.3917
Carbon Tarapaca 1	Tarapaca 220	Carbón	175	0	48	48	0.3917
Carbon Tarapaca 2	Tarapaca 220	Carbón	175	0	48	48	0.3917
Carbon Tarapaca 3	Tarapaca 220	Carbón	110	0	48	48	0.3917
Diesel Mejillones 1	Kapatur 220	Diesel	130	0			0.314
Diesel Mejillones 2	Kapatur 220	Diesel	130	0			0.314
Diesel Mejillones 3	Kapatur 220	Diesel	130	0			0.314
IEM 2	Los Chingos 220	Carbón	375	0	48	48	0.3917
MEJILLONES I	Chacaya 220	Carbón	350	0	48	48	0.3965

Nombre central	Nodo	Tecnología	Pmáx [MW]	Pmin [MW]	Min Up Time [h]	Min Down Time [h]	Heat Rate Inc [GJ/MWh]
MEJILLONES I GNL	Chacaya 220	GNL	400	0			7
MEJILLONES II	Chacaya 220	Carbón	200	0	48	48	0.3965
MEJILLONES III	Chacaya 220	Carbón	300	0	48	48	0.3965
TARAPACA I	Tarapaca 220	Carbón	300	0	48	48	0.3965
TARAPACA II	Tarapaca 220	Carbón	300	0	48	48	0.3965
TARAPACA III	Tarapaca 220	Carbón	200	0	48	48	0.3965
CSP Nueva Crucero Encuentro	Nueva Crucero Encuentro 220	Solar	180	0			1
EOLICO SING I	Laberinto 220	Eólica	200	0			1
EOLICO SING II	Lagunas 220	Eólica	200	0			1
EOLICO SING III	Encuentro 220	Eólica	300	0			1
EOLICO SING IV	Encuentro 220	Eólica	200	0			1
EOLICO SING LAGUNAS	Lagunas 220	Eólica	200	0			1
EOLICO SING V	Laberinto 220	Eólica	300	0			1
Eolico Calama	Calama 220	Eólica	75	0			1
Eolico Crucero Encuentro	Sierra Gorda 220	Eólica	100	0			1
Eolico El Abra	El Abra 220	Eólica	60	0			1
Eolico Lagunas	Lagunas 220	Eólica	75	0			1
Eolico Sierra Gorda	Nueva Crucero Encuentro 220	Eólica	75	0			1
Geotermica Apacheta 01	Calama 110	Geotérmica	40	0			1
Geotermica Apacheta 02	Calama 110	Geotérmica	40	0			1
Geotermica Irruputunco	Collahuasi 220	Geotérmica	50	0			1
Geotermica Pampa Lirima 01	Cerro Colorado 110	Geotérmica	40	0			1
Geotermica Pampa Lirima 02	Cerro Colorado 110	Geotérmica	40	0			1
Geotermica Polloquere 01	Chapiquina 066	Geotérmica	40	0			1
Geotermica Polloquere 02	Chapiquina 066	Geotérmica	40	0			1
Geotermica Puchuldiza 01	Cerro Colorado 110	Geotérmica	40	0			1
Geotermica Puchuldiza 02	Cerro Colorado 110	Geotérmica	40	0			1
Geotermica Puchuldiza 03	Cerro Colorado 110	Geotérmica	40	0			1
Geotermica Gaby	Gaby 220	Geotérmica	50	0			1
PV Andes	Andes 220	Solar	40	0			1
PV Arica	Parinacota 220	Solar	40	0			1
PV Calama	Calama 220	Solar	35	0			1
PV Condores	Condores 220	Solar	30	0			1
PV Domeyko	Domeyko 220	Solar	40	0			1
PV Encuentro	Encuentro 220	Solar	50	0			1
PV Lagunas	Lagunas 220	Solar	50	0			1
PV Nueva Crucero Encuentro	Nueva Crucero Encuentro 220	Solar	60	0			1
PV Nueva Encuentro	Nueva Encuentro 220	Solar	50	0			1
PV Parinacota	Parinacota 220	Solar	60	0			1
PV Pozo	Pozo Almonte 220	Solar	50	0			1
Solar SING I	Laberinto 220	Solar	150	0			1

