

Planificación de la capacidad de la transmisión considerando los problemas de coordinación hidrotérmica y reconfiguración de red, utilizando factores de sensibilidad para la modelación de los flujos de potencia

Enzo Estay Scabini

2022

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesor(es) Guía(s):
Dr. Víctor Hinojosa Mateus (UTFSM)
Dr. Alejandro Angulo (UTFSM)

Valparaíso, Diciembre del 2022.



Planificación de la capacidad de la transmisión considerando los problemas de coordinación hidrotérmica y reconfiguración de red, utilizando factores de sensibilidad para la modelación de los flujos de potencia

Enzo Estay Scabini

2022

"Our passion for learning ... is our tool for survival"
- Carl Sagan

Agradecimientos

En primer lugar, agradezco a mis padres Valeria y Eduardo por su apoyo incondicional, el inculcarme aprovechar las oportunidades y el valor de la constancia para crecer cada día. Quiero agradecer a mi hermana Vania y a mi nona Liliana. También a mi nono Ernesto por ser un gran mentor en mi vida, tu legado vive. Y a mi pareja Mackarena quien ha sido mi compañera de aventuras, gracias por tu entusiasmo y alegría.

A todos mis amigos de la vida, de la universidad, en especial durante esta etapa a mi amigo Michael y a mi amigo Dinko con quien viví la mayoría de los años estudiantiles. Gracias por todo y llevo conmigo siempre lo mejor de cada uno.

A todos los profesores miembros de la comunidad universitaria. En especial a los profesores del Departamento de Ingeniería Eléctrica, por la labor que realizan formando profesionales, lo que nos permite alcanzar nuestro propósito. Mención especial a mi profesor guía Dr. Víctor Hinojosa que fue fundamental para la realización de esta memoria, gracias por su motivación y ser un profesional ejemplar.

Finalmente, gracias a todas las personas que de una u otra forma han colaborado en la realización de esta memoria. ¡Gracias a todos!

Índice general

1. Introducción	3
1.1. Antecedentes y motivación	3
1.2. Objetivos	4
1.3. Alcance	4
1.4. Modelación y simulación de los modelos	4
1.5. Estructura de trabajo	4
2. Formulación matemática del problema de planificación de capacidad de generación y transmisión considerando restricciones de predespacho y reconfiguración de red	6
2.1. Función objetivo	6
2.2. Formulación del problema de predespacho 1-bin	7
2.2.1. Función objetivo	7
2.2.2. Balance y margen de reserva	8
2.2.3. Límites de generación	8
2.2.4. Restricciones de rampas	8
2.2.5. Restricciones de tiempos mínimos de encendido y apagado	9
2.3. Formulación del problema de predespacho 3-bin	9
2.3.1. Función objetivo	9
2.3.2. Balance y margen de reserva	10
2.3.3. Restricción lógica	10
2.3.4. Límites de generación	10
2.3.5. Límites de rampas	10
2.3.6. Restricciones de tiempos mínimos de encendido y apagado	11
2.4. Restricciones de inversión	11
2.5. Modelación del sistema hidroeléctrico	11
2.5.1. Modelo de central hidroeléctrica	12
2.6. Formulación de la red de transmisión	14
2.6.1. Modelo de pérdidas en el sistema de transmisión	14
2.6.2. Flujos por líneas existentes	16
2.6.3. Flujos por líneas con capacidad de desconexión	16
2.6.4. Flujos por líneas candidatas	17
2.7. Resumen formulación	17
3. Aplicación de la formulación de predespacho al sistema IEEE de 300 barras	19
3.1. Consideraciones iniciales del modelo	19
3.1.1. Unidades de generación	19
3.1.2. Perfil de demanda	19
3.1.3. Sistema de transmisión	20
3.2. Formulación 1-bin y 3-bin aplicada al problema de operación	20
3.2.1. Ensayo 1: Problema de operación uninodal	20
3.2.2. Ensayo 2: Problema de operación con restricciones de transmisión	21
3.2.3. Ensayo 3: Problema de operación con restricciones de transmisión y congestión	22

