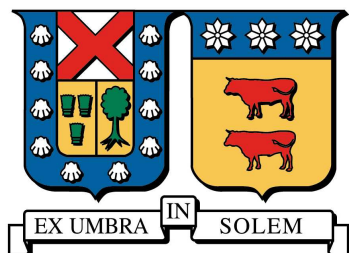


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO - CHILE



**IMPACTO DE LOS POLOS DE DESARROLLO DE
GENERACIÓN EN LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE
LA TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO**

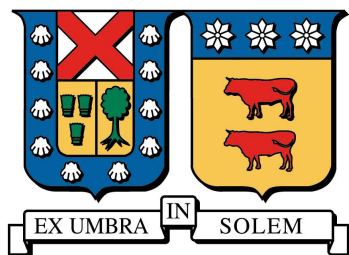
SEBASTIÁN ALEJANDRO MUCI OVALLE

**MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA**

PROFESORES GUÍAS:	SR. PATRICIO VALDIVIA L.
	SR. DANILO ZURITA O.
CORREFERENTE:	SR. MAURICIO FERNÁNDEZ B.

NOVIEMBRE 2017

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO - CHILE



**IMPACTO DE LOS POLOS DE DESARROLLO DE
GENERACIÓN EN LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE
LA TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO**

SEBASTIÁN ALEJANDRO MUCI OVALLE

**MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA**

PROFESORES GUÍAS:	SR. PATRICIO VALDIVIA L.
	SR. DANILO ZURITA O.
CORREFERENTE:	SR. MAURICIO FERNÁNDEZ B.

NOVIEMBRE 2017

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

AGRADECIMIENTOS

Quiero dedicar este trabajo a mi madre, Rosa Ovalle Robles, quien hizo posible mi educación y quien con su esfuerzo y dedicación inculcó en mí los valores, fortalezas y por sobre todo la constancia para lograr todo lo que soy ahora. Gracias a ti estoy donde estoy y soy lo que soy.

Agradecer también a quienes hicieron posible el desarrollo de este trabajo, a Rodrigo Saavedra, Carlos Mancilla, Emiliano Espinoza y Diego Orellana, quienes me ayudaron incondicionalmente mientras estuve en KAS.

Le doy las gracias a mis hermanas Carolina y Camila, que siempre estuvieron ahí ayudándome y dándome las fuerzas para seguir adelante, alentándome para lograr ser una mejor persona.

También agradezco a Valeria Vargas Vasquez por que ella fue parte de este proceso universitario, me ayudó a ver el camino cuando en ocasiones no lo veía y por sobre todo me ha apoyado en cada decisión que he tomado.

Por último, quiero agradecer a mis compañeros y a mis amigos, Federico, Pablo, Sebastián y Nicolás que conocí durante este tiempo, ya que debido a las interminables horas de estudio y dedicación, logramos salir adelante como los profesionales que somos ahora.

Resumen

Antes de la promulgación de la Ley N° 20.936, la planificación del sistema de transmisión troncal se llevaba a cabo a través de un estudio cuadrienal, con un horizonte de corto plazo, y llevado a cabo por un consultor externo. Si bien la expansión del sistema de transmisión era anual y solucionaba problemas momentáneos, no consideraba factores futuros que podrían modificar la expansión propuesta, por lo que trajo consigo congestiones y limitaciones en la transmisión debido a la poca anticipación al desarrollo del parque generador, entre otros. A partir de la entrada en vigencia de esta ley, la planificación de la transmisión debe llevarse a cabo de manera anual y a cargo de la Comisión Nacional de Energía, con un horizonte de largo plazo, y en donde se incluirá la planificación energética realizada por el Ministerio de Energía junto con las propuestas de expansión desarrolladas por el Coordinador Eléctrico Nacional.

La planificación energética incluye los Polos de Desarrollo de Generación, los cuales impactarían de manera significativa la planificación de la transmisión, modificando el plan propuesto por la CNE y utilizarían un sistema de transmisión propio y diseñado de forma tal que se pueda evacuar la energía generada por éstos hacia el sistema de manera económicamente eficiente. El objetivo principal de este trabajo es determinar el impacto de los Polos de Desarrollo en la planificación del sistema de transmisión y establecer recomendaciones para su incorporación y promoviendo así la competitividad en el mercado eléctrico chileno, cumpliendo con el objetivo de diversificar la matriz energética y disminuyendo la dependencia de combustibles fósiles, haciendo a Chile un país sustentable. Para simular la operación actual y futura del sistema se utilizará un software de coordinación hidrotérmica de largo plazo, el modelo OSE2000, representando el sistema eléctrico actual y proponiendo planes de expansión de transmisión, evaluados con criterios técnicos económicos, que incorporen alternativas de polos de desarrollo para analizar su efecto en el sistema.

Los resultados obtenidos para los escenarios propuestos, sugieren que dada la incertidumbre de los escenarios futuros que podrían ocurrir, el plan de expansión que mejor se adapta a las distintas alternativas proyectadas es el plan de transmisión propuesto para el escenario donde se incluye el desarrollo de un Polo Eólico (gran capacidad instalada de centrales eólicas) en la zona de la Isla Grande de Chiloé. Con la solución propuesta para ese escenario se minimizan los costos operacionales (10,617 [MMUS\$]), para lo cual se requiere un nivel de inversión para desarrollar la expansión de transmisión de 609,8 [MMUS\$]. Para los demás escenarios, esta alternativa aumenta la robustez y flexibilidad del sistema ante distintos planes de obras de generación que podrían darse.

Palabras claves: CNE, Ley N° 20.936 ,OSE2000, Polo de Desarrollo.

Abstract

Before the promulgation of Law No. 20.936, the planning of the trunk transmission system was carried out through a quadrennial study, with a short-term horizon, and carried out by an external consultant. Although the expansion of the transmission system was annual and solved momentary problems, it did not consider future factors that could modify the proposed expansion, which brought with it congestions and limitations in the transmission due to the short anticipation of the development of the generator park, among others. . As of the entry into force of this law, the planning of the transmission must be carried out annually by the National Energy Commission, with a long-term horizon, and where the energy planning carried out by the Ministry of Energy together with the expansion proposals developed by the National Electric Coordinator.

Energy planning includes the Poles of Generation Development, which would significantly impact the planning of the transmission, modifying the plan proposed by the CNE and would use its own transmission system and designed in such a way that the energy generated by the power can be evacuated. these to the system in an economically efficient manner. The main objective of this work is to determine the impact of the Development Poles in the planning of the transmission system and establish recommendations for their incorporation and thus promoting competitiveness in the Chilean electricity market, fulfilling the objective of diversifying the energy matrix and decreasing Dependence on fossil fuels, making Chile a sustainable country. To simulate the current and future operation of the system, a long-term hydrothermal coordination software will be used, the OSE2000 model, representing the current electrical system and proposing transmission expansion plans, evaluated with economic technical criteria, incorporating alternatives for development poles to analyze its effect on the system.

The results obtained for the proposed scenarios suggest that given the uncertainty of the future scenarios that could occur, the expansion plan that best adapts to the different alternatives projected is the proposed transmission plan for the scenario where the development of a Polo Eólico (large installed capacity of wind power plants) in the area of ??the Isla Grande de Chiloé. With the proposed solution for this scenario, operational costs (10,617 [MMUS \$]) are minimized, for which a level of investment is required to develop the transmission expansion of 609.8 [MMUS \$]. For the other scenarios, this alternative increases the robustness and flexibility of the system before different plans of generation works that could occur.

Key words: CNE, Law N° 20.936 ,OSE2000, Development Poles.

Glosario

AIC	Area de Influencia Común.
AVI	Valor Anual de Inversión.
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga.
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional.
CNE	Comisión Nacional de Energía.
COMA	Costos de Operación, Administración y Mantenimiento.
CSP	Concentrated Solar Power.
DAANC	Derecho de aprovechamiento de agua no consuntivo.
DFL	Decreto con Fuerza de Ley.
ENAP	Empresa Nacional del Petróleo.
ERNC	Energía Renovable No Convencional.
ETT	Estudio de Transmisión Troncal.
FCF	Función de Costos Futuros.
GNL	Gas Natural Licuado.
MGNC	Medio de Generación Renovable No Convencional.
PMG	Pequeño Medio de Generación.
PMGD	Pequeño Medio de Generación Distribuido.
PV	Photovoltaics.
S/E	Subestación.
SDDP	Stochastic Dual Dynamic Programming.
SEN	Sistema Eléctrico Nacional.
SIC	Sistema Interconectado Central.
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande.
VAN	Valor Actual Neto.

Índice general

1. Introducción	1
2. Marco Teórico	3
2.1. Marco Regulatorio de la Transmisión Eléctrica en Chile	3
2.2. Cambios Normativos, Ley 20.936	7
3. Simulación	12
3.1. Coordinación Hidrotérmica	16
3.1.1. Modelo de Simulación de la Operación Óptima del Sistema	16
3.2. Consideraciones Generales	17
3.3. Previsión de la Demanda	17
3.4. Estadística Hidrológica	19
3.5. Plan de Obras de Transmisión y Generación	20
3.6. Precio y Disponibilidad del Combustible	22
4. Resultados	23
4.1. Escenario Base	23
4.1.1. Costos Marginales	23
4.2. Escenario 1: Polo Eólico	26
4.2.1. Costos Marginales	26
4.2.2. Generación	27
4.3. Escenario 2: Polo Hídrico	28
4.3.1. Costos Marginales	28
4.3.2. Generación	30
4.4. Escenario 3: Polos Hídrico y Eólico	30
4.4.1. Costos Marginales	30

4.4.2. Generación	31
4.5. Escenario 4: Solución Polo Eólico	33
4.5.1. Costos Marginales	33
4.5.2. Generación	34
4.6. Escenario 5: Solución Polo Hídrico	35
4.6.1. Costos Marginales	35
4.6.2. Generación	37
4.7. Escenario 6: Solución Polos Hídrico y Eólico	37
4.7.1. Costos Marginales	37
4.7.2. Generación	39
4.8. Costos de Operación y Falla	40
5. Evaluación Económica	42
5.1. Escenario 4: Solución Polo Eólico	43
5.2. Escenario 5: Solución Polo Hídrico	44
5.3. Escenario 6: Solución Polo Hídrico y Eólico	45
5.4. Minimización del Máximo Arrepentimiento	47
6. Conclusiones	49
6.1. Recomendaciones para la incorporación de los Polos de Desarrollo	53
Bibliografía	55
Anexos	57
A. Fundamentos Teóricos	58
A.1. Minimización del Máximo Arrepentimiento	58
A.2. Programación Dinámica Dual Estocástica	59
B. Modelación	65
B.1. Modelación de la Demanda	65
B.2. Modelación de Centrales Térmicas	67
B.3. Modelación de Centrales Hidroeléctricas	67
B.4. Modelación de Centrales Solares	68
B.5. Modelación de Centrales Eólicas	69
C. Planes de Obras de Transmisión Propuestos	70

C.1.	Escenario Base	70
C.2.	Escenario 4: Solución Polo Eólico	72
C.3.	Escenario 5: Solución Polo Hídrico	74
C.4.	Escenario 6: Solución Polo Hídrico y Eólico	76
D.	Planes de Obras de Generación Propuestos	78
D.1.	Escenario Base	79
D.2.	Escenario 4: Solución Polo Eólico	82
D.3.	Escenario 5: Solución Polo Hídrico	85
D.4.	Escenario 6: Solución Polo Hídrico y Eólico	88
E.	Evaluación Económica Planes de Expansión Propuestos	91
E.1.	Escenario Base	91
E.2.	Escenario 4: Solución Polo Eólico	93
E.3.	Escenario 5: Solución Polo Hídrico	95
E.4.	Escenario 6: Solución Polo Hídrico y Eólico	97
F.	Polos de Desarrollo de Generación	100
F.1.	Polos de Desarrollo	101
F.2.	Potencial Eólico	101
F.3.	Potencial Solar	106
F.4.	Potencial Hidroeléctrico	112
G.	Nueva Normativa Ley 20.936	115

Índice de tablas

3.1. Escenarios que serán simulados en OSE2000.	12
3.2. Capacidad instalada [MW] por año, Polos de Desarrollo.	14
3.3. Proyección de la demanda industrial y vegetativa para el SIC.	18
3.4. Proyección de la demanda industrial y vegetativa para el SING.	19
3.5. Centrales no utilizadas en la operación del sistema.	21
3.6. Proyección de Precios de Combustibles.	22
4.1. Factor de Planta y Precio de Venta de algunas centrales del Polo Eólico.	28
4.2. Factor de Planta y Precio de Venta de algunas centrales del Polo Hídrico.	30
4.3. Factor de Planta y Precio de Venta de algunas centrales del Polo Hídrico y Eólico. . .	32
4.4. Factor de Planta y Precio de Venta de algunas centrales del Polo Hídrico y Eólico. . .	32
4.5. Factor de Planta y Precio de Venta de algunas centrales del Escenario 4: Solución Polo Eólico.	35
4.6. Factor de Planta y Precio de Venta de algunas centrales del Escenario 5: Solución Polo Hídrico.	37
4.7. Factor de Planta y Precio de Venta de algunas centrales del Escenario 6: Solución Polo Hídrico y Eólico.	40
4.8. Factor de Planta y Precio de Venta de algunas centrales del Escenario 6: Solución Polo Hídrico y Eólico.	40
4.9. Costo de operación del sistema para cada escenario.	41
5.1. Costos totales de operación y falla del sistema para cada escenario.	47
5.2. Resultados de costos operacionales para la aplicación del criterio de MinMax regret, valores en [MMUS\$].	47
5.3. Diferencias del atributo entre distintos escenarios, valores en [MMUS\$].	48
6.1. Costo de operación del sistema para cada escenario.	52

6.2. Plan de obras de transmisión, Escenario Base.	70
6.3. Plan de obras de transmisión, Escenario Base.	71
6.4. Plan de obras de transmisión, Escenario Base.	71
6.5. Plan de Obras de Trasmisión, Escenario 4: Solución Polo Eólico.	72
6.6. Plan de Obras de Trasmisión, Escenario 4: Solución Polo Eólico.	73
6.7. Plan de obras de transmisión, Escenario 4: Solución Polo Eólico	73
6.8. Plan de Obras de Trasmisión, Escenario 5: Solución Polo Hídrico.	74
6.9. Plan de Obras de Trasmisión, Escenario 5: Solución Polo Hídrico.	75
6.10. Plan de obras de transmisión, Escenario 5: Solución Polo Hídrico.	75
6.11. Plan de obras de transmisión, Escenario 6: Solución Polo Hídrico y Eólico.	76
6.12. Plan de obras de transmisión, Escenario 6: Solución Polo Hídrico y Eólico.	77
6.13. Plan de obras de transmisión, Escenario 6: Solución Polo Hídrico y Eólico.	78
6.14. Plan de Obras de Generación Indicativo, Escenario Base.	79
6.15. Plan de Obras de Generación Indicativo, Escenario Base.	80
6.16. Plan de Obras de Generación Indicativo, Escenario Base.	81
6.17. Plan de Obras de Generación Indicativo, Escenario 4: Polo Eólico.	82
6.18. Plan de Obras de Generación Indicativo, Escenario 4: Polo Eólico.	83
6.19. Plan de Obras de Generación Indicativo, Escenario 4: Polo Eólico.	84
6.20. Plan de Obras de Generación Indicativo, Escenario 5: Polo Hídrico.	85
6.21. Plan de Obras de Generación Indicativo, Escenario 5: Polo Hídrico.	86
6.22. Plan de Obras de Generación Indicativo, Escenario 5: Polo Hídrico.	87
6.23. Plan de Obras de Generación Indicativo, Escenario 6: Polo Hídrico y Eólico.	88
6.24. Plan de Obras de Generación Indicativo, Escenario 6: Polo Hídrico y Eólico.	89
6.25. Plan de Obras de Generación Indicativo, Escenario 6: Polo Hídrico y Eólico.	90
6.26. Evaluación económica del plan de expansión propuesto Escenario Base.	91
6.27. Evaluación económica del plan de expansión propuesto Escenario Base.	92
6.28. Evaluación económica del plan de expansión propuesto Escenario Base.	92
6.29. Evaluación económica del plan de expansión propuesto Escenario Polo Eólico. . . .	93
6.30. Evaluación económica del plan de expansión propuesto Escenario Polo Eólico. . . .	94
6.31. Evaluación económica del plan de expansión propuesto Escenario Polo Eólico. . . .	94
6.32. Evaluación económica del plan de expansión propuesto Escenario Polo Hídrico. . . .	95
6.33. Evaluación económica del plan de expansión propuesto Escenario Polo Hídrico. . . .	96

6.34. Evaluación económica del plan de expansión propuesto Escenario Polo Hídrico. . . .	96
6.35. Evaluación económica del plan de expansión propuesto Escenario Polo Hídrico y Eólico.	97
6.36. Evaluación económica del plan de expansión propuesto Escenario Polo Hídrico y Eólico.	98
6.37. Evaluación económica del plan de expansión propuesto Escenario Polo Hídrico y Eólico.	99
6.38. Capacidad instalable por región asociada al potencial disponible con factor de planta anual igual o superior a 0,3.	105
6.39. Potencial solar estimado para configuración PV fija (con f.p superior a 0,24) y con seguimiento en un eje (f.p superior a 0,3).	109
6.40. Potencial solar estimado para configuración CSP con factor de planta de al menos 0,5 y capacidad instalada mínima de 50 [MW].	112
6.41. Potencial hidroeléctrico disponible por cuenca hidrográfica.	114

Índice de figuras

3.1. Diagrama unilineal de la conexión propuesta del polo de desarrollo eólico al SEN. . .	15
3.2. Diagrama unilineal de la conexión propuesta del polo de desarrollo hídrico al SEN. .	15
3.3. Energía anual total afluente ordenada de mayor a menor por año hidrológico.	20
3.4. Energía anual total afluente ordenada de manera cronológica.	20
4.1. Costo Marginal Promedio Anual del Sistema Escenario Base.	24
4.2. Costo Marginal Promedio Anual Barras Relevantes Escenario Base.	24
4.3. Costo Marginal Promedio Anual del Sistema Escenario Base.	25
4.4. Costo Marginal Promedio Anual Barras Relevantes Escenario Base.	25
4.5. Costo Marginal Promedio Anual del Sistema Escenario Polo Eólico.	26
4.6. Costo Marginal Promedio Anual Barras Relevantes Escenario Polo Eólico.	27
4.7. Costo Marginal Promedio Anual del Sistema Escenario Polo Hídrico.	29
4.8. Costo Marginal Promedio Anual Barras Relevantes Escenario Polo Hídrico.	29
4.9. Costo Marginal Promedio Anual del Sistema Escenario Polos Hídrico y Eólico. . . .	31
4.10. Costo Marginal Promedio Anual Barras Relevantes Escenario Polos Hídrico y Eólico.	31
4.11. Costo Marginal Promedio Anual del Sistema Escenario Solución Polo Eólico.	33
4.12. Costo Marginal Promedio Anual Barras Relevantes Escenario Solución Polo Eólico.	34
4.13. Costo Marginal Promedio Anual del Sistema Escenario Solución Polo Hídrico. . . .	36
4.14. Costo Marginal Promedio Anual Barras Relevantes Escenario Solución Polo Hídrico.	36
4.15. Costo Marginal Promedio Anual del Sistema Escenario Solución Polos Hídrico y Eólico.	38
4.16. Costo Marginal Promedio Anual Barras Relevantes Escenario Solución Polos Hídrico y Eólico.	39
5.1. Valor Actual Neto para cada hidrología, Escenario Solución Polo Eólico.	44
5.2. Valor Actual Neto para cada hidrología, Escenario Solución Polo Hídrico	45
5.3. Valor Actual Neto para cada hidrología, Escenario Solución Polos Hídrico y Eólico. .	46

5.4. Valor Actual Neto para cada hidrología, Escenario Solución Polos Hídrico y Eólico. .	46
6.1. Función de Costos Futuros y Costos Actuales.	58
6.2. Función de Costos Futuros y Costos Actuales.	59
6.3. Función de Costos Futuros y Costos Actuales.	64
6.4. Distribución horaria de cada bloque para cada mes.	66
6.5. Duración total de cada bloque respecto al total mensual.	66
6.6. Duración total de cada bloque respecto al total mensual.	68
6.7. Distribución del factor de planta anual del potencial eólico del país.	103
6.8. Zonas con capacidad instalable de al menos 50 [MW] y factor de planta mayor o igual a 0,3.	104
6.9. Distribución del factor de planta anual del potencial PV del país configuración PV fija.	107
6.10. Distribución del factor de planta anual del potencial PV del país configuración PV con seguimiento en un eje.	108
6.11. Distribución del factor de planta promedio anual del potencial CSP del país.	111
6.12. Cuencas hidrográficas para las cuales se identificaron potenciales centrales hidroeléctricas.	113

Capítulo 1

Introducción

El proceso de planificación del sistema de transmisión requiere una modelación muy compleja y está ligado a diversos factores tanto técnicos como económicos, y también regulado por un conjunto de normas y leyes. Hasta hace poco, existía un gran problema en la forma de planificar la expansión del sistema de transmisión, debido a que la evaluación de las necesidades del sistema de transmisión se realizaba a través de un estudio de transmisión troncal (ETT) de manera cuadrienal, determinando las obras de expansión en el mediano plazo, si bien este era un tiempo considerable, no era suficiente para planificar grandes obras de transmisión. Esta forma de planificar, trajo consigo problemas de capacidades ya que no se determinaban las obras necesarias dentro de un horizonte de tiempo en que se incluían otras variables o escenarios futuros generando incertidumbre dentro de la planificación de la transmisión, y provocando así, un sistema sin holguras e incapaz de adaptarse a los cambios tecnológicos, como por ejemplo, un aumento en los proyectos ERNC en un corto período de tiempo.

La nueva ley de transmisión N° 20.936 [2], cambia algunos aspectos de la planificación de la transmisión realizando ésta última de forma anual, con un horizonte de al menos 20 años y añadiendo otras consideraciones para determinar la expansión de la transmisión, como por ejemplo, la minimización de riesgos de abastecimiento o la creación de condiciones de mercado que promuevan la oferta y faciliten la competencia, entre otras. Otro aspecto relevante de la nueva ley de transmisión, es la incorporación de una Planificación Energética desarrollada por el Ministerio de Energía en donde se incluyen los Polos de Desarrollo de Generación definidos por el artículo 85° de dicha ley. Estas zonas de potencial renovable podrán ser incorporadas o no dentro de la planificación de la transmisión desarrollada por la CNE, modificando las obras necesarias determinadas en dicho plan.

Este trabajo desarrolla el concepto de polo de desarrollo, caracterizando e identificando las zonas en donde existe el potencial energético disponible y que cumpla los requerimientos de ordenamiento

territorial, y también, los requisitos mínimos para su incorporación al sistema. Para analizar el efecto de los polos de desarrollo en el sistema de transmisión se ha utilizado un software de coordinación hidrotérmica, OSE2000, para simular y determinar el impacto en la planificación de la transmisión y los costos asociados a la incorporación de los polos al sistema, modelando el sistema eléctrico de manera fidedigna y representado las principales características que la modelación conlleva. Para realizar el análisis del impacto de los polos, se ha optado por proponer planes de expansión para cada escenario propuesto (en donde se incorporan polos de desarrollo en la zona sur del país) y evaluarlos a través de un criterio técnico económico, para luego determinar el plan óptimo dado el nivel de incertidumbre de cada escenario.

Uno de los objetivos relevantes de este trabajo es establecer recomendaciones para la incorporación de los polos de desarrollo en el Sistema Eléctrico Nacional, para ello, se han evaluado 3 alternativas para polos en la zona sur del país. El primero, incluye al sistema, un polo de desarrollo de tecnología eólica de 2.000 [MW] ubicado en la isla de Chiloé. El segundo, incorpora un polo de desarrollo de tecnología hidroeléctrica de 2.000 [MW] en las regiones de Los Ríos y Los Lagos. Y por último, la tercera alternativa incorpora ambos polos en el sistema considerando las mismas características en los dos escenarios anteriores.

Para lograr el desarrollo de los objetivos mencionados anteriormente, se abordará de manera general los principales cambios normativos incluidos en la nueva ley de transmisión respecto de la planificación, comparándolos con la metodología utilizada a partir de la promulgación de la Ley Corta I. Luego se desarrollará el concepto de polo de desarrollo junto con las consideraciones utilizadas para la modelación y simulación del sistema. A partir de lo anterior, se mostrarán los principales resultados obtenidos mostrando las características más importantes que representan la incorporación de los polos en el sistema. Por último, se evaluarán económicamente los polos de desarrollo y los planes de expansión propuestos en cada escenario, para así tomar una decisión acerca del plan óptimo ante los distintos escenarios equiprobables y poder establecer consideraciones o una herramienta que permita planificar de la manera más precisa el sistema de transmisión, anticipándose a los cambios y variaciones que pueden ocurrir generando holguras al SEN preparándolo y otorgándole robustez y seguridad.

Capítulo 2

Marco Teórico

En Chile, el sector eléctrico enfrentó situaciones críticas, caracterizadas principalmente por altos precios de energía y por atrasos significativos en el desarrollo de las inversiones requeridas para sustentar el crecimiento de la producción, y por lo tanto, el desarrollo económico y social del país. Partiendo de la base que la energía es una condición necesaria para lograr el objetivo anteriormente descrito, es fundamental que esta energía sea confiable, sustentable y de valor razonable, que provenga de una matriz energética diversa y equilibrada para evitar posibles condiciones desfavorables ante escenarios extremos, y no ocurra lo sucedido en los años 1998-1999 donde debido a que la mayoría de la energía eléctrica del país provenía principalmente de centrales hidroeléctricas se dieron las condiciones necesarias para que ocurriera un racionamiento del suministro eléctrico dada las condiciones de sequía extrema. También, el corte del suministro de gas proveniente de Argentina, el cual comenzó a manifestarse desde el año 2004 y el 2008 fue de manera permanente hasta el día de hoy, provocó un alza de precios que no refleja necesariamente el nivel de desarrollo energético del país, sino que muestra la precariedad y vulnerabilidad de éste ante factores externos. Es por esto, que el desarrollo del sector eléctrico juega un rol fundamental al momento de proveer y garantizar la energía necesaria para poder lograr el funcionamiento de la sociedad, donde la transmisión eléctrica del país es la columna vertebral de este desarrollo.

2.1. Marco Regulatorio de la Transmisión Eléctrica en Chile

Al comienzo del siglo nace la Ley N°1665, específicamente el año 1904, que fija las prestaciones para la concesión de permisos y para hacer las instalaciones eléctricas en el país. Además, asigna la responsabilidad del otorgamiento de concesiones de permisos y autorización a ocupar bienes nacionales

al Presidente de la República para instalación de líneas de transmisión de cualquier especie [4].

En 1925 se establece la primera Ley General Eléctrica, Decreto Ley N° 252, la que regula las concesiones provisionales y definitivas, para distribución y transporte de energía y las servidumbres. Luego complementando en lo fundamental a la primera ley, en el año 1932 aparece la segunda ley general eléctrica, DFL N°244. En el año 1982 se creó el DFL N°1 del Ministerio de Minería (Ley General de Servicios Eléctricos), que establece los primeros lineamientos y definiciones en el segmento de transmisión, entre ellos: la servidumbre de paso de energía eléctrica sobre una instalación de transmisión, al no existir distinción entre las instalaciones de transmisión, la remuneración por uso de las instalaciones eran por un peaje básico (determinado por el área de influencia de inyección del generador) y un peaje adicional (dado por el área de comercialización) y las solicitudes de concesiones eran opcionales pero facilitaban el uso de bienes nacionales de uso público o la imposición de servidumbres sobre terrenos privados.

La expansión de los sistemas de transmisión, antes del 2004 era en base a acuerdos bilaterales entre las empresa involucradas, donde no existía un incentivo para invertir en transmisión y lo que se traducía en un deterioro de la seguridad y calidad de servicio del sistema. En el año 2004 se promulgó la Ley 19.940 (Ley Corta I) la cual reguló el mercado de la transmisión, segmentó el sistema de transmisión junto a con la valorización de éste y la determinación de tarifas, peajes, acceso a instalaciones y normativas. Esta ley buscaba dentro de otros aspectos, reducir el costo final de la energía, dando señales de localización a los generadores para que asumieran los costos de transmisión y se generara competencia. Esa realidad cambió en el tiempo, manteniendo los costos de transmisión pero aumentando los costos de generación, donde la ubicación de los proyectos estaba determinada por la posibilidad de instalarse, en un contexto de restricciones y oposición pública.

En cuanto a la segmentación del sistema de transmisión, se separó éste en Sistema Troncal, Sub-transmisión y Adicional en donde el proceso de remuneración del sistema de transmisión en el Sistema de Troncal estaba determinado principalmente por el Área de Influencia Común (AIC) en el cual se determinaba un peaje dado por la diferencia entre el Valor Anual de la Transmisión por Tramo (VATT) y los Ingresos Tarifarios (IT). Además, se distinguía claramente la proporción de pago por parte de los usuarios de las instalaciones a los transmisores en una proporción de 80 % del total de peajes por parte del segmento de generación (compuesto por peajes de inyección y retiro) y un 20 % del total de los peajes por parte de los clientes finales (recaudación por parte de las distribuidoras de los cargos CU2 y CU15) cuyo monto total cubre el total de los ingresos que deben precibir los transmisores por el uso de sus instalaciones. Para las instalaciones que no pertenecían al AIC se asignaba el peaje de acuerdo al uso del sistema de transmisión, esto es, si la línea o tramo considerado se usaba para inyectar energía al AIC, entonces el pago del peaje le correspondía en un 100 % al generador. Si el

tramo considerado se usaba para retirar energía del AIC, entonces el pago del peaje correspondía en un 100 % al consumidor final. Todo esto era otra de las señales que analizaban los inversionistas a la hora de instalar un nuevo proyecto y con ello, la expansión de la transmisión estaba determinada principalmente por el ingreso de nuevos agentes al parque generador. Por lo que, si se instalaba el proyecto dentro del AIC, existía un menor riesgo respecto del pago por uso del sistema de transmisión debido a que estaba claramente definido por la ley. Sin embargo, la incertidumbre que producía la inclusión o no del tramo en el AIC, se traspasaba directamente como un cargo en el precio de la energía transado en el *Power Purchase Agreement* o *PPA* al cliente final, por lo que de manera implícita el consumo asumía los riesgos de la determinación del AIC, lo que producía finalmente un alto costo en el precio de la energía. En el Sistema de Subtransmisión no existía obligación de realizar expansiones, por lo que las congestiones y dificultades de conexión para la generación eléctrica y suministro de nuevos consumos se veía altamente afectado y donde se presentaban diferencias relevantes a la transmisión troncal en cuanto a ampliación efectiva, seguridad, remuneración y señales de expansión. Por último, en el Sistema Adicional no existía regulación alguna en cuanto a las obligaciones y derechos de los propietarios; donde los procedimientos eran poco claros y transparentes, por ejemplo, en la determinación de la capacidad técnica de líneas e instalaciones adicionales; y se deja amplios espacios para la interpretación del alcance y aplicación del libre acceso.

Además, ésta ley incorporó el desarrollo de una planificación sistémica centralizada, solamente para el Sistema Troncal, a través de un mecanismo en donde el regulador, el propietario y los usuarios de la red analizaban las expansiones a realizar. Este proceso de expansión y evaluación era determinado a través de un consultor externo en un Estudio de Transmisión Troncal (ETT) que se realizaba cada 4 años, donde los agentes del sector eléctrico (Regulador, empresas de generación, distribuidoras y grandes clientes) participaban de dicho estudio mediante un proceso consultivo. El mencionado estudio determinaba el valor de las instalaciones y definía un plan de expansión preliminar para los siguientes 4 años en donde éste último dependía fuertemente de las inversiones de generación esperadas y de la proyección de la demanda. Una de las principales dificultades enfrentadas por el sector eléctrico en ese entonces, y el problema que ha repercutido hasta ahora, es la disociación entre el mercado de generación y el sistema de transmisión, en donde el proceso de expansión de la transmisión seguía al plan de obras de generación generando así un conflicto en la capacidad de construir las obras necesarias para el desarrollo del sistema. Las principales restricciones enfrentadas por la forma de planificar incorporada por la Ley Corta I, eran de la variable temporal, la cual se vió fuertemente afectada dada las tramitaciones ambientales, retraso en obtención de concesiones y servidumbres eléctricas, las expansiones anuales de transmisión, y la creciente oposición ciudadana lo que llevó al sistema a tener una falta de holgura en transmisión, y con ello, altos precios de la energía y congestiones de transmisión.

Dentro del contexto de la planificación de la transmisión, es importante mencionar que no existía un instrumento específico para la expansión de la transmisión que incluya a los objetivos de eficiencia económica los intereses nacionales, regionales y locales bajo criterios de sustentabilidad, es por ello que las exigencias sociales y ambientales se han dificultado el desarrollo de la transmisión, ya que los proyectos enfrentan cuestionamientos en legitimidad, generando conflicto de intereses entre los actores afectados, demorando la expansión de la red. Otra de las razones importantes del poco desarrollo de la transmisión en el país, es principalmente en zonas con alto potencial energético aprovechable en donde las obras están ligadas a los primeros desarrollos de transmisión, los cuales determinaban las capacidades de las líneas y la franja de terreno utilizado debido a las decisiones tomadas bajo la incertidumbre, competencia y recursos económicos limitados que están a su vez determinadas por la porción de energía explotable en ese momento y no considera el potencial total de la zona geográfica en cuestión. Con ello, la instalación de otros proyectos de inversión se ven afectados debido a que deben buscar otras vías de evacuación de energía o deben duplicar las inversiones.

Lo anteriormente mencionado caracteriza en cierto grado, la problemática que se observa en el sistema de transmisión actual donde se observan desacoples de costos marginales, creación de subsistemas, alzas de precios de energía debido a la poca diversificación de la matriz energética y congestiones de las líneas de transmisión lo cual se debe principalmente por el hecho que la expansión de la transmisión está determinada por la inversión de proyectos de generación y no por una planificación que se anticipe a escenarios futuros, y dado el tiempo necesario para la construcción de una línea de transmisión y los retrasos que pueda incluir durante su desarrollo por intervención de terceros, provoque estos efectos no deseados que impactan de manera significativa en el desarrollo del sector eléctrico. Un caso extremo podría suceder en que la construcción de una línea y todo lo que esto conlleva (utilización de terrenos o servidumbre entre otros aspectos) sea tal, que al momento de entrar en operación esta línea quede subdimensionada y sea necesario la construcción de otra de igual o de mejores características, utilizando un mayor espacio, generando congestiones en el sistema y los efectos que le siguen, y provocando una mayor oposición de la ciudadanía debido a la construcción de otra línea adicional. Esta desadaptación del sistema de transmisión es necesario solucionar con una planificación que se anticipe a estos escenarios, que dé señales de inversión apropiadas para el inversionista y que utilice de manera eficiente los recursos que dispone el país en materia energética.

2.2. Cambios Normativos, Ley 20.936

Los puntos mostrados en la sección anterior fueron la base para la promulgación de la Ley 20.936 [2] la cual consideró dentro de otros aspectos, que la expansión de la transmisión debía tomar en cuenta elementos que la robustezcan; considerar alternativas flexibles que permitan incorporar a la planificación la gestión de la demanda, la eficiencia energética y la inclusión de nuevas tecnologías y considerar dentro de la planificación más escenarios para disminuir los riesgos asociados a éstos. Adicionalmente, se hizo necesario incorporar la holgura en el diseño de las redes de transmisión, ya que esta característica permitiría en el largo plazo: responder de manera eficiente ante escenarios que con un sistema de transmisión ajustado, integrar técnica y económicamente proyectos de generación alejados de los centros de consumo, aumentar la competencia del sector generación, y por ende la disminución del costo marginal y costo operacional del sistema de largo plazo, beneficiando al cliente final.

El objetivo final de esta ley de transmisión es maximizar el beneficio social a través del desarrollo de un mercado de generación más competitivo para disminuir el precio de la energía, para ello se debe proveer un sistema de transmisión que sea robusto, flexible, eficiente, que asegure la seguridad y calidad del servicio, y que sea sustentable. Para lograr esto, es necesario que la planificación de la transmisión tenga una mirada de largo plazo que considere los intereses de la sociedad, el cuidado del medio ambiente y el uso del territorio, y la estrategia de suministro eléctrico, incorporando al Estado como ente regulador que garantice el bien común, definiendo trazados de los nuevos sistemas de transmisión de interés público, incluyendo aspectos ambientales, territoriales, ciudadanos, técnicos y económicos en la definición de estos trazados.

Para estos efectos, la nueva ley de transmisión le atribuye al Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional nuevas funciones de interés público, para ello se tendrá como base las funciones actuales de los CDEC, fortaleciendo y perfeccionando las funciones de coordinación. Además, se redefine el sistema de transmisión, adecuándolo a la funcionalidad de éstos. La nueva definición distingue los Sistemas de Transmisión Nacional (actualmente Troncal) como aquellos que permiten la conformación de un mercado común, interconectando los demás segmentos del sistema de transmisión, para abastecer la demanda eléctrica bajo diversos escenarios. Los Sistemas de Transmisión Zonal (actualmente Subtransmisión) corresponden a aquellos cuya finalidad esencial es el abastecimiento de los usuarios sometidos a regulación de precios, pero reconociendo que su uso también es compartido con clientes libres y con generación que inyecta en ellos. Los Sistemas Dedicados (actualmente transmisión adicional), son aquellos cuya finalidad esencial es el abastecimiento de clientes libres o la inyección de centrales generadoras.

Asimismo, se distingue un nuevo segmento de transmisión destinado a la infraestructura que permite, a través de una única solución coordinada, la evacuación de la producción de la generación dentro de Polos de Desarrollo sobre cuyo establecimiento y expansión existe un interés público que ordena el uso del territorio y es compatible con el aprovechamiento actual y futuro del alto potencial energético de dichos Polos. Finalmente, se reconoce dentro de los sistemas de transmisión los sistemas de interconexión internacional, consagrándose por primera vez la obligación del Coordinador de coordinar la operación técnica y económica de los sistemas de interconexión internacional, debiendo preservar la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico, y asegurando la utilización óptima de los recursos energéticos en el territorio nacional.