Nombre central	Nodo	Tecnología	Pmáx [MW]	Pmin [MW]	Min Up Time [h]	Min Down Time [h]	Heat Rate Inc [GJ/MWh]
Solar SING II	Lagunas 220	Solar	150	0			1
Solar SING III	Encuentro 220	Solar	200	0			1
Solar SING IV	Lagunas 220	Solar	150	0			1
Solar SING V	Arica 066	Solar	75	0			1
Solar SING VI	Lagunas 220	Solar	150	0			1

Tabla G.4: Unidades candidatas SING modificado

Apéndice H

Potencia de suficiencia calculada para el caso 3

A continuación se presentan las potencias reconocidas según lo explicado en la sección 3.6.3.

Potencia de suficiencia obtenida; caso aproximación por bloques					
Central	Energía [MWh]	t_{on} [h]	Pinicial [MW]	IFOR [%]	Psuficiencia [MW]
Carbon Tarapaca 3	1829850	16635	110.00	0.05	104.30
Diesel Mejillones 1	45506.83248	564	79.17	0.97	2.59
Diesel Mejillones 2	37510.78973	360	106.41	0.98	2.14
Diesel Mejillones 3	29034.71401	273	108.71	0.98	1.65
TARAPACA III	5025600	25128	200.00	0.04	191.06
EOLICO SING I	7375785.6	76032	80.00	0.02	78.40
Eolico Calama	2744443.8	75384	30.00	0.02	29.40
Eolico Crucero Encuentro	1867116	38880	40.00	0.02	19.60
Eolico El Abra	1120269.6	38880	24.00	0.02	11.76
Eolico Lagunas	1120269.6	31104	30.00	0.02	11.76
Eolico Sierra Gorda	1120269.6	31104	30.00	0.02	11.76
Geotermica Apacheta 01	1005120	25128	40.00	0.04	38.21
Geotermica Apacheta 02	998720	24968	40.00	0.05	37.97
Geotermica Pampa Lirima 01	1011840	25296	40.00	0.04	38.47
Geotermica Pampa Lirima 02	674880	16872	40.00	0.04	38.47
Geotermica Polloquere 01	998362.191	24960	40.00	0.05	37.95
Geotermica Polloquere 02	1011840	25296	40.00	0.04	38.47
Geotermica Puchuldiza 01	668160	16704	40.00	0.05	38.09
Geotermica Puchuldiza 02	674880	16872	40.00	0.04	38.47
Geotermica Puchuldiza 03	1342080	33552	40.00	0.04	38.28
Geotermica Gaby	1753200	35064	50.00	0.00	50.00