3.3. Síntesis de resultados para sistema de 300 barras	23
4. Aplicación de la formulación de planificación al sistema New England IEEE de 39 barras	24
4.1. Consideraciones iniciales del modelo	25
4.1.1. Perfil de demanda	25
4.1.2. Unidades de generación	26
4.1.3. Sistema de transmisión	26
4.1.4. Sistema hidroeléctrico	27
4.1.5. Determinación de parámetros del solver	28
4.2. Formulación 1-bin y 3-bin aplicadas al problema de planificación	29
4.2.1. Ensayo 1: Planificación de la generación en barra única	30
4.2.2. Ensayo 2: Planificación de la generación incorporando transmisión y pérdidas .	33
4.2.3. Ensayo 3: Planificación de la generación incorporando transmisión, pérdidas y alta congestión	36
4.2.4. Ensayo 4: Planificación de la generación incorporando transmisión, pérdidas, alta congestión y reconfiguración de red	41
4.2.5. Ensayo 5: Planificación de la generación incorporando transmisión, pérdidas y reconfiguración de red	46
4.2.6. Ensayo 6: Planificación conjunta de la generación y transmisión incorporando pérdidas	48
4.2.7. Ensayo 7: Planificación conjunta de la generación y transmisión incorporando pérdidas y reconfiguración de red	49
4.2.8. Ensayo 8: Planificación conjunta de la generación y transmisión, incorporando reconfiguración de red y sin pérdidas	51
4.3. Síntesis de resultados para sistema IEEE de 39 barras	53
5. Aplicación de la formulación al Sistema Eléctrico Nacional	56
5.1. Consideraciones iniciales del modelo	57
5.1.1. Perfil de demanda	57
5.1.2. Unidades de generación	58
5.1.3. Sistema de transmisión	58
5.1.4. Sistema hidroeléctrico	59
5.2. Formulación 1-bin y 3-bin aplicada al problema de planificación de generación	59
5.2.1. Ensayo 1: Planificación de la generación incorporando transmisión y pérdidas .	60
5.2.2. Ensayo 2: Planificación de la generación incorporando transmisión, pérdidas y reconfiguración de red	60
5.2.3. Ensayo 3: Planificación conjunta de la generación y transmisión incorporando pérdidas	61
5.2.4. Ensayo 4: Planificación conjunta de la generación y transmisión incorporando pérdidas y reconfiguración de red	62
5.3. Síntesis de resultados sistema SEN reducido	64
6. Resumen final y conclusiones	65
Bibliografía	67
Anexos	69
A. Formulación del problema de flujo de potencia	70
A.1. Formulación lineal DC clásica y reconfiguración óptima de la transmisión	70
A.2. Factores de sensibilidad	71
A.3. Formulación de reconfiguración de red de transmisión	72
A.4. Planificación de la transmisión	74

B. Datos para el sistema IEEE New England de 39 barras	75
B.1. Datos de demanda	75
B.2. Datos de las unidades térmicas	76
B.3. Datos para las líneas de transmisión con capacidad de desconexión (TS) y candidatas a inversión (TP)	76
B.4. Datos para las unidades hidroeléctricas y afluentes	77
C. Decisión de reconfiguración y flujos de potencia para el sistema IEEE New England de 39 barras	78
C.1. Decisión de reconfiguración para el sistema IEEE New England de 39 barras	78
C.2. Flujos de potencia para el sistema IEEE New England de 39 barras	80
D. Datos considerados para el sistema SEN	90
D.1. Datos para los escenarios de demanda	90
D.2. Datos para las unidades térmicas	90
D.3. Datos para las líneas de transmisión con capacidad de desconexión (TS) y candidatas a inversión (TP)	93
D.4. Datos para las unidades hidroeléctricas y afluentes	94