Adicionalmente, la actual planificación anual a cargo la CNE de la expansión troncal se extiende a todo el sistema de transmisión, con expansiones vinculantes y considerando un horizonte al menos de 20 años, recogiendo el dinamismo del sector y entregando certezas para el desarrollo de las inversiones. Por otra parte, se incorporan nuevos criterios a tener en cuenta por el planificador de la expansión de la transmisión, tales como la minimización de los riesgos en el abastecimiento; la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia; instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico; y la posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las ampliaciones necesarias del sistema de una manera eficiente evitando duplicidades.

La nueva ley de transmisión incluye la planificación energética dentro de la expansión de la transmisión, dicha planificación estará a cargo del Ministerio de Energía. En la planificación energética, se desarrollarán escenarios de proyección de oferta y demanda energética, y en particular eléctrica de largo plazo con un horizonte de al menos 30 años, considerando la identificación de los polos de desarrollo de generación, generación distribuida, intercambios internacionales de energía, políticas medio ambientales que tengan incidencia y objetivos de eficiencia energética entre otros. Además, en el ámbito de la planificación energética se definen a través del artículo 85° los polos de desarrollo de generación eléctrica como:

“Aquellas zonas territorialmente identificables en el país, ubicadas en las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional, donde existen recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público por ser eficiente económicamente para el suministro eléctrico, debiendo cumplir con la legislación ambiental y de ordenamiento territorial”.

De acuerdo a lo anterior, es posible clasificar todas aquellas zonas geográficas del país e identificar el potencial energético renovable de dicha zona junto al tipo de tecnología capaz de aprovechar la energía para así inyectarla al SEN. Un estudio realizado en el marco del proyecto “Estrategia de

Expansión de Energías Renovables en los Sistemas Eléctricos Interconectado” clasifica e identifica aquellas zonas mencionadas en el artículo 85° de la ley 20.936, generando así un primer catastro del potencial eólico, solar e hidroeléctrico del país comprendido entre las regiones de Arica y Parinacota hasta la isla de Chiloé [6]. Este estudio acompañado con el “Estudio de Cuencas, Análisis de las condicionantes para el desarrollo hidroeléctrico” [5] se usaron como la base para la consideración de los polos de desarrollo utilizados en este trabajo.

Se debe notar que, dado el alcance de los estudios mencionados anteriormente, solo consideraron tecnologías de generación solar (tanto fotovoltaica o PV como de concentración o CSP, por sus siglas en inglés, respectivamente), eólica e hidroeléctrica. Los potenciales de energía geotérmica, de los mares o mareomotriz, biomasa y biogás quedaron fuera del alcance de este trabajo, ya que no se tienen estudios que evalúen y estimen de manera precisa los potenciales de dichas energías en el país. Dado que la evaluación de los proyectos considerados en estos estudios se enfocan en integrar estas energías al mercado eléctrico nacional, solo se consideraron proyectos con capacidad instalada significativa (a excepción de centrales hidroeléctricas donde su límite inferior fue de 100 [kW]), por lo que se dejó fuera del análisis proyectos orientados al autoconsumo o fotovoltaicos en zonas urbanas.

Otro aspecto importante que modifica la nueva ley de transmisión es un nuevo Procedimiento de Estudio de Franja para determinados trazados de transmisión eléctrica que busca lograr equilibrio económico-social-ambiental en la definición de trazados; dota al sistema de mayores grados de certeza para la realización de los proyectos; asigna al Estado un rol central en la evaluación de trazados; reduce los riesgos de las empresas licitantes y operadoras, con el objeto de reducir las tarifas eléctricas; y da legitimidad al desarrollo de proyectos de transmisión ante la opinión pública y las comunidades. Por otro lado, si bien la transmisión troncal era remunerada tanto por las inyecciones como por los retiros, los costos de transmisión fueron, en definitiva, traspasados íntegramente a los consumidores finales a través de los respectivos contratos de suministro donde no era posible garantizar que en dichos contratos, el pago de las inyecciones fuese traspasado con o sin sobrecargos, dependiendo de las circunstancias comerciales o de ubicación geográfica.

Por lo tanto, esta ley transparenta el pago de la transmisión asignándolo directamente a los clientes finales. De este modo, se asegura que la transmisión eléctrica sea remunerada en base a sus costos y sin los riesgos de sobrepagos, pero a su vez, fortaleciendo el escenario de competencia en generación, eliminando el riesgo del generador a pertenecer o no al AIC (distribución de costos de transmisión entre generador y cliente, el conocido 80 % - 20 %; o un 100 % del pago de la transmisión en caso de no pertenecer al AIC) como se hacía anteriormente, y disminuyendo a su vez el precio de la energía para el consumidor final. La técnica del estampillado permite que la competencia en el segmento de generación descansa en la eficiencia de sus procesos productivos, incrementándola significativamente

y traspasando el beneficio de los avances tecnológicos a los usuarios en forma ágil y competitiva y no en la cercanía a los centros de consumo. Adicionalmente, es una metodología simple que permite que el beneficio de la competencia en generación se alcance en cada punto de retiro del sistema eléctrico, al no establecer castigos a las ciudades, consumos o generación que se encuentren fuera de los grandes centros urbanos, constituyendo una medida de fuerte impulso al desarrollo, la descentralización y el crecimiento uniforme de la economía del país.

De acuerdo a lo descrito en el presente capítulo, la manera de planificar la expansión del sistema de transmisión cambia de manera significativa, integrando por ejemplo, el Sistema de Transmisión Zonal a la planificación de la expansión de la transmisión y adicionando el estudio de franjas como parte de la planificación. La anticipación de la transmisión a la expansión del parque generador (dado por el proceso anual de planificación que incluye muchas más variables y agentes del sector eléctrico) y la planificación energética desarrollada por el Ministerio son parte fundamental para lograr el objetivo final de la ley 20.936, la maximización del beneficio social a través de la reducción de los precios de la electricidad. Para ello, la planificación energética incluye, dentro de otros aspectos, los Polos de Desarrollo de Generación bajo escenarios descritos por la presente ley que cumplan con requisitos mínimos económicos y técnicos. Adicionalmente, el Estudio de Franja es un nuevo concepto que es parte importante dentro de la planificación de la expansión de la transmisión, ya que añade una ventana de tiempo que debe ser considerado a la hora de decidir las Obras Nuevas y de Ampliación, por lo que el desafío de prever que líneas o subestaciones eléctricas serán necesarias a futuro deben ser planificadas de la manera más precisa posible, es por esto que es necesario la incorporar a la planificación la mayor cantidad de información posible que sea relevante para determinar una expansión óptima y eficiente.

Es importante mencionar que la participación de distintos actores del sector eléctrico, desde la participación ciudadana, el Coordinador y la Comisión, hasta el Ministerio de Energía en la planificación de la expansión del sistema de transmisión como también de la planificación energética, aportan de manera significativa en cada una de las características y parámetros que influyen en esta previsión futura del sistema eléctrico chileno incorporando detalles e información relevante a ésta, y en algún grado promueve la integración de energías renovables no convencionales (ERNC) en la matriz energética diversificando ésta última, incorporando este tipo de tecnología al mercado eléctrico, generando competitividad dentro éste y avanzando hacia un país más sustentable, asegurando la calidad y seguridad del servicio eléctrico siendo éste más eficiente, económico y amigable con el medio ambiente. Un mayor detalle de algunos artículos que cambiaron con esta ley se pueden observar en el Anexo G.

A partir de lo mencionado en el presente capítulo, se observa que dentro de la nueva ley de transmisión N°20.936 se incluyen los polos de desarrollo, los cuales afectarían de manera significativa

la planificación de la expansión de la transmisión provocando modificaciones o adecuaciones a los planes anuales que proponga la CNE determinados por esta misma ley. Para analizar los efectos de la incorporación de los polos de desarrollo en el sistema, se optó en este trabajo, realizar simulaciones en el software OSE2000 integrando en escenarios equiprobables algunos polos de desarrollo en distintas zonas geográficas y de distinta tecnología de generación.

Capítulo 3

Simulación

En este capítulo se muestran los supuestos considerados para la simulación del sistema eléctrico a estudiar junto a las restricciones que la modelación conlleva. Para el desarrollo de este trabajo se consideraron 4 escenarios, dentro de los cuales está el escenario base como referencia (el cual es una representación del actual sistema eléctrico chileno) y 3 escenarios que destacan las distintas alternativas supuestas para los polos de desarrollo de generación (ver tabla 3.1). Adicionalmente, se proponen 3 escenarios, que tomando estas últimas alternativas de polos de desarrollo, implementa soluciones para que dichos escenarios inserten de manera efectiva estos polos de generación descritos en el Anexo F.

Tabla 3.1: Escenarios que serán simulados en OSE2000.

Escenario	Descripción	Ubicación Polo
Base	Sistema a considerar	-
1	Base más P.D Eólico	Región X
2	Base más P.D Hídrico	Región X y XIV
3	Base más P.D Hídrico y Eólico	Región X y XIV
4	Solución propuesta para E1	Región X
5	Solución propuesta para E2	Región X y XIV
6	Solución propuesta para E3	Región X y XIV

El escenario base considera el sistema eléctrico actual junto con las proyecciones de largo plazo para cada área del sistema eléctrico, sin la incorporación de los polos de desarrollo. El escenario 1 considera la incorporación de un polo de desarrollo de generación eólica en la isla de Chiloé al escenario base, conectándose al SEN en la subestación de Ancud. El escenario 2 incluye un polo de desarrollo de generación hídrica en las cuencas de Río Bueno y Río Valdivia al escenario base, conectándose al

SEN en las subestaciones Ciruelos y Pichirropulli. El escenario 3 incorpora al escenario base, los polos de desarrollo hídrico y eólico al SEN conectados en las mismas subestaciones que en los escenarios anteriores, proyectando en el largo plazo un costo marginal de la energía que pague la tecnología de inversión más cara entre ambos polos.

Los polos de desarrollo de generación considerados para los escenarios mencionados anteriormente comprenden dos tipos de tecnología: Hídrica y Eólica. Éstos se encuentran ubicados en zonas geográficas distintas en el sur del país y sus características son las descritas en el Anexo F. Para efectos de la simulación y apreciar de manera significativa el impacto de los polos de desarrollo en el sistema, en el escenario 1 (Polo Eólico), se consideró la incorporación del polo con una potencia instalada total de 2.000 [MW] ubicados en la isla de Chiloé, con un factor de planta anual de 0,37, y conectado a la subestación de Ancud 220 [kV]. Además, se distribuyó la construcción de este proyecto (considerando como proyecto los 2.000 [MW] de capacidad instalada) dentro de un horizonte de 4 años a partir del año 2025 hasta el año 2028.

En el escenario 2 (Polo Hídrico) se consideró la incorporación de un polo de tecnología hidráulica con una potencia instalada total de 2.000 [MW] ubicado principalmente en las regiones de Los Ríos y de Los Lagos, con un factor de planta anual de 0,65, conectado en las subestaciones Ciruelos 220 [kV] (650 [MW] de capacidad instalada) y Pichirropulli 220 [kV] (1350 [MW] de capacidad instalada). Cabe destacar que dada la definición de polo de desarrollo, se consideró para este escenario 2 polos hídricos, ya que con las condiciones entregadas en el Anexo F para el potencial hidroeléctrico se deben distribuir la capacidad instalada considerada para este caso en 2 zonas geográficas distintas pero con una cercanía considerable para analizar el efecto en el SEN. Al igual que en el escenario anterior, se realizó de manera similar una distribución de la construcción del proyecto en un horizonte en 5 años, comenzando en el año 2030 hasta el año 2034.

Por último, en el escenario 3 (Polo Hídrico y Eólico) se consideró la incorporación de ambos polos distribuidos cronológicamente de la misma manera que en los escenarios anteriores y con las mismas características técnicas.

Tabla 3.2: Capacidad instalada [MW] por año, Polos de Desarrollo.

Año	Polo Eólico	Polo Hídrico	Polos
2025	500	-	500
2026	700	-	700
2027	1400	-	1400
2028	2000	-	2000
2029	2000	-	2000
2030	2000	500	2500
2031	2000	700	2700
2032	2000	950	2950
2033	2000	1425	3425
2034	2000	1775	3775
2035	2000	2000	4000
2036	2000	2000	4000

Las soluciones propuestas para la conexión al sistema los polos de desarrollo se muestran en las figuras 3.1 y 3.2, las cuales fueron desarrolladas e implementadas en los Escenarios 4 y 5. El mismo tipo de configuración fue utilizado para el Escenario 6 en donde se proponen las soluciones a la incorporación de ambos polos al sistema diferenciándose de los escenarios anteriores en la propuesta del plan de expansión de transmisión utilizado.

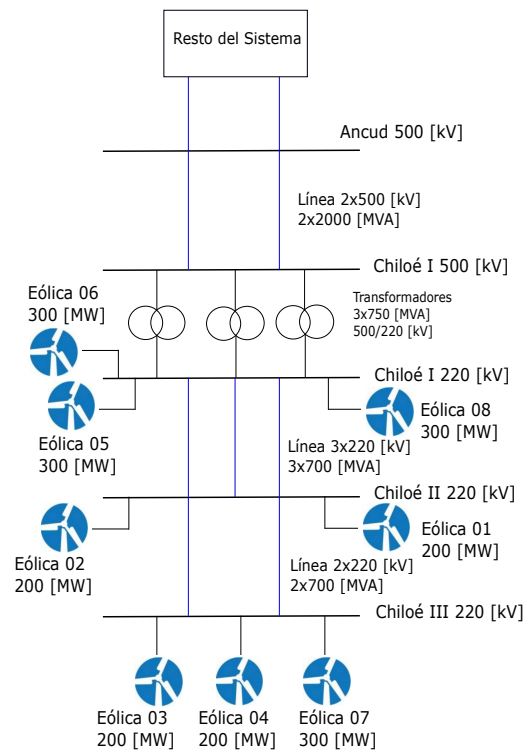


Figura 3.1: Diagrama unilíneal de la conexión propuesta del polo de desarrollo eólico al SEN.

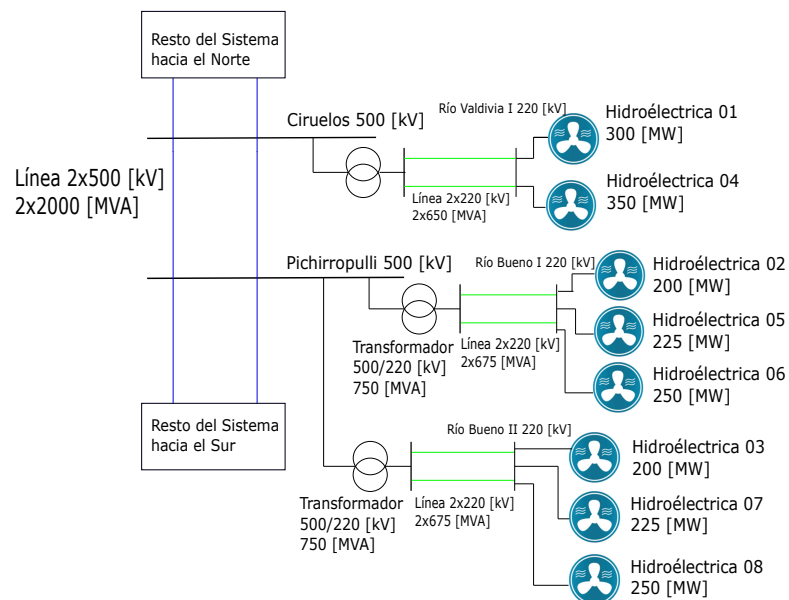


Figura 3.2: Diagrama unilíneal de la conexión propuesta del polo de desarrollo hídrico al SEN.

3.1. Coordinación Hidrotérmica

Simular un sistema de generación de energía eléctrica supone resolver el despacho de las distintas centrales de generación en cada paso de tiempo de un horizonte dado. El horizonte de tiempo a considerar depende del tipo de estudio que se esté realizando. Para los estudios de planificación de la expansión del sistema es necesario considerar horizontes de tiempo del orden de decenas de años, mientras que para la operación del sistema basta con la consideración de horizontes de tiempo que van del orden de seis meses para la planificación de mediano plazo a horizontes del orden de días para la planificación de la operación de corto plazo.

Resolver el problema de despacho óptimo significa encontrar una regla que permita decidir cuándo utilizar cada uno de los recursos del sistema y en qué cantidad para lograr minimizar una función de costo objetivo. En los sistemas con una fuerte componente de generación hidráulica, la complejidad surge de la posibilidad de embalsar el agua y por lo tanto en su utilización hay que considerar no solo la reducción del costo de operación en el instante actual sino también el aumento que el uso actual del agua puede ocasionar en el futuro. Esta vinculación en el tiempo entre el presente y el futuro lleva a que el problema de optimización no se pueda plantear en forma separada para cada paso de tiempo.

3.1.1. Modelo de Simulación de la Operación Óptima del Sistema

Para simular la operación óptima del sistema eléctrico chileno se utilizó el software OSE2000, el cual utiliza un modelo multinodal-multiembalse de operación de sistemas hidrotérmicos y que trabaja con un método de optimización-simulación conocido como Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP por sus siglas en inglés), dicho método se explica en el Anexo A. Para resolver el problema de optimización el modelo realiza un análisis secuencial, del futuro al presente (recursión) para determinar la estrategia óptima de operación de las centrales térmicas e hidráulicas, con esto se determina el valor inicial del agua para cada etapa a considerar minimizando los costos de operación del sistema, luego se simula la operación del sistema eléctrico considerando dichos valores con el objetivo de determinar los nuevos niveles de los embalses para cada etapa. La iteración de estos procesos de recursión y simulación converge en la determinación de una estrategia óptima para la operación del sistema y el cálculo de los costos marginales de energía para todas las barras y para cada condición hidrológica.

Para realizar la operación del sistema se utilizó una representación del sistema actual junto al plan de obras de transmisión que considera aquellas obras decretadas en construcción, el plan de obras de generación, la proyección de la demanda y la proyección de precios de combustibles entre otros. Cabe destacar que, el software incluye restricciones tales como cotas de embalse, convenios de riego para la

cuenca del Laja y Maule, restricciones de transmisión por capacidad de las líneas y pérdidas a través de las líneas (modelado por tramos lineales) entre otras. Adicionalmente, el modelo exige que el valor de la función de costos futuros al final del horizonte de estudio se igual a cero y que las cotas de los embalses cumplan con su restricción de cota mínima al final del período de evaluación, es por esta razón que se incluyen etapas de relleno (2 años) para evitar problemas en los valores mencionados anteriormente.

3.2. Consideraciones Generales

Para el horizonte de simulación, se consideró un período de 20 años comenzando desde abril del 2017 hasta marzo del 2037, con éste horizonte definido se ajustaron los costos marginales de largo plazo para los distintos escenarios. Para el escenario base se consideraron las obras decretadas de transmisión expuestas en el informe del Coordinador Eléctrico Nacional "Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional"[7], las obras de generación en construcción de la Licitación de Suministro Eléctrico (proceso 2015/01) [10], la proyección de la demanda [9] y de los precios de combustible obtenidas del Informe Técnico Definitivo de abril de 2016 de la CNE [8]. Adicionalmente, se realizaron ajustes necesarios en el plan de obras de generación y transmisión para obtener los costos marginales propuestos en el largo plazo para cada escenario.

Para la simulación, el modelo del software OSE2000 para el sistema eléctrico considera las siguientes representaciones y restricciones adicionales: la reactancia y la resistencia de las líneas de transmisión junto a su capacidad y la utilización del criterio N-1; la representación de las pérdidas en las líneas de forma lineal y por tramos, considerando 5 tramos para las líneas del sistema nacional y 3 tramos para el resto del sistema; se utiliza un sistema eléctrico que considera niveles de tensión desde 66 [kV] hasta 500 [kV].

3.3. Previsión de la Demanda

Para la proyección de la demanda se utilizó como referencia la previsión de la demanda de [9] que es generado por el Coordinador Eléctrico Nacional para la propuesta de expansión del período 2016, en donde se prevé el crecimiento de la demanda, ya sea industrial (clientes libres) o vegetativa (clientes regulados), éstos datos se observan en las tablas 3.3 y 3.4, para el SIC y para el SING respectivamente.

Tabla 3.3: Proyección de la demanda industrial y vegetativa para el SIC.

Año	Industrial[GWh]	Vegetativa[GWh]	Total [GWh]	Porcentaje
2017	18.225	34.508	52.733	-
2018	18.497	36.412	54.909	4,1 %
2019	18.759	38.370	57.129	4,0 %
2020	19.008	40.348	59.356	3,9 %
2021	19.242	42.298	61.540	3,7 %
2022	19.467	44.201	63.668	3,5 %
2023	19.682	46.069	65.751	3,3 %
2024	19.898	47.974	67.872	3,2 %
2025	20.107	49.904	70.011	3,2 %
2026	20.299	51.815	72.114	3,0 %
2027	20.487	53.707	74.194	2,9 %
2028	20.671	55.566	76.237	2,8 %
2029	20,848	57.322	78.170	2,5 %
2030	21.008	59.024	80.032	2,4 %
2031	21.156	60.777	81.933	2,4 %
2032	21.297	62.416	83.713	2,2 %
2033	21.437	64.053	85.490	2,1 %
2034	21.577	65.734	87.311	2,1 %
2035	21.700	67.362	89.062	2,0 %
2036	21.816	68.923	90.739	1,9 %
2037	21.925	70.520	92.445	1,9 %

Tabla 3.4: Proyección de la demanda industrial y vegetativa para el SING.

Año	Industrial[GWh]	Vegetativa[GWh]	Total [GWh]	Porcentaje
2017	17.781	1.954	19.735	-
2018	18.138	2.021	20.159	2,1 %
2019	18.445	2.090	20.535	1,9 %
2020	19.084	2.165	21.249	3,5 %
2021	20.994	2.244	23.238	9,4 %
2022	21.320	2.326	23.646	1,8 %
2023	21.679	2.402	24.081	1,8 %
2024	22.321	2.473	24.794	3,0 %
2025	22.983	2.542	25.525	2,9 %
2026	23.756	2.612	26.368	3,3 %
2027	24.584	2.684	27.268	3,4 %
2028	25.324	2.757	28.081	3,0 %
2029	26.313	2.832	29.145	3,8 %
2030	27.250	2.909	30.159	3,5 %
2031	27.931	2.988	30.919	2,5 %
2032	28.630	3.069	31.699	2,5 %
2033	29.345	3.152	32.497	2,5 %
2034	30.079	3.238	33.317	2,5 %
2035	30.831	3.325	34.156	2,5 %
2036	31.602	3.414	35.016	2,5 %
2037	32.392	3.506	35.898	2,5 %

3.4. Estadística Hidrológica

Para todos los escenarios, se utilizó la estadística hidrológica registrada de los afluentes en régimen natural desde abril de 1960 hasta marzo de 2015 para las distintas cuencas del país. Adicionalmente, se agregaron 3 escenarios hidrológicos determinados por la CNE que consideran dos hidrologías secas y una húmeda pasando de 55 hidrologías a 58 con la inclusión de estas últimas. En las siguientes figuras se muestra la energía anual total afluente en [GWh] al SIC, ordenada de mayor a menor energía por año hidrológico (Fig. 3.3) y siguiendo el orden cronológico (Fig. 3.4).

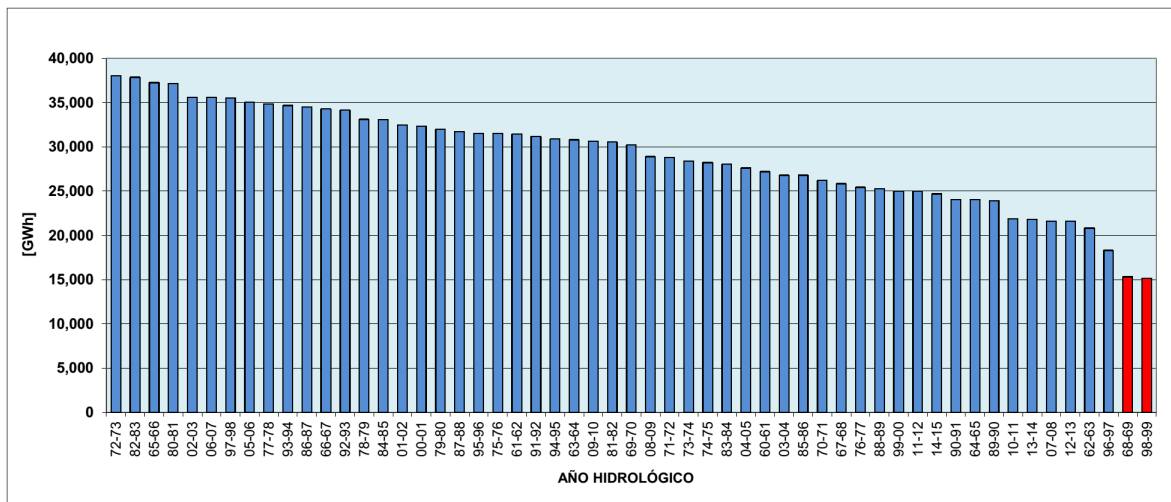


Figura 3.3: Energía anual total afluente ordenada de mayor a menor por año hidrológico.

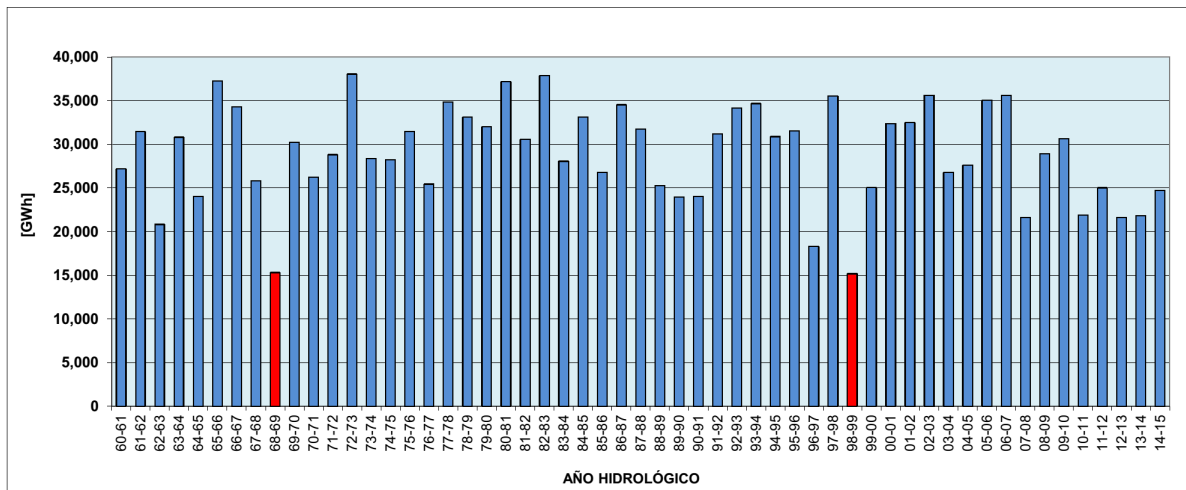


Figura 3.4: Energía anual total afluente ordenada de manera cronológica.

3.5. Plan de Obras de Transmisión y Generación

Los planes de obras de transmisión y generación para los escenarios: base, E1, E2 y E3 consideran el sistema eléctrico actual y el parque generador utilizado para el escenario base, en donde se proyectó el costo marginal de largo plazo a un valor de 70 [US\$/MWh], las diferencias entre estos escenarios radican en la inclusión de los polos de desarrollo correspondientes.

En los escenarios E4, E5 y E6 se proponen planes de expansión de transmisión económicamente eficientes, debido a los distintos fenómenos que ocurren al incluir los polos de desarrollo, para que así la incorporación al SEN y la energía generada por estos polos no se vea afectada por límites o congestiones de transmisión y que su inserción garantice una operación a mínimo costo. Por su parte, el plan de obras de generación también se ve afectado, cambiando principalmente debido a la consideración del costo marginal de largo plazo deseado para cada escenario. Una mirada más detallada para el plan de obras de transmisión utilizado se encuentra en el Anexo C y para el parque generador en el Anexo D. Además, se consideraron las licitaciones adjudicadas y en construcción de la Licitación de Suministro Eléctrico (proceso 2015/1) adjudicada en julio de 2016 en el plan de obras de generación del escenario base [10].

Por último, se consideró para todos los escenarios, la salida de operación de algunas centrales carboneras debido al cumplimiento de su vida útil (total de 668.77 [MW] de capacidad instalada, 45 años de vida útil). Es importante mencionar que existen costos asociados a la operación a mínimo técnico de centrales cuyo costo variable es mayor que el costo marginal (lo que generalmente se da en centrales térmicas cuyo punto óptimo y económico de operación es a plena carga) e impuestos a emisiones contaminantes que se incluyen al considerar estas centrales en la operación del sistema, ya que al implementar los polos de desarrollo, estos desplazarán generación debido a que son centrales de base (entendiendo como central de base, aquellas centrales con un alto costo de inversión pero con un bajo costo de operación), cuyo orden de despacho tiene prioridad por sobre las centrales carboneras debido a su bajo costo variable. Es por estas razones que se consideró que el sacarlas de operación generaría un beneficio al sistema. Las centrales carboneras no utilizadas en la operación del sistema se muestran en la tabla 3.5.

Tabla 3.5: Centrales no utilizadas en la operación del sistema.

Central	Potencia Instalada [MW]
U10	36
U11	36
U12	79.58
U13	72.99
Ventanas 01	113.4
Ventanas 02	208.6
Bocamina 01	122.2

3.6. Precio y Disponibilidad del Combustible

Los precios y la disponibilidad del combustible utilizados en la simulación se tomaron de las proyecciones realizadas por la CNE en el ITD de abril de 2016 [8], donde se detalla cada uno de los valores de largo plazo para los combustibles utilizados en el parque generador del SEN. Desde el año 2031 en adelante se considera un precio constante para los combustibles en cuestión. Éstos datos se pueden observar en la tabla 3.6.

Tabla 3.6: Proyección de Precios de Combustibles.

Año	GNL [US\$/Mbtu]	Carbón [US\$/Ton]	Crudo WTI [US\$/BBL]
2017	9,98	87,77	77,49
2018	9,41	88,36	77,38
2019	9,93	89,16	78,85
2020	10,32	90,09	80,31
2021	10,48	90,95	82,50
2022	10,56	91,51	84,88
2023	10,74	92,02	87,37
2024	10,86	92,38	89,92
2025	10,99	93,00	92,49
2026	11,23	93,54	95,26
2027	11,23	94,02	98,12
2028	11,24	94,20	101,06
2029	11,29	94,87	104,10
2030	11,26	95,48	107,22
2031	11,52	96,02	110,44
2032	11,52	96,02	110,44
2033	11,52	96,02	110,44
2034	11,52	96,02	110,44
2035	11,52	96,02	110,44
2036	11,52	96,02	110,44
2037	11,52	96,02	110,44

Capítulo 4

Resultados

En este capítulo se muestran los resultados de todos los escenarios considerados obtenidos de las simulaciones realizadas en el software OSE2000, mostrando tanto el impacto que ocurre al incorporar los polos de desarrollo en el sistema y los costos asociados debido a su incorporación en el SEN, como el efecto de los polos en el sistema con el plan de expansión propuesto para cada escenario que permitiría evacuar la energía generada por el polo al resto del sistema. Dentro de los resultados, se pueden observar los costos marginales promedio anuales del sistema y de algunas barras relevantes, el costo de operación del sistema para todos los escenarios y los factores de planta anuales junto a los precios de venta promedio de energía al mercado spot de algunas de las centrales de cada uno los polos de desarrollo mencionados.

4.1. Escenario Base

4.1.1. Costos Marginales

Para el escenario base, que es una representación del sistema actual de acuerdo a las consideraciones mencionadas al principio de este capítulo, se muestra en el gráfico 4.1 el costo marginal promedio anual del sistema, el cual se obtuvo a través de la división de los retiros valorizados totales en [US\$] y la energía demandada en todas las barras en [GWh]. También se muestran los costos marginales promedio anuales de algunas barras relevantes del sistema (Fig.4.2) tales como: Encuentro 220 [kV], Cardones 220 [kV], Polpaico 220 [kV], Alto Jahuel 220 [kV], Charrúa 220 [kV] y Puerto Montt 220 [kV]. Cabe destacar que se observan ciertos desacoples al principio del horizonte de simulación, ésto se debe principalmente a limitaciones de transmisión en el norte del SIC las cuales se solucionan después de la interconexión entre el SING y SIC en enero de 2018.

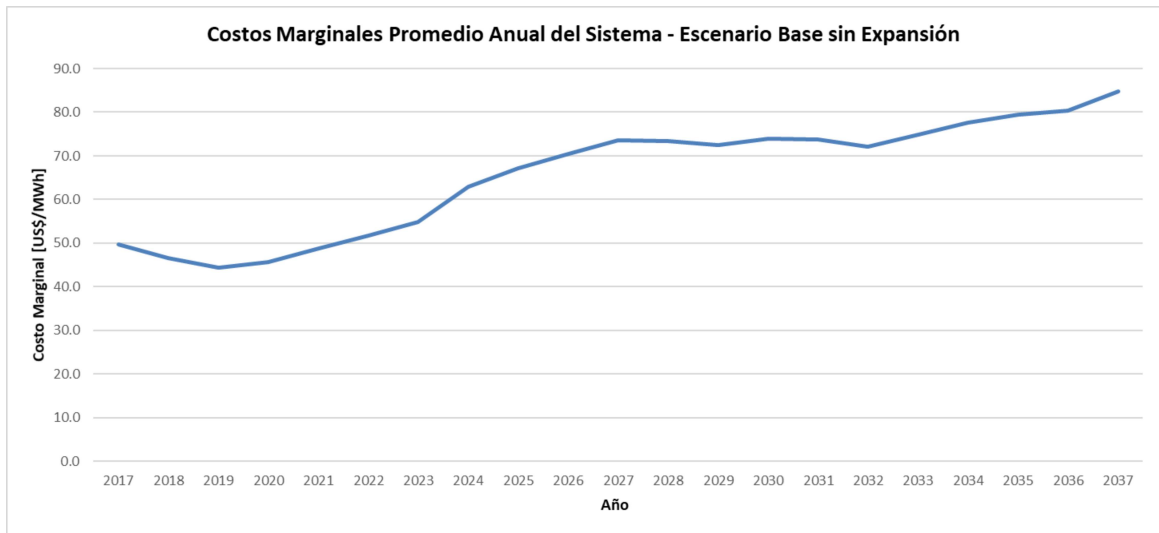


Figura 4.1: Costo Marginal Promedio Anual del Sistema Escenario Base.

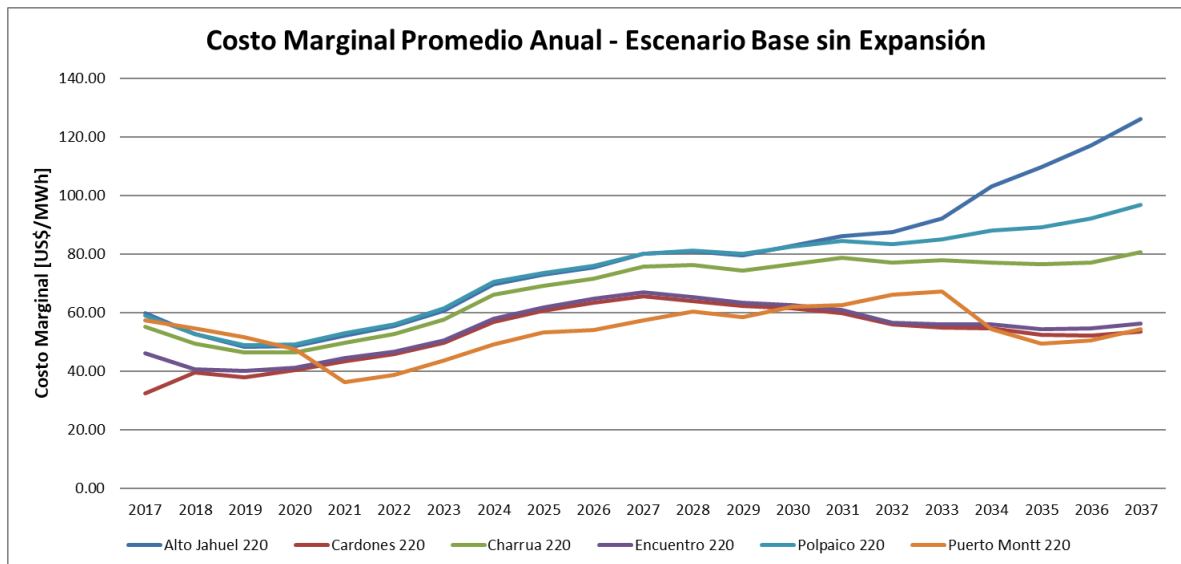


Figura 4.2: Costo Marginal Promedio Anual Barras Relevantes Escenario Base.

Para este escenario, se propuso un plan de expansión de transmisión (Ver Anexo C, Sección C.1) que elimine las congestiones generadas en el sistema para así ajustar el costo marginal de energía de largo plazo a 70 [US\$/MWh], y también evitando la creación de subsistemas y los posteriores desacoples de costos marginales. El resultado de la incorporación de este plan de expansión se puede observar en las figuras 4.3 y 4.4.