Tabla H.1: Potencia de suficiencia reconocida, aproximación por bloques

Potencia de suficiencia obtenida; caso “Full-Chronological”					
Central	Energía [MWh]	t_{on} [h]	Pinicial [MW]	IFOR [%]	Psuficiencia [MW]
Atacama GNL 2	2408117.41	10076	239.00	0.43	137.26
TARAPACA III	3307200	16536	200.00	0.06	188.51
Geotermica Apacheta 01	1011840	25296	40.00	0.04	38.47
Geotermica Apacheta 02	1005120	25128	40.00	0.04	38.21
Geotermica Pampa Lirima 01	1007880	25197	40.00	0.04	38.32
Geotermica Pampa Lirima 02	1011760	25294	40.00	0.04	38.46
Geotermica Polloquere 01	991887.4889	25296	39.21	0.04	37.71
Geotermica Polloquere 02	1011840	25296	40.00	0.04	38.47
Geotermica Puchuldiza 01	998400	24960	40.00	0.05	37.96
Geotermica Puchuldiza 02	1005120	25128	40.00	0.04	38.21
Geotermica Puchuldiza 03	1005120	25128	40.00	0.04	38.21
Geotermica Gaby	1315200	26304	50.00	0.00	50.00
PV Andes	464509.44	18240	13.60	0.02	13.33
PV Arica	1131646.939	44425	13.60	0.02	13.33
PV Calama	406445.76	18240	11.90	0.02	11.66
PV Condores	848757.39	44429	10.20	0.02	10.00
PV Domeyko	1131718.991	44433	13.60	0.02	13.33
PV Encuentro	1415106.075	44454	17.00	0.02	16.66
PV Lagunas	580636.8	18240	17.00	0.02	16.66
PV Nueva Crucero Encuentro	696764.16	18240	20.40	0.02	19.99
PV Nueva Encuentro	580636.8	18240	17.00	0.02	16.66
PV Parinacota	696764.16	18240	20.40	0.02	19.99
PV Pozo	580636.8	18240	17.00	0.02	16.66
Solar SING I	1741910.4	18240	51.00	0.02	49.98
Solar SING II	1741910.4	18240	51.00	0.02	49.98
Solar SING III	2322547.2	18240	68.00	0.02	66.64
Solar SING IV	1741910.4	18240	51.00	0.02	49.98
Solar SING VI	1741910.4	18240	51.00	0.02	49.98

Tabla H.2: Potencia de suficiencia reconocida, “Full-Chronological”

Bibliografía

- [1] W. C. Sebastián Michels Alfaro, LABORELEC, “Flexibilidad operacional de centrales convencionales,” Tech. Rep., 2016.
- [2] W. C. FL Consulting, “Tendencias en sistemas de potencia: Impactos en modelación y simulación. necesidades de interconexión y particularidades de operación,” Tech. Rep., 2016.
- [3] L. Vargas, R. Palma, and O. Moya, “Mercados eléctricos y bolsas de energía: aspectos críticos para su implementación en chile,” *Revista Chilena de Ingeniería*, vol. 113, 2001.
- [4] M. de Energía, “Ley 20698,” Ministerio de Energía de Chile, 2013, <http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1055402>.
- [5] M. de Energía, “Energía 2050,” Ministerio de Energía de Chile, 2015, <http://www.energia2050.cl>.
- [6] A. C. Jiménez, “Optimización de la participación de las centrales de ciclo combinado al mercado eléctrico español,” 2002.
- [7] A. Ramos, I. J. Perez-Arriaga, and J. Bogas, “A nonlinear programming approach to optimal static generation expansion planning,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 4, no. 3, pp. 1140–1146, 1989.
- [8] J.-B. Park, Y.-M. Park, J.-R. Won, and K. Y. Lee, “Least cost generation expansion planning based on an improved genetic algorithm,” in *Power Engineering Society Summer Meeting, 1999. IEEE*, vol. 2. IEEE, 1999, pp. 1043–1047.
- [9] C. Zhang, Y. Ding, J. Ostergaard, and Q. Wu, “Generation expansion planning considering integrating large-scale wind generation,” in *Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE*. IEEE, 2013, pp. 2051–2056.
- [10] M. Suharto, M. Hassan, M. Abdullah, M. Majid, and F. Hussin, “Optimal location of a new generating unit using particle swarm optimization,” in *Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO), 2011 5th International*. IEEE, 2011, pp. 77–82.
- [11] J. Zhu and M.-y. Chow, “A review of emerging techniques on generation expansion planning,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 12, no. 4, pp. 1722–1728, 1997.