Índice de Figuras

2.1. Modelo de embalse	12
2.2. Aproximación lineal por tramos del cuadrado del flujo	15
3.1. Perfiles de demanda para sistema de 300 barras	20
4.1. Sistema New England IEEE de 39 barras	25
4.2. Perfiles de demanda	26
4.3. Sistema hídrico implementado en el sistema de 39 barras	28
4.4. Despacho térmico de los años 1 y 5 para el Ensayo 1	32
4.5. Despacho centrales hidroeléctricas para los años 1 y 5, del Ensayo 1	33
4.6. Despacho térmico de los años 1 y 5 para el Ensayo 2	35
4.7. Despacho centrales hidroeléctricas para los años 1 y 5, del Ensayo 2	36
4.8. Despacho térmico de los años 1 y 5 para el Ensayo 3	38
4.9. Flujos para el años 1 del Ensayo 3	39
4.10. Flujos para el años 5 del Ensayo 3	40
4.11. Despacho térmico de los años 1 y 5 para el Ensayo 4	43
4.12. Flujos para el años 1 del Ensayo 4	44
4.13. Flujos para el años 5 del Ensayo 4	45
4.14. Despacho térmico de los años 1 y 5 para el Ensayo 5	47
4.15. Despacho térmico de los años 1 y 5 para el Ensayo 6	49
4.16. Despacho térmico de los años 1 y 5 para el Ensayo 7	51
4.17. Despacho térmico de los años 1 y 5 para el Ensayo 8	53
5.1. Sistema Eléctrico Nacional reducido	57
5.2. Perfiles de demanda	58
A.1. Sistema de referencia 4 barras	73
A.2. Sistema 4 barras con reconfiguración de red	73
C.1. Flujos para el años 1 del Ensayo 2	80
C.2. Flujos para el años 5 del Ensayo 2	81
C.3. Flujos para el años 1 del Ensayo 5	82
C.4. Flujos para el años 5 del Ensayo 5	83
C.5. Flujos para el años 1 del Ensayo 6	84
C.6. Flujos para el años 5 del Ensayo 6	85
C.7. Flujos para el años 1 del Ensayo 7	86
C.8. Flujos para el años 5 del Ensayo 7	87
C.9. Flujos para el años 1 del Ensayo 8	88
C.10. Flujos para el años 5 del Ensayo 8	89

Índice de Tablas

3.1. Resumen de ensayos	20
3.2. Resultado económico obtenido en el Ensayo 1	21
3.3. Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 1	21
3.4. Resultado económico obtenido en el Ensayo 2	21
3.5. Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 2	22
3.6. Resultado Presolve en el Ensayo 2	22
3.7. Resultado económico obtenido en el Ensayo 3	22
3.8. Resultado Presolve en el Ensayo 3	23
3.9. Resultado económico obtenido para case 300 formulación 1-bin y 3-bin	23
3.10. Rendimientos case 300 formulación 1-bin y 3-bin	23
4.1. Costos Marginales y de Inversión Unidades Térmicas	26
4.2. Evaluación número de tramos para linealizar pérdidas en formulación 1-bin	29
4.3. Evaluación <i>Gap</i>	29
4.4. Resumen de ensayos	30
4.5. Resultado económico obtenido en el Ensayo 1	30
4.6. Decisión de inversión de generación del Ensayo 1	30
4.7. Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 1	31
4.8. Resultado económico obtenido en el Ensayo 2	34
4.9. Decisión de inversión de generación del Ensayo 2	34
4.10. Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 2	34
4.11. Resultado económico obtenido en el Ensayo 3	37
4.12. Decisión de inversión de generación del Ensayo 3	37
4.13. Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 3	37
4.14. Resultado económico obtenido en el Ensayo 4	41
4.15. Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 4	41
4.16. Decisión de inversión de generación del Ensayo 4	42
4.17. Decisión de reconfiguración de red de Ensayo 4	42
4.18. Resultado económico obtenido en el ensayo 5	46
4.19. Decisión de inversión de generación del Ensayo 5, 6 y 7	46
4.20. Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 5	47
4.21. Decisión de reconfiguración de red de Ensayo 5	47
4.22. Resultado económico obtenido en el Ensayo 6	48
4.23. Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 6	48
4.24. Resultado económico obtenido en el Ensayo 7	50
4.25. Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 7	50
4.26. Decisión de reconfiguración de red de Ensayo 7	50
4.27. Resultado económico obtenido en el Ensayo 8	52
4.28. Decisión de inversión de generación del Ensayo 8	52
4.29. Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 8	52
4.30. Decisión de reconfiguración de red de Ensayo 8	53
4.31. Resultado económico en MMUSD para el sistema IEEE de 39 barras utilizando la formulación 1-bin	54

4.32. Indicadores de desempeño para la formulación 1-bin en el sistema IEEE de 39 barras .	54
4.33. Indicadores de desempeño para la formulación 3-bin en el sistema IEEE de 39 barras .	54
5.1. Costos Marginales y de Inversión Unidades Térmicas [3]	58
5.2. Parámetros de embalses y centrales de la cuenca Río Maule	59
5.3. Resumen de ensayos	59
5.4. Resultado económico obtenido en el Ensayo 1	60
5.5. Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 1	60
5.6. Resultado económico obtenido en el Ensayo 2	61
5.7. Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 2	61
5.8. Resultado económico obtenido en el Ensayo 3	62
5.9. Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 3	62
5.10. Resultado económico obtenido en el ensayo 4	63
5.11. Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 4	63
5.12. Decisión de reconfiguración de red de Ensayo 4	63
5.13. Resultado económico obtenido para case SEN formulación 1-bin y 3-bin	64
5.14. Indicadores de desempeño para la formulación 1-bin case SEN	64
5.15. Indicadores de desempeño para la formulación 3-bin case SEN	64
B.1. Curva de demanda para un día de los escenarios	75
B.2. Datos de las Unidades Térmicas	76
B.3. Datos para líneas con capacidad de desconexión (TS) y candidatas a inversión (TP) .	76
B.4. Parámetros del modelo hidroeléctrico para el sistema IEEE de 39 barras	77
B.5. Caudales por hora de los afluentes en [m ³ /s] sistema IEEE de 39 barras	77
C.1. Decisión de reconfiguración de red del Ensayo 4	78
C.2. Decisión de reconfiguración de red del Ensayo 5	78
C.3. Decisión de reconfiguración de red del Ensayo 7	78
C.4. Decisión de reconfiguración de red del Ensayo 8	79
D.1. Curva de demanda por un día para los escenarios del SEN	90
D.2. Datos para las unidades térmicas sistema SEN	92
D.3. Datos para las unidades térmicas candidatas sistema SEN	92
D.4. Datos para las líneas de con capacidad de desconexión (TS) y candidatas a inversión (TP)	93
D.5. Caudales por hora de los afluentes en la cuenca del Río Maule en [m ³ /s]	94

Nomenclatura

Índices y conjuntos:

- b : Índice de la barra.
- g : Índice de la unidad generadora.
- h : Índice de la hora del respectivo periodo.
- l : Índice de la línea.
- s : Índice del escenario.
- t : Índice del año de planificación.
- B : Conjunto de las barras del sistema.
- G : Conjunto correspondiente a la unión de $G^E \cup G^B \cup G^R$.
- G^E : Conjunto de unidades de generación existentes.
- G^B : Conjunto de unidades de generación candidatas.
- G^R : Conjunto de unidades de generación ficticias de energía no suministrada.
- G^H : Conjunto de embalses.
- H : Conjunto de horas de cada periodo.
- J : Número de tramos para linealización de pérdidas en transmisión.
- L^E : Conjunto de líneas existentes.
- L^{XS} : Conjunto de líneas de reconfiguración de red.
- L^B : Conjunto de líneas candidatas.
- L : Conjunto correspondiente a la unión de $L^E \cup L^{XS} \cup L^B$.
- S : Conjunto de escenarios.
- T : Conjunto de años de planificación.

Variables:

- $cu_{g,h,t}$: Costo de arranque de la unidad g en el periodo h y el año t .
- $f_{l,h,t,s}^{virt}$: Variable continua asociada al flujo virtual en líneas candidatas y de reconfiguración de red (l_n, l_{xs}) , en el periodo h , año t y escenario s .
- $f_{l,h,t,s}^+$: Flujo de potencia no negativo para modelar pérdidas, en línea l , en el periodo h , año t y escenario s .
- $f_{l,h,t,s}^-$: Flujo de potencia no negativo para modelar pérdidas, en línea l , en el periodo h , año t y escenario s .
- $\Delta f_{j,l,h,t,s}$: Variable de segmento de flujo, para tramo j , línea l , periodo h , año t y escenario s .

- $n_{l,t}$: Variable binaria que toma el valor 1 en caso de se invierta en la nueva línea y 0 de otra forma, para las líneas candidatas l_b en el año t .
- $p_{g,h,t,s}$: Potencia activa despachada por la unidad g en el periodo h , año t y escenario s .
- $\bar{p}_{g,h,t,s}$: Máxima potencia activa disponible de la unidad g en el periodo h , año t y escenario s .
- $pe_{l,h,t,s}^{loss}$: Pérdidas de la línea l , en el periodo h , año t y escenario s .
- $pe_{l,h,t,s}^{lossTSyTP}$: Variable continua para las pérdidas en líneas candidatas y de reconfiguración de red (l_n, l_{xs}), en el periodo h , año t y escenario s .
- $ph_{gh,h,t,s}$: Potencia activa despachada por la central hidroeléctrica gh , en el periodo h , año t y escenario s .
- $\bar{ph}_{gh,h,t,s}$: Máxima potencia activa disponible de la central hidroeléctrica gh , en el periodo h , año t y escenario s .
- $q_{gh,h,t,s}$: Caudal effluente al embalse gh en el periodo h , año t y escenario s .
- $q_{ghant,h,t,s}$: Caudal afluente del embalse gh en el periodo h , año t y escenario s , proviene del embalse aguas arriba.
- $r_{g,h,t,s}$: Reserva de giro de la unidad g en el periodo h , año t y escenario s .
- $rh_{g,h,t,s}$: Reserva de potencia activa de embalse gh en el periodo h , año t y escenario s .
- $sh_{gh,h,t,s}$: Caudal de vertimiento del embalse gh en el periodo h , año t y escenario s .
- $u_{g,h,t}$: Variable binaria que toma el valor 1 en caso de que el generador este encendido y 0 de otra forma, para el generador g , periodo h y año t .
- $v_{g,h,t}$: Variable binaria que toma el valor 1 en caso de que la unidad se encienda en la hora h y 0 de otra forma, para el generador g y año t .
- $vol_{gh,h,t,s}$: Volumen del embalse gh en el periodo h , año t y escenario s .
- $w_{g,h,t}$: Variable binaria que toma el valor 1 en caso de que la unidad se apague en la hora h y 0 de otra forma, para el generador g y año t .
- $xs_{l,t}$: Variable binaria que toma el valor 1 en caso de desconectar la línea existente y 0 de otra forma, para la líneas existentes l_e en el año t .
- $z_{g,t}$: Variable binaria que toma el valor 1 en caso de invertir y 0 de otra forma, para el generador candidato g_b en el año t .

Parámetros:

- B_l : Admitancia de la línea l .
- C_g : Costo de inversión del generador g .
- C_l : Costo de inversión de la línea l .
- CA_g : Costo de arranque del generador g .
- CU_g : Costo de operación y mantenimiento de la unidad g .
- DT_g : Tiempo mínimo de apagado de la unidad g .
- $D_{h,s}$: Demanda total del sistema en el periodo h y escenario s .
- FC_g : Costo combustible del generador g .
- F_l^{MAX} : Limite de la flujo de línea l .
- G_l : Conductancia de la línea l .

- $k_{j,l}$: Pendiente del segmento lineal j , para la línea l
- M : Valor de gran M .
- $M dt_{gh}$: Máxima distancia temporal entre represas, para el embalse gh .
- N_{gh} : Cuociente entre potencia activa y caudal del embalse gh .
- OM_g : Costo de operación y mantenimiento de la unidad g .
- Pr_s : Probabilidad de ocurrencia del escenario s .
- $\underline{P}_g$: Potencia activa mínima de la unidad g .
- $\overline{P}_g$: Potencia activa máxima de la unidad g .
- $\overline{P}_{h_{gh}}$: Máxima potencia activa del embalse gh .
- $P_{dem_{b,h,t,s}}$: Potencia activa consumida en la barra b , en el periodo h , año t y escenario s .
- $\widehat{pe}_l^{loss}$: Pérdidas máximas en líneas candidatas y de reconfiguración de red (l_n, l_{xs}) .
- $Qmin_{gh}$: Mínimo caudal efluente que produce potencia activa del embalse gh .
- $Qmax_{gh}$: Máximo caudal efluente que produce potencia activa del embalse gh .
- $Qin_{gh,h}$: Caudal afluente al embalse gh y hora h .
- R_c : Factor de incremento de carga.
- R_t : Factor de actualización monetaria.
- RU_g : Limite de rampa de subida de la unidad g .
- RD_g : Limite de rampa de bajada de la unidad g .
- R_s : Factor de reserva mayor o igual a 0.
- $SF_{l,g}$: Factor de sensibilidad de la línea l y el generador g .
- SR : Factor de reserva de capacidad cuyo valor es mayor o igual a 0.
- S_{base} : Potencia base (100 MVA) en sistema por unidad.
- SU_g : Limite de la rampa de encendido de la unidad g .
- SD_g : Limite de la rampa de apagado de la unidad g .
- UT_g : Tiempo mínimo de encendido de la unidad g .
- $Vbegin_{gh}$: Volumen inicial de embalse gh , asociado a la cota diaria.
- $Vend_{gh}$: Volumen final de embalse gh , asociado a la cota diaria.
- $Vmin_{gh}$: Mínimo volumen que puede alcanzar el embalse gh .
- $Vmax_{gh}$: Máximo volumen que puede alcanzar el embalse gh .
- $VoLL$: Valor de energía no suministrada.

Resumen

La rápida integración de tecnologías emergentes ha incrementado la importancia de incluir restricciones de flexibilidad operacional en el problema de planificación de expansión de la capacidad. Este estudio introduce una formulación de programación lineal entera-mixta (MILP, del inglés Mixed-Integer Linear Programming) aplicada al problema estocástico de planificación conjunta de la generación y transmisión. Por un lado, se incluye en la formulación de planificación las restricciones de predespacho basadas en las formulaciones 1-bin y 3-bin. Por otra parte, la formulación matemática se resuelve mediante el problema estocástico de dos etapas. Adicionalmente, se considera el problema de reconfiguración de red que permite la reducción del costo total y congestiones en la transmisión. Para modelar los flujos de potencia para líneas existentes, de inversión y de reconfiguración, se utiliza una aproximación lineal DC mediante factores de sensibilidad.

La formulación matemática se valida usando los sistemas de potencia IEEE de 39 y 300 barras considerando perfiles de carga de 24 horas. Diversos análisis y experimentos computacionales se realizan para problemas de operación y planificación. El impacto de incorporar cada problema es evaluado por separado, considerando diferentes conjuntos de restricciones con el fin de evaluar los efectos técnicos y económicos, además del rendimiento del problema.

Finalmente, la formulación es aplicada al Sistema Eléctrico Nacional Chileno (SEN) usando también perfiles de carga de 24 horas. Los resultados de las simulaciones demuestran que la formulación de predespacho 1-bin presenta mejor rendimiento al resolver sistemas de potencia de mediana escala en comparación de la formulación 3-bin. Por otra parte, las decisiones de reconfiguración de red posibilitan la reducción de congestiones lo que permite al solver obtener menores costos de operación e inversión.

Abstract

The rapid integration of emerging technologies is increasing the importance of including operational flexibility constraints into the capacity expansion planning (CEP). This study introduces a mixed-integer linear programming (MILP) formulation applied to the stochastic capacity generation and transmission expansion planning problem. In one hand, we include in the CEP formulation the unit commitment (UC) constraints based on both 1-bin and 3-bin formulations. On the other hand, the mathematical formulation is solved by a two-stage stochastic problem. Additionally, it is considered the transmission line switching problem which allows the reduction of the total cost and transmission congestions. To model the transmission power flow problem for existing, investment and switching lines, a linear DC approach is developed using only shift-factors.

The mathematical formulation is validated using the IEEE 39-bus and 300-bus power systems using a 24-hourly load profile. Several analyses and extensive computational experiments are conducted to carry out operation and planning problems. The impact of incorporating every problem is evaluated separately by considering different sets of constraints in order to evaluate the technical and economic effects, as well as the performance of the problem.

Finally, the CEP formulation is applied to the Chilean National Electric System (SEN) power system using a 24-hourly load profile as well. Simulation results demonstrate that the UC 1-bin formulation exhibits a better performance solving medium-scale power systems in comparison with the 3-bin formulation. Moreover, transmission switching decisions allows reducing congestions so that the solver obtains better operation and expansion cost.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Antecedentes y motivación

La planificación energética contempla el estudio a largo plazo del desarrollo de la red eléctrica, donde su principal propósito es tener un sistema robusto de modo de asegurar el suministro eléctrico, incluyendo criterios técnicos-económicos para cumplir con los estándares y norma vigentes. El objetivo principal es minimizar los costos del sistema eléctrico, también se debería considerar materias ambientales para cumplir con las respectivas normas y seguir la ruta energética propuesta por su coordinador y regulador del sistema.

En Chile, la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) es realizada por el Ministerio de Energía, que busca modelar distintos escenarios de desarrollo, contemplando tendencias del consumo y oferta energética, de forma de desarrollar una red eléctrica capaz de potenciar y soportar el crecimiento energético del país, siguiendo los ejes de la ruta energética y el plan de descarbonización.

Los escenarios de la PELP son considerados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) para la planificación del sistema de transmisión, contempla obras de expansión, polos de desarrollo y concesiones del servicio de distribución. Este proceso se realiza anualmente considerando como mínimo horizontes de veinte años [11]. Respecto a la capacidad instalada actual, la tecnología hídrica corresponde a un 26 % del total, mientras que la contribución de la eólica es de un 10 % y solar un 13 % [5]. Según la planificación energética el aporte de las energías renovables no convencionales se podría triplicar respecto a la capacidad actual al 2050 alcanzado el 70 % de la capacidad instalada.

El propósito de este estudio es resolver el problema de planificación conjunta de la generación y transmisión, basado en el modelo desarrollado en la memoria [7], el problema de coordinación hidrotérmica, además de considerar las restricciones de reconfiguración de la red (transmission switching) y de pre-despacho. Además, en la memoria se modela la incertidumbre de la demanda mediante escenarios que serán la base para el problema de planificación. El modelo incorpora las decisiones de inversión en generación y transmisión, uso de embalse y reconfiguración de la red para diferentes escenarios de operación.

La coordinación hidrotérmica contempla el uso óptimo del recurso hídrico de forma de reducir el costo de generación actual y futuro, sin comprometer la disponibilidad del recurso considerando factores sociales