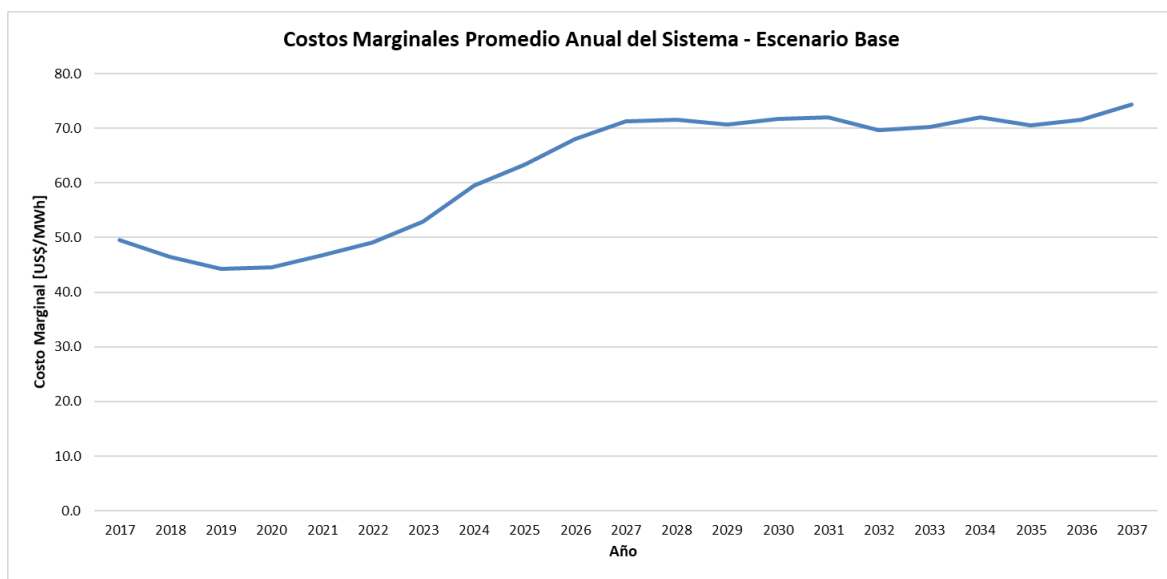


Figura 4.3: Costo Marginal Promedio Anual del Sistema Escenario Base.

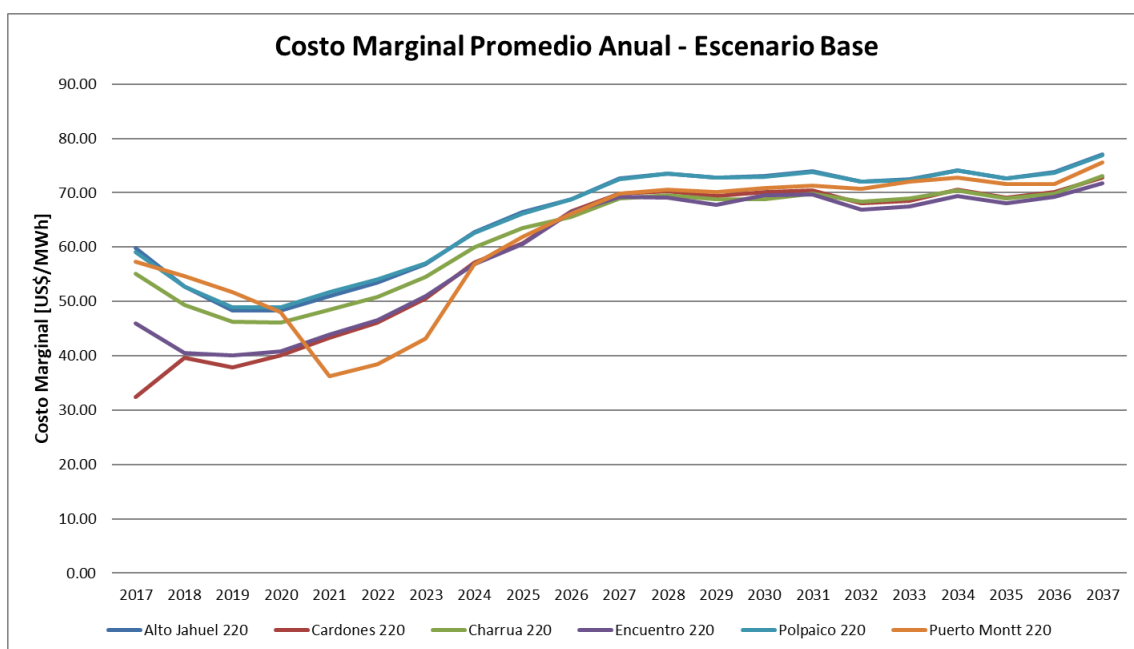


Figura 4.4: Costo Marginal Promedio Anual Barras Relevantes Escenario Base.

4.2. Escenario 1: Polo Eólico

4.2.1. Costos Marginales

Al incluir el polo de desarrollo eólico al escenario base (sin plan propuesto), se observa un desacople de costos marginales en la zona sur del sistema debido a la gran cantidad de energía proveniente del polo, es por ello que el costo marginal de energía en la barra de la subestación Ancud 220 [kV] es muy bajo en comparación al resto del sistema. A pesar de esta congestión, el costo marginal promedio del sistema permanece alrededor de los 70 [US\$/MWh], llegando en el largo plazo (año 2037) a 80 [US\$/MWh]. Sin embargo, aunque a primera vista no se vea un efecto de la incorporación del polo al sistema, éste si genera congestiones y limitaciones principalmente en la zona sur del país, específicamente en la subestación de Ancud 220[kV] y ambos cruces aéreos de la Isla de Chiloé al Sistema Eléctrico Nacional (los cuales están entre las subestaciones de Ancud 220 [kV] y Nueva Puerto Montt 220 [kV], y en las subestaciones de Punta Barranco 220 [kV] y Punta Gallan 220 [kV]), provocando que toda la energía proveniente del polo de desarrollo no sea aprovechada de manera eficiente. Además, el costo marginal en la zona centro del país tiene un valor por sobre los 100 [US\$/MWh] en la barra de Alto Jahuel 220 [kV] desaprovechando la inyección de energía de bajo costo generada por el polo de desarrollo.

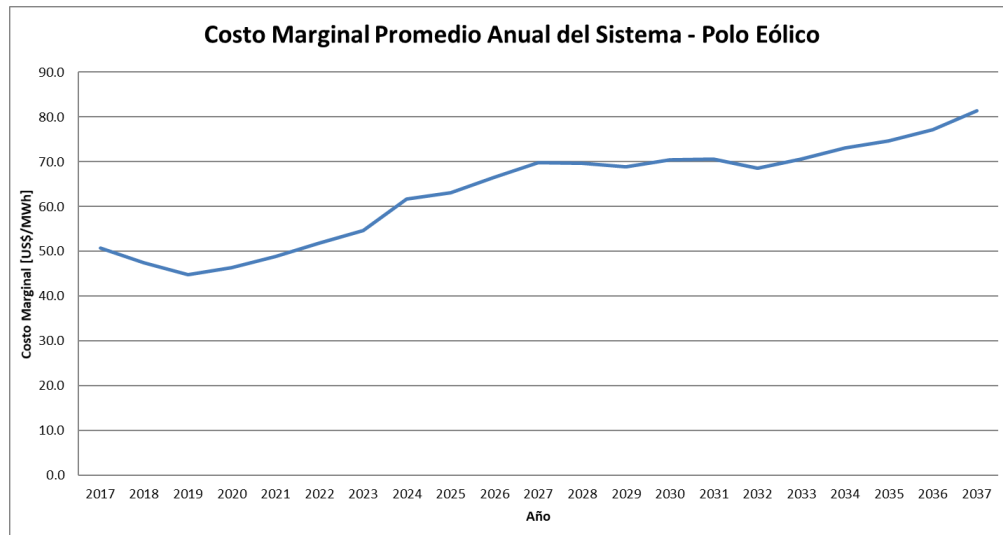


Figura 4.5: Costo Marginal Promedio Anual del Sistema Escenario Polo Eólico.

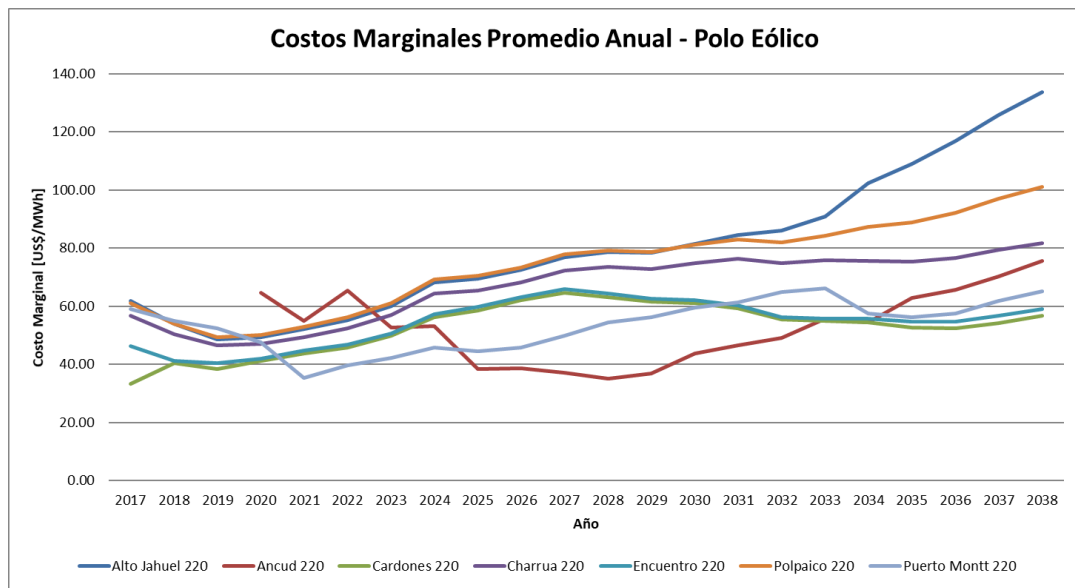


Figura 4.6: Costo Marginal Promedio Anual Barras Relevantes Escenario Polo Eólico.

4.2.2. Generación

Se obtuvieron los factores de planta anuales de algunas de las centrales del polo eólico implementado junto a los precios de venta promedio de energía de dichas centrales, éstos se muestran en la tabla 4.1 junto a la capacidad instalada de las centrales en cuestión. Cabe destacar que el bajo factor de planta y el bajo precio de venta indican una congestión en la transmisión y un desacople de costos marginales en las barras del polo con el resto del sistema, haciendo que la inversión del polo no sea económicamente viable.

Tabla 4.1: Factor de Planta y Precio de Venta de algunas centrales del Polo Eólico.

Central	Eólica 01	200 [MW]	Eólica 02	200 [MW]
Año	FP	Precio [US\$/MWh]	FP	Precio [US\$/MWh]
2025	16,02 %	10,65	4,46 %	38,19
2026	22,55 %	9,22	6,51 %	31,88
2027	22,79 %	5,01	5,02 %	22,69
2028	21,44 %	3,09	4,14 %	15,96
2029	21,40 %	3,00	3,94 %	16,23
2030	19,38 %	3,42	3,91 %	16,91
2031	20,45 %	3,29	3,57 %	18,81
2032	20,85 %	3,68	3,51 %	21,81
2033	20,98 %	3,91	3,59 %	22,80
2034	19,48 %	4,45	3,53 %	24,50
2035	18,05 %	4,41	3,46 %	22,97
2036	20,18 %	4,00	3,12 %	25,84
2037	20,46 %	4,42	2,87 %	31,49

4.3. Escenario 2: Polo Hídrico

4.3.1. Costos Marginales

Al incorporar el polo de desarrollo hídrico, ocurre un desacople de los costos marginales desde la barra de la subestación Duqueco 220 [kV] hacia el sur con respecto al resto del sistema debido a la inyección de energía del polo el cual está conectado en las subestaciones Ciruelos 220 [kV] y Pichirropulli 220 [kV]. Se puede observar en la figura 4.7 una disminución en el valor del costo marginal promedio anual del sistema debido a este desacople de costos marginales generado por la inclusión del polo hídrico, en la figura 4.8 se muestran dichos desacoples entre algunas barras relevantes del sistema. Cabe destacar, que para efectos de simulación se consideraron centrales de una capacidad instalada mayor a la cual se considera como medio de generación para polo de desarrollo (ver capítulo F, sección F.4).

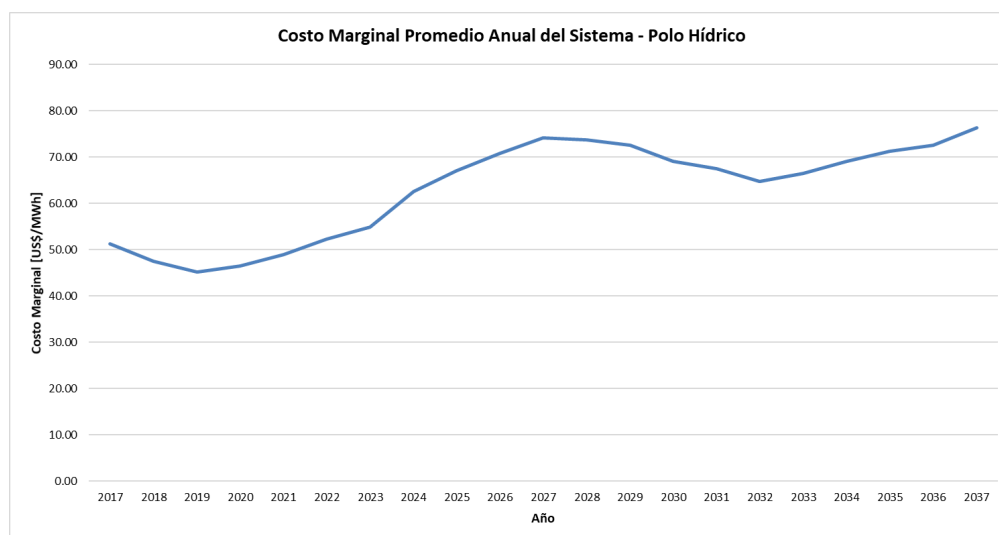


Figura 4.7: Costo Marginal Promedio Anual del Sistema Escenario Polo Hídrico.

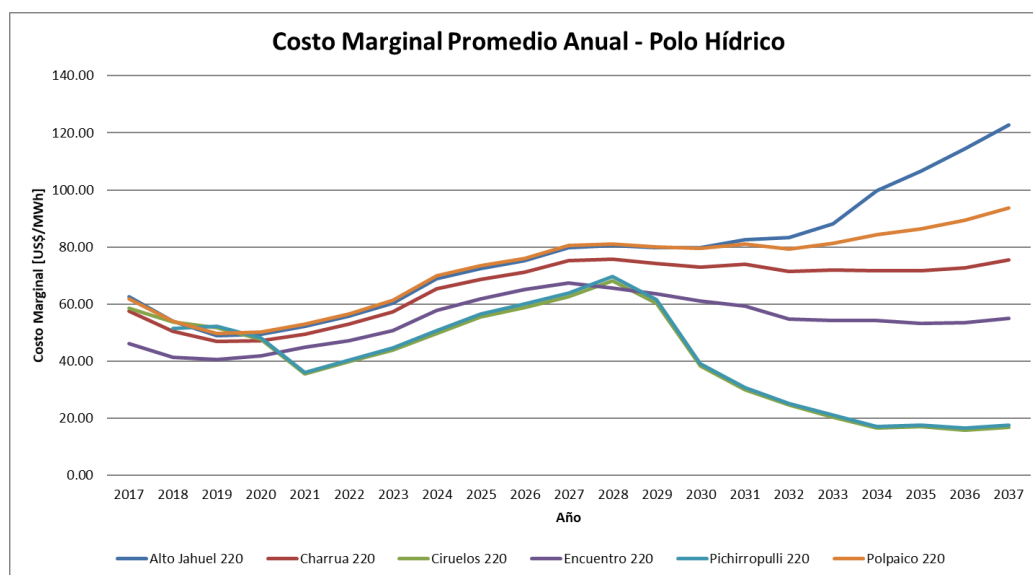


Figura 4.8: Costo Marginal Promedio Anual Barras Relevantes Escenario Polo Hídrico.

4.3.2. Generación

A continuación se muestran el factor de planta y el precio de venta promedio de algunas de las centrales del polo hídrico. Se debe que notar que, a pesar de la congestión y el desacople provocado por la inyección de energía del polo, el factor de planta de algunas de las centrales del polo hídrico no son bajas (central Hidroeléctrica 05) pero el precio de venta promedio denota claramente el desacople con el resto del sistema, generando así pocos ingresos para el financiamiento de la inversión de esta tecnología.

Tabla 4.2: Factor de Planta y Precio de Venta de algunas centrales del Polo Hídrico.

Central	Hidroeléctrica 01	300 [MW]	Hidroeléctrica 05	225 [MW]
Año	FP	Precio [US\$/MWh]	FP	Precio [US\$/MWh]
2030	18,69 %	49,40	-	-
2031	12,43 %	47,30	53,68 %	21,76
2032	9,41 %	44,42	52,07 %	16,36
2033	5,32 %	54,87	44,71 %	13,32
2034	4,56 %	52,53	45,83 %	10,57
2035	4,72 %	47,77	46,68 %	9,78
2036	4,85 %	46,89	44,60 %	10,31
2037	4,75 %	47,54	46,07 %	9,92

4.4. Escenario 3: Polos Hídrico y Eólico

4.4.1. Costos Marginales

Dados los resultados anteriores, es esperable que al incluir los dos polos de desarrollo en el sistema, la capacidad del sistema de transmisión no dé abasto, se produzcan congestiones, y por lo tanto, desacoples de costos marginales en la parte sur del sistema de transmisión nacional. El gráfico 4.10 muestra claramente lo mencionado donde la subestación Ancud 220 [kV] se desacopla respecto a la subestación Pichirropulli 220 [kV], en las cuales se consideró que se conectarían los polos eólicos y el polo hidroeléctrico respectivamente (el otro polo hídrico se conecta en la subestación Ciruelos 220 [kV] y tiene un comportamiento similar al costo marginal de la barra de Pichirropulli), y ésta última subestación respecto a la subestación Charrúa 220 [kV]. Si bien, los costos marginales del sistema disminuyen en el largo plazo, éstos no representan el impacto de la incorporación de ambos polos en el sistema eléctrico.

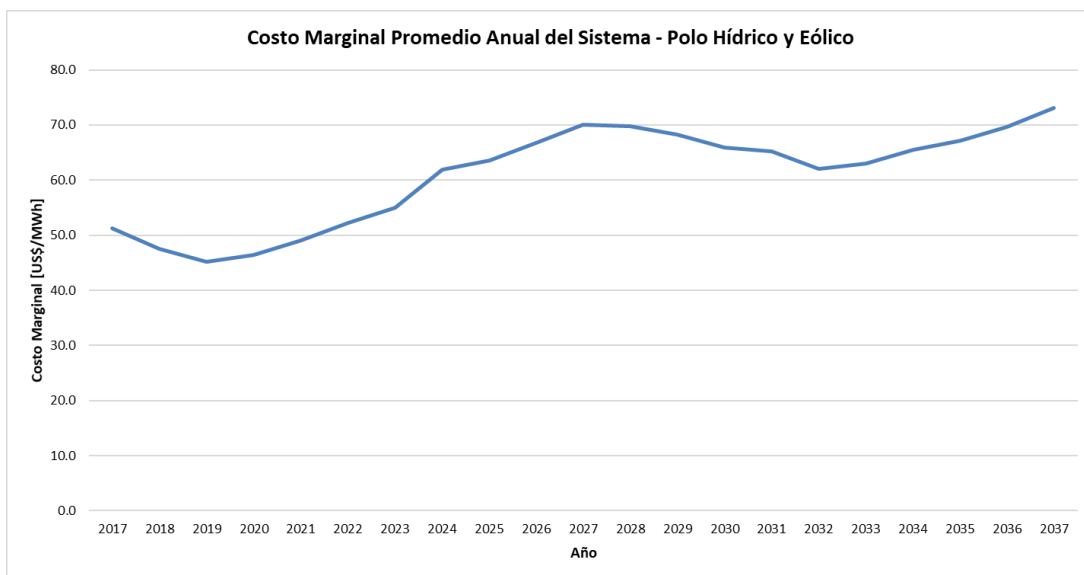


Figura 4.9: Costo Marginal Promedio Anual del Sistema Escenario Polos Hídrico y Eólico.

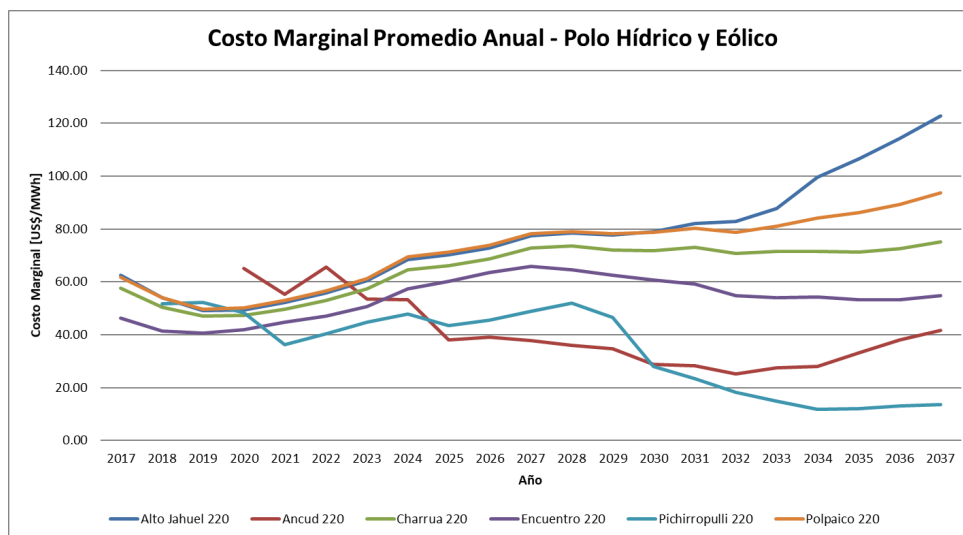


Figura 4.10: Costo Marginal Promedio Anual Barras Relevantes Escenario Polos Hídrico y Eólico.

4.4.2. Generación

Debido a la gran inyección de energía proveniente de la zona sur del país y las congestiones de transmisión que esto provoca, el costo marginal de energía en las barras donde se conectan los polos hídrico y eólico tiene un valor muy bajo (cercano a los 15 [US\$/MWh] y 20 [US\$/MWh],

respectivamente), esto se puede observar en el precio de venta promedio de energía en las tablas 4.3 y 4.4, para el polo eólico y el polo hídrico, respectivamente. Esto último se contrasta con el factor de planta de algunas centrales de cada polo, las cuales poseen un factor de planta bastante aceptable considerando las congestiones y limitaciones del sistema de transmisión que ocurren al incluir ambos polos.

Tabla 4.3: Factor de Planta y Precio de Venta de algunas centrales del Polo Hídrico y Eólico.

Central	Eólica 01	200 [MW]	Eólica 02	200 [MW]
Año	FP	Precio [US\$/MWh]	FP	Precio [US\$/MWh]
2025	16,14 %	10,70	4,45 %	38,71
2026	22,82 %	8,92	6,52 %	31,16
2027	23,16 %	5,07	4,95 %	23,68
2028	21,78 %	3,03	4,10 %	16,05
2029	21,73 %	2,96	4,08 %	15,75
2030	20,34 %	1,71	3,95 %	8,78
2031	21,05 %	1,50	3,46 %	9,12
2032	20,72 %	1,68	3,40 %	10,22
2033	21,93 %	1,15	3,66 %	6,89
2034	20,12 %	1,26	3,50 %	7,24
2035	18,36 %	1,20	3,53 %	6,24
2036	20,29 %	1,40	3,15 %	9,02
2037	20,90 %	1,61	2,78 %	12,04

Tabla 4.4: Factor de Planta y Precio de Venta de algunas centrales del Polo Hídrico y Eólico.

Central	Hidroeléctrica 01	300 [MW]	Hidroeléctrica 05	225 [MW]
Año	FP	Precio [US\$/MWh]	FP	Precio [US\$/MWh]
2030	11,81 %	48,74	-	-
2031	8,42 %	49,65	46,25 %	18,02
2032	6,17 %	48,67	45,17 %	13,49
2033	3,67 %	52,88	37,68 %	10,50
2034	3,05 %	52,14	38,27 %	8,42
2035	3,41 %	44,35	40,30 %	7,61
2036	3,68 %	41,80	39,45 %	7,92
2037	3,78 %	44,41	41,54 %	8,20

4.5. Escenario 4: Solución Polo Eólico

4.5.1. Costos Marginales

Al incluir el plan de expansión de transmisión propuesto (Ver Anexo C, Sección C.2), se solucionan los problemas de congestión y las limitaciones provocadas por la incorporación de los polos, y al ajustar el costo marginal del sistema a un valor tal que la tecnología de generación eólica sea financiada, se obtiene lo mostrado en los gráficos 4.11 y 4.12 donde se observa que es posible entregar toda la energía en generada por el polo de desarrollo al resto del sistema ajustando así el costo marginal de largo plazo de 60 [US\$/MWh]. Se observa un desacople de costos marginales entre los años 2023 y 2026, en donde comienzan a entrar en operación algunas centrales del polo (enero 2025), pero este problema se ve resuelto al incorporar la solución de transmisión propuesta en el plan respectivo.

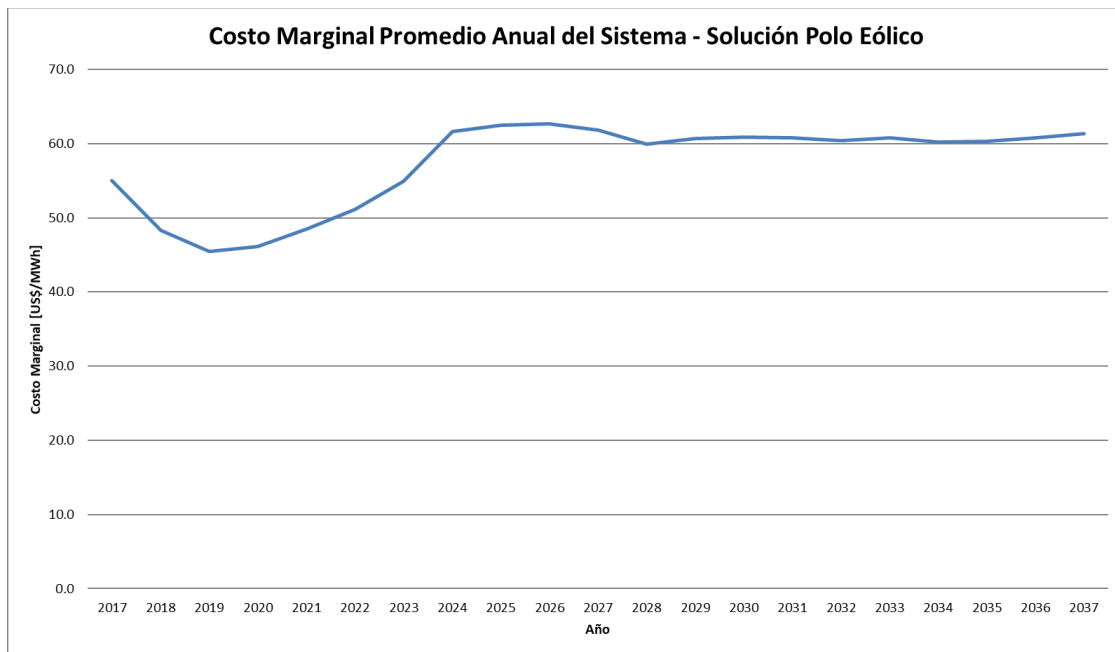


Figura 4.11: Costo Marginal Promedio Anual del Sistema Escenario Solución Polo Eólico.

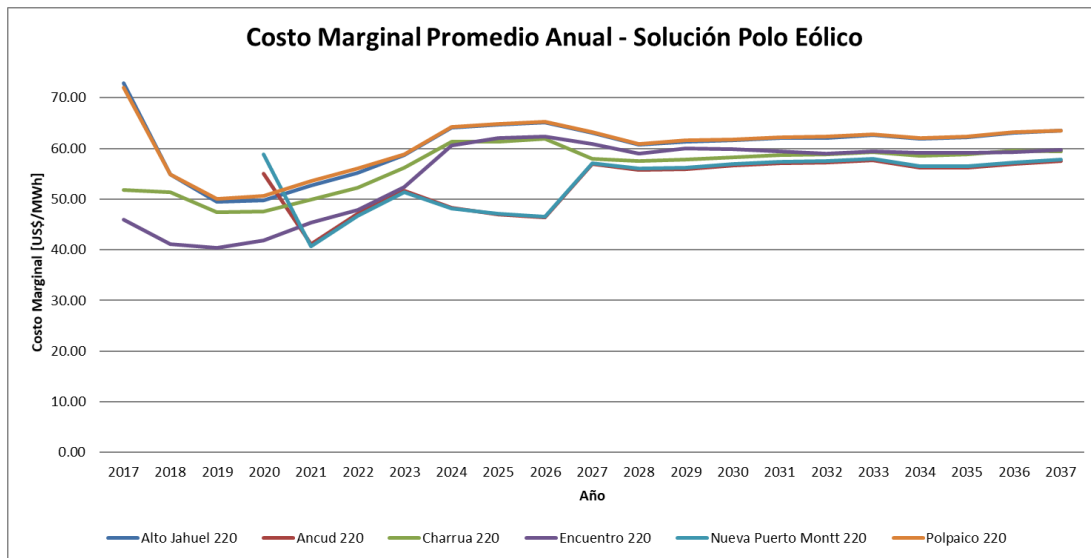


Figura 4.12: Costo Marginal Promedio Anual Barras Relevantes Escenario Solución Polo Eólico.

4.5.2. Generación

Al eliminar las limitaciones de transmisión para este escenario, el polo de desarrollo eólico es capaz de inyectar toda su energía al sistema, y con ello se obtienen precios de venta promedio y factores de planta anuales para las centrales del polo acordes a lo que se podría esperar de la incorporación de éste al parque generador del sistema. Lo mencionado anteriormente se puede observar en la tabla 4.5 para algunas centrales del polo eólico. En los primeros años, se observan precios de venta bajos, esto es debido a que en un principio las líneas de transmisión por las que el polo debe transmitir su energía no tienen la capacidad suficiente para hacerlo, y con ello se genera un pequeño desacople de costos marginales respecto del sistema en dichos años, luego el precio promedio de venta de energía aumenta dada la solución de transmisión propuesta.

Tabla 4.5: Factor de Planta y Precio de Venta de algunas centrales del Escenario 4: Solución Polo Eólico.

Central	Eólica 01	200 [MW]	Eólica 05	300 [MW]
Año	FP	Precio [US\$/MWh]	FP	Precio [US\$/MWh]
2025	34,73 %	37,25	-	-
2026	37,00 %	30,25	-	-
2027	35,50 %	46,18	-	-
2028	36,99 %	43,31	37,05 %	43,62
2029	38,88 %	43,52	38,92 %	43,87
2030	34,70 %	46,15	34,73 %	46,52
2031	36,96 %	45,70	37,00 %	46,05
2032	35,60 %	44,31	35,64 %	44,65
2033	37,02 %	45,60	37,04 %	45,98
2034	38,92 %	44,57	38,94 %	44,95
2035	34,69 %	43,22	34,73 %	43,54
2036	36,99 %	43,23	37,00 %	43,59
2037	35,69 %	43,57	35,70 %	43,92

4.6. Escenario 5: Solución Polo Hídrico

4.6.1. Costos Marginales

De la misma manera que en la solución del escenario anterior, al eliminar los problemas de transmisión tanto del polo como del resto del sistema y ajustar el costo marginal del sistema a un valor que financie la tecnología de generación hidroeléctrica, se obtiene lo mostrado en los gráficos 4.13 y 4.14. Se observa un desacople de costos marginales entre los años 2020 y 2024 para las barras de Ciruelos 220 [kV] y Pichirropulli 220 [kV], ya que el sistema de transmisión de la zona sur no tiene la capacidad adecuada para suplir el crecimiento de la demanda en dichos años, esto es resuelto cuando se incorpora el plan de expansión de transmisión propuesto (Ver Anexo C, Sección C.3) para este escenario, el cual refuerza el sistema de transmisión desde Duqueco 220 [kV] hasta Puerto Montt 220 [kV] adecuando la capacidad de las líneas para un correcto suministro de energía en la zona sur del país, y también una adecuada transmisión de energía hacia la zona centro-norte del territorio.

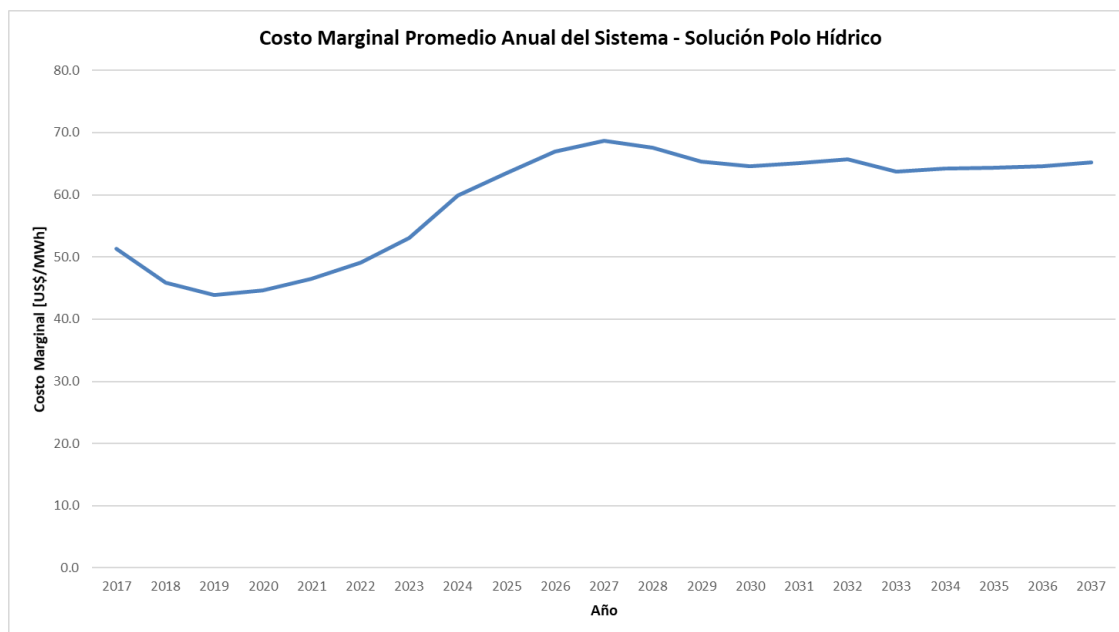


Figura 4.13: Costo Marginal Promedio Anual del Sistema Escenario Solución Polo Hídrico.

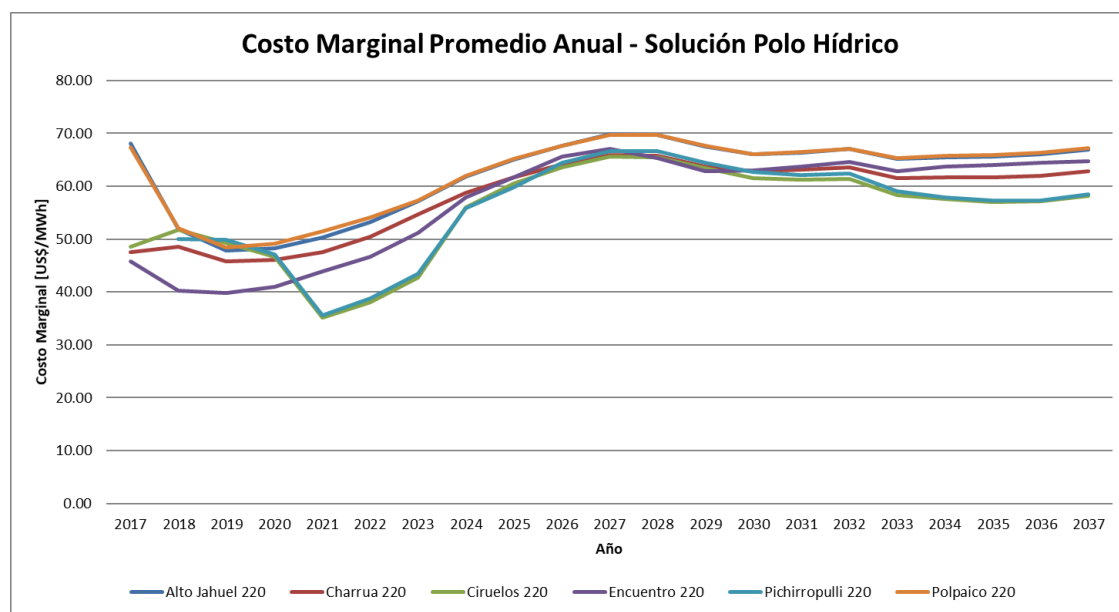


Figura 4.14: Costo Marginal Promedio Anual Barras Relevantes Escenario Solución Polo Hídrico.

4.6.2. Generación

La tabla 4.6 muestra el precio de venta promedio y el factor de planta anual de algunas centrales del polo hídrico al incorporar la solución en la transmisión propuesta para este escenario. Cabe destacar que, algunas centrales no fueron despachadas de manera que su factor de planta de operación fuese el que se supuso en un comienzo, llegando a valores menores de lo esperado. Sin embargo, el precio de venta promedio de aquellas centrales fue comparable con el de las demás centrales del polo.

Tabla 4.6: Factor de Planta y Precio de Venta de algunas centrales del Escenario 5: Solución Polo Hídrico.

Central	Hidroeléctrica 01	300 [MW]	Hidroeléctrica 05	225 [MW]
Año	FP	Precio [US\$/MWh]	FP	Precio [US\$/MWh]
2030	44,49 %	50,71	-	-
2031	44,49 %	50,06	-	-
2032	44,49 %	48,68	-	-
2033	44,49 %	45,21	60,10 %	43,17
2034	44,48 %	44,00	68,33 %	45,65
2035	44,49 %	43,11	68,35 %	44,67
2036	44,49 %	42,73	68,33 %	44,20
2037	44,47 %	43,28	68,32 %	44,71

4.7. Escenario 6: Solución Polos Hídrico y Eólico

4.7.1. Costos Marginales

El caso de la incorporación de ambos polos (4.000 [MW] de capacidad instalada) al SEN, es el más crítico debido a la cantidad de energía que proviene desde el sur del país, y por lo tanto, las congestiones y limitaciones de transmisión son esperables para la zona comprendida desde la subestación Charrúa hacia el sur del territorio. Al incorporar el plan de expansión de transmisión propuesto (Ver Anexo C, Sección C.4) y ajustar el costo marginal del sistema a un valor que financie la tecnología más cara de inversión para este escenario (hidroeléctrica, 65 [US\$/MWh]), se obtiene un resultado acorde a lo que se podría esperar dada la incorporación de estos dos polos de desarrollo, donde en los gráficos 4.15 y 4.16 se muestra el efecto de incorporar estos polos en el sistema. Se observa que al incluir ambos polos en el parque generador, éstos desplazan medios generación convencional (debido al bajo costo de operación de las centrales de cada polo) como el carbón y el gas reduciendo las emisiones de CO₂ y disminuyendo el costo de operación del sistema. Al igual que en el Escenario 4, se observa un desacople de costos marginales de la barra de Ancud 220 [kV] respecto del sistema, esto es debido a

que la solución de transmisión propuesta en el plan para este escenario ocurre en la misma fecha que en dicho escenario. Adicionalmente, en la barra de Ciruelos 220 [kV] se observa un desacople desde el año 2020 en adelante debido a toda la energía generada por ambos polos, hasta que se incorpora la solución de transmisión en el plan propuesto para el año 2027, algo similar sucede en el Escenario 5 donde se observa un valor bajo en el costo marginal para los primeros años.

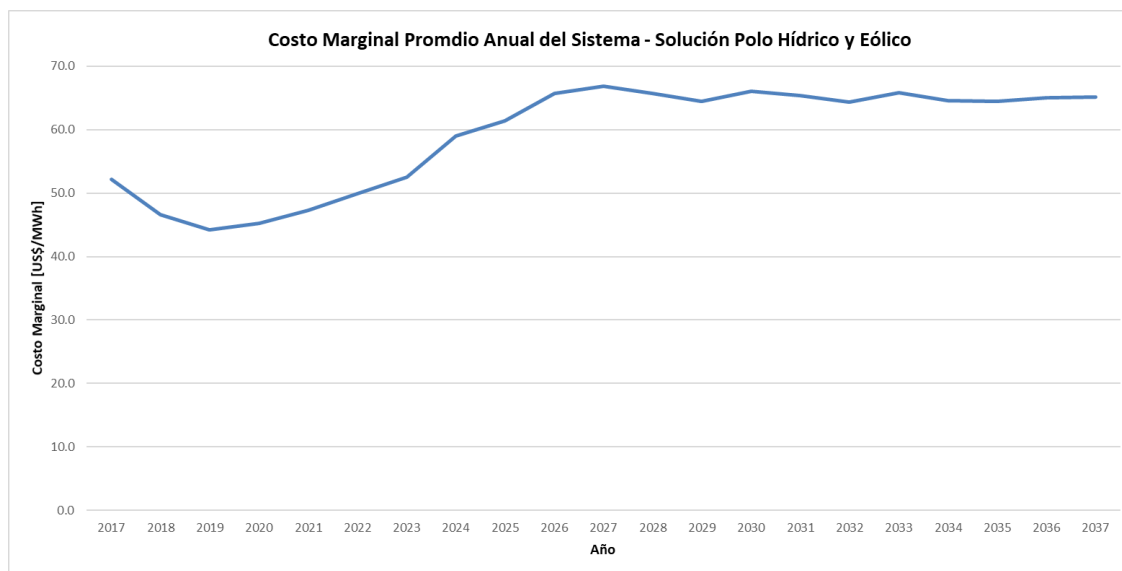


Figura 4.15: Costo Marginal Promedio Anual del Sistema Escenario Solución Polos Hídrico y Eólico.

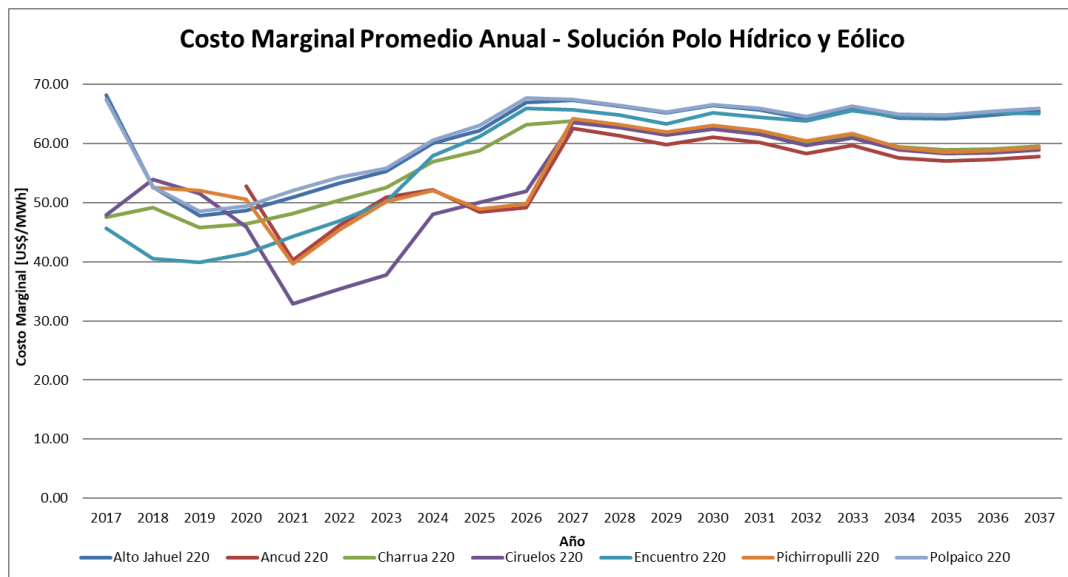


Figura 4.16: Costo Marginal Promedio Anual Barras Relevantes Escenario Solución Polos Hídrico y Eólico.

4.7.2. Generación

Los resultados de los factores de planta anuales y precios de venta promedio al implementar la solución de transmisión propuesta para el escenario en que se incorporan los 2 polos al SEN, se pueden observar en la tabla 4.7 para la tecnología eólica y en la tabla 4.8 para la tecnología hidráulica. Cabe destacar que se obtienen resultados similares que al implementar cada polo por separado, en donde para el polo eólico se tiene mejores valores de precios de venta promedio con factores de planta similares respecto a los del Escenario 4, esto se debe principalmente que para este escenario el costo marginal de largo plazo fue ajustado a un valor más alto que en el Escenario 4, ya que se debe financiar la tecnología de generación hidroeléctrica que es más cara en inversión que la eólica. Para el polo hídrico, se tienen factores de planta un poco más bajos, ya que la prioridad del despacho son en primer lugar las centrales eólicas debido a su costo variable nulo, junto a precios de venta promedio similares al Escenario 5 lo cual produce que a primera vista no exista algún cambio respecto al escenario anterior.

Tabla 4.7: Factor de Planta y Precio de Venta de algunas centrales del Escenario 6: Solución Polo Hídrico y Eólico.

Central	Eólica 01	200 [MW]	Eólica 05	300 [MW]
Año	FP	Precio [US\$/MWh]	FP	Precio [US\$/MWh]
2025	34,73 %	38,74	-	-
2026	37,00 %	33,76	-	-
2027	35,70 %	51,81	-	-
2028	35,69 %	47,61	-	-
2029	38,91 %	45,77	38,93 %	45,82
2030	34,73 %	48,66	34,73 %	48,73
2031	36,99 %	46,80	37,00 %	46,87
2032	35,61 %	44,06	35,63 %	44,11
2033	37,02 %	46,00	37,03 %	46,06
2034	38,91 %	45,70	38,92 %	45,76
2035	34,71 %	45,30	34,72 %	45,36
2036	36,96 %	43,65	36,99 %	43,68
2037	35,62 %	43,19	35,69 %	43,18

Tabla 4.8: Factor de Planta y Precio de Venta de algunas centrales del Escenario 6: Solución Polo Hídrico y Eólico.

Central	Hidroeléctrica 01	300 [MW]	Hidroeléctrica 08	250 [MW]
Año	FP	Precio [US\$/MWh]	FP	Precio [US\$/MWh]
2030	44,49 %	52,30	-	-
2031	44,49 %	50,83	-	-
2032	44,49 %	48,13	57,80 %	47,25
2033	44,45 %	47,22	65,24 %	49,53
2034	44,30 %	46,37	65,24 %	48,60
2035	44,30 %	45,71	65,23 %	47,45
2036	44,15 %	44,18	65,21 %	45,69
2037	44,10 %	44,38	65,12 %	45,95

4.8. Costos de Operación y Falla

En este trabajo se consideró el promedio de las 58 hidrologías para determinar el costo de operación y falla del sistema, lo cual se muestra en la tabla 4.9 para cada escenario considerado. Se observa que la inclusión de los polos, independiente de si se propone una solución o no a las congestiones y limitaciones de transmisión generadas por su inclusión principalmente en la zona sur del país, genera un beneficio económico a la operación del sistema, disminuyendo sus costos. Uno de los objetivos de este trabajo es encontrar un plan de expansión de transmisión que sea óptimo y

económicamente eficiente al incluir los polos de desarrollo en el sistema, para ello, una de las variables importantes que se debe considerar para determinar el plan óptimo es el costo operacional del sistema al incluir dicho plan de expansión propuesto para la incorporación de los polos, esto se puede observar en los Escenarios 4, 5 y 6 donde en la incorporación del plan de expansión para cada escenario, el costo operacional resultante es congruente con la solución de transmisión propuesta. Cabe destacar que, el escenario que produce mayor beneficio dados los costos de operación es el Escenario 4: Solución Polo Eólico el cual tiene un costo de operación de **10.617,9 [MMUS\$]**, seguido por el Escenario 6: Solución Polo Hídrico y Eólico con un costo de operación de **10.745,4 [MMUS\$]**, y por último el Escenario 5: Solución Polo Hídrico con un costo de operación de **11.276,8 [MMUS\$]**.

Tabla 4.9: Costo de operación del sistema para cada escenario.

Escenario	Costo de Operación [MMUS\$]
Base	12.765,3
Polo Eólico	12.268,8
Polo Hídrico	12.276,6
Polo Hídrico y Eólico	12.066,6
Sol. Polo Eólico	10.617,9
Sol. Polo Hídrico	11.276,8
Sol. Polo Hídrico y Eólico	10.745,4

Capítulo 5

Evaluación Económica

Para la evaluación económica de cada polo, se consideraron las siguientes partidas como parte del flujo de caja del proyecto: Ingresos por venta de Energía, Ingresos por Potencia, Costos de Operación, Costos de las Líneas para los Polos de Desarrollo (lo cual considera el AVI y el COMA según la ley 20.936, una tasa de un 10 %, y 50 años de vida útil), Costo de Inversión de las Centrales de los polos y COMA (Costos de operación, mantenimiento y administración) de las centrales, y se consideró para todos los casos un apalancamiento o préstamo a una tasa de un 5 % a 30 años. Para su evaluación se utilizó el valor actual neto (VAN) del proyecto a una tasa de descuento del 8 %, donde se consideró como proyecto el polo en su totalidad (la construcción de los 2.000 [MW] de capacidad instalada). Para determinar el costo de inversión de cada tipo de tecnología se utilizó el "Informe de Costos de Tecnologías de Generación" de enero de 2017 [11].

Es importante mencionar que existen otros costos que se deberían considerar en el análisis del flujo de caja de la central, como por ejemplo, costos por mínimo técnico y pago de servicios complementarios pero debido a que el cálculo de estos costos se alejan del objetivo de este trabajo, se dejaron fuera del análisis. Adicionalmente, se consideró que en el caso de los ingresos por energía se incluyeron ventas al mercado spot y contratos con clientes libres. Para los ingresos por potencia, se utilizó el método actual de cálculo de potencia de suficiencia [12] que considera una serie de factores dentro de la metodología, como por ejemplo el peor factor de planta de los últimos 5 años en el caso de las centrales eólicas y los dos años hidrológicos más secos para las hidroeléctricas, para determinar el pago por potencia para las centrales de los polos de desarrollo.

En la evaluación del plan de expansión de transmisión propuesto para la solución en la incorporación de cada polo, se evaluaron todas aquellas obras nuevas o adicionales que deben construirse a partir del escenario base (sistema actual), que son necesarias para que en el sistema no existan limita-

ciones de transmisión y se garantice la seguridad y calidad del suministro eléctrico a mínimo costo. Al igual que en la evaluación del proyecto de cada polo, para las líneas de transmisión consideradas en cada plan de expansión se tomó en cuenta su costo de inversión (VI), la anualidad del costo de inversión (AVI) y los costos de operación, mantenimiento y administración (COMA) como un porcentaje del costo de inversión (1,6 % de su VI, valor utilizado por la CNE), con una tasa anual de descuento del 10 % y una vida útil de 50 años. Para determinar qué plan de expansión es el óptimo, se utilizó el criterio de minimizar el máximo arrepentimiento, el cual elige, dentro de un conjunto de posibles escenarios y planes de transmisión propuestos, el plan óptimo para cada escenario determinando el arrepentimiento para cada plan (diferencia entre el plan óptimo y el plan a evaluar), con el arrepentimiento de cada plan para cada escenario se determina el plan óptimo que minimiza el arrepentimiento independiente del escenario a evaluar (Ver Anexo A.1) y obtener así, el plan de expansión que mejor se adapte a los eventos equiprobables.

5.1. Escenario 4: Solución Polo Eólico

Para realizar la evaluación económica de este caso, se consideró un costo de desarrollo de 1,8 [MMUS\$/MW] lo que implica una inversión inicial para el polo de 3.600 [MMUS\$], un COMA para las centrales de un 2 % sobre el costo de inversión y una vida útil de 25 años para las centrales. En el caso de las líneas para el polo, el valor de inversión fue considerado en el plan de expansión respectivo pero se consideró el AVI y COMA de las líneas para el polo como parte de la evaluación económica. Tomando en cuenta lo anterior, se obtuvieron los flujos de caja del polo para cada hidrología cuyos resultados se pueden visualizar en la figura 5.1, y en donde se obtuvo un VAN promedio para las 58 hidrologías de 98,79 [MMUS\$] y para el 43,10 % de las hidrologías se obtenía un VAN positivo.

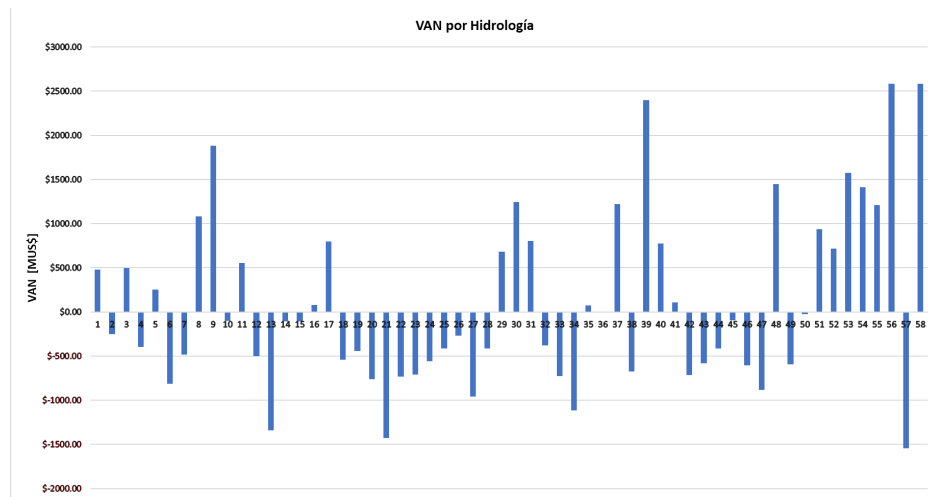


Figura 5.1: Valor Actual Neto para cada hidrología, Escenario Solución Polo Eólico.

La evaluación económica del plan de expansión de transmisión para este escenario arrojó un VAN de **-609,8 [MMUS\$]**, el detalle de los valores considerados para la evaluación de estas obras y sus características técnicas, se pueden observar en el Anexo E.2.

5.2. Escenario 5: Solución Polo Hídrico

En este caso, el costo de desarrollo de tecnología de generación de centrales minihidro es de 3,25 [MMUS\$/MW] con lo que el costo de inversión para el polo es de 6.500 [MUS\$], el COMA es un 1 % del costo de inversión, y una vida útil de las centrales de 50 años. Al igual que en el escenario anterior, las líneas de transmisión para el polo de desarrollo se evaluaron junto al plan de expansión respectivo. Considerando lo anterior, se obtuvieron los flujos de caja del proyecto para cada hidrología y cuyos resultados se muestran en el gráfico 5.2, en donde el VAN promedio fue de 5,74 [MMUS\$] y donde el 53,45 % de las hidrologías presentaban un VAN positivo.

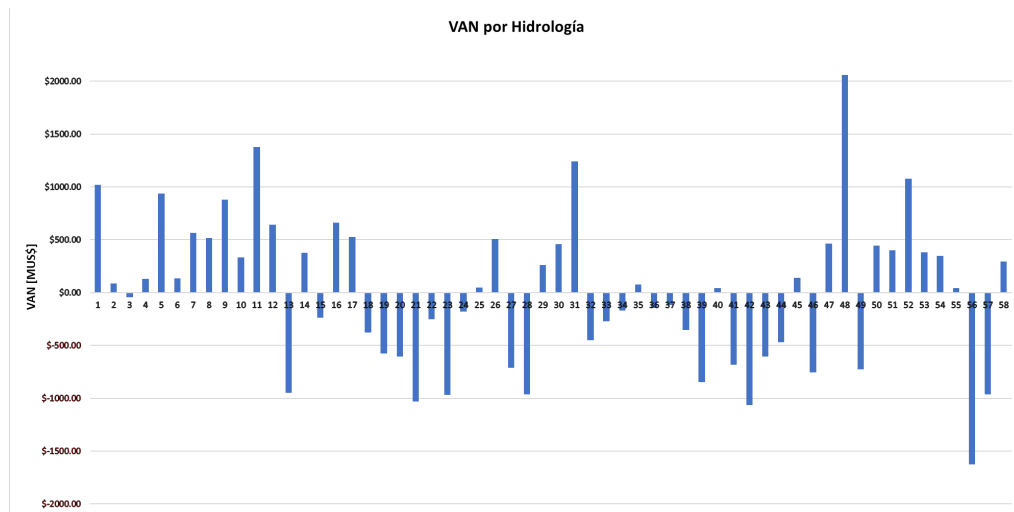


Figura 5.2: Valor Actual Neto para cada hidrología, Escenario Solución Polo Hídrico

La evaluación económica del plan de expansión de transmisión para este escenario arrojó un VAN de **-540,1 [MMUS\$]**, el detalle de los valores considerados para la evaluación de estas obras y sus características técnicas, se pueden observar en el Anexo E.3.

5.3. Escenario 6: Solución Polo Hídrico y Eólico

Para esta última evaluación, se consideraron todos los supuestos usados en las evaluaciones anteriores para el polo hídrico y eólico. Tomando en cuenta esto, se analizaron económicamente los polos por separado, obteniendo los resultados mostrados en los gráficos 5.3 y 5.4, para el polo eólico y el polo hídrico, respectivamente. Para el polo eólico, se obtuvo un VAN promedio de 186,15 [MMUS\$] y donde para el 44,83 % de la hidrologías se obtenía un VAN positivo. Para el polo hídrico, se obtuvo un VAN promedio de -153,91 [MMUS\$] y donde en el 44,83 % de las hidrologías se obtenía un VAN positivo. En este caso, el VAN del proyecto para el polo eólico tiene un valor mayor al del escenario en donde se implementa de manera única (Escenario 4, 98,79 [MMUS\$]), esto es debido a que el costo marginal de largo plazo se proyectó a un valor más alto que en dicho escenario con lo que los ingresos por energía cambian de manera significativa.

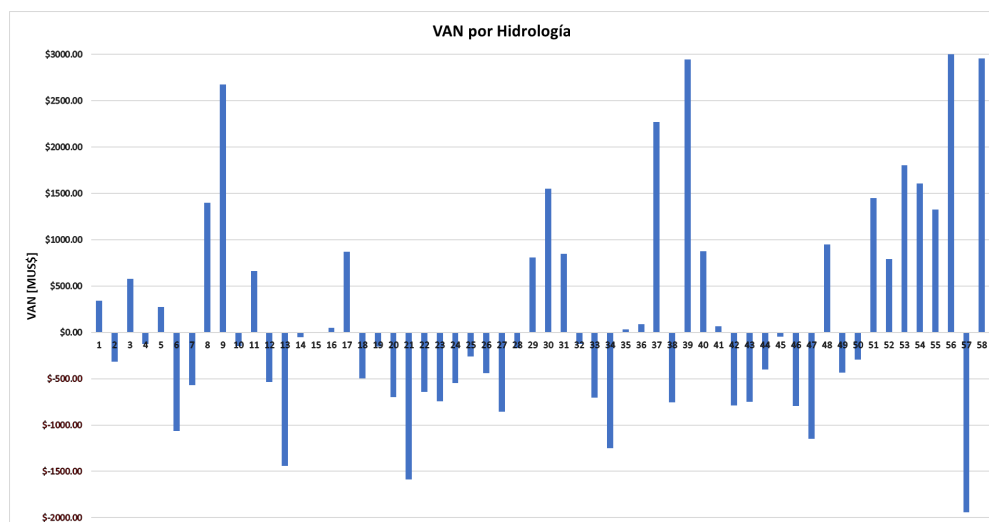


Figura 5.3: Valor Actual Neto para cada hidrología, Escenario Solución Polos Hídrico y Eólico.

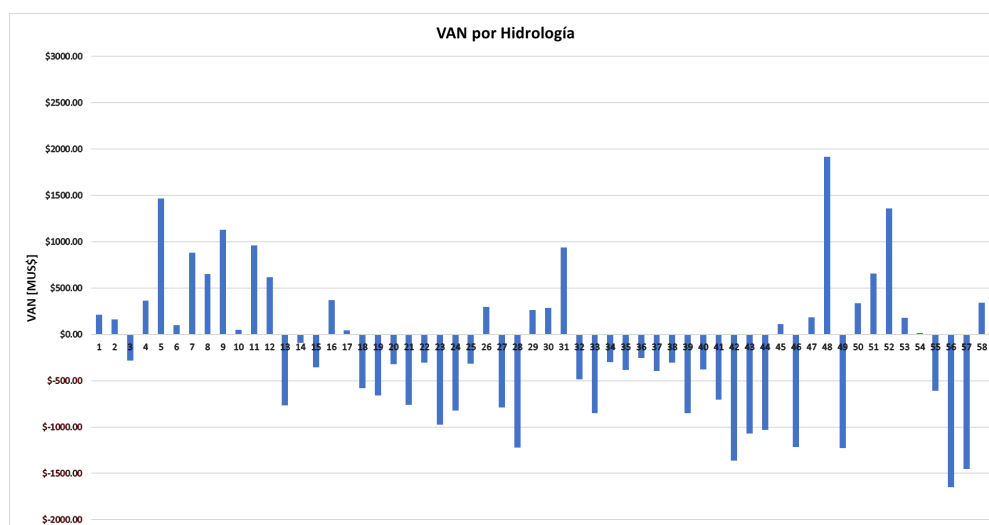


Figura 5.4: Valor Actual Neto para cada hidrología, Escenario Solución Polos Hídrico y Eólico.

La evaluación económica del plan de expansión de transmisión arrojó un VAN de **-752,5 [MMUS\$]**, el detalle de los valores considerados para la evaluación de estas obras y sus características técnicas, se pueden observar en el Anexo E.4.

Al agregar los valores actuales obtenidos para el plan de expansión de transmisión de cada polo al costo de operación del sistema para los escenarios mencionados se obtiene la tabla 5.1 en donde se puede observar los costos totales de operación y falla para cada escenario y obtener así una com-

paración desde el punto de vista económico para cada plan propuesto. Es importante destacar que en el escenario base también se consideró un plan de expansión que elimina las congestiones del sistema adecuando así la transmisión del SEN para entregar de manera eficiente la energía generada.

Tabla 5.1: Costos totales de operación y falla del sistema para cada escenario.

Escenario	Costo Ope. [MMUS\$]	Costo Exp. [MMUS\$]	Total [MMUS\$]
Base	12.765,3	-	12.765,3
Base con Expansión	11.644,6	457,5	12.102,2
Sol. Polo Eólico	10.617,9	609,8	11.227,7
Sol. Polo Hídrico	11.276,8	540,1	11.816,9
Sol. Polo Hídrico y Eólico	10.745,4	752,5	11.497,9

Se observa que los costos totales para cada escenario siguen manteniendo el mismo orden que se mencionó en 4.8, en donde el mayor beneficio económico lo genera el Escenario 4 (Solución Polo Eólico) con un costo total de **11.227,7 [MMUS\$]**.

5.4. Minimización del Máximo Arrepentimiento

A partir de lo descrito en A.1 se procedió a construir la tabla 5.2 con los valores obtenidos de la simulación, para cada escenario y para cada plan de expansión propuesto, de los costos operacionales (atributo a medir) en los cuales se incluye el costo del plan de expansión. Para determinar el plan óptimo, se debe determinar el arrepentimiento para cada plan de expansión, el cual es la diferencia entre el valor del atributo para ese plan versus el óptimo del atributo para ese escenario. Luego se debe minimizar el máximo arrepentimiento, obteniendo así el plan que minimiza el riesgo y que, por ende, está lo más cerca posible del óptimo.

Tabla 5.2: Resultados de costos operacionales para la aplicación del criterio de MinMax regret, valores en [MMUS\$].

Escenarios	Sin Expansión	Base	PDE Sol	PDH Sol	Polos Sol
Base	12765.3	12102.1	12370.8	12896.0	13265.8
Eólico	12268.8	11845.3	11227.7	12597.0	11950.3
Hídrico	12276.6	11591.4	11642.5	11816.9	12287.5
Polos	12066.7	11238.4	10806.4	11871.1	11497.9

Tabla 5.3: Diferencias del atributo entre distintos escenarios, valores en [MMUS\$].

Escenarios	Sin Expansión	Base	PDE Sol	PDH Sol	Polos Sol
Base	663.2	0.0	268.7	793.9	1163.7
Eólico	1041.1	617.6	0.0	1369.3	722.6
Hídrico	685.2	0.0	51.0	225.5	696.1
Polos	1260.3	432.0	0.0	1064.7	691.5
Máx. Arrepentimiento	1260.3	617.6	268.7	1369.3	1163.7

En la tabla 5.3 se observa que el mínimo de los máximos arrepentimientos es el que se obtiene con el plan de expansión propuesto para el polo eólico (Escenario 4: Solución Polo Eólico) con **268.7 [MMUS\$]**. Es decir, el plan propuesto para el polo eólico es el que mejor se adapta a los distintos escenarios utilizados, y por lo tanto, es el mejor plan que permite al sistema estar preparado ante la incertidumbre y el riesgo que presenta la incorporación de los polos de desarrollo al sistema, disminuyendo por un lado las congestiones que podrían ocurrir, y con ello, el aumento o disminución de costos marginales del sistema; y por otro lado, aumentando la robustez que requiere del SEN para poder utilizar los recursos naturales del país y abastecer a los consumidores finales con energía limpia y económicamente eficiente.

Capítulo 6

Conclusiones

El objetivo final de este trabajo es analizar y evaluar el efecto de la incorporación los polos de desarrollo en la planificación de la expansión de la transmisión del sistema eléctrico chileno, para ello, primero se mostró el impacto de los polos de generación en el sistema de transmisión sin considerarlos en la planificación, y medir así, el efecto que ocurre tanto en la operación del sistema como en los costos asociados debido a su incorporación en el parque generador. Luego se propuso un plan de obras de transmisión para cada polo considerado, que refleje su consideración en la planificación de la transmisión del sistema y observar los beneficios de su incorporación al SEN.

Los principales cambios introducidos por la nueva ley de transmisión (tanto la planificación energética como de la transmisión y la remuneración de los sistemas de transmisión) cambian la manera en que interactúan los distintos agentes del mercado, los generadores por su parte, deben volverse más eficientes y entregar un producto a menor precio ya que los cambios regulatorios han eliminado, en su mayor parte, los riesgos asociados a los pagos por peajes de transmisión eximiendo a los generadores de esto. Por otro lado, el Cliente final se convierte en un ente más activo, ya que se hace responsable totalmente de la remuneración de la transmisión anteriormente mencionada, a través de un cargo único que remunerará los distintos segmentos de transmisión, lo que se traduce en competitividad en el mercado eléctrico, ya que las empresas generadoras buscarán satisfacer las necesidades de los clientes al menor costo, uno de los objetivos fundamentales de la ley 20.936, ya que los suministradores dejarán de pagar los sistemas de transmisión por lo que el riesgo asociado a la antigua AIC no repercutirá en el precio de la energía ofrecido en el PPA. Además, los cambios en el proceso de planificación, donde se consideran nuevos factores y nuevas variables en dicho proceso, buscan realizar una anticipación por parte del sistema de transmisión al desarrollo de las tecnologías de generación para evitar efectos indeseados como congestiones en líneas de transmisión y vertimiento de recursos renovables. Para ello, se han incluido dentro de la planificación a los distintos agentes del sector eléctrico, tanto a los

entes reguladores y coordinadores como a los clientes finales y la ciudadanía, todo esto con el objetivo de realizar en manera conjunta una planificación eficiente, que aproveche el potencial energético de las distintas zonas del país y que demuestre las verdaderas necesidades a nivel país en cuanto a los requerimientos energéticos.

Dentro de las zonas del país con mayor potencial de energía renovable no convencional se encuentran las regiones de Antofagasta y la Isla Grande de Chiloé para el recurso eólico con potenciales de 14.101 [MW] y 9.678 [MW], respectivamente. En el caso del recurso solar, la región de antofagasta vuelve a ser líder en capacidad instalable llegando a 1.200.613 [MW] disponibles para ser utilizados. Por último, la tecnología hidroeléctrica se encuentra distribuida en la zona centro sur del país, destacando la región del Bio Bío con una capacidad instalable de 2.687 [MW]. Cabe destacar que, las capacidades mostradas anteriormente no consideran un cruce de datos con posibles proyectos mineros (en el caso del norte del país) o futuros proyectos agrícolas, en caso de que se consideren dichas restricciones, aún así el potencial energético disponible del país es de gran magnitud, por lo que las restricciones mencionadas no afectarían de gran manera el trabajo mostrado.

Es importante considerar el potencial energético del país y su ubicación dentro del territorio, esto debido a la creciente oposición por parte de los habitantes de cada zona a proyectos eléctricos tanto de transmisión como de generación, lo cual provoca atrasos en dichos proyectos provocando que la planificación determinada por los organismos reguladores del sector eléctrico no sea eficiente. La nueva ley de transmisión trata de eliminar o disminuir este riesgo, el cual genera un efecto negativo en los precios de la energía del sistema y sus costos operacionales, incluyendo a la hora de planificar la expansión de la transmisión a la ciudadanía integrándola en este proceso de vital importancia en el desarrollo del país. Se debe notar que el factor tiempo en la planificación es sumamente importante dada la consideración del estudio de franja y el tiempo en que demoran, en general, los proyectos de transmisión junto con la licitación y adjudicación del proceso. Es por esto que, los atrasos producidos por agentes externos que impactan en el desarrollo de la transmisión del sistema eléctrico pueden afectar de manera negativa en la operación del sistema aumentando o disminuyendo los costos marginales, parecido a lo que ocurre actualmente en la zona norte del SIC que produce vertimiento del recurso solar y el poco aprovechamiento del potencial de este tipo de tecnología de costo variable de generación nulo.

Se debe señalar que, la metodología utilizada en este trabajo para la planificación de la transmisión, fue lo más cercano a la que utiliza la Comisión Nacional de Energía (CNE), pero debido al tiempo requerido para las simulaciones y los escenarios utilizados, se evaluaron económicamente los planes de obras de transmisión de manera conjunta y no por cada obra a realizar. Además, dado que la nueva ley incorpora nuevos criterios para la expansión de la transmisión, se optó por utilizar solo el criterio

de costo operacional como variable para determinar la decisión de incorporación de las obras a realizar para los distintos planes de expansión debido a que a la fecha no se tiene claro la manera en que estas variables adicionales afectarían a la planificación de la transmisión.

Para cada escenario que incluye los polos de desarrollo, se observó que su incorporación en el sistema genera congestiones en las líneas de transmisión de éste (ver tabla 4.9 escenarios 1, 2 y 3), lo cual provoca que la energía generada por los polos no fluya hacia la demanda de manera efectiva y se produzca vertimiento del recurso utilizado por cada tipo de tecnología. En cuanto a los costos de operación, se observa que la incorporación de los polos de desarrollo genera un beneficio económico aún cuando no se proponga una solución a las limitaciones en la transmisión. Además, la incorporación de un polo eólico en la isla de Chiloé, sería la mejor alternativa a desarrollar en cuanto al beneficio que se obtiene ante la incorporación de este tipo de tecnología al parque generador, pero se debe adecuar y reforzar el sistema de transmisión de la zona sur para un correcto aprovechamiento de los recursos explotados por el polo de desarrollo, pudiendo así disminuir el costo del suministro para el cliente final.

Para determinar el plan de expansión óptimo se utilizó el criterio de minimización del máximo arrepentimiento, con ello se determinó que el plan de obras de transmisión que cumple el requisito de ser el más flexible (entendiendo por flexibilidad a la capacidad del sistema de transmitirse con facilidad ante las diversas circunstancias que puedan ocurrir) ante la variabilidad de los escenarios propuestos es el plan propuesto para el escenario eólico, es decir, si ocurriera cualquiera de los escenarios utilizados en este trabajo, la expansión que minimiza los costos y se adapta a los cambios es la propuesta del polo eólico, reforzando la parte sur del SEN y siendo capaz de ante un posible desarrollo de tecnología eólica o hídrica, dada por el potencial de dicha zona, de entregar la energía generada por posibles polos o proyectos privados.

Al analizar económicamente cada plan de expansión de transmisión propuesto y junto con otras variables (por ejemplo, el costo operacional) se cuantificó monetariamente que la incorporación de las distintas alternativas propuestas para polos de desarrollo son económicamente viables y producen un beneficio para el sistema. También, se evaluó cada polo de desarrollo como proyecto, obteniendo así una mirada desde el punto de vista del inversionista, las señales de precios que de alguna manera incentivan la inversión del tipo de tecnología de generación que el sistema requiere.

Las soluciones propuestas para los planes de obra de transmisión en cada escenario y para cada polo de desarrollo (escenarios solución: Eólico, Hídrico y Polos, ver tabla 6.1) muestra el posible beneficio que genera la incorporación de los polos de desarrollo en el sistema reduciendo, a priori, las emisiones contaminantes y costos operacionales, y por lo tanto, entregar energía a bajo costo al cliente final. El escenario en donde se mostró el efecto de la incorporación del polo eólico (Escenario 4) y

la propuesta de transmisión para dicho polo, es el que produce mayor beneficio en el sistema con un costo marginal de largo plazo de la energía cercano a los 60 [US\$/MWh] y un costo operacional de 11.227,7 [MMUS\$] (costo que incluye el valor del plan de expansión propuesto para ese escenario). En tanto, para el escenario que incorpora el polo hídrico (Escenario 5) y su respectiva propuesta de expansión, se observa que éste también genera un beneficio para el sistema reduciendo sus costos de operación pero es el menos económico debido a los costos de operación, los cuales son mayores que en los demás escenarios. Sin embargo, los costos asociados a la expansión del sistema de transmisión son los menores con un VAN para el plan de expansión propuesto de -540,1 [MMUS\$]. Por último, para el escenario en que se incluye ambos polos de desarrollo (Escenario 6) y su plan de expansión propuesto, se obtiene un costo total del sistema (costo de operación y costo del plan de expansión) menor que en el Escenario 5 pero mayor que el Escenario 4, generando más ingresos desde el punto de vista del inversionista para el polo eólico, ya que el costo marginal de largo plazo es más alto porque se debe financiar la tecnología más cara de inversión (la cual para este escenario fue la hidroeléctrica) y donde el plan de expansión para este escenario es el más caro de todos, -752,5 [MMUS\$].

Tabla 6.1: Costo de operación del sistema para cada escenario.

Escenario	Costos del Sistema [MMUS\$]
Base	12.765,3
Solución Eólico	11.227,7
Solución Hídrico	11.816,9
Solución Polos	11.497,9

Todo lo anterior apunta a que si Chile desea convertirse en un país sustentable y se enfoca en el desarrollo de la matriz energética, específicamente en la explotación de recursos naturales renovables como el viento, debe realizar inversiones de largo plazo en transmisión, reforzando el sistema de la zona sur del país, generar el incentivo adecuado para los inversionistas, y así, que desarrollen proyectos de gran envergadura para este tipo de tecnologías y que la normativa sobre la remuneración y valorización del producto generado por la inversión del proyecto sea correcta, produciría un gran beneficio tanto como sistema eléctrico como país, independizando a Chile de los recursos fósiles o de exportación para la generación de energía eléctrica.

6.1. Recomendaciones para la incorporación de los Polos de Desarrollo

Para la implementación de los polos de desarrollo uno de los factores importantes a considerar es la ubicación de éstos, ya que la zona geográfica en donde se encuentren dichos polos indica en cierto grado, los refuerzos al sistema de transmisión necesarios para la correcta evacuación de la energía del polo al resto del sistema. En ese sentido, la correcta y anticipada planificación energética por parte del Ministerio de Energía para la determinación de los polos de desarrollo y la capacidad de las centrales asociadas a éste, es de vital importancia para la planificación de la transmisión, ya que se debe incluir esta variable al momento de decidir las obras necesarias para el SEN que permitan aprovechar la energía generada por el polo. La relevancia de esto último radica en el tiempo necesario para la materialización de una obra de transmisión, debido a que actualmente los procesos y trámites medio ambientales son el punto débil del proceso de construcción de una línea de transmisión, pudiendo en algunos casos retrasar el proyecto por años. Al generar una mayor rapidez en la obtención de los permisos medio ambientales, se provee de una certidumbre, y por lo tanto, una disminución del riesgo al inversionista y con ello la materialización de proyectos económicamente convenientes para el sistema. Dichos proyectos podrían reducir los costos de suministro de energía para los clientes finales, logrando el objetivo de maximizar el beneficio social.

De los resultados obtenidos en este trabajo, se recomienda que la determinación de la entrada en operación de las centrales de cada polo de desarrollo, sea estudiado a profundidad de tal manera que se verifique la necesidad de todas éstas en el sistema, ya que si bien, se genera una reducción del precio de la energía al incluir dichos polos en el sistema, es necesario contar con una red de transmisión adecuada que permita evacuar toda esta energía al resto del sistema por lo que el tiempo en que se desarrolle por completo el polo podría ser perfectamente el doble del tiempo considerado para el presente estudio dada la incertidumbre que puede existir para la incorporación tanto de las líneas como de los proyectos de polos. En este trabajo, el desarrollo del polo se determinó de manera tal que la totalidad de éste fuera incorporada al parque generador dentro de un horizonte de 4 a 5 años, teniendo un impacto significativo en el sistema de transmisión debido al corto tiempo en que se incluyen las centrales en el parque generador, y provocando una inversión y desarrollo de la transmisión de gran magnitud. Por ejemplo, a partir de la suposición realizada, se determinó una expansión del sistema de transmisión en 500 [kV] desde la subestación Nueva Charrúa hasta Ancud (en el escenario eólico, ubicado en la isla de Chiloé) en la mitad del período de construcción de la totalidad del polo, para así, ser capaz de llevar la energía producida por el polo hacia el norte del país. Este desarrollo de transmisión en 500 [kV] podría verse afectado y retrasado si se determina que la construcción del polo eólico sea en una ventana de tiempo mucho mayor.

Otro aspecto importante a considerar, es la posibilidad de un desarrollo de varios polos al mismo

tiempo, ya sea ubicados de manera concentrada en una zona, o en varias partes del territorio nacional. Esto podría traer implicancias severas, si no se toma en cuenta esta variable en la planificación de la transmisión que podría provocar el mismo efecto que se observa actualmente en el sistema, congestiones y limitaciones, además de un vertimiento de recursos naturales provocado por una planificación ajustada y no con holguras. Ante este escenario, se recomienda un reforzamiento de la zona sur del SEN, desde la subestación Charrúa hasta Puerto Montt 220 [kV] y así que el sistema pueda estar preparado ante la inminente llegada de los polos de desarrollo de la zona sur. Por otro lado, la zona norte del territorio se ve menos afectada ante algún desarrollo de polo del tipo solar o eólico, ya que la interconexión de los sistemas SIC y SING proveen de suficiente flexibilidad al sistema para adecuarse ante un fuerte desarrollo de proyectos ERNC. Este trabajo podría utilizarse como herramienta para la planificación de la expansión del sistema, debido a que considera y muestra los efectos de la incorporación de los polos de desarrollo, un escenario que el país podría enfrentar en un futuro próximo, previendo las zonas más afectadas o en las que se debería enfocar la atención para la realización de obras que refuercen el Sistema de Transmisión Nacional pero se debe incluir una mayor profundidad en el estudio asociado a los costos económicos para cada central del polo a desarrollar.

Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía. Agenda de Energía, *"Un Desafío País, Progreso Para Todos"*, Mayo 2014.
- [2] Ley N° 20.936, *Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional*, <<http://bcn.cl/1wo3a>>, Chile, Julio 2016.
- [3] Rodrigo Saavedra Veliz, *"Impacto Económico del Impuesto de CO2 en el Mercado Eléctrico a Largo Plazo"*, Universidad Técnica Federico Santa María, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2016, 14p.
- [4] Hugo Morales Basualto, Sergio Quiroz Iligaray. *"Planificación Central del SING"*, Pontificia Universidad Católica de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pp. 5-8.
- [5] División de Desarrollo Sustentable, Ministerio de Energía. Estudio de Cuencas, *"Análisis de las Condicionantes para el Desarrollo Hidroeléctrico en las Cuencas del Maule, Biobío, Toltén, Valdivia, Bueno, Puelo, Yelcho, Palena, Cisnes, Aysén, Baker y Pascua"*, 2016.
- [6] Ministerio de Energía, GIZ. Energías Renovables en Chile, *"El Potencial Eólico, Solar e Hidroeléctrico de Arica a Chiloé"*, Santiago de Chile, 2014.
- [7] Coordinador Eléctrico Nacional. *"Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional 2017"*, Enero, 2017, Pp 17-20.
- [8] Comisión Nacional de Energía. *"Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de Abril 2016"*, Abril, 2016, Pp 16-17.
- [9] Dirección de Planificación y Desarrollo, CDEC SIC. *"Propuesta Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal 2016"*, 28 de Octubre, 2016, Pp 27-30.
- [10] Comisión Nacional de Energía. *"Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Potencia y Energía Eléctrica para abastecer los consumos de clientes sometidos a*

regulación de precios (Licitación de Suministro 2015/01)", <<https://www.cne.cl/prensa/prensa-2016/agosto/exitosa-licitacion-de-suministro-para-clientes-regulados-permitira-bajar-la-cuenta-de-luz-a-hogares-y-pymes-a-partir-del-ano-2021/>> [17 de agosto de 2016].

[11] Comisión Nacional de Energía. "*Informe de Costos de Tecnologías de Generación*", Enero, 2017.

[12] Comisión Nacional de Energía. "*Norma Técnica de Transferencia de Potencia entre Empresas Generadoras*", Enero, 2016.

Anexos

A. Fundamentos Teóricos

En el presente anexo se abarcarán temas relacionados con los fundamentos teóricos utilizados en el desarrollo de este trabajo, como por ejemplo criterios de evaluación económica para la comparación y evaluación de cada plan de expansión propuesto, también se detalla el proceso de despacho óptimo utilizado por el software con el cual se desarrolló este trabajo, el modelo OSE2000 para despacho hidrotérmico.

A.1. Minimización del Máximo Arrepentimiento

Existe una cartera de planes a realizar, los cuales son excluyentes, y un abanico de distintos escenarios futuros. Teniendo estos dos conjuntos se puede empezar a trabajar con el sistema de análisis de decisiones. En primer lugar se debe medir un atributo para cada plan futuro ($\mathbf{k}$) que se está analizando, en los respectivos escenarios futuros ($\mathbf{s}$) ($a_{k,s}$), donde el atributo se refiere a alguna medida de bondad del plan futuro, como por ejemplo costo económico, capacidad de MW instalados, capacidad ociosa en las líneas, etc.

n Planes excluyentes de Inversión a Ejecutar	m Escenarios Futuros						
	Atributo a	1	2		s		m
	1	a_{11}	a_{12}		a_{1s}		a_{1m}
	2	a_{21}	a_{22}		a_{2s}		a_{2m}
							
	k	a_{k1}	a_{k2}		a_{ks}		a_{km}
							
	n	a_{n1}	a_{n2}		a_{ns}		a_{nm}
plan optimo según Escenario	opt	a_{opt1}	a_{opt2}		a_{opts}		a_{optm}

Figura 6.1: Función de Costos Futuros y Costos Actuales.

Se analiza el comportamiento del atributo en los n planes, bajo los m escenarios futuros, luego se escoge un plan óptimo para cada escenario, de forma que existen m planes óptimos. En cada escenario se debe buscar cuál hubiera sido el plan óptimo a ejecutar ($a_{opt,s}$). Teniendo los planes óptimos para cada escenario posible, se calcula el valor del atributo del plan óptimo para cada escenario posible. En segundo lugar se calcula el arrepentimiento para cada plan en los distintos escenarios ($regret_{k,s} = a_{k,s} - a_{opt,s}$), o sea si existen n planes y hay m escenarios futuros, se deben calcular $n*m$ arrepentimientos.

Finalmente se busca minimizar el máximo arrepentimiento, por lo cual se escoge el plan que en su peor escenario no está tan distante de su óptimo.

A cada atributo se le resta (siempre y cuando lo ideal sea minimizar el atributo) el valor del atributo óptimo por escenario, a esta resta se le llama arrepentimiento y se escoge el mayor arrepentimiento para cada plan. De esta manera finalmente nos quedamos con n máximos arrepentimientos. Sabiendo los máximos arrepentimientos de cada plan ahora se escoge el mínimo; el atributo que se ha medido en los ejercicios realizados es el Costo Total, el cual es una suma de los flujos actualizados de la inversión y Costos de Operación.

n Planes excluyentes de Inversión a Ejecutar	m Escenarios Futuros						
	Regret	1		s		m	max Regret
	1	$a_{11} - a_{opt1}$		$a_{1s} - a_{opt s}$		$a_{1m} - a_{opt m}$	$\max R_1$
							
	k	$a_{k1} - a_{opt1}$		$a_{ks} - a_{opt s}$		$a_{km} - a_{opt m}$	$\max R_k$
							
	n	$a_{n1} - a_{opt1}$		$a_{ns} - a_{opt s}$		$a_{nm} - a_{opt m}$	$\max R_n$

Figura 6.2: Función de Costos Futuros y Costos Actuales.

El arrepentimiento es una medida del riesgo, la cual indica que tan lejos estamos de la solución óptima de cada escenario. Una de las propiedades negativas del criterio de minimización del máximo arrepentimiento es que no es invariante ante escenarios irrelevantes, y por lo tanto, no es robusto ante incertidumbre en los parámetros de uso. Es decir, tiene problemas ante la agregación de escenarios drásticos que pueden cambiar completamente los resultados.

A.2. Programación Dinámica Dual Estocástica

Para entender el funcionamiento del software OSE2000 se debe conocer el proceso de optimización que utiliza el programa, la Programación Dinámica Dual Estocástica o SDDP, por sus siglas en inglés, el cual es un método recursivo que busca minimizar la función de costos futuros (FCF), aproximando la FCF real por tramos lineales optimizando el valor de los costos actuales o inmediatos y el valor de los costos futuros, los cuales están ligados debido al uso de la componente de agua del sistema donde un mayor uso de agua para el período actual significa una reducción de los costos actuales, mientras que los costos futuros aumentan dado el uso actual del recurso hídrico. Por último, se mencionará sobre los supuestos utilizados en la modelación del sistema como la modelación de

los distintos tipos de centrales a considerar en el SEN y la modelación por bloques horarios para la demanda. La formulación del problema hídrico en cada etapa se puede representar de la manera:

$$\text{Función objetivo: } Z_t(x_t) = E_{a_t|x_t} \{ \min c_t(q_s, s_t) + \beta \alpha_{t+1}(x_{t+1}) \} \quad (6.1)$$

$$\text{Sujeto a: } x_{t+1} = f_t(x_t, a_t, u_t) \quad (6.2)$$

$$g_{t+1}(x_{t+1}) \geq 0 \quad (6.3)$$

$$h_t(u_t) \geq 0 \quad (6.4)$$

Donde $\forall t = T, T - 1, \dots, 1; \forall x_t$,

t : Índices de las etapas (horizonte de planificación T)

x_t : Vector de estados al comienzo de la etapa t

$Z_t(x_t)$: Valor esperado del costo de operación desde el estado x_t

$a_t|x_t$: Distribución de probabilidad del vector de caudales a_t , condicionado por el estado x_t

$\alpha(x_t)$: Función de Costos Futuros (FCF)

β : Factor de descuento

E : Valor esperado

u_t : Vector de decisión de la etapa

$c_t(\cdot)$: Costo inmediato asociado a la decisión u_t

(6.2): Ecuación de transición de estado

(6.3): Restricciones del vector de estado

(6.4): Restricciones del vector de decisión

Variables de Estado

El estado $x_t[v_t, a_t]$ del sistema debe representar toda la información que puede afectar los costos futuros de operación. Para el caso de los sistemas hidroeléctricos, se consideran al menos dos variables de estado: el nivel de los volúmenes de los embalses v_t y la información relacionada con la hidrología del sistema dado generalmente por los caudales afluentes del sistema a_t .

Variables de Decisión

El vector de decisión $u_t[q_t, s_t]$ comprende los volúmenes de agua utilizados para la generación de energía q_t y el vertimiento o filtraciones de los embalses s_t .

Costos Inmediatos

El costo inmediato de operación asociado al vector de decisión $u_t = [q_t, s_t]$ está determinado por el costo de generación térmica utilizado para suministrar la demanda. Las penalizaciones por fallar en el suministro de la demanda está representado como centrales térmicas de falla.

$$c_t(q_t, s_t) = \min \sum_{k \in K} \sum_{j \in T_k} c_j(g_{tj}) \quad (6.5)$$

Sujeto a:

$$\sum_{i \in H_k} \rho_i q_{ti} + \sum_{j \in T_k} g_{tj} + \sum_{l \in \Omega_k} (f_{tlk} - f_{tkl}) = d_{tk} \quad \forall k \in K \quad (6.6)$$

$$g_t \leq \bar{g} \quad (6.7)$$

$$|f_t| \leq \bar{f} \quad (6.8)$$

Donde:

k : Indices de los subsistemas o regiones (Conjunto de subsistemas K)

j : Indices de las centrales térmicas

i : Indices de las centrales hidroeléctricas

g_{tj} : Generación de la central térmica j en la etapa t

c_j : Función de costos de generación de la central j

ρ_i : Coeficiente de producción de la central j

d_{tk} : Energía demandada del subsistema k

$\bar{g}$: Vector capacidades de generación térmica

f_{tkl} : Intercambio de energía del sistema k al sistema l

$\bar{f}$: Vector de intercambio de capacidades

ρ_i : Conjunto de subsistemas directamente conectados al sistema k

Cabe destacar que el coeficiente de producción de una central hidroeléctrica está en función del volumen inicial, final y el caudal utilizado para la generación de la forma:

$$\rho_i = \rho_i(v_{ti}, v_{t+1i}, q_{ti}, s_{ti}) \quad (6.9)$$

Ecuación de Transición

La ecuación de transición corresponde al balance de los volúmenes de agua de los embalses donde M es la matriz de incidencia de las plantas hidroeléctricas.

$$v_{t+1} = v_t + a_t + M(q_t + s_t) \quad (6.10)$$

Restricciones de los Vectores de Estado y de Decisión

Las restricciones de los vectores de estado corresponden a los límites de los almacenamientos de agua de los embalses:

$$v_{t+1} \leq \bar{v} \quad (6.11)$$

Donde $\bar{v}$ es el vector de las capacidades de los embalses. Las restricciones de las variables de decisión corresponden usualmente a los límites de generación de las turbinas y valores mínimos de caudales de generación:

$$q_t \leq \bar{q} \quad (6.12)$$

$$q_t + s_t \geq \underline{q} \quad (6.13)$$

Donde $\bar{q}$ y $\underline{q}$ corresponden a los límites superiores e inferiores de los caudales de salida, respectivamente.

Para crear la Función de Costos Futuros es necesario utilizar un método iterativo por tramos que aproximen la FCF real convexa de manera lineal en los cuales se muestren los datos de los embalses en etapas significativas. El problema hídrico estocástico multiperíodo puede ser descompuesto en varias etapas en donde cada una de estas etapas puede ser representada por la suma entre el costo actual y el valor esperado del costo futuro. El Costo Actual o Costo Inmediato corresponde al valor del costo variable de generación térmica de cada etapa. El Costo Futuro corresponde al valor del costo variable de generación térmica asociado a las etapas futuras. En cada etapa, los costos inmediatos disminuyen si se utiliza más agua en el despacho de las unidades hidroeléctricas pero los costos futuros aumentan, es por esto que existe un punto óptimo donde la cantidad de agua usada minimiza los costos actuales y futuros (ver Fig.6.3). Cada etapa es modelada como un problema de programación lineal y el proceso iterativo contiene 2 etapas: *forward* y *backward*, la creación de la función de costos futuros se describe a continuación.

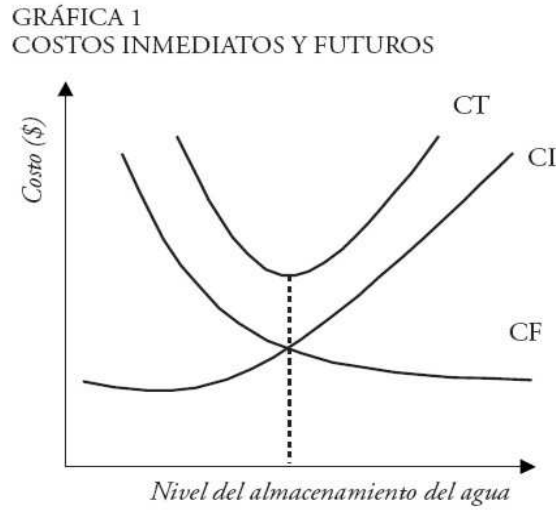


Figura 6.3: Función de Costos Futuros y Costos Actuales.

El algoritmo de construcción de la función de costos futuros (FCF) está dado por los siguientes pasos:

- Para cada etapa t se determina un conjunto de valores iniciales de las cotas de los embalses, se resuelve para $t = T, T - 1, \dots, 1$ el problema de optimización (*backward*), utilizando el multiplicador π (conocido como la variable dual que representa la pendiente de la curva de la FCF para cada estado de cada etapa t) para aproximar el valor de la función de costos futuros de la etapa previa $\alpha_{t-1}(x_{t-1})$. Con esto, se determina el valor del agua inicial para los embalses, para cada etapa.
- Para el horizonte de planificación T , se resuelve para cada etapa desde $t = 1, \dots, T - 1, T$ el problema de optimización de la ecuación (6.1) (simulación *forward*), guardando las variables de decisión x_t como la solución óptima para cada etapa. Esto determina los nuevos valores para cotas iniciales de los embalses.
- Se repite el proceso hasta que el error ϵ está dentro de un intervalo determinado por una cota superior $\bar{z}$ e inferior $\underline{z}$. Estas cotas son determinadas por el costo inmediato promedio de todas las etapas y escenarios (cota superior $\bar{z}$), y la cota inferior esta determinada por el valor de la función de costo futuro resultante para la primera etapa.

B. Modelación

B.1. Modelación de la Demanda

De acuerdo a [3] para modelar la demanda se utilizaron 8 bloques de horas consecutivas tanto para días hábiles (Bloques pares) y no hábiles (festivos, Bloques impares). Para cada mes, se asignaron las mismas horas a cada bloque para cada tipo de día, donde además cada mes tiene una distribución de bloques propia. Para asignar la duración en horas del día a cada bloque, se siguió el perfil de generación de las centrales solares y la curva de demanda horaria del sistema, en todos los meses del año. De esta manera, se integró a cada bloque horario la generación solar en forma horaria, la cual ocurre entre las 8 y las 18 horas, aproximadamente. Con esto, se procedió a clasificar cada bloque del día hábil de la siguiente forma:

- Bloque 2: Corresponde a las horas de la noche despues del "Peak" de la demanda.
- Bloque 4: Corresponde a las horas de la noche y madrugada.
- Bloque 6: Representa a las horas de la mañana en que comienza la generación solar.
- Bloques 8 y 10: Corresponde a las horas del día en que se alcanza la máxima radiación solar, se dividió para representar la punta de demanda de mediodía.
- Bloque 12: Representa las horas de la tarde en que comienza a decaer la generación solar.
- Bloque 14: Representa las horas de la tarde sin generación solar y antes del "peak" de demanda.
- Bloque 16: Corresponde al "peak" de demanda en la tarde-noche.

La misma asignación se utilizó para los bloques correspondientes a los días no hábiles pero cambiando los números de los bloques por el correlativo impar (del 1 al 15). A continuación en la figura 6.4, se muestra la distribución horaria de cada bloque para cada mes del año. Adicionalmente, en la figura 6.5, se muestra la duración porcentual respecto a las horas totales de cada mes de cada bloque.

Hora del día	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
2	2	2	2	2	4	4	4	4	4	4	4	2
3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
6	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
7	6	6	4	6	4	4	4	4	6	6	6	6
8	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
9	8	8	8	8	6	6	6	6	6	6	8	8
10	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
11	10	10	10	8	8	8	8	8	8	8	8	8
12	10	10	10	8	8	8	8	8	8	8	10	10
13	10	10	10	10	10	8	8	8	10	10	10	10
14	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
15	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
16	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
17	10	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
18	12	12	12	12	12	14	12	12	12	12	12	12
19	12	12	12	14	14	16	14	14	14	14	12	12
20	14	14	14	14	14	16	16	16	14	14	14	14
21	14	14	16	16	16	16	16	16	16	16	14	14
22	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
23	16	16	16	2	2	2	16	2	2	2	16	16
24	16	16	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Figura 6.4: Distribución horaria de cada bloque para cada mes.

Bloque/Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	2%	2%	4%	4%	4%	4%	2%	4%	5%	4%	3%	4%
2	6%	6%	8%	12%	8%	8%	6%	8%	8%	9%	6%	8%
3	5%	5%	7%	4%	8%	8%	7%	8%	8%	6%	7%	6%
4	12%	12%	13%	12%	17%	17%	18%	17%	13%	15%	14%	11%
5	2%	2%	1%	2%	3%	3%	2%	3%	5%	4%	3%	3%
6	6%	6%	3%	6%	6%	6%	6%	6%	8%	9%	6%	5%
7	2%	2%	3%	4%	4%	6%	5%	5%	5%	4%	4%	4%
8	6%	6%	5%	12%	8%	11%	12%	11%	8%	9%	8%	8%
9	8%	8%	9%	4%	5%	4%	4%	4%	7%	5%	7%	7%
10	21%	21%	16%	12%	11%	8%	9%	8%	10%	12%	14%	13%
11	2%	2%	4%	2%	3%	1%	2%	3%	3%	2%	4%	4%
12	6%	6%	8%	6%	6%	3%	6%	6%	5%	6%	8%	8%
13	2%	2%	1%	2%	3%	1%	1%	1%	3%	2%	3%	3%
14	6%	6%	3%	6%	6%	3%	3%	3%	5%	6%	6%	5%
15	4%	4%	4%	2%	3%	6%	5%	4%	3%	2%	3%	3%
16	9%	9%	8%	6%	6%	11%	12%	8%	5%	6%	6%	5%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Figura 6.5: Duración total de cada bloque respecto al total mensual.

Para determinar los perfiles de demanda de cada barra, se utilizó el registro de retiros horarios en cada barra para cada mes del año 2013, con ello se obtienen los promedios de demanda por bloque para cada nudo. Estos valores se dividen por la demanda promedio en el mes y se obtiene el factor correspondiente para cada bloque y mes, para todas las barras del sistema.

B.2. Modelación de Centrales Térmicas

Las centrales térmicas son aquellas que utilizan combustibles fósiles para generar electricidad a través de procesos termodinámicos en turbinas a gas, turbinas a vapor o ciclos combinados. Se caracterizan por tener un costo variable de operación que depende de la cantidad de combustible que utilizan para producir la energía. Entre ellas se encuentran las centrales a gas natural, petróleo, carbón, entre otras. Las centrales térmicas se representan a través de su potencia y costo variable, el cual puede variar mes a mes a lo largo del horizonte de planificación. Además, se consideró la tasa de indisponibilidad forzada reduciendo la potencia disponible y se detalló el programa de mantenimiento de cada central. Para aquellas centrales térmicas en construcción, se utilizaron los costos de combustibles proyectados y tanto para sus rendimientos y costos variables no combustibles se utilizaron valores referenciales de centrales de características similares.

Para las centrales térmicas, el costo de despacho corresponde al costo variable (C_v) de cada central, determinado por el consumo específico (C_{esp}), el costo del combustible (C_c), y el costo variable no combustible (C_{vnc}) como se muestra en la ecuación 6.14:

$$C_v = C_{esp} \cdot C_c + C_{vnc} \quad (6.14)$$

B.3. Modelación de Centrales Hidroeléctricas

Las centrales hidráulicas se ubican en cuencas hidrográficas complejas que se interconectan entre sí y que utilizan la energía disponible en el agua, en forma de energía potencial, cinética o ambas, para generar electricidad. La generación hidráulica y el almacenamiento en los embalses se ven afectados por la variabilidad de los caudales, los que cambian dependiendo de la región geográfica, el año y la estación del año en que se realice el despacho de las unidades. Así, se vuelve necesario realizar las simulaciones en forma probabilística, usando un gran número de escenarios hidrológicos en que los afluentes modifican los caudales disponibles. En esta modelación se utilizan tres tipos de centrales hidráulicas, estas son:

- Centrales de Embalse: Este tipo de central hidráulica recibe caudales de otras centrales y de afluentes naturales, y que además pueden regular la potencia generada almacenando agua.
- Centrales Serie: Son similares a las centrales de embalse pero sin capacidad de almacenamiento.
- Centrales de Pasada: Este tipo de centrales no esta inserto en una serie hidráulica y sus límites de operación están asociados a la capacidad del generador utilizado y del caudal.

Para las centrales de embalse y serie, se considera que pueden verter agua, filtrar agua por sus paredes y perder agua por evaporación. Estos caudales pueden incorporarse en la operación de otra central aguas abajo, dependiendo de la configuración de la cuenca en que se ubiquen. Además, se incorporan los convenios de riego, los cuales extraen caudales de algunos embalses para el desarrollo de la agricultura y restringen la operación de las centrales.

B.4. Modelación de Centrales Solares

Para el tratamiento de las centrales solares, se consideró la estadística de radiación horaria obtenidos del Explorador de Energía Solar de la Universidad de Chile, desarrollado para el Ministerio de Energía y junto a la definición de bloques en B.1 se determinó el perfil de generación solar, asignando ésta a los bloques del 6 al 18 para días hábiles, y en donde hay mayor intensidad de radiación en los bloques 8 y 10. De esta manera, los bloques en que la central no opera (noche y madrugada), se simula con potencia máxima igual a cero. En la figura 6.6 se muestra un ejemplo de la modelación descrita.

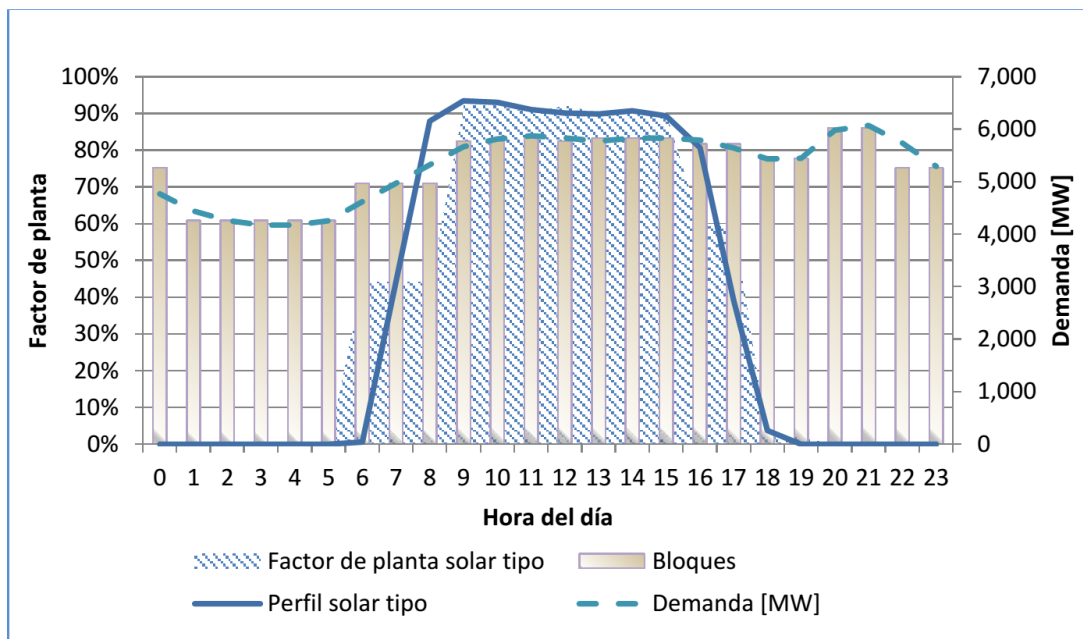


Figura 6.6: Duración total de cada bloque respecto al total mensual.

En la figura se observa la curva de generación solar de una central fotovoltaica unitaria, la demanda diaria total por hora del sistema y la asignación de los bloques. Cada bloque se representa mediante la altura de las columnas buscando adaptarse a los perfiles de demanda y de generación solar. El área pintada corresponde a la modelación en bloques de la potencia de la central fotovoltaica.

B.5. Modelación de Centrales Eólicas

La modelación de las centrales eólicas es de la misma forma que se modela las centrales hidroeléctricas de pasada, ya que el viento es de naturaleza estocástica y se comporta de manera similar a las hidrologías (esto es, variabilidad diaria y anual, así como su variabilidad interanual), por lo que se opta por esta modelación para representar de mejor manera la variabilidad de esta tecnología de generación. Para esto, se obtienen matrices de viento que representan la potencia máxima y mínima a la que puede operar cada parque eólico. Las matrices de viento se componen del mismo número de años históricos simulados en la operación, por lo que cada mes y bloque tienen 58 regímenes de viento. Estos datos fueron obtenidos a partir del Explorador de Energía Eólica, desarrollado por la Universidad de Chile para el Ministerio de Energía.

Para generar los datos utilizados en las matrices de vientos de cada central, se consideran los datos de viento de la zona geográfica en que se ubica el parque eólico, para posteriormente transformar éstos a potencia mediante una curva de un generador eólico tipo. A partir de los datos obtenidos se toman muestras aleatorias para completar los 58 escenarios, para cada mes de los cinco primeros años. Desde el sexto año en adelante, las matrices de viento son replicadas.

C. Planes de Obras de Transmisión Propuestos

En el siguiente anexo, se presentan los planes de expansión propuestos para cada escenario mostrado en el desarrollo de este trabajo. Es importante destacar, que las obras determinadas en cada plan con un "*" son aquellas que deberían ser construidas en estándar de 500 [kV], pero energizadas en un principio en 220 [kV]. Las obras con descripción "Nueva Línea" corresponden a aquellas que se debe realizar una construcción completa de la línea, en caso de aquellas que adicionalmente están descritas como "Nueva Línea 2x(Nivel de Tensión)" son aquellas que se consideró que debía ser un circuito doble en una misma estructura. Por último, aquellas obras descritas como "Cambio Conductor 1x(Nivel de Tensión) o 2x(Nivel de Tensión)" son aquellas que realizan un cambio en el conductor de la línea del tramo de uno o de los dos circuitos respectivamente. En el caso de los transformadores, el "*" indica que son aquellos que permiten la conexión del polo al SEN.

C.1. Escenario Base

Tabla 6.2: Plan de obras de transmisión, Escenario Base.

Tramo	Fecha	Capacidad [MW]	Descripción
Lagunas - Nueva P.Almonte	ene-24	297	Nueva Línea 1x220 [kV]
Nueva P.Almonte - P.Almonte	abr-34	500	Cambio Conductor 1x220 [kV]
Nueva P.Almonte - P.Almonte	abr-34	500	Nueva Línea 1x220 [kV]
Tarapaca- Lagunas	ene-31	500	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Condores - Parinacota	abr-34	91.45	Nueva Línea 1x220 [kV]
Tarapaca - Condores	ene-31	500	Cambio Conductor 2x220
Los Changos - Cumbre	abr-30	1500	Nueva Línea 1x500 [kV]
Cumbre - Nva. Cardones	abr-30	1500	Nueva Línea 1x500 [kV]
Nva. Maitencillo - Nva. Cardones	abr-26	1700	Nueva Línea 1x500 [kV]
Nueva P.Azucar - Nva. Maitencillo	abr-26	1700	Nueva Línea 1x500 [kV]
Maitencillo - Punta Colorada	abr-24	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Maitencillo - Punta Colorada	abr-30	580	Nueva Línea 1x220 [kV]
Pta. Colorada - Pan de Azucar	abr-24	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Pta. Colorada - Nueva P.Azucar	abr-30	500	Nueva Línea 1x220 [kV]
Pan de Azucar - Don Goyo	abr-30	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Don Goyo - La Cebada	abr-30	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Don Goyo - La Cebada	abr-33	580	Nueva Línea 1x220 [kV]
La Cebada - Las Palmas	abr-30	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
La Cebada - Las Palmas	abr-33	580	Nueva Línea 1x220 [kV]
Nva. Pan de Azucar - Polpaico	abr-26	1700	Nueva Línea 1x500 [kV]
Nva. Pan de Azucar - Polpaico	abr-34	1700	Nueva Línea 1x500 [kV]

Tabla 6.3: Plan de obras de transmisión, Escenario Base.

Tramo	Fecha	Capacidad [MW]	Descripción
Las Palmas - Los Vilos	abr-30	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Las Palmas - Los Vilos	abr-33	580	Nueva Línea 1x220 [kV]
Los Vilos - Nogales	abr-30	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Los Vilos - Nogales	abr-33	580	Nueva Línea 1x220 [kV]
Nogales - Quillota	abr-24	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Charrua - Tap Laja	ene-26	264	Nueva Línea 1x220 [kV]
Tap Laja - Duqueco	ene-26	264	Nueva Línea 1x220 [kV]
Duqueco - Temuco	ene-26	264	Nueva Línea 1x220 [kV]
Nva. Cautin - Ciruelos*	may-24	658	Nueva Línea 2x220 [kV]
Temuco - Cautin	ene-26	264	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Ciruelos - Valdivia	oct-25	290	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Ciruelos - Pichirropulli*	may-24	658	Nueva Línea 2x220 [kV]
Valdivia - Picarte	oct-25	290	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Picarte - Pichirropulli	oct-25	290	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Pichirropulli - Rahue	oct-25	290	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Rahue - Nueva Puerto Montt	oct-25	290	Cambio Conductor 2x220 [kV]

Tabla 6.4: Plan de obras de transmisión, Escenario Base.

Tramo	Fecha	Capacidad [MVA]	Descripción
S/E Los Changos	abr-30	750	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Lo Aguirre	abr-25	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Lo Aguirre	abr-30	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]

C.2. Escenario 4: Solución Polo Eólico

Tabla 6.5: Plan de Obras de Trasmisión, Escenario 4: Solución Polo Eólico.

Tramo	Fecha	Capacidad [MW]	Descripción
Lagunas - Nueva P. Almonte	ene-24	297	Nueva Línea 1x220 [kV]
Nueva P. Almonte - P. Almonte	abr-29	500	Cambio Conductor 1x220 [kV]
Nueva P. Almonte - P. Almonte	abr-29	500	Nueva Línea 1x220 [kV]
Tarapaca - Lagunas	ene-31	500	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Condores - Parinacota	abr-34	91.45	Nueva Línea 1x220 [kV]
Tarapaca - Condores	ene-31	500	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Los Changos - Cumbre	abr-30	1500	Nueva Línea 1x500 [kV]
Cumbre - Nueva Cardones	abr-30	1500	Nueva Línea 1x500 [kV]
Nueva D. Almagro - Cumbre	abr-29	600	Nueva Línea 1x220
Nva. Maitencillo - Nva. Cardones	abr-26	1700	Nueva Línea 1x500 [kV]
Nueva P. Azucar - Nva. Maitencillo	abr-26	1700	Nueva Línea 1x500 [kV]
Maitencillo - Pta. Colorada	abr-24	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Maitencillo - Pta. Colorada	abr-30	580	Nueva Línea 1x220 [kV]
Pta. Colorada - P. Azucar	abr-24	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Pta. Colorada - Nueva P. Azucar	abr-30	500	Nueva Línea 1x220 [kV]
P. Azucar - Don Goyo	abr-28	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Don Goyo - La Cebada	abr-28	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Don Goyo - La Cebada	abr-33	580	Nueva Línea 1x220 [kV]
La Cebada - Las Palmas	abr-28	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
La Cebada - Las Palmas	abr-33	580	Nueva Línea 1x220 [kV]
Nueva P. Azucar - Polpaico	abr-24	1700	Nueva Línea 1x500 [kV]
Nueva P. Azucar - Polpaico	abr-34	1700	Nueva Línea 1x500 [kV]
Las Palmas - Los Vilos	abr-28	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Las Palmas - Los Vilos	abr-31	580	Nueva Línea 1x220 [kV]
Los Vilos - Nogales	abr-28	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Los Vilos - Nogales	abr-33	580	Nueva Línea 1x220 [kV]
Nogales - Quillota	abr-24	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Charrua - Tap Laja	oct-24	264	Nueva Línea 1x220 [kV]
Tap Laja - Duqueco	oct-24	264	Nueva Línea 1x220 [kV]
Duqueco - Temuco	oct-24	264	Nueva Línea 1x220 [kV]
Nueva Cautin - Ciruelos*	may-24	658	Nueva Línea 2x220 [kV]
Temuco - Cautin	ene-25	264	Cambio Conductor 2x220 [kV]

Aquellas obras indicadas con un “*” cambian su nivel de tensión en enero del 2027, pasando de 220 [kV] a 500 [kV].

Tabla 6.6: Plan de Obras de Trasmisión, Escenario 4: Solución Polo Eólico.

Tramo	Fecha	Capacidad [MW]	Descripción
Cautin - Ciruelos	ene-25	290	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Ciruelos - Valdivia	oct-24	290	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Ciruelos - Pichirropulli*	may-24	658	Nueva Línea 2x220 [kV]
Valdivia - Picarte	oct-24	290	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Picarte - Pichirropulli	oct-24	290	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Pichirropulli - Rahue	oct-24	290	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Rahue - Nueva Pto. Montt	oct-24	290	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Pichirropulli - Nueva Pto. Montt	jul-21	658	Nueva Línea 2x220 [kV]
Nueva Pto. Montt - Pto. Montt	ene-25	457	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Pto. Montt - Melipulli	ene-25	457	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Melipulli - Pta. Barranco	ene-25	457	Cambio Conductor 1x220 [kV]
Melipulli - Pta. Barranco	ene-25	457	Nueva Línea 1x220 [kV]
Pta. Barranco - Pta. Gallan	ene-25	457	Cambio Conductor 1x220 [kV]
Pta. Barranco - Pta. Gallan	ene-25	457	Nueva Línea 1x220 [kV]
Pta. Gallan - Ancud 220 I	ene-25	457	Cambio Conductor 1x220 [kV]
Pta. Gallan - Ancud 220 II	ene-25	457	Nueva Línea 1x220 [kV]
Ancud - Chiloé	dic-33	220	Nueva Línea 1x220 [kV]
Ancud - ChiloéI*	ene-25	880	Nueva Línea 2x220 [kV]
ChiloéI - ChiloéII	ene-25	700	Nueva Línea 3x220 [kV]
ChiloéII - ChiloéIII	ene-25	700	Nueva Línea 2x220 [kV]
Nueva Charrua - Nueva Cautin	ene-27	1700	Nueva Línea 2x500 [kV]

Tabla 6.7: Plan de obras de transmisión, Escenario 4: Solución Polo Eólico

Tramo	Fecha	Capacidad [MVA]	Descripción
S/E Los Changos	abr-30	750	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E ChiloéI	ene-27	3x771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Ancud	ene-27	2x771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Nueva Puerto Montt	ene-27	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Ciruelos	ene-27	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Nueva Cautin	ene-27	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Lo Aguirre	abr-25	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Lo Aguirre	abr-30	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Nueva Charrua	dic-25	750	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Cumbre	abr-28	750	Nuevo Transformador 500/220 [kV]

C.3. Escenario 5: Solución Polo Hídrico

Tabla 6.8: Plan de Obras de Trasmisión, Escenario 5: Solución Polo Hídrico.

Tramo	Fecha	Capacidad [MW]	Descripción
Lagunas - Nva. P. Almonte	ene-24	297	Nueva Línea 1x220 [kV]
Nva. P. Almonte - P. Almonte	abr-29	500	Cambio Conductor 1x220 [kV]
Nva. P. Almonte - P. Almonte	abr-29	500	Nueva Línea 1x220 [kV]
Tarapacá - Lagunas	ene-31	500	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Condores - Parinacota	abr-34	91.45	Nueva Línea 1x220 [kV]
Tarapacá - Condores	ene-31	500	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Los Changos - Cumbre	abr-30	1500	Nueva Línea 1x500 [kV]
Cumbre - Nueva Cardones	abr-30	1500	Nueva Línea 1x500 [kV]
Nva. D. Almagro - Cumbre	abr-31	600	Nueva Línea 1x220 [kV]
Nva. Maitencillo - Nva. Cardones	abr-24	1700	Nueva Línea 1x500 [kV]
Nva. P. Azúcar - Nva. Maitencillo	abr-24	1700	Nueva Línea 1x500 [kV]
Maitencillo - Pta Colorada	abr-24	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Maitencillo - Pta.Colorada	abr-30	580	Nueva Línea 1x220 [kV]
Pta. Colorada - Pan de Azúcar	abr-24	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Pta. Colorada - Nva. P. Azúcar	abr-30	500	Nueva Línea 1x220 [kV]
Pan de Azúcar - Don Goyo	abr-30	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Don Goyo - La Cebada	abr-30	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Don Goyo - La Cebada	abr-33	580	Nueva Línea 1x220 [kV]
La Cebada - Las Palmas	abr-30	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
La Cebada - Las Palmas	abr-33	580	Nueva Línea 1x220 [kV]
Nva. P. Azúcar - Polpaico	abr-24	1700	Nueva Línea 1x500 [kV]
Nva. P. Azúcar - Polpaico	abr-34	1700	Nueva Línea 1x500 [kV]
Las Palmas - Los Vilos	abr-30	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Las Palmas - Los Vilos	abr-33	580	Nueva Línea 1x220 [kV]
Los Vilos - Nogales	abr-30	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Los Vilos - Nogales	abr-33	580	Nueva Línea 1x220 [kV]
Nogales - Quillota	abr-24	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Charrua - Tap Laja	ene-26	264	Nueva Línea 1x220 [kV]
Tap Laja - Duqueco	ene-26	264	Nueva Línea 1x220 [kV]
Duqueco - Temuco	ene-26	264	Nueva Línea 1x220 [kV]
Nueva Cautín - Ciruelos*	may-24	658	Nueva Línea 2x220 [kV]
Temuco - Cautín	ene-26	264	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Cautín - Ciruelos	ene-26	457	Cambio Conductor 2x220 [kV]

Aquellas obras indicadas con un “*” cambian su nivel de tensión en enero del 2030, pasando de 220 [kV] a 500 [kV].

Tabla 6.9: Plan de Obras de Trasmisión, Escenario 5: Solución Polo Hídrico.

Tramo	Fecha	Capacidad [MW]	Descripción
Ciruelos - Valdivia	oct-25	457	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Ciruelos - Pichirropulli*	may-24	658	Nueva Línea 2x220 [kV]
Valdivia - Picarte	oct-25	457	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Picarte - Pichirropulli	oct-25	457	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Pichirropulli - Rahue	oct-25	457	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Pichirropulli - Nva. Pto. Montt*	jul-21	658	Nueva Línea 2x220 [kV]
Rahue - Nva. Pto. Montt	oct-25	457	Cambio Conductor 2x220 [kV]
R.Val cnx - R.Val	ene-30	650	Nueva Línea 2x220 [kV]
R. Bueno cnx I - R. Bueno	ene-30	675	Nueva Línea 2x220 [kV]
R. Bueno cnx II - R. Bueno I	ene-30	675	Nueva Línea 2x220 [kV]
Nva. Charrua - Nva. Cautín	ene-30	1700	Nueva Línea 2x500 [kV]

Tabla 6.10: Plan de obras de transmisión, Escenario 5: Solución Polo Hídrico.

Tramo	Fecha	Capacidad [MVA]	Descripción
S/E Los Changos	abr-30	750	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Lo Aguirre	abr-25	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Lo Aguirre	abr-30	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Nueva Charrua	ene-31	750	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Nueva Cautín	ene-30	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Ciruelos	ene-30	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Ciruelos*	ene-30	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Pichirropulli*	ene-30	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Pichirropulli I*	ene-30	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Nueva Puerto Montt	ene-30	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]

C.4. Escenario 6: Solución Polo Hídrico y Eólico

Tabla 6.11: Plan de obras de transmisión, Escenario 6: Solución Polo Hídrico y Eólico.

Tramo	Fecha	Capacidad [MW]	Descripción
Lagunas - Nva. P. Almonte	ene-24	297	Nueva Línea 1x220 [kV]
Nva. P. Almonte - P. Almonte	abr-29	500	Cambio Conductor 1x220 [kV]
Nva. P. Almonte - P. Almonte	abr-29	500	Nueva Línea 1x220 [kV]
Tarapacá - Lagunas	ene-31	500	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Condores - Parinacota	abr-34	91.45	Nueva Línea 1x220 [kV]
Tarapacá - Condores	ene-31	500	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Los Changos - Cumbre	abr-30	1500	Nueva Línea 1x500 [kV]
Cumbre - Nva. Cardones	abr-30	1500	Nueva Línea 1x500 [kV]
Nva. D. Almagro - Cumbre	abr-29	600	Nueva Línea 1x220 [kV]
Nva. Maitencillo - Nva. Cardones	abr-24	1700	Nueva Línea 1x500 [kV]
Nva. P. Azúcar - Nva. Maitencillo	abr-24	1700	Nueva Línea 1x500 [kV]
Maitencillo - Pta. Colorada	abr-24	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Maitencillo - Pta. Colorada	abr-30	580	Nueva Línea 1x220 [kV]
Pta. Colorada - P. Azúcar	abr-24	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Pta. Colorada - Nva. P. Azúcar	abr-30	500	Nueva Línea 1x220 [kV]
P. Azúcar - Don Goyo	abr-30	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Don Goyo - La Cebada	abr-30	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Don Goyo - La Cebada	abr-33	580	Nueva Línea 1x220 [kV]
La Cebada - Las Palmas	abr-30	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
La Cebada - Las Palmas	abr-33	580	Nueva Línea 1x220 [kV]
Nva. P. Azúcar - Polpaico	abr-24	1700	Nueva Línea 1x220 [kV]
Nva. P. Azúcar - Polpaico	abr-34	1700	Nueva Línea 1x220 [kV]
Las Palmas - Los Vilos	abr-30	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Las Palmas - Los Vilos	abr-33	580	Nueva Línea 1x220 [kV]
Los Vilos - Nogales	abr-30	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Los Vilos - Nogales	abr-33	580	Nueva Línea 1x220 [kV]
Nogales - Quillota	abr-24	580	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Alto Jahuel - Lo Aguirre	abr-27	1800	Nueva Línea 1x220 [kV]
Charrua - Tap Laja	ene-25	264	Nueva Línea 1x220 [kV]
Tap Laja - Duqueco	ene-25	264	Nueva Línea 1x220 [kV]
Duqueco - Temuco	ene-25	264	Nueva Línea 1x220 [kV]
Nueva Cautín - Ciruelos*	may-24	658	Nueva Línea 2x220 [kV]

Aquellas obras indicadas con un “*” cambian su nivel de tensión en abril del 2027, pasando de 220 [kV] a 500 [kV].

Tabla 6.12: Plan de obras de transmisión, Escenario 6: Solución Polo Hídrico y Eólico.

Tramo	Fecha	Capacidad [MW]	Descripción
Temuco - Cautín	ene-25	264	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Cautín - Ciruelos	ene-25	290	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Ciruelos - Valdivia	oct-24	290	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Ciruelos - Pichirropulli*	may-24	658	Nueva Línea 2x220 [kV]
Valdivia - Picarte	oct-24	290	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Picarte - Pichirropulli	oct-24	457	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Pichirropulli - Rahue	oct-24	457	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Rahue - Nueva Puerto Montt	oct-24	457	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Nva. Pto. Montt - Pto. Montt	oct-24	457	Cambio Conductor 2x220 [kV]
Pichirropulli - Nva. Pto.Montt*	jul-21	658	Nueva Línea 2x220 [kV]
Melipulli - Pta. Barranco	ene-25	457	Cambio Conductor 1x220 [kV]
Melipulli - Pta. Barranco	ene-25	457	Nueva Línea 1x220 [kV]
Pta. Barranco - Pta. Gallan	ene-24	457	Cambio Conductor 1x220 [kV]
Pta. Barranco - Pta. Gallan	nov-27	457	Nueva Línea 1x220 [kV]
Pta. Gallan - Ancud	ene-25	457	Cambio Conductor 1x220 [kV]
Pta. Gallan - Ancud	dic-27	457	Nueva Línea 1x220 [kV]
Ancud - Chiloé	dic-28	220	Nueva Línea 1x220 [kV]
Ancud - ChiloéI*	ene-25	880	Nueva Línea 2x220 [kV]
ChiloéI - ChiloéII	ene-25	700	Nueva Línea 3x220 [kV]
ChiloéII - ChiloéIII	ene-25	700	Nueva Línea 2x220 [kV]
R.Val cnx - R.Val	ene-30	650	Nueva Línea 2x220 [kV]
R. Bueno cnx I - R. Bueno	ene-30	675	Nueva Línea 2x220 [kV]
R. Bueno cnx II - R. Bueno I	ene-30	675	Nueva Línea 2x220 [kV]
Nueva Charrua - Nueva Cautín	abr-27	1700	Nueva Línea 2x220 [kV]
Nueva Charrua - Nueva Cautín	ene-30	1700	Nueva Línea 2x220 [kV]
Nueva Cautín - Ciruelos	ene-30	1700	Nueva Línea 2x220 [kV]
Ciruelos - Pichirropulli	ene-30	1700	Nueva Línea 2x220 [kV]

Tabla 6.13: Plan de obras de transmisión, Escenario 6: Solución Polo Hídrico y Eólico.

Tramo	Fecha	Capacidad [MVA]	Descripción
S/E Los Changos	abr-30	750	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Lo Aguirre	abr-25	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Lo Aguirre	abr-30	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Nueva Charrua	dic-25	750	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Nueva Cautín	abr-27	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Nueva Cautín	abr-30	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Ciruelos	abr-27	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Ciruelos*	abr-30	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Nueva Puerto Montt	abr-27	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Ancud	abr-27	2x771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E ChiloeI	abr-27	2x771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Ciruelos*	ene-30	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Pichirropulli*	ene-30	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]
S/E Pichirropulli*	ene-30	771	Nuevo Transformador 500/220 [kV]

D. Planes de Obras de Generación Propuestos

En el presente anexo se muestra el plan de obras de generación indicativo para cada escenario propuesto. Cabe destacar que se utilizaron centrales genéricas para determinar cada plan de obras de cada escenario. Además, las centrales cuyo combustible es GNL mostradas en los planes mencionados son en su mayoría el paso de ciclo abierto a ciclo cerrado de dicha central térmica (exceptuando las centrales El Campesino, Puchuncaví CC I y Puchuncaví CC II). Por último, las centrales para los polos de desarrollo utilizadas en este trabajo se encuentran también con nombres genéricos (Eólica 0x e Hidroeléctrica 0x) y las barras en donde están conectadas dichas centrales para el polo correspondiente han sido referidas a la troncal más cercana.

D.1. Escenario Base

Tabla 6.14: Plan de Obras de Generación Indicativo, Escenario Base.

Central	Fecha	Barra	Potencia [MW]	Tecnología
Los Condores	dic-18	Ancoa 220	150	Hidroeléctrica
San Pedro	oct-20	Ciruelos 220	170	Pasada
Alfalfal 02	may-19	Los Almendros 220	264	Pasada
Las Lajas	dic-18	Los Almendros 220	267	Pasada
Nuble	abr-19	Ancoa 220	136	Pasada
Las Nieves	feb-18	Itahue 154	6.5	Minihidro
Callaqui II	ene-21	Mulchen 220	9	Minihidro
Negrete	ene-21	Los Angeles 154	36	Eólica
Eolica San Pedro III	jul-19	Chiloe 220	78	Eólica
La Esperanza Pto Montt	ene-21	Nueva Puerto Montt 220	202.34	Eólica
Estela	ene-21	Nueva Puerto Montt 220	150	Eólica
Cabo Leones II	ene-21	Maitencillo 220	204	Eólica
Cabo Leones III	ene-21	Maitencillo 220	136.5	Eólica
Aurora	oct-19	Nueva Puerto Montt 220	127.7	Eólica
Las Viñas	ene-18	Charrua 220	35.8	Eólica
Lomas de Duqueco	ene-21	Duqueco 220	46.2	Eólica
Talinay 3	nov-18	La Cebada 220	139	Eólica
Puelche Sur	ene-20	Valdivia 220	100	Eólica
Camán	ene-21	Ciruelos 220	150	Eólica
Mulchén	ene-21	Duqueco 220	56.8	Eólica
Malleco	ene-21	Duqueco 220	155	Eólica
Malleco II	ene-21	Duqueco 220	99	Eólica
Santa Fe	ene-21	Los Angeles 154	39.6	Eólica
San Gabriel	ene-22	Mulchen 220	183	Eólica
Sarco	ene-19	Maitencillo 220	168.5	Eólica
Coihue	ene-21	Charrua 220	180	Eólica

Tabla 6.15: Plan de Obras de Generación Indicativo, Escenario Base.

Central	Fecha	Barra	Potencia [MW]	Tecnología
Eolica Concepcion 01	ene-29	Nueva Charrua 220	100	Eólica
Eolica Concepcion 02	feb-27	Nueva Charrua 220	100	Eólica
Eolica Concepcion 04	ene-36	Concepcion 220	50	Eólica
Eolica Concepcion 05	ene-36	Concepcion 220	50	Eólica
Eolica Concepcion 06	ene-36	Nueva Charrua 220	250	Eólica
Eolica Concepcion 07	ene-30	Concepcion 220	50	Eólica
Chiloe I	ene-31	Chiloe 220	100	Eólica
Chiloe II	dic-27	Chiloe 220	100	Eólica
Chiloe III	abr-36	Chiloe 220	150	Eólica
Eolica IV Region 04	ene-30	Los Vilos 220	50	Eólica
Eolica IV Region 05	ene-35	Pan de Azucar 220	100	Eólica
Eolica IV Region 06	ene-35	Pan de Azucar 220	50	Eólica
Eolica IV Region 07	ene-30	Los Vilos 220	50	Eólica
Nehuenco 01 GNL	abr-26	San Luis 220	333	GNL
San Isidro 01 GNL	abr-26	San Luis 220	350	GNL
San Isidro 02 GNL	abr-25	San Luis 220	392	GNL
Quintero CC GNL	ago-26	San Luis 220	380	GNL
Nueva Renca GNL	ago-25	Renca 110	312	GNL
El Campesino	jul-28	Nueva Charrua 500	640	GNL
Puchuncavi CC I	jul-32	Polpaico 500	575	GNL
Puchuncavi CC II	ene-35	Polpaico 500	575	GNL
Inca de Varas	ene-21	Carrera Pinto 220	50	Fotovoltaica
Valle Solar	ago-18	Maitencillo 220	74	Fotovoltaica
Pampa Solar Sur	ene-21	Diego de Almagro 220	90.9	Fotovoltaica
El Sol de Vallenar	ene-21	Maitencillo 220	67	Fotovoltaica
Alcones	ene-21	Rapel 220	50	Fotovoltaica
Solar III	dic-18	Polpaico 500	300	Fotovoltaica
Solar V	ene-35	Nueva D. Almagro 220	300	Fotovoltaica
Solar VII	ene-36	Maitencillo 220	100	Fotovoltaica
Solar SIC 2	ene-32	Cardones 220	300	Fotovoltaica
Solar SIC 3	ene-33	Nueva D. Almagro 220	300	Fotovoltaica
Solar SIC 5	ene-36	Cumbre 220	250	Fotovoltaica
Solar SIC 6	ene-31	Nueva P. Azúcar 500	300	Fotovoltaica
Solar SIC 8	ene-33	Nueva P. Azúcar 500	100	Fotovoltaica
Solar SIC 9	ene-29	Nueva Cardones 500	100	Fotovoltaica
CSP TES SIC I	dic-30	Nueva Cardones 220	200	Termosolar
CSP TES SIC II	nov-36	Nueva Cardones 220	200	Termosolar
Solar Au I	ene-29	Ovalle 110	150	Termosolar
Solar Au III	ene-33	Ovalle 110	150	Termosolar

Tabla 6.16: Plan de Obras de Generación Indicativo, Escenario Base.

Central	Fecha	Barra	Potencia [MW]	Tecnología
Geotermica Calabozo 01	abr-31	Ancoa 220	40	Geotermia
Geotermica Calabozo 02	abr-32	Ancoa 220	40	Geotermia
Geotermica Calabozo 04	abr-34	Ancoa 220	60	Geotermia
Geotermica Potrerillos 01	abr-35	Colbun 220	40	Geotermia
Geotermica Puyehue 01	abr-34	Pichirropulli 220	25	Geotermia
Geotermica Puyehue 02	abr-34	Pichirropulli 220	25	Geotermia
Geotermica Puyehue 03	abr-35	Pichirropulli 220	25	Geotermia
Ckani	ene-23	El Abra 220	108	Eólica
Cerro Tigre	ene-22	Encuentro 220	147.2	Eólica
Tchamma	ene-22	Diego de Almagro 220	150.4	Eólica
EOLICO SING I	ene-29	Laberinto 220	200	Eólica
EOLICO SING II	ene-28	Lagunas 220	200	Eólica
EOLICO SING III	ene-29	Encuentro 220	300	Eólica
EOLICO SING IV	ene-30	Encuentro 220	200	Eólica
EOLICO SING V	ene-28	Laberinto 220	300	Eólica
EOLICO SING VI	ene-31	Escondida 220	100	Eólica
CC1 GNL	ago-26	Atacama 220	325.6	GNL
CC2 GNL	ago-27	Atacama 220	325.5	GNL
IE1	feb-18	TEN GIS 220	375	Carbón
QUILLAGUA III	jun-18	Quillagua 220	50	Fotovoltaica
CERRO DOMINADOR	jun-18	Encuentro 220	110	Termosolar
Espejo de Tarapaca	feb-19	Tarapaca 220	300	Fotovoltaica
Granja Solar	ene-21	Lagunas 220	100	Fotovoltaica
Solar SING I	ene-27	Lagunas 220	150	Fotovoltaica
Solar SING II	ene-32	Lagunas 220	150	Fotovoltaica
Solar SING III	ene-28	Encuentro 220	200	Fotovoltaica
Solar SING IV	ene-27	Lagunas 220	150	Fotovoltaica
Solar SING V	ene-28	Arica 066	75	Fotovoltaica
Solar SING VI	ene-30	Crucero 220	100	Fotovoltaica
Solar SING VII	ene-31	Crucero 220	100	Fotovoltaica
Geotermica Apacheta 02	abr-30	Collahuasi 220	40	Geotermia
Geotermica Irruputunco	jun-32	Andes 220	50	Geotermia
Geotermica Polloquere 01	oct-34	Pozo Almonte 220	100	Geotermia
Geotermica Puchuldiza 01	jun-36	Cerro Colorado 110	40	Geotermia
Geotermica Puchuldiza 02	ene-34	Cerro Colorado 110	60	Geotermia
CSP TES II	abr-29	Encuentro 220	150	Termosolar
Solar Acum 1	dic-31	Lagunas 220	150	Termosolar
Solar Acum 2	oct-30	Crucero 220	150	Termosolar
Solar Acum 4	abr-37	Pozo Almonte 220	150	Termosolar
Solar Acum 6	ene-32	Parinacota 220	150	Termosolar
Solar Acum 7	abr-32	Crucero 220	150	Termosolar

D.2. Escenario 4: Solución Polo Eólico

Tabla 6.17: Plan de Obras de Generación Indicativo, Escenario 4: Polo Eólico.

Central	Fecha	Barra	Potencia [MW]	Tecnología
Los Condores	dic-18	Ancoa 220	150	Embalse
San Pedro	oct-20	Ciruelos 220	170	Pasada
Alfalfal 02	may-19	Los Almendros 220	264	Pasada
Las Lajas	dic-18	Los Almendros 220	267	Pasada
Nuble	abr-19	Ancoa 220	136	Pasada
Las Nieves	feb-18	Itahue 154	6.5	Minihidro
Callaqui II	ene-21	Mulchen 220	9	Minihidro
Negrete	ene-21	Los Angeles 154	36	Eólica
Eolica San Pedro III	jul-19	Chiloe 220	78	Eólica
La Esperanza Puerto Montt	ene-21	Nueva Puerto Montt 220	202.34	Eólica
Estela	ene-21	Nueva Puerto Montt 220	150	Eólica
Cabo Leones II	ene-21	Maitencillo 220	204	Eólica
Cabo Leones III	ene-21	Maitencillo 220	136.5	Eólica
Aurora	oct-19	Nueva Puerto Montt 220	127.7	Eólica
Las Viñas	ene-18	Charrua 220	35.8	Eólica
Lomas de Duqueco	ene-21	Duqueco 220	46.2	Eólica
Talinay 3	nov-18	La Cebada 220	139	Eólica
Puelche Sur	ene-20	Valdivia 220	100	Eólica
Camán	ene-21	Ciruelos 220	150	Eólica
Mulchén	ene-21	Duqueco 220	56.8	Eólica
Malleco	ene-21	Duqueco 220	155	Eólica
Malleco II	ene-21	Duqueco 220	99	Eólica
Santa Fe	ene-21	Los Angeles 154	39.6	Eólica
San Gabriel	ene-22	Mulchen 220	183	Eólica
Sarco	ene-19	Maitencillo 220	168.5	Eólica
Coihue	ene-21	Charrua 220	180	Eólica
Eolica Concepcion 01	abr-36	Nueva Charrua 220	100	Eólica
Eolica Concepcion 02	feb-34	Nueva Charrua 220	100	Eólica
Eolica Concepcion 06	ene-29	Nueva Charrua 220	250	Eólica
Chiloe I	ene-34	Chiloe 220	100	Eólica
Chiloe II	dic-32	Chiloe 220	100	Eólica
Chiloe III	abr-35	Chiloe 220	150	Eólica
Eolica IV Region 04	ene-34	Los Vilos 220	50	Eólica
Eolica IV Region 05	ene-35	Pan de Azucar 220	100	Eólica

Tabla 6.18: Plan de Obras de Generación Indicativo, Escenario 4: Polo Eólico.

Central	Fecha	Barra	Potencia [MW]	Tecnología
Eolica 01	ene-25	Ancud 220	200	Eólica
Eolica 02	ene-27	Ancud 220	200	Eólica
Eolica 03	ene-26	Ancud 220	200	Eólica
Eolica 04	ene-27	Ancud 220	200	Eólica
Eolica 05	ene-28	Ancud 220	300	Eólica
Eolica 06	ene-25	Ancud 220	300	Eólica
Eolica 07	ene-28	Ancud 220	300	Eólica
Eolica 08	ene-27	Ancud 220	300	Eólica
Nehuenco 01 GNL	abr-26	San Luis 220	333	GNL
San Isidro 01 GNL	abr-26	San Luis 220	350	GNL
San Isidro 02 GNL	abr-25	San Luis 220	392	GNL
Quintero CC GNL	ago-30	San Luis 220	380	GNL
Nueva Renca GNL	ago-25	Renca 110	312	GNL
El Campesino	jul-28	Nueva Charrua 500	640	GNL
Puchuncavi CC I	abr-30	Polpaico 500	575	GNL
Puchuncavi CC II	abr-33	Polpaico 500	575	GNL
Inca de Varas	ene-21	Carrera Pinto 220	50	Fotovoltaica
Valle Solar	ago-18	Maitencillo 220	74	Fotovoltaica
Pampa Solar Sur	ene-21	Diego de Almagro 220	90.9	Fotovoltaica
El Sol de Vallenar	ene-21	Maitencillo 220	67	Fotovoltaica
Alcones	ene-21	Rapel 220	50	Fotovoltaica
Solar I	abr-35	Pan de Azucar 220	200	Fotovoltaica
Solar II	abr-31	Carrera Pinto 220	100	Fotovoltaica
Solar III	dic-28	Polpaico 500	300	Fotovoltaica
Solar IV	abr-27	Pan de Azucar 220	200	Fotovoltaica
Solar V	ene-28	Nueva Diego de Almagro 220	300	Fotovoltaica
Solar SIC 2	ene-28	Cardones 220	300	Fotovoltaica
Solar SIC 3	abr-32	Nueva Diego de Almagro 220	300	Fotovoltaica
Solar SIC 4	abr-36	Pan de Azucar 220	100	Fotovoltaica
Solar SIC 5	abr-30	Cumbre 220	250	Fotovoltaica
Solar SIC 6	ene-29	Nueva Pan de Azucar 500	300	Fotovoltaica
Solar SIC 8	abr-36	Nueva Pan de Azucar 500	100	Fotovoltaica
Solar SIC 9	abr-36	Nueva Cardones 500	100	Fotovoltaica
CSP TES SIC I	abr-34	Nueva Cardones 220	200	Termosolar
CSP TES SIC II	abr-32	Nueva Cardones 220	200	Termosolar
CSP TES SIC III	abr-28	Nueva Cardones 220	150	Termosolar
Solar Au IV	abr-37	Punta Colorada 220	450	Termosolar

Tabla 6.19: Plan de Obras de Generación Indicativo, Escenario 4: Polo Eólico.

Central	Fecha	Barra	Potencia [MW]	Tecnología
Geotermica Calabozo 01	abr-31	Ancoa 220	40	Geotermia
Geotermica Calabozo 02	abr-32	Ancoa 220	40	Geotermia
Geotermica Calabozo 04	abr-34	Ancoa 220	60	Geotermia
Geotermica Potrerillos 01	abr-35	Colbun 220	40	Geotermia
Geotermica Puyehue 01	abr-34	Pichirropulli 220	25	Geotermia
Geotermica Puyehue 02	abr-34	Pichirropulli 220	25	Geotermia
Geotermica Puyehue 03	abr-35	Pichirropulli 220	25	Geotermia
Ckani	ene-23	El Abra 220	108	Eólica
Cerro Tigre	ene-22	Encuentro 220	147.2	Eólica
Tchamma	ene-22	Diego de Almagro 220	150.4	Eólica
EOLICO SING I	ene-29	Laberinto 220	200	Eólica
EOLICO SING II	sept-31	Lagunas 220	200	Eólica
EOLICO SING III	abr-35	Encuentro 220	300	Eólica
EOLICO SING IV	ene-31	Encuentro 220	200	Eólica
EOLICO SING V	ene-35	Laberinto 220	300	Eólica
EOLICO SING VI	ene-34	Escondida 220	100	Eólica
CC1 GNL	ago-26	Atacama 220	325.6	GNL
CC2 GNL	ago-27	Atacama 220	325.5	GNL
IE1	feb-18	TEN GIS 220	375	Carbón
QUILLAGUA III	jun-18	Quillagua 220	50	Fotovoltaica
CERRO DOMINADOR	jun-18	Encuentro 220	110	Termosolar
Espejo de Tarapaca	feb-19	Tarapaca 220	300	Fotovoltaica
Granja Solar	ene-21	Lagunas 220	100	Fotovoltaica
Solar SING I	abr-27	Lagunas 220	150	Fotovoltaica
Solar SING II	ene-37	Lagunas 220	150	Fotovoltaica
Solar SING III	ene-26	Encuentro 220	200	Fotovoltaica
Solar SING IV	abr-33	Lagunas 220	150	Fotovoltaica
Solar SING V	ene-31	Arica 066	75	Fotovoltaica
Solar SING VI	abr-31	Crucero 220	100	Fotovoltaica
Solar SING VII	abr-29	Crucero 220	100	Fotovoltaica
Geotermica Apacheta 02	abr-30	Collahuasi 220	40	Geotermia
Geotermica Irruputunco	jun-32	Andes 220	50	Geotermia
Geotermica Polloquere 01	oct-31	Pozo Almonte 220	100	Geotermia
Geotermica Puchuldiza 01	jun-30	Cerro Colorado 110	40	Geotermia
Geotermica Puchuldiza 02	ene-33	Cerro Colorado 110	60	Geotermia
CSP TES II	abr-30	Encuentro 220	150	Termosolar
Solar Acum 1	ene-30	Lagunas 220	150	Termosolar
Solar Acum 3	abr-36	Parinacota 220	150	Termosolar
Solar Acum 4	abr-26	Pozo Almonte 220	150	Termosolar
Solar Acum 5	abr-31	Laberinto 220	150	Termosolar
Solar Acum 7	abr-36	Crucero 220	150	Termosolar

D.3. Escenario 5: Solución Polo Hídrico

Tabla 6.20: Plan de Obras de Generación Indicativo, Escenario 5: Polo Hídrico.

Central	Fecha	Barra	Potencia [MW]	Tecnología
Los Condores	dic-18	Ancoa 220	150	Embalse
San Pedro	oct-20	Ciruelos 220	170	Pasada
Alfalfal 02	may-19	Los Almendros 220	264	Pasada
Las Lajas	dic-18	Los Almendros 220	267	Pasada
Nuble	abr-19	Ancoa 220	136	Pasada
Las Nieves	feb-18	Itahue 154	6.5	Minihidro
Callaqui II	ene-21	Mulchen 220	9	Minihidro
Negrete	ene-21	Los Angeles 154	36	Eólica
Eolica San Pedro III	jul-19	Chiloe 220	78	Eólica
La Esperanza Puerto Montt	ene-21	Nueva Puerto Montt 220	202.34	Eólica
Estela	ene-21	Nueva Puerto Montt 220	150	Eólica
Cabo Leones II	ene-21	Maitencillo 220	204	Eólica
Cabo Leones III	ene-21	Maitencillo 220	136.5	Eólica
Aurora	oct-19	Nueva Puerto Montt 220	127.7	Eólica
Las Viñas	ene-18	Charrua 220	35.8	Eólica
Lomas de Duqueco	ene-21	Duqueco 220	46.2	Eólica
Talinay 3	nov-18	La Cebada 220	139	Eólica
Puelche Sur	ene-20	Valdivia 220	100	Eólica
Camán	ene-21	Ciruelos 220	150	Eólica
Mulchén	ene-21	Duqueco 220	56.8	Eólica
Malleco	ene-21	Duqueco 220	155	Eólica
Malleco II	ene-21	Duqueco 220	99	Eólica
Santa Fe	ene-21	Los Angeles 154	39.6	Eólica
San Gabriel	ene-22	Mulchen 220	183	Eólica
Sarco	ene-19	Maitencillo 220	168.5	Eólica
Coihue	ene-21	Charrua 220	180	Eólica
Eolica Concepcion 02	feb-27	Nueva Charrua 220	100	Eólica
Eolica Concepcion 04	ene-36	Concepcion 220	50	Eólica
Eolica Concepcion 05	ene-36	Concepcion 220	50	Eólica
Eolica Concepcion 06	ene-36	Nueva Charrua 220	250	Eólica
Eolica Concepcion 07	ene-27	Concepcion 220	50	Eólica

Tabla 6.21: Plan de Obras de Generación Indicativo, Escenario 5: Polo Hídrico.

Central	Fecha	Barra	Potencia [MW]	Tecnología
Chiloe I	ene-31	Chiloe 220	100	Eólica
Chiloe II	dic-27	Ancud 220	100	Eólica
Chiloe III	abr-36	Ancud 220	150	Eólica
Eolica IV Region 04	ene-27	Los Vilos 220	50	Eólica
Eolica IV Region 05	ene-37	Pan de Azucar 220	100	Eólica
Eolica IV Region 06	ene-35	Pan de Azucar 220	50	Eólica
Eolica IV Region 07	ene-30	Los Vilos 220	50	Eólica
Hidroeléctrica 01	ene-30	Ciruelos 220	300	Minihidro
Hidroeléctrica 02	ene-31	Pichirropulli 220	200	Minihidro
Hidroeléctrica 03	ene-30	Pichirropulli 220	200	Minihidro
Hidroeléctrica 04	ene-34	Ciruelos 220	350	Minihidro
Hidroeléctrica 05	abr-33	Pichirropulli 220	225	Minihidro
Hidroeléctrica 06	ene-32	Pichirropulli 220	250	Minihidro
Hidroeléctrica 07	ene-35	Pichirropulli 220	225	Minihidro
Hidroeléctrica 08	abr-33	Pichirropulli 220	250	Minihidro
Nehuenco 01 GNL	abr-26	San Luis 220	333	GNL
San Isidro 01 GNL	abr-26	San Luis 220	350	GNL
San Isidro 02 GNL	abr-25	San Luis 220	392	GNL
Quintero CC GNL	ago-26	San Luis 220	380	GNL
Nueva Renca GNL	ago-25	Renca 110	312	GNL
El Campesino	ene-29	Nueva Charrua 500	640	GNL
Puchuncavi CC I	ene-31	Polpaico 500	575	GNL
Inca de Varas	ene-21	Carrera Pinto 220	50	Fotovoltaica
Valle Solar	ago-18	Maitencillo 220	74	Fotovoltaica
Pampa Solar Sur	ene-21	Diego de Almagro 220	90.9	Fotovoltaica
El Sol de Vallenar	ene-21	Maitencillo 220	67	Fotovoltaica
Alcones	ene-21	Rapel 220	50	Fotovoltaica
Solar I	feb-26	Pan de Azucar 220	200	Fotovoltaica
Solar II	abr-37	Carrera Pinto 220	100	Fotovoltaica
Solar III	dic-28	Polpaico 500	300	Fotovoltaica
Solar IV	ene-27	Pan de Azucar 220	200	Fotovoltaica
Solar V	ene-31	Nueva Diego de Almagro 220	300	Fotovoltaica
Solar SIC 2	ene-29	Cardones 220	300	Fotovoltaica
Solar SIC 6	nov-35	Nueva Pan de Azucar 500	300	Fotovoltaica
Solar SIC 8	ene-28	Nueva Pan de Azucar 500	100	Fotovoltaica
Solar SIC 9	abr-36	Nueva Cardones 500	100	Fotovoltaica

Tabla 6.22: Plan de Obras de Generación Indicativo, Escenario 5: Polo Hídrico.

Central	Fecha	Barra	Potencia [MW]	Tecnología
CSP TES SIC I	abr-32	Nueva Cardones 220	200	Termosolar
CSP TES SIC II	abr-37	Nueva Cardones 220	200	Termosolar
Solar Au I	ene-29	Ovalle 110	150	Termosolar
Solar Au III	ene-28	Ovalle 110	150	Termosolar
Geotermica Calabozo 01	abr-31	Ancoa 220	40	Geotermia
Geotermica Calabozo 02	abr-32	Ancoa 220	40	Geotermia
Geotermica Calabozo 04	abr-34	Ancoa 220	60	Geotermia
Geotermica Potrerillos 01	abr-35	Colbun 220	40	Geotermia
Geotermica Puyehue 01	abr-34	Pichirropulli 220	25	Geotermia
Geotermica Puyehue 02	abr-34	Pichirropulli 220	25	Geotermia
Geotermica Puyehue 03	abr-35	Pichirropulli 220	25	Geotermia
Ckani	ene-23	El Abra 220	108	Eólica
Cerro Tigre	ene-22	Encuentro 220	147.2	Eólica
Tchamma	ene-22	Diego de Almagro 220	150.4	Eólica
EOLICO SING I	ene-29	Laberinto 220	200	Eólica
EOLICO SING II	ene-36	Lagunas 220	200	Eólica
EOLICO SING III	ene-29	Encuentro 220	300	Eólica
EOLICO SING IV	abr-37	Encuentro 220	200	Eólica
EOLICO SING V	ene-34	Laberinto 220	300	Eólica
EOLICO SING VI	ene-36	Escondida 220	100	Eólica
CC1 GNL	ago-26	Atacama 220	325.6	GNL
CC2 GNL	ago-27	Atacama 220	325.5	GNL
IE1	feb-18	TEN GIS 220	375	Carbón
QUILLAGUA III	jun-18	Quillagua 220	50	Fotovoltaica
CERRO DOMINADOR	jun-18	Encuentro 220	110	Termosolar
Espejo de Tarapaca	feb-19	Tarapaca 220	300	Fotovoltaica
Granja Solar	ene-21	Lagunas 220	100	Fotovoltaica
Solar SING I	ene-27	Lagunas 220	150	Fotovoltaica
Solar SING II	ene-37	Lagunas 220	150	Fotovoltaica
Solar SING III	ene-29	Encuentro 220	200	Fotovoltaica
Solar SING V	ene-28	Arica 066	75	Fotovoltaica
Solar SING VI	ene-37	Crucero 220	100	Fotovoltaica
Solar SING VII	ene-37	Crucero 220	100	Fotovoltaica
Geotermica Apacheta 02	abr-30	Collahuasi 220	40	Geotermia
Geotermica Irruputunco	jun-32	Andes 220	50	Geotermia
Geotermica Polloquere 01	oct-28	Pozo Almonte 220	100	Geotermia
Geotermica Puchuldiza 01	jun-36	Cerro Colorado 110	40	Geotermia
Geotermica Puchuldiza 02	ene-35	Cerro Colorado 110	60	Geotermia
Geotermica Puchuldiza 03	abr-33	Cerro Colorado 110	80	Geotermia
CSP TES II	abr-29	Encuentro 220	150	Termosolar
Solar Acum 6	sept-27	Parinacota 220	150	Termosolar

D.4. Escenario 6: Solución Polo Hídrico y Eólico

Tabla 6.23: Plan de Obras de Generación Indicativo, Escenario 6: Polo Hídrico y Eólico.

Central	Fecha	Barra	Potencia [MW]	Tecnología
Los Condores	dic-18	Ancoa 220	150	Embalse
San Pedro	oct-20	Ciruelos 220	170	Pasada
Alfalfal 02	may-19	Los Almendros 220	264	Pasada
Las Lajas	dic-18	Los Almendros 220	267	Pasada
Nuble	abr-19	Ancoa 220	136	Pasada
Las Nieves	feb-18	Itahue 154	6.5	Minihidro
Callaqui II	ene-21	Mulchen 220	9	Minihidro
Negrete	ene-21	Los Angeles 154	36	Eólica
Eolica San Pedro III	jul-19	Chiloe 220	78	Eólica
La Esperanza Pto. Montt	ene-21	Nueva Pto. Montt 220	202.34	Eólica
Estela	ene-21	Nueva Pto. Montt 220	150	Eólica
Cabo Leones II	ene-21	Maitencillo 220	204	Eólica
Cabo Leones III	ene-21	Maitencillo 220	136.5	Eólica
Aurora	oct-19	Nueva Pto. Montt 220	127.7	Eólica
Las Viñas	ene-18	Charrua 220	35.8	Eólica
Lomas de Duqueco	ene-21	Duqueco 220	46.2	Eólica
Talinay 3	nov-18	La Cebada 220	139	Eólica
Puelche Sur	ene-20	Valdivia 220	100	Eólica
Caman	ene-21	Ciruelos 220	150	Eólica
Mulchén	ene-21	Duqueco 220	56.8	Eólica
Malleco	ene-21	Duqueco 220	155	Eólica
Malleco II	ene-21	Duqueco 220	99	Eólica
Santa Fe	ene-21	Los Angeles 154	39.6	Eólica
San Gabriel	ene-22	Mulchen 220	183	Eólica
Sarco	ene-19	Maitencillo 220	168.5	Eólica
Coihue	ene-21	Charrua 220	180	Eólica
Eolica Concepcion 01	ene-37	Nueva Charrua 220	100	Eólica
Eolica Concepcion 02	feb-29	Nueva Charrua 220	100	Eólica
Chiloe I	ene-27	Chiloe 220	100	Eólica
Chiloe III	abr-29	Chiloe 220	150	Eólica
Eolica 01	ene-25	ChiloeI 500	200	Eólica
Eolica 02	ene-27	ChiloeII 220	200	Eólica
Eolica 03	ene-26	ChiloeIII 220	200	Eólica
Eolica 04	abr-27	ChiloeII 220	200	Eólica
Eolica 05	ene-29	ChiloeI 500	300	Eólica
Eolica 06	abr-25	ChiloeI 500	300	Eólica
Eolica 07	ene-28	ChiloeI 220	300	Eólica
Eolica 08	ene-28	ChiloeIII 220	300	Eólica

Tabla 6.24: Plan de Obras de Generación Indicativo, Escenario 6: Polo Hídrico y Eólico.

Central	Fecha	Barra	Potencia [MW]	Tecnología
Hidroeléctrica 01	ene-30	Ciruelos 220	300	Minihidro
Hidroeléctrica 02	ene-31	Pichirropulli 220	200	Minihidro
Hidroeléctrica 03	ene-32	Pichirropulli 220	200	Minihidro
Hidroeléctrica 04	ene-33	Ciruelos 220	350	Minihidro
Hidroeléctrica 05	ene-36	Pichirropulli 220	225	Minihidro
Hidroeléctrica 06	abr-34	Pichirropulli 220	250	Minihidro
Hidroeléctrica 07	ene-35	Pichirropulli 220	225	Minihidro
Hidroeléctrica 08	abr-32	Pichirropulli 220	250	Minihidro
CMPC Tissue	sept-25	Alto Melipilla 220	5	GNL
Nehuenco 01 GNL	abr-26	San Luis 220	333	GNL
San Isidro 01 GNL	abr-26	San Luis 220	350	GNL
San Isidro 02 GNL	abr-25	San Luis 220	392	GNL
Quintero CC GNL	ago-26	San Luis 220	380	GNL
Nueva Renca GNL	ago-25	Renca 110	312	GNL
El Campesino	jul-30	Nueva Charrua 500	640	GNL
Cogeneradora Aconcagua	dic-27	Mauco 110	77	GNL
Puchuncavi CC I	ene-32	Polpaico 500	575	GNL
Inca de Varas	ene-21	Carrera Pinto 220	50	Fotovoltaica
Valle Solar	ago-18	Maitencillo 220	74	Fotovoltaica
Pampa Solar Sur	ene-21	Diego de Almagro 220	90.9	Fotovoltaica
El Sol de Vallenar	ene-21	Maitencillo 220	67	Fotovoltaica
Alcones	ene-21	Rapel 220	50	Fotovoltaica
Solar I	feb-28	Pan de Azucar 220	200	Fotovoltaica
Solar II	abr-35	Carrera Pinto 220	100	Fotovoltaica
Solar III	dic-28	Polpaico 500	300	Fotovoltaica
Solar IV	ene-35	Pan de Azucar 220	200	Fotovoltaica
Solar SIC 2	ene-36	Cardones 220	300	Fotovoltaica
Solar SIC 3	abr-37	Nueva D. Almagro 220	300	Fotovoltaica
Solar SIC 4	abr-28	Pan de Azucar 220	100	Fotovoltaica
Solar SIC 8	oct-29	Nueva P. Azucar 500	100	Fotovoltaica
Solar SIC 9	ene-32	Nueva Cardones 500	100	Fotovoltaica
CSP TES SIC I	dic-37	Nueva Cardones 220	200	Termosolar
CSP TES SIC II	ene-36	Nueva Cardones 220	200	Termosolar
Solar Au I	ene-35	Ovalle 110	150	Termosolar

Tabla 6.25: Plan de Obras de Generación Indicativo, Escenario 6: Polo Hídrico y Eólico.

Central	Fecha	Barra	Potencia [MW]	Tecnología
Geotermica Calabozo 01	abr-31	Ancoa 220	40	Geotermia
Geotermica Calabozo 02	abr-32	Ancoa 220	40	Geotermia
Geotermica Calabozo 04	abr-34	Ancoa 220	60	Geotermia
Geotermica Potrerillos 01	abr-35	Colbun 220	40	Geotermia
Geotermica Puyehue 01	abr-34	Pichirropulli 220	25	Geotermia
Geotermica Puyehue 02	abr-34	Pichirropulli 220	25	Geotermia
Geotermica Puyehue 03	abr-35	Pichirropulli 220	25	Geotermia
Ckani	ene-23	El Abra 220	108	Eólica
Cerro Tigre	ene-22	Encuentro 220	147.2	Eólica
Tchamma	ene-22	Diego de Almagro 220	150.4	Eólica
EOLICO SING I	ene-29	Laberinto 220	200	Eólica
EOLICO SING II	sept-29	Lagunas 220	200	Eólica
EOLICO SING III	ene-37	Encuentro 220	300	Eólica
EOLICO SING IV	ene-37	Encuentro 220	200	Eólica
EOLICO SING VI	ene-37	Escondida 220	100	Eólica
CC1 GNL	ago-26	Atacama 220	325.6	GNL
CC2 GNL	ago-27	Atacama 220	325.5	GNL
IE1	feb-18	TEN GIS 220	375	Carbón
QUILLAGUA III	jun-18	Quillagua 220	50	Fotovoltaica
CERRO DOMINADOR	jun-18	Encuentro 220	110	Termosolar
Espejo de Tarapaca	feb-19	Tarapaca 220	300	Fotovoltaica
Granja Solar	ene-21	Lagunas 220	100	Fotovoltaica
Solar SING I	ene-27	Lagunas 220	150	Fotovoltaica
Solar SING II	abr-33	Lagunas 220	150	Fotovoltaica
Solar SING III	ene-28	Encuentro 220	200	Fotovoltaica
Solar SING IV	ene-37	Lagunas 220	150	Fotovoltaica
Solar SING V	ene-28	Arica 066	75	Fotovoltaica
Solar SING VI	abr-31	Crucero 220	100	Fotovoltaica
Solar SING VII	ene-34	Crucero 220	100	Fotovoltaica
Geotermica Irruputunco	jun-34	Andes 220	50	Geotermia
Geotermica Puchuldiza 01	jun-34	Cerro Colorado 110	40	Geotermia
Geotermica Puchuldiza 02	ene-29	Cerro Colorado 110	60	Geotermia
CSP TES I	ene-31	Encuentro 220	200	Termosolar
CSP TES II	abr-29	Encuentro 220	150	Termosolar
Solar Acum 2	oct-30	Crucero 220	150	Termosolar

E. Evaluación Económica Planes de Expansión Propuestos

En el presente anexo se indican los valores de inversión (VI); valor anual de la inversión (AVI); costo de operación, administración y mantención (COMA); y el valor actual neto (VAN) en millones de dólares para cada obra a realizar y para cada plan propuesto. Cabe destacar que el valor mostrado para el AVI más COMA es el monto que se debe pagar mensualmente para dicha obra y el valor mostrado para el VAN, representa el monto total durante la duración del ejercicio (20 años) de cada obra en cada plan.

E.1. Escenario Base

Tabla 6.26: Evaluación económica del plan de expansión propuesto Escenario Base.

Tramo	Largo [km]	VI	AVI+COMA	VAN
Lagunas - Nva P.Almonte	35	10.5	-0.09	-4.09
Nva P.Almonte - P.Almonte	35	15.7	-0.12	-2.75
Tarapaca - Lagunas	56	5.4	-0.04	-0.68
Condores - Parinacota	223	44.6	-0.36	-2.27
Tarapaca - Condores	70	6.8	-0.06	-0.84
Los Changos - Cumbre	400	332.0	-2.71	-48.36
Cumbre - Nueva Cardones	190	157.7	-1.29	-22.97
Nva Maitencillo - Nva Cardones	133	110.4	-0.90	-31.41
Nva P.Azúcar - Nva Maitencillo	209	173.5	-1.42	-49.36
Maitencillo - Pta.Colorada	115	9.4	-0.08	-3.54
Maitencillo - Pta.Colorada	115	46.0	-0.38	-6.70
Punta Colorada - Pan de Azucar	93	9.0	-0.08	-3.36
Punta Colorada - Nva P.Azucar	93	37.2	-0.30	-5.42
Pan de Azucar - Don Goyo	77	7.4	-0.06	-1.54
Don Goyo - La Cebada	48	4.6	-0.04	-0.96
Don Goyo - La Cebada	48	19.2	-0.16	-1.37
La Cebada - Las Palmas	30	2.8	-0.02	-0.60
La Cebada - Las Palmas	30	12.0	-0.10	-0.86
Nva P.Azucar - Polpaico	402	333.7	-2.73	-125.63
Nva P.Azucar - Polpaico	402	40.0	-0.33	-2.03
Las Palmas - Los Vilos	78	7.4	-0.06	-1.56
Las Palmas - Los Vilos	78	31.2	-0.25	-3.70
Los Vilos - Nogales	102	9.4	-0.08	-2.04
Los Vilos - Nogales	102	40.8	-0.33	-2.91
Nogales - Quillota	28	2.6	-0.02	-1.02

Tabla 6.27: Evaluación económica del plan de expansión propuesto Escenario Base.

Tramo	Largo [km]	VI	AVI+COMA	VAN
Charrua - Tap Laja	19	5.7	-0.05	-2.01
Tap Laja - Duqueco	31	9.3	-0.08	-3.27
Duqueco - Temuco	157	47.1	-0.38	-16.57
Nueva Cautin - Ciruelos*	110	55.4	-0.45	-20.64
Temuco - Cautin	3	0.2	0.00	-0.08
Ciruelos - Valdivia	42	3.0	-0.02	-1.06
Ciruelos - Pichirropulli*	125	63.1	-0.52	-23.47
Valdivia - Picarte	5	0.4	0.00	-0.12
Picarte - Pichirropulli	75	5.4	-0.04	-1.90
Pichirropulli - Rahue	25	1.8	-0.02	-0.64
Rahue - Nva Pto Montt	107	7.8	-0.06	-2.72

Tabla 6.28: Evaluación económica del plan de expansión propuesto Escenario Base.

Tramo	VI	AVI+COMA	VAN
Nuevo Transformador S/E Los Changos	24.7	-0.20	-3.60
Nuevo Transformador S/E Lo Aguirre	24.7	-0.20	-8.12
Nuevo Transformador S/E Lo Aguirre	24.7	-0.20	-3.60

E.2. Escenario 4: Solución Polo Eólico

Tabla 6.29: Evaluación económica del plan de expansión propuesto Escenario Polo Eólico.

Tramo	Largo [km]	VI	AVI+COMA	VAN
Lagunas - Nva P.Almonte	35	10.5	-0.09	-4.09
Nva P.Almonte - P.Almonte	35	15.7	-0.12	-2.75
Tarapaca - Lagunas	56	5.4	-0.04	-0.68
Condores - Parinacota	223	44.6	-0.36	-2.27
Tarapaca - Condores	70	6.8	-0.06	-0.84
Los Changos - Cumbre	400	332.0	-2.71	-48.36
Cumbre - Nueva Cardones	190	157.7	-1.29	-22.97
Nva D.Almagro - Cumbre	52	23.4	-0.19	-4.11
Nva Maitencillo - Nva Cardones	133	110.4	-0.90	-31.41
Nva P.Azúcar - Nva Maitencillo	209	173.5	-1.42	-49.36
Maitencillo - Pta.Colorada	115	9.4	-0.08	-3.54
Maitencillo - Pta.Colorada	115	46.0	-0.38	-6.70
Punta Colorada - Pan de Azucar	93	9.0	-0.08	-3.36
Punta Colorada - Nva P.Azucar	93	37.2	-0.30	-5.42
Pan de Azucar - Don Goyo	77	7.4	-0.06	-1.54
Don Goyo - La Cebada	48	4.6	-0.04	-0.96
Don Goyo - La Cebada	48	19.2	-0.16	-1.37
La Cebada - Las Palmas	30	2.8	-0.02	-0.60
La Cebada - Las Palmas	30	12.0	-0.10	-0.86
Nva P.Azucar - Polpaico	402	333.7	-2.73	-125.63
Nva P.Azucar - Polpaico	402	40.0	-0.33	-2.03
Las Palmas - Los Vilos	78	7.4	-0.06	-1.56
Las Palmas - Los Vilos	78	31.2	-0.25	-3.70
Los Vilos - Nogales	102	9.4	-0.08	-2.04
Los Vilos - Nogales	102	40.8	-0.33	-2.91
Nogales - Quillota	28	2.6	-0.02	-1.02

Tabla 6.30: Evaluación económica del plan de expansión propuesto Escenario Polo Eólico.

Tramo	Largo [km]	VI	AVI+COMA	VAN
Charrua - Tap Laja	19	5.7	-0.05	-2.01
Tap Laja - Duqueco	31	9.3	-0.08	-3.27
Duqueco - Temuco	157	47.1	-0.38	-16.57
Nueva Cautin - Ciruelos	110	55.4	-0.45	-20.64
Temuco - Cautin	3	0.2	0.00	-0.08
Cautin - Ciruelos	110	8.0	-0.06	-2.70
Ciruelos - Valdivia	42	3.0	-0.02	-1.06
Ciruelos - Pichirropulli*	125	63.1	-0.52	-23.47
Valdivia - Picarte	5	0.4	0.00	-0.12
Picarte - Pichirropulli	75	5.4	-0.04	-1.90
Pichirropulli - Rahue	25	1.8	-0.02	-0.64
Rahue - Nva Pto Montt	107	7.8	-0.06	-2.72
Pichirropulli - Nva Pto Montt*	135	68.1	-0.56	-36.42
Nva Pto Montt - Puerto Montt	10	1	0.00	-0.32
Puerto Montt - Melipulli	1	0.0	0.00	-0.04
Melipulli - Punta Barranco	64	3.1	-0.03	-1.04
Melipulli - Punta Barranco	64	25.6	-0.21	-8.70
Pta Barranco - Pta Gallan	4	0.2	0.00	-0.07
Pta Barranco - Pta Gallan	4	1.6	-0.01	-0.54
Pta Gallan - Ancud	25	1.2	-0.01	-0.41
Pta Gallan - Ancud	25	10.0	-0.08	-3.40
Ancud - Chiloe	33	9.9	-0.08	-0.57
Ancud - ChiloeI	60	30.2	-0.25	-10.28
ChiloeI - ChiloeII	40	38.2	-0.32	-12.97
ChiloeII - ChiloeIII	90	45.4	-0.37	-15.42
Nueva Charrua - Nueva Cautin	180	167.3	-1.37	-42.55

Tabla 6.31: Evaluación económica del plan de expansión propuesto Escenario Polo Eólico.

Tramo	VI	AVI+COMA	VAN
Nuevo Transformador S/E Los Changos	24.7	-0.20	-3.60
Nuevo Transformador S/E Cumbre	24.7	-0.20	-5.16
Nuevo Transformador S/E Lo Aguirre	24.7	-0.20	-8.12
Nuevo Transformador S/E Lo Aguirre	24.7	-0.20	-3.60
Nuevo Transformador S/E Nueva Charrua	24.7	-0.20	-7.39
Nuevo Transformador S/E ChiloeI	49.4	-0.40	-12.58
Nuevo Transformador S/E Nueva Cautin	24.7	-0.20	-6.29
Nuevo Transformador S/E Ciruelos	24.7	-0.20	-6.29
Nuevo Transformador S/E Nva Pto Montt	24.7	-0.20	-6.29
Nuevo Transformador S/E Ancud	24.7	-0.20	-6.29

E.3. Escenario 5: Solución Polo Hídrico

Tabla 6.32: Evaluación económica del plan de expansión propuesto Escenario Polo Hídrico.

Tramo	Largo [km]	VI	AVI+COMA	VAN
Lagunas -Nva. P.Almonte	35	10.5	-0.09	-4.09
Nva. P.Almonte -P.Almonte	35	15.7	-0.12	-2.75
Tarapaca -Lagunas	56	8.1	-0.04	-0.68
Condores -Parinacota	223	44.6	-0.36	-2.27
Tarapaca -Condores	70	6.8	-0.06	-0.84
Los Changos -Cumbre	400	332.0	-2.71	-48.36
Cumbre -Nva. Cardones	190	157.7	-1.29	-22.97
Nva. D.Almagro -Cumbre	52	23.4	-0.19	-2.77
Nva. Maitencillo -Nva. Cardones	133	110.4	-0.90	-41.56
Nva. P.Azúcar -Nva. Maitencillo	209	173.5	-1.42	-65.31
Maitencillo -Pta. Colorada	81	3.9	-0.03	-1.46
Maitencillo -Pta. Colorada	115	51.5	-0.43	-8.78
Pta. Colorada -P.Azúcar	93	9.0	-0.08	-3.36
Pta. Colorada - Nva. P.Azúcar	93	37.2	-0.30	-5.42
P.Azúcar -Don Goyo	77	7.4	-0.06	-1.08
Don Goyo -La Cebada	48	4.6	-0.04	-0.68
Don Goyo -La Cebada	48	19.2	-0.16	-1.37
La Cebada -Las Palmas	30	2.8	-0.02	-0.42
La Cebada -Las Palmas	30	12.0	-0.10	-0.86
Nva. P.Azúcar -Polpaico	402	333.7	-2.73	-125.63
Nva. P.Azúcar -Polpaico	402	40.0	-0.33	-2.03
Las Palmas -Los Vilos	78	7.4	-0.06	-1.10
Las Palmas -Los Vilos	78	31.2	-0.25	-2.22
Los Vilos -Nogales	102	9.8	-0.08	-1.42
Los Vilos -Nogales	102	40.8	-0.33	-2.91
Nogales -Quillota	28	2.6	-0.02	-1.02
Charrua -Tap Laja	19	5.7	-0.05	-1.68
Tap Laja -Duqueco	31	9.3	-0.08	-2.74
Duqueco -Temuco	157	47.1	-0.38	-13.90

Tabla 6.33: Evaluación económica del plan de expansión propuesto Escenario Polo Hídrico.

Tramo	Largo [km]	VI	AVI+COMA	VAN
Nva. Cautin -Ciruelos	110	55.4	-0.45	-20.64
Temuco -Cautin	3	0.2	0.001	-0.06
Cautin -Ciruelos	110	10.6	-0.08	-3.12
Ciruelos -Valdivia	42	4.0	-0.04	-1.24
Ciruelos -Pichirropulli	125	63.1	-0.52	-23.43
Valdivia -Picarte	5	0.4	0.001	-0.14
Picarte -Pichirropulli	75	7.2	-0.06	-2.20
Pichirropulli -Rahue	25	2.4	-0.02	-0.74
Pichirropulli -Nva. Pto. Montt	135	68.1	-0.56	-36.42
Rahue -Nva. Pto. Montt	107	10.2	-0.08	-3.14
R.Val cnx - R.Val	40	36.0	-0.3	-5.50
R. Bueno cnx I - R.Bueno	30	27.0	-0.22	-4.12
R. Bueno cnx II -R.Bueno	60	54.0	-0.44	-8.26
Nva. Charrua -Nva. Cautin	180	167.3	-1.37	-25.58

Tabla 6.34: Evaluación económica del plan de expansión propuesto Escenario Polo Hídrico.

Tramo	VI	AVI+COMA	VAN
Nuevo Transformador S/E Los Changos	24.7	-0.20	-3.60
Nuevo Transformador S/E Lo Aguirre	24.7	-0.20	-8.12
Nuevo Transformador S/E Lo Aguirre	24.7	-0.20	-3.60
Nuevo Transformador S/E Nva. Charrua	24.7	-0.20	-3.09
Nuevo Transformador S/E Nva. Cautin	24.7	-0.20	-3.78
Nuevo Transformador S/E Ciruelos	24.7	-0.20	-3.78
Nuevo Transformador S/E Ciruelos	24.7	-0.20	-3.78
Nuevo Transformador S/E Nva. Pto. Montt	24.7	-0.20	-3.78
Nuevo Transformador S/E Pichirropulli	24.7	-0.20	-3.78
Nuevo Transformador S/E Pichirropulli	24.7	-0.20	-3.78

E.4. Escenario 6: Solución Polo Hídrico y Eólico

Tabla 6.35: Evaluación económica del plan de expansión propuesto Escenario Polo Hídrico y Eólico.

Tramo	Largo [km]	VI	AVI+COMA	VAN
Lagunas - Nva P.Almonte	35	10.5	-0.09	-4.09
Nva P.Almonte - P.Almonte	35	15.7	-0.12	-2.75
Tarapaca - Lagunas	56	5.4	-0.04	-0.68
Condores - Parinacota	223	44.6	-0.36	-2.27
Tarapaca - Condores	70	6.8	-0.06	-0.84
Los Changos - Cumbre	400	332.0	-2.71	-48.36
Cumbre - Nueva Cardones	190	157.7	-1.29	-22.97
Nva.D.Almagro - Cumbre	52	23.4	-0.19	-4.11
Nva Maitencillo - Nva Cardones	133	110.4	-0.90	-31.41
Nva P.Azúcar - Nva Maitencillo	209	173.5	-1.42	-49.36
Maitencillo - Pta.Colorada	115	9.4	-0.08	-3.54
Maitencillo - Pta.Colorada	115	46.0	-0.38	-6.70
Punta Colorada - Pan de Azucar	93	9.0	-0.08	-3.36
Punta Colorada - Nva P.Azucar	93	37.2	-0.30	-5.42
Pan de Azucar - Don Goyo	77	7.4	-0.06	-1.54
Don Goyo - La Cebada	48	4.6	-0.04	-0.96
Don Goyo - La Cebada	48	19.2	-0.16	-1.37
La Cebada - Las Palmas	30	2.8	-0.02	-0.60
La Cebada - Las Palmas	30	12.0	-0.10	-0.86
Nva P.Azucar - Polpaico	402	333.7	-2.73	-125.63
Nva P.Azucar - Polpaico	402	40.0	-0.33	-2.03
Las Palmas - Los Vilos	78	7.4	-0.06	-1.56
Las Palmas - Los Vilos	78	31.2	-0.25	-3.70
Los Vilos - Nogales	102	9.4	-0.08	-2.04
Los Vilos - Nogales	102	40.8	-0.33	-2.91
Nogales - Quillota	28	2.6	-0.02	-1.02

Tabla 6.36: Evaluación económica del plan de expansión propuesto Escenario Polo Hídrico y Eólico.

Tramo	Largo [km]	VI	AVI+COMA	VAN
Charrua - Tap Laja	19	5.7	-0.05	-2.01
Tap Laja - Duqueco	31	9.3	-0.08	-3.27
Duqueco - Temuco	157	47.1	-0.38	-16.57
Nva Cautin - Ciruelos*	110	55.4	-0.45	-20.64
Temuco - Cautin	3	0.2	0.00	-0.08
Cautin - Ciruelos	110	3.96	-0.06	-2.70
Ciruelos - Valdivia	42	3.0	-0.02	-1.06
Ciruelos - Pichirropulli*	125	63.1	-0.52	-23.47
Valdivia - Picarte	5	0.4	0.00	-0.12
Picarte - Pichirropulli	75	5.4	-0.04	-1.90
Pichirropulli - Rahue	25	1.8	-0.02	-0.64
Rahue - Nva Pto Montt	107	7.8	-0.06	-2.72
Pichirropulli - Nva Pto Montt	135	68.1	-0.56	-36.42
Nva Pto Montt - Puerto Montt	10	1	0.00	-0.32
Puerto Montt - Melipulli	1	0.0	0.00	-0.04
Melipulli - Punta Barranco	64	3.1	-0.03	-1.04
Melipulli - Punta Barranco	64	25.6	-0.21	-8.70
Pta Barranco - Pta Gallan	4	0.2	0.00	-0.07
Pta Barranco - Pta Gallan	4	1.6	-0.01	-0.54
Pta Gallan - Ancud	25	1.2	-0.01	-0.41
Pta Gallan - Ancud	25	10.0	-0.08	-3.40
Ancud - Chiloe	33	9.9	-0.08	-0.57
Ancud - ChiloeI	60	30.2	-0.25	-10.28
ChiloeI - ChiloeII	40	54.0	-0.45	-18.36
ChiloeII - ChiloeIII	90	45.4	-0.37	-15.42
R.Val cnx - R.Val	40	36.0	-0.3	-5.50
R. Bueno cnx I - R.Bueno	30	27.0	-0.22	-4.12
R. Bueno cnx II -R.Bueno	60	54.0	-0.44	-8.26
Nva. Charrua -Nva. Cautin	180	167.3	-1.37	-40.95
Nva. Charrua -Nva. Cautin	180	167.3	-1.37	-24.63
Nva Cautin - Ciruelos	110	102.26	-0.29	-4.87
Ciruelos - Pichirropulli	125	116.20	-0.95	-17.10

Tabla 6.37: Evaluación económica del plan de expansión propuesto Escenario Polo Hídrico y Eólico.

Tramo	VI	AVI+COMA	VAN
Nuevo Transformador S/E Los Changos	24.7	-0.20	-3.60
Nuevo Transformador S/E Lo Aguirre	24.7	-0.20	-8.12
Nuevo Transformador S/E Lo Aguirre	24.7	-0.20	-3.60
Nuevo Transformador S/E Nva. Charrua	24.7	-0.20	-3.09
Nuevo Transformador S/E Nva. Cautin	24.7	-0.20	-3.78
Nuevo Transformador S/E Nva. Cautin	24.7	-0.20	-6.05
Nuevo Transformador S/E Ciruelos	24.7	-0.20	-6.05
Nuevo Transformador S/E Ciruelos	24.7	-0.20	-3.60
Nuevo Transformador S/E Nva. Pto. Montt	24.7	-0.20	-3.78
Nuevo Transformador S/E Pichirropulli	24.7	-0.20	-3.78
Nuevo Transformador S/E Pichirropulli	24.7	-0.20	-3.78
Nuevo Transformador S/E Nva Pto Montt	24.7	-0.20	-6.29
Nuevo Transformador S/E Ancud	24.7	-0.20	-6.05
Nuevo Transformador S/E ChiloeI	74.1	-0.60	-18.15

F. Polos de Desarrollo de Generación

Chile es un país pobre en recursos fósiles en relación al resto de América Latina, a excepción de las reservas existentes en la zona de Magallanes que ENAP está explorando y explotando. No obstante, nuestro país posee recursos renovables en abundancia considerando el gran potencial hidroeléctrico que aún no ha sido plenamente aprovechado, las excepcionales condiciones de radiación solar especialmente en la zona norte del país, la disponibilidad de vientos en diversas locaciones geográficas, el enorme potencial geotérmico que existe a lo largo de la cordillera de los Andes y la oportunidad dada por la energía de las mareas, las corrientes y las olas a lo largo de sus costas. Un desafío para nuestro país consiste en un uso adecuado, inteligente e innovador de su rica base de recursos renovables [1].

En este Anexo se caracterizarán e identificarán los Polos de Desarrollos de Generación Eléctrica definidos por la nueva ley de transmisión N° 20.936 [2], para ello se realizará una mirada general para cada tipo de tecnología que califica dentro de la definición de Polos de Desarrollo de Generación, sus principales características y consideraciones realizadas para su inclusión en el desarrollo de este trabajo.

Considerando lo anterior, también se realizará una breve descripción del potencial energético renovable del país para las tecnologías en cuestión, mencionando el potencial disponible junto a las características que conlleva su ubicación en el territorio chileno. Para el desarrollo de este trabajo, se consideraron solo las tecnologías eólica, solar (PV y CSP), y la hidroeléctrica en cauces naturales, el resto de tecnologías de generación se dejaron fuera del alcance de este estudio debido a los pocos estudios realizados sobre dichas tecnologías. Además, debido a que la aplicación de estas tecnologías de generación es su integración al mercado eléctrico nacional, se utilizaron criterios tanto territoriales como técnicos para su incorporación en la estimación del potencial disponible.

Los resultados principales del Potencial de Energías Renovables en Chile señalan un potencial bastante significativo para las tecnologías estudiadas (sin superposición entre energías renovables), esto es, 37.477 [MW] para energía eólica, 1.640.128 [MW] para el caso solar PV, 552.871 [MW] para el caso solar CSP, y 12.472 [MW] para el caso hidroeléctrico. Se identifica que el desarrollo de tecnologías del tipo solar se encuentra ubicado en la zona del Norte Grande del país junto a una parte del potencial eólico. A su vez, el mayor potencial hidroeléctrico junto al mayor potencial eólico se encuentra distribuido en la Zona Sur del territorio, donde destacan las regiones del Biobío y de la Araucanía [6].

F.1. Polos de Desarrollo

En el desarrollo de éste trabajo se utilizó los polos de desarrollo de generación definidos por el artículo 85° de la ley 20.936, considerando que a la fecha aún no existe una normativa en la cual se definan las características técnicas o parámetros mínimos para la identificación y caracterización de los polos, se puede tener en cuenta los siguientes parámetros como punto de partida:

- Dado que la construcción de la línea a utilizar es un sistema de transmisión único para todo el polo de desarrollo, se ha fijado una tensión mínima para este sistema de transmisión para polos de desarrollo de 220 [kV]. La capacidad de la línea dependerá del potencial energético disponible en la zona geográfica en donde se ubica el polo.
- Debido al potencial energético del país (una mirada más detallada sobre esto se puede observar en las secciones siguientes), se considerará como potencial polo de desarrollo aquella zona cuya capacidad mínima de explotación de recursos sea de al menos 500 [MW].
- En cuanto al tipo de tecnología, no existe limitación independientemente del recurso primario utilizado para la generación de energía eléctrica, es decir, podrían utilizar el mismo sistema de transmisión para polos de desarrollo aquella zona en donde se genere energía eléctrica a partir del recurso eólico, hídrico, solar u otro tipo que califique dentro de la definición de ERNC.
- Sin perjuicio de lo anterior, las tecnologías utilizadas para la generación de energía eléctrica deben cumplir los requisitos mínimos de factor de planta y capacidad mínima instalable, determinados en estudios que incluyan una evaluación económica de los proyectos para su incorporación en el mercado eléctrico nacional, ya que al incluirlos al sistema son de interés público por ser económicamente eficientes para el suministro eléctrico.

F.2. Potencial Eólico

De acuerdo a la información contenida en el Estudio de Potencial Eólico, Solar e Hidroeléctrico, el potencial eólico disponible fue determinado a través de series de viento registradas en ciertas zonas del país, con lo cual se estimaron las producciones promedio anual de energía de los aerogeneradores utilizados para la estimación incluyendo estos resultados en el factor de planta anual. Estas series junto a las restricciones territoriales permitieron la identificación de nuevas zonas con potencial eólico para la realización de un posible proyecto, las restricciones mencionadas anteriormente contemplan: distancias mínimas a centros poblados, pendiente del terreno para el emplazamiento de los parques y densidad de potencia instalable.

Cabe destacar que las estimaciones de potencial eólico entregadas por el estudio, fueron realizadas en base a restricciones técnicas mínimas para que la realización del proyecto tenga una viabilidad económica adecuada, debido a esto, se fijó un valor de factor de planta anual (f.p) igual o superior a 0,3 y se consideró que la potencia instalada sea de al menos 50 [MW]. Adicionalmente, se restringió la altura máxima a la cual se podrían instalar los aerogeneradores a 3000 [msnm] (metros sobre el nivel del mar) para las regiones XV y II, y a 2000 [msnm] para el resto de las regiones.

Al aplicar las restricciones territoriales y de producción de energía ($f.p \geq 0,3$), se estimaron las zonas disponibles con un elevado recurso eólico las cuales estarían mayoritariamente en la región de Antofagasta, el valle central entre las regiones de Biobío y de la Araucanía, en la Península de Arauco, en la cordillera de la costa de las regiones de Los Ríos y de Los Lagos, y en la Isla Grande de Chiloé.

En la figura 6.7 se observa la distribución geográfica del factor de planta del potencial eólico en las zonas analizadas, a la izquierda se representan todas las zonas del país sin restricciones territoriales ni límite de factor de planta, al centro se observan aquellas zonas que cumplen las restricciones territoriales excepto el límite de factor de planta, y por último a la izquierda se observan aquellas zonas que cumplen todas las restricciones consideradas para el estudio realizado. En la figura 6.8 se detallan aquellas zonas donde la capacidad instalable es de al menos 50 [MW] y un factor de planta mínimo de 0,3, estas subáreas comprenden el potencial eólico disponible en el país cuya potencia instalable supera los 37.000 [MW].

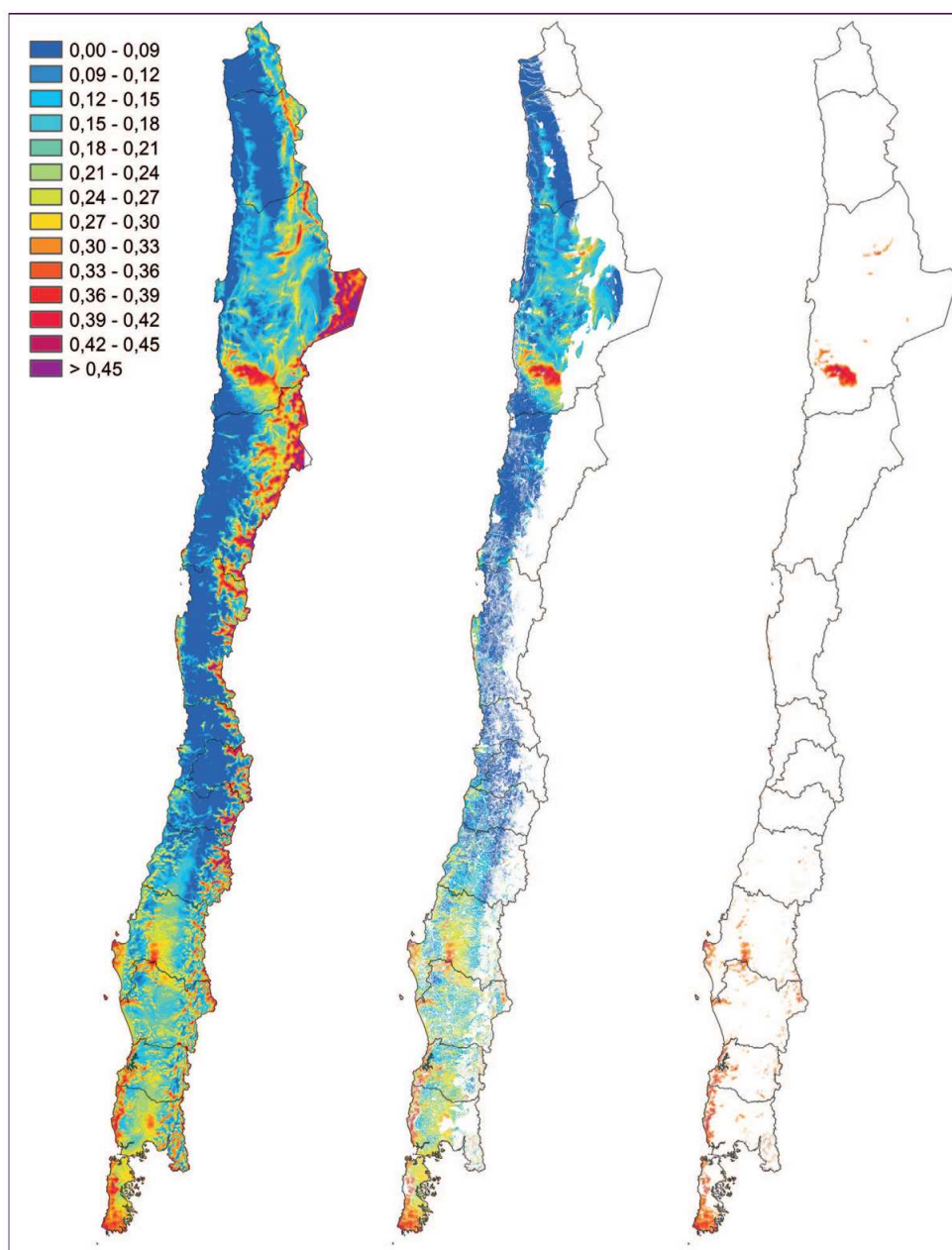


Figura 6.7: Distribución del factor de planta anual del potencial eólico del país.

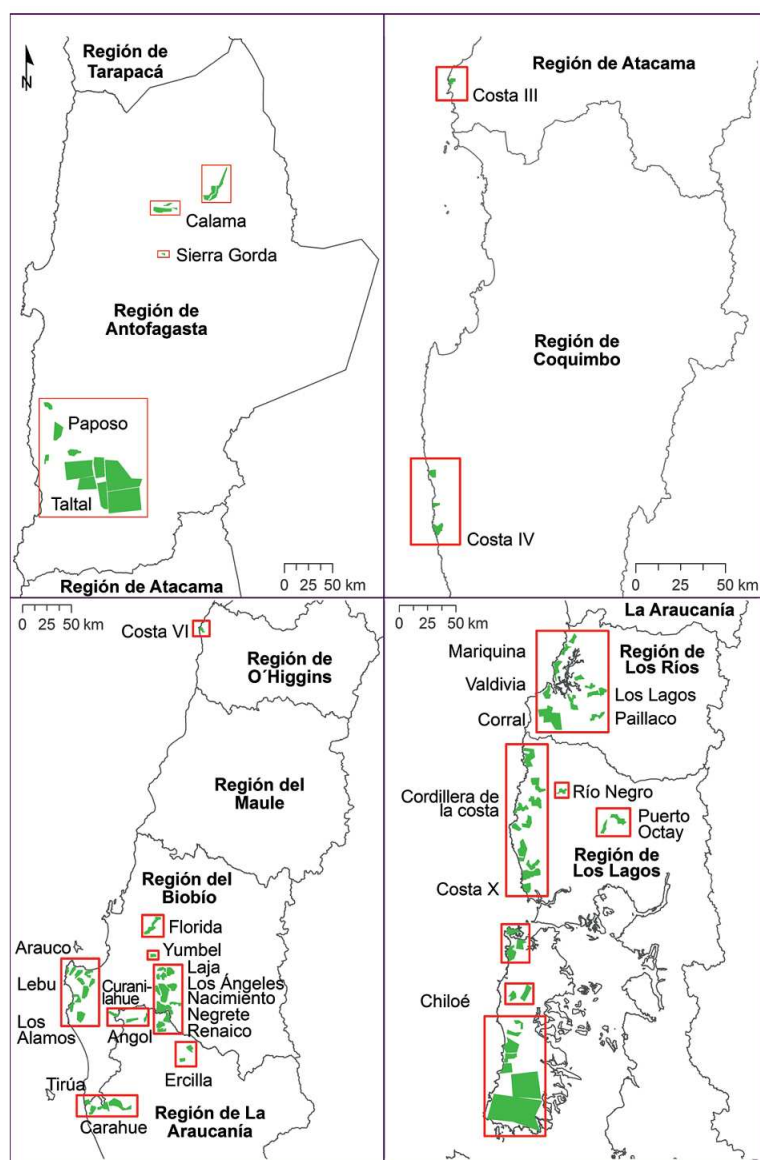


Figura 6.8: Zonas con capacidad instalable de al menos 50 [MW] y factor de planta mayor o igual a 0,3.

Tabla 6.38: Capacidad instalable por región asociada al potencial disponible con factor de planta anual igual o superior a 0,3.

Región o Zona	Factor de Planta	Capacidad [MW]
De Antofagasta (sin Taltal)	0,32	2.622
Taltal	0,36	11.479
De Atacama	0,34	86
De Coquimbo	0,36	389
De Valparaíso	-	-
Del L.B.O'Higgins	0,34	75
Del Biobío	0,33	4.581
De La Araucanía	0,33	1.933
De Los Ríos	0,35	2.863
De Los Lagos(sin Chiloé)	0,36	3.770
Isla Grande de Chiloé	0,34	9.678
Total	0,34	37.477

La tabla 6.38 muestra por región o zona, el potencial instalable en [MW] y el factor de planta promedio anual de dicha zona. Se observa que las zonas con mayor potencial eólico son: Taltal en la Región de Antofagasta, el valle de la región del Biobío, y la Isla Grande de Chiloé, ellas representan alrededor del 69 % del potencial eólico del país por lo que son los territorios geográficos más atractivos para el desarrollo de un polo.

F.3. Potencial Solar

Potencial Solar - PV

Los proyectos fotovoltaicos o PV pueden tener varias configuraciones las que influyen sus niveles de producción y sus costos de inversión y operación. Las principales variables se relacionan con el tipo de seguimiento solar de las estructuras soportantes de paneles PV. La producción de energía se maximiza mientras la superficie de los paneles se encuentre de manera perpendicular a la radiación solar. Para realizar el análisis del potencial solar se consideraron dos configuraciones de proyectos PV, esto es, proyectos con paneles fijos sin capacidad de seguimiento, cuyos paneles se encuentran en un ángulo de inclinación fijo respecto de la horizontal e igual a la latitud del lugar, y paneles montados sobre estructuras con capacidad de seguimiento solar en un eje este-oeste, lo que les permite hacer un seguimiento de las variaciones diarias del sol y un seguimiento estacional. Las diferencias más relevantes entre estos dos tipos de proyectos son sus costos de inversión y operacionales, la superficie de instalación y la producción anual de energía o factor de planta.

Para el desarrollo del estudio del potencial PV se consideraron aquellas zonas donde los proyectos con paneles solares fijos superen un factor de planta de 0,24 y para los proyectos PV con capacidad de seguimiento superen un factor de planta de 0,3. Además se excluyeron aquellas zonas donde el emplazamiento de proyectos PV compita con el desarrollo agrícola de la zona, centros urbanos y centros poblados. Por último, se aplicó un criterio de continuidad de la superficie de modo que solo se seleccionaron aquellas zonas donde se pudiese instalar una capacidad mínima de 3 [MW]. Las figuras 6.9 y 6.10 muestran la distribución del factor de planta del potencial PV del país para proyectos de arreglo fijo y arreglo con seguimiento, respectivamente.

La distribución del factor de planta observado en las figuras mostradas, representa el total a nivel país sin restricciones territoriales ni de límite de factor de planta (izquierda), la distribución del f.p en el país aplicando solo restricciones territoriales y la condición de continuidad de superficie (centro), y la distribución del f.p en el país considerando tanto restricciones territoriales como los factores de planta mínimos considerados para el desarrollo de un proyecto PV para ambos tipos de configuraciones (fijo y de seguimiento). Se observa que, la mayor distribución de f.p para proyectos PV se encuentra en la zona norte del país concentrados en la región De Antofagasta, De Tarapacá y De Atacama.

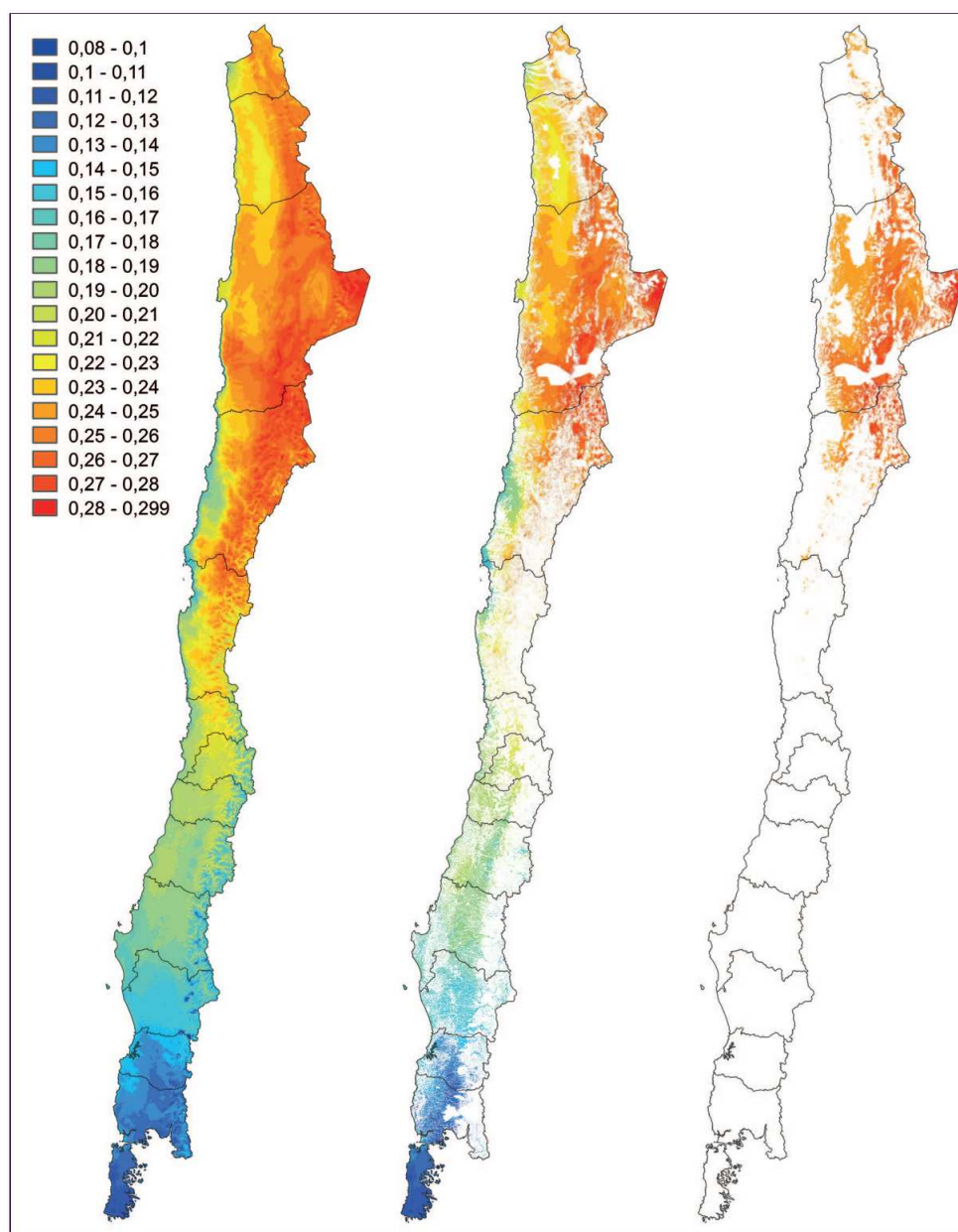


Figura 6.9: Distribución del factor de planta anual del potencial PV del país configuración PV fija.

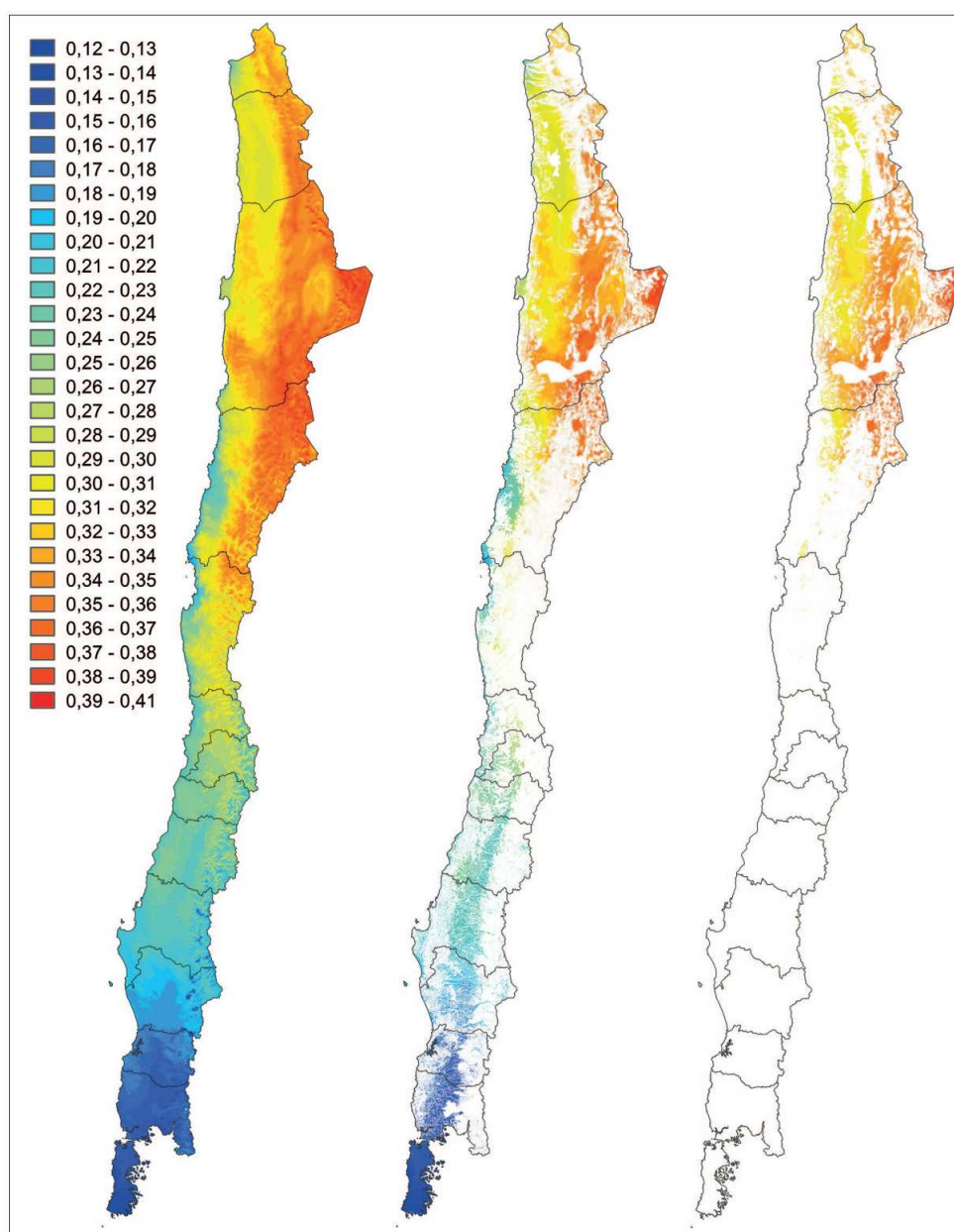


Figura 6.10: Distribución del factor de planta anual del potencial PV del país configuración PV con seguimiento en un eje.

Tabla 6.39: Potencial solar estimado para configuración PV fija (con f.p superior a 0,24) y con seguimiento en un eje (f.p superior a 0,3).

	Arreglo Fijo	Arreglo con Seguimiento
Región	Capacidad [MW]	Capacidad [MW]
De Arica y Parinacota	20.803	41.005
De Tarapacá	61.833	211.134
De Antofagasta	999.063	1.200.613
De Atacama	153.893	184.073
De Coquimbo	2.288	3.240
De Valparaíso	23	64
Metropolitana de Santiago	-	-
Del L.B.O'Higgins	-	-
Del Maule	-	-
Del Biobío	-	-
De La Araucanía	-	-
De Los Ríos	-	-
De Los Lagos	-	-
Total	1.237.903	1.640.128

La tabla 6.39 muestra la distribución a nivel país del potencial PV en [MW]. De acuerdo a lo anterior, el potencial disponible para ambos tipos de configuraciones de proyectos PV supera el millón de [MW] de capacidad instalable. Cabe destacar que el análisis realizado no consideró restricciones relacionadas con la distancia mínima a redes de transmisión, competencia por el uso de territorio con otras actividades económicas como la minería, y tampoco los proyectos orientados al autoconsumo. Sin embargo, al incluir dichas restricciones no debería cambiar el hecho que el potencial solar disponible PV es de el orden de al menos de cientos de [GW] instalables. Adicionalmente, el cambio de algunas restricciones como la eficiencia de los paneles, podría incluir nuevas zonas cuyo potencial PV sea atractivo para la realización de algún proyecto solar.

Potencial Solar - CSP

Los sistemas de concentración solar para generación eléctrica o CSP, producen electricidad mediante primero la transformación de la componente directa de la radiación solar en energía térmica a alta temperatura, teniendo la opción de almacenarla, para luego generar electricidad cuando se necesite (generalmente en la noche o períodos de baja radiación solar). Consecuentemente, están constituidos de dos partes, una colecta la energía solar y la convierte en calor mediante concentradores basados en espejos o lentes, y la otra transforma el calor en energía eléctrica, generalmente por medio de sistemas convencionales de generación. Dados los subtipos de tecnología de concentración solar CSP, los más utilizados a nivel comercial son los concentradores cilíndrico parabólicos, por tal razón, se optó por este tipo de sistema en la evaluación del potencial solar para proyectos CSP. Los sistemas de CSP cilíndrico parabólicos realizan un seguimiento solar diurno sobre su eje longitudinal de modo que en cada instante el seguimiento optimice la captación de energía, esto es, que el ángulo que forma la radiación solar directa sobre la superficie del colector sea lo más cercano posible a 90° .

Para la evaluación de los proyectos CSP se consideró que de manera similar al caso PV, se aplicó una restricción de continuidad para la superficie tal que la capacidad instalada mínima para un proyecto CSP sea de 50 [MW]. Además, se consideró una capacidad de acumulación térmica para generar electricidad durante 7,5 horas a potencia nominal, con sistema de condensación por aire, sin la posibilidad de utilizar combustibles auxiliares para la generación eléctrica, y para hacer competitivo la elección de un proyecto CSP respecto a uno eólico y solar PV, se estableció un factor de planta promedio anual mínimo de 0,5.

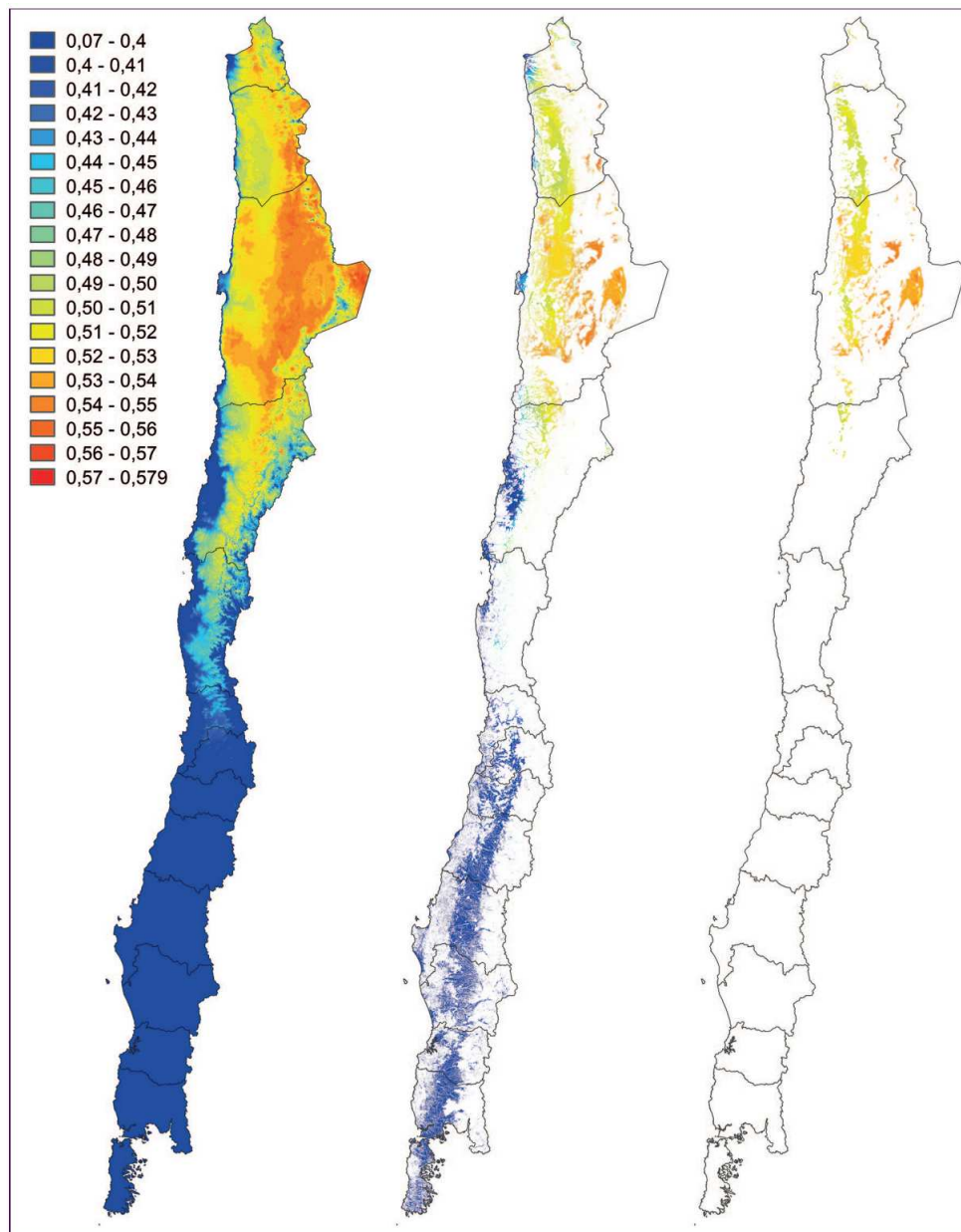


Figura 6.11: Distribución del factor de planta promedio anual del potencial CSP del país.

La figura 6.11 muestra la distribución del factor de planta anual en el país para los proyectos CSP sin incluir restricciones ni de factor de planta ni territoriales (izquierda), luego al incluir la condición de continuidad de superficie mínima (centro), y por último, al incluir el factor de planta mínimo junto a las restricciones territoriales (derecha). Se debe notar que, al igual que para proyectos PV el mayor potencial se encuentra en la zona norte del país, principalmente en la región De Antofagasta. La tabla

6.40 resume el potencial disponible de aquellas zonas que cumplen con el conjunto de condiciones establecidas.

Tabla 6.40: Potencial solar estimado para configuración CSP con factor de planta de al menos 0,5 y capacidad instalada mínima de 50 [MW].

Región	Capacidad [MW]
De Arica y Parinacota	6.311
De Tarapacá	136.085
De Antofagasta	394.868
De Atacama	15.607
De Coquimbo	-
De Valparaíso	-
Metropolitana de Santiago	-
Del L.B.O'Higgins	-
Del Maule	-
Del Biobío	-
De La Araucanía	-
De Los Ríos	-
De Los Lagos	-
Total	552.871

Se observa que, la región De Antofagasta presenta el 71 % del potencial solar CSP del país, siendo esta zona el lugar más atractivo para desarrollar un proyecto de este tipo dada la cantidad de superficie que cumple con los criterios establecidos, llegando en algunas zonas a un factor de planta anual promedio de 0,55.

F.4. Potencial Hidroeléctrico

Para la estimación del potencial hidroeléctrico del país se utilizaron los derechos de aprovechamiento de agua no consuntivos o DAANC junto a la simulación de caudales en los cauces naturales entre las cuencas de los ríos Aconcagua y Puelo (se descartó la zona norte del país). Además, la metodología usada para la estimación del potencial hidroeléctrico no contempla el efecto de la regulación operacional de los embalses, la posibilidad de utilizar derechos de aguas consuntivos (centrales asociadas a obras de riego), por lo que la estimación solo es representativa para centrales de pasada ubicadas en cauces naturales. Dado lo anterior, se clasificaron las centrales utilizadas para la estimación del potencial dependiendo de la capacidad instalada e imponiendo un mínimo de capacidad instalable de 0,1 [MW] y factor de planta de al menos 0,5. Las categorías de tamaño de centrales hidroeléctricas seleccionadas para el análisis son:

- Entre 0,1 y 1 [MW]: catalogadas como "pequeños medios de generación" (PMG y PMGD), como medios de generación no convencionales (MGNC) y como medios de generación renovable no convencionales (ERNC).
- Entre 1 y 9 [MW]: Son catalogadas como PMG, PMGD, MGNC y ERNC. 9 [MW] es el límite superior para "pequeños medios de generación".
- Entre 9 y 20 [MW]: Califican como MGNC y ERNC, dada que dichas categorías establecen 20 [MW] de capacidad instalada como límite superior.
- Entre 20 y 40 [MW]: Si bien la legislación no las considera como ERNC, parte de su energía producida sirve para dar cumplimiento con la obligación establecida en la Ley 20.257.
- Mayores a 40 [MW]: Centrales hidroeléctricas de pasada.

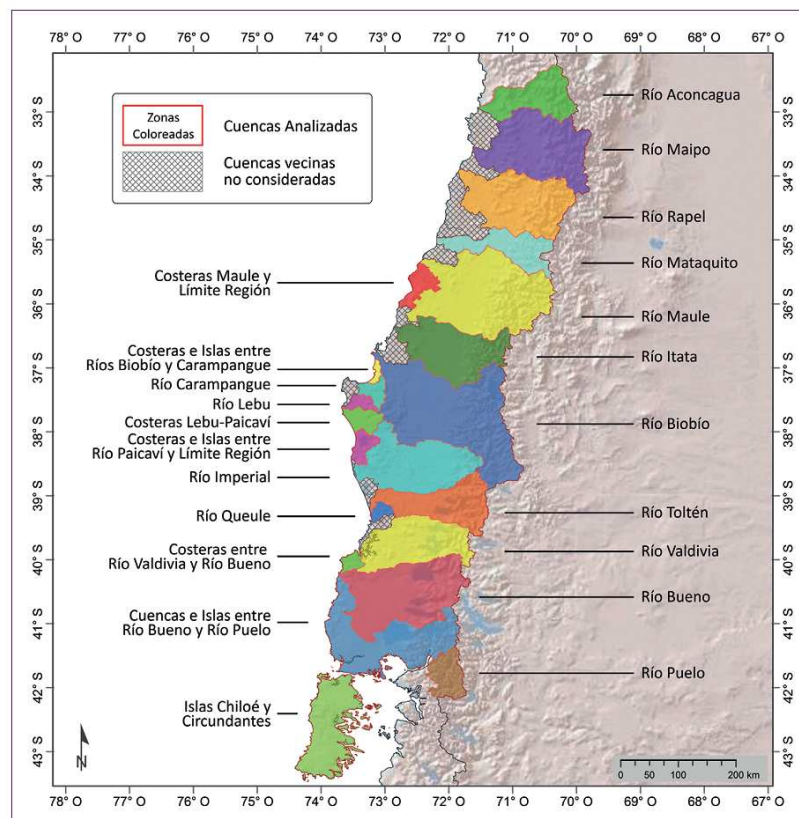


Figura 6.12: Cuencas hidrográficas para las cuales se identificaron potenciales centrales hidroeléctricas.

La figura 6.12 muestra las cuencas hidrográficas analizadas las cuales cumplieron con todos los requerimientos mencionados anteriormente ($f.p \geq 0,5$, capacidad instalable mínima de 0,1 [MW], y utilización de derechos de aguas no consuntivos). Cabe destacar que a diferencia de los proyectos eólicos y solares, las restricciones territoriales solo se limitaron a distancia a caminos, líneas férreas y zonas de cubiertas por los parques nacionales y sitios bajo Convención de Ramsar. Las restricciones utilizadas para los otros tipos de tecnologías, como por ejemplo distancias a centros poblados o límites urbanos no fueron aplicables, ya que actualmente en Chile existen centrales ubicadas dentro o muy cerca de centros poblados (por ejemplo la Central Florida). La tabla 6.41 muestra el potencial hidroeléctrico por cuenca hidrográfica y su factor de planta promedio anual estimado a partir de la simulación realizada para cada cuenca.

Tabla 6.41: Potencial hidroeléctrico disponible por cuenca hidrográfica.

Cuenca	Factor de Planta	Capacidad [MW]
Río Aconcagua	0,75	104,3
Río Maipo	0,65	856,0
Río Rapel	0,60	699,2
Río Mataquito	0,56	727,3
Costeras Mataquito-Maule	0,64	1,1
Río Maule	0,54	1.408,0
Costeras Maule-límite regional	0,50	1,2
Río Itata	0,58	767,6
Río Biobío	0,64	2.687,4
Costeras Biobío-Carampangue	0,51	2,4
Río Carampangue	0,59	55,7
Río Lebu	0,55	40,7
Costeras Lebu-Paicaví	0,64	40,1
Costeras Paicaví-límite regional	0,52	34,2
Río Imperial	0,63	455,8
Río Toltén	0,68	884,9
Río Queule	0,64	1,5
Río Valdivia	0,65	1.370,5
Río Bueno	0,69	1.358,6
Cuencas entre Bueno y Puelo	0,66	101,1
Río Puelo	0,62	811,9
Islas Chiloé y circundantes	0,66	62,7
Total	0,63	12.472

De acuerdo a lo anterior, la cuenca del río Biobío presenta el mayor potencial disponible (alrededor de un 21,5 % del total) del país. La Zona Sur del país (sin considerar el río Biobío) representa el 41,9 % del total identificado distribuido de manera casi homogénea entre las principales cuencas del

zona. Además, los factores de planta estimados varían entre 0,54 y 0,68 para las cuencas con mayor potencial, lo cual hace atractiva la posible realización de proyectos hidroeléctricos.

G. Nueva Normativa Ley 20.936

Para el desarrollo de este trabajo es importante conocer algunos cambios que la nueva ley de transmisión N°20.936 incorpora a la normativa que existía previamente, partiendo por el cambio en la segmentación del sistema de transmisión que se conocía antiguamente a través de los artículos 73° al 77°, hasta el cambio en la forma de la planificación de la expansión del sistema de transmisión. Algunas definiciones y procedimientos mencionados en dichos artículos se detallan a continuación. Los artículos 73° al 77° segmentan el sistema de transmisión como:

- **Sistema de Transmisión:** Es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución.

En cada sistema de transmisión se distinguen líneas y subestaciones eléctricas de los siguientes segmentos: "sistema de transmisión nacional", "sistema de transmisión para polos de desarrollo", "sistema de transmisión zonal" y "sistema de transmisión dedicado". Forman parte también del sistema de transmisión los sistemas de interconexión internacionales.

- **Sistema de Transmisión Nacional:** Es aquel que permite la conformación de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la ley, los reglamentos y las normas técnicas.
- **Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo:** Están constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas, destinadas a transportar la energía eléctrica producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión, haciendo un uso eficiente del territorio nacional.
- **Sistemas de Transmisión Dedicados:** Están constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas radiales, que encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico. Asimismo, pertenecerán

a los sistemas de transmisión dedicada aquellas instalaciones enmalladas que estén dispuestas para lo señalado anteriormente, y adicionalmente se verifique que su operación no produce impactos o modificaciones significativas en la operación del resto del sistema.

- **Sistemas de Transmisión Zonal:** Están constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistema de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.
- **Sistemas de Interconexión Internacional:** Están constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía eléctrica para efectos de posibilitar su exportación o importación, desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en el territorio nacional. Dentro de estos sistemas se distinguen instalaciones de interconexión internacional de servicio público y de interés privado. Son instalaciones de interconexión internacional de servicio público aquellas que facilitan la conformación o desarrollo de un mercado eléctrico internacional y complementan el abastecimiento de la demanda del sistema eléctrico en el territorio nacional. Son instalaciones de interconexión internacional de interés privado aquellas que no reúnan las características señaladas anteriormente.

Las definiciones mencionadas anteriormente se usarán a lo largo del desarrollo de este trabajo, enfocándose principalmente en los sistemas de transmisión para polos de desarrollo y su impacto en el resto del sistema. Respecto de la planificación de la transmisión, la nueva ley de transmisión 20.936 incorpora:

- **Artículo 87°.-** Un proceso de planificación de la transmisión anual, con un horizonte de veinte años, abarcando las obras de expansión necesarias del sistema de transmisión nacional, de polos de desarrollo, zonal y dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, o necesarias para entregar dicho suministro, según corresponda. En este proceso se deberá considerar la planificación energética de largo plazo que desarrolle el Ministerio de Energía según el artículo 83° y los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley para el sistema eléctrico. Por tanto, la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando:
 - (a) La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidades de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas;

(b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio;

(c) Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio en conformidad a lo señalado en el artículo 86°, y

(d) La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente.

El proceso de planificación que establece el presente artículo deberá contemplar las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente, y tendrá que considerar la información sobre criterios y variables ambientales y territoriales disponibles al momento del inicio de éste, que proporcione el Ministerio de Energía en coordinación con otros organismos sectoriales competentes que correspondan. Asimismo, el proceso a que se refiere el presente artículo deberá considerar la participación ciudadana en los términos establecidos en el artículo 90°. Además, la planificación podrá considerar la expansión de instalaciones pertenecientes a los sistemas de transmisión dedicada para la conexión de las obras de expansión, en tanto permita dar cumplimiento con los objetivos señalados en el presente artículo. Las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial.

- Artículo 88°.- Incorporación en el Plan de Expansión de Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo. Si, por problemas de coordinación entre distintos propietarios de proyectos de generación, que no sean entidades relacionadas según los términos señalados en la ley N°18.045, de Mercados de Valores, la totalidad o parte de la capacidad de producción de uno o más polos de desarrollo definidos por el Ministerio de Energía en el decreto respectivo no pudiere materializarse, la Comisión podrá considerar en el plan de expansión anual de la transmisión sistemas de transmisión para dichos polos de desarrollo. Asimismo, la Comisión podrá incorporar en dicho plan, como sistemas de transmisión para polos de desarrollo, líneas y subestaciones dedicadas, nuevas o existentes, con el objeto de permitir su uso por nuevos proyectos de generación, pudiendo modificar sus características técnicas, como trazado, nivel de tensión o capacidad de transporte en magnitudes mayores a las previstas originalmente. Para estos efectos, el Coordinador deberá informar a la Comisión, con la periodicidad que determine el reglamento, los proyectos de transmisión informados a dicho organismo. El reglamento deberá establecer la antelación con la que los desarrolladores y promotores de proyectos deberán informar éstos al

Coordinador.

Para dichos efectos, las soluciones de transmisión deberán cumplir con los siguientes requisitos:

- (a) Que la capacidad máxima de generación esperada que hará uso de dichas instalaciones justifique técnica y económicamente su construcción;
 - (b) Que la capacidad máxima de generación esperada, que hará uso de dichas instalaciones, para el primer año de operación, sea mayor o igual al veinticinco por ciento de su capacidad, caucionando su materialización futura según lo establezca el reglamento;
 - (c) Que la solución de transmisión sea económicamente eficiente para el Sistema Eléctrico, y
 - (d) Que la solución de transmisión sea coherente con los instrumentos de ordenamiento territorial vigentes.
- Artículo 89°.- Obras Nuevas y Obras de Ampliación de los Sistemas de Transmisión. Son obras de expansión de los respectivos sistemas de transmisión las obras nuevas y obras de ampliación. Son obras de ampliación aquellas que aumentan la capacidad o la seguridad y calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas existentes. Se entenderá por obras nuevas aquellas líneas o subestaciones eléctricas que no existen y son dispuestas para aumentar la capacidad o la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico. Podrán incorporarse como obras de expansión elementos que permitan garantizar la seguridad y calidad de servicio, tales como, sistemas de control y comunicación. La Comisión deberá definir las posiciones de paño en subestaciones, sean éstas nuevas o existentes, de uso exclusivo para la conexión de sistemas de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo.
 - Artículo 91°.- Procedimiento de Planificación de la Transmisión. Dentro de los primeros quince días de cada año, el Coordinador deberá enviar a la Comisión una propuesta de expansión para los distintos segmentos de la transmisión, la que deberá considerar lo dispuesto en el artículo 87°, y podrá incluir los proyectos de transmisión presentados a dicho organismo por sus promotores. Los proyectos de transmisión presentados al Coordinador por sus promotores deberán contener como requisitos mínimos los siguientes: descripción del proyecto e identificación de generadores de electricidad. Estos antecedentes deberán ser validados por el Coordinador.
 - Artículo 93°.- Procedimiento para la determinación de franjas. Una vez publicado en el Diario Oficial el decreto que fija las obras nuevas, el Ministerio deberá dar inicio al Estudio de Franja para aquellas obras nuevas que requieren de la determinación de una franja preliminar, el que será sometido a evaluación ambiental estratégica, conforme a lo establecido en el párrafo 1° bis del Título II de la ley N°19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente. El señalado procedimiento concluirá con la dictación de un decreto exento del Ministerio, expedido bajo la

fórmula "por orden del Presidente de la República", que fijará la franja preliminar, la que por causa de utilidad pública podrá ser gravada con una o más servidumbres de aquellas señaladas en los artículos 50 y siguientes de la ley, en lo que les sea aplicable.

El estudio preliminar de franja y su respectiva Evaluación Ambiental Estratégica deberá tener en especial consideración, respecto de las alternativas que pondere, los criterios y patrones de sustentabilidad por donde pudieren pasar las franjas. El estudio preliminar de franja deberá someterse al proceso de Consulta o Participación Indígena contemplado en el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo, cuando el convenio así lo determine.

El estudio será licitado, adjudicado y supervisado por el Ministerio en conformidad a las bases técnicas y administrativas que éste elabore, y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles actuará como organismo técnico asesor. El Estudio de Franja contemplará franjas alternativas en consideración a criterios técnicos, económicos, ambientales y de desarrollo sustentable. El señalado estudio deberá contener, a lo menos, lo siguiente:

- (a) Las franjas alternativas evaluadas;
- (b) Una zona indirecta de análisis o de extensión, a cada lado de la franja, que tenga la función de permitir movilidad al futuro proyecto;
- (c) Levantamiento de información en materias de uso del territorio y ordenamiento territorial;
- (d) Levantamiento de información vinculada a áreas protegidas y de interés para la biodiversidad;
- (e) Levantamiento de la información socioeconómica de comunidades y descripción de los grupos de interés;
- (f) Levantamiento de las características del suelo, aspectos geológicos y geomorfológicos relevantes de las franjas alternativas;
- (g) Diseño de ingeniería que permita identificar las franjas alternativas;
- (h) Identificación y análisis de aspectos críticos que podrían afectar la implementación de las franjas alternativas;
- (i) Indicación de los caminos, calles y otros bienes nacionales de uso público y de las propiedades fiscales, municipales y particulares que se ocuparán o atravesarán, individualizando a sus respectivos dueños;
- (j) Un análisis general del costo económico de las franjas alternativas, y
- (k) Un análisis general de aspectos sociales y ambientales, en base a la información recopilada.