- [12] Y. He and A. David, “Time-of-use electricity pricing based on global optimization for generation expansion planning,” in *Advances in Power System Control, Operation and Management, 1997. APSCOM-97. Fourth International Conference on (Conf. Publ. No. 450)*, vol. 2. IET, 1997, pp. 668–673.
- [13] A. S. Chuang, F. Wu, and P. Varaiya, “A game-theoretic model for generation expansion planning: problem formulation and numerical comparisons,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 16, no. 4, pp. 885–891, 2001.
- [14] F. Fuentes, “Análisis y fundamentación del modelo marginalista de precios eléctricos en Chile,” 2014.
- [15] W. B. Christie, R. P. Behnke, and L. V. Díaz, “Ñom lüfke (el rayo domado) o los sistemas eléctricos de potencia,” 2008.
- [16] G. S. Rothwell and T. Gomez, *Electricity economics: regulation and deregulation*. Wiley-IEEE Press, 2003, vol. 12.
- [17] H. Rudnick, “Modelo marginalista desincentiva o no a las ERNC,” Abril 2010.
- [18] M. Rivier, “La teoría marginalista como modelo teórico de referencia,” Noviembre 1999.
- [19] F. C. Schweppe, M. C. Caramanis, R. D. Tabors, and R. E. Bohn, *Spot pricing of electricity*. Springer Science & Business Media, 2013.
- [20] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power generation, operation, and control*. John Wiley & Sons, 2012.
- [21] CDEC-SING, *Cálculo de potencia firme y determinación del balance entre empresas generadoras*. Procedimiento DP, 2010.
- [22] W. Gandulfo, E. Gil, and I. Aravena, “Generation capacity expansion planning under demand uncertainty using stochastic mixed-integer programming,” in *2014 IEEE PES General Meeting— Conference & Exposition*. IEEE, 2014, pp. 1–5.
- [23] C. Soto, *Desarrollo de una herramienta para la programación de la operación a corto plazo en el SIC*. Memoria de titulación UTFSM, 2013.
- [24] G. Bastidas, *Diseño de un modelo para definir planes de obras óptimos de generación que involucren ERNC y el sistema de transmisión*. Memoria de titulación UTFSM, 2011.
- [25] C. N. de Energía de Chile, “Norma técnica de transferencias de potencia entre empresas generadoras,” Comisión Nacional de Energía de Chile, 2016.
- [26] D. G. Luenberger and M. L. Mateos, *Programación lineal y no lineal*. Addison-Wesley Iberoamericana, 1989, no. 90C05 LUEp.
- [27] C. N. de Energía, *Programa de obras de generación y transmisión del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande*. Informe Técnico Anual, 2015.

- [28] C. I. Nweke, F. Leanez, G. R. Drayton, and M. Kolhe, “Benefits of chronological optimization in capacity planning for electricity markets,” in *Power System Technology (POWERCON), 2012 IEEE International Conference on*. IEEE, 2012, pp. 1–6.
- [29] SYSTEP, *Comparación metodologías de cálculo de potencia*. Potencia firme y potencia de suficiencia, 2011.
- [30] D. S. Kirschen and G. Strbac, *Fundamentals of power system economics*. John Wiley & Sons, 2004.
- [31] J. A. Sánchez Jiménez, “Sistemas eléctricos: pagos por capacidad vs mercados de capacidad,” 2012.
- [32] A. Galetovic, C. M. Muñoz, and F. A. Wolak, “Capacity payments in a cost-based wholesale electricity market: the case of chile,” *The Electricity Journal*, vol. 28, no. 10, pp. 80–96, 2015.
- [33] G. A. Caicedo Beltrán *et al.*, “Mecanismos de subastas para la contratación de energía en mercados eléctricos: aplicación en el mercado colombiano.” 2013.
- [34] R. Eduardo, “Subastas de energía eléctrica en chile: Modelación en base a un supuesto sobre la valoración de contratos a través de portafolios óptimos,” 2008.
- [35] P. A. A. Yáñez, “Aplicación del modelo de bolsa de energía en chile,” 2001.
- [36] P. Varas and H. Rudnick, “Empirical studies of competition in the chilean electricity market,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 12, no. 8, pp. 1456–1463, 2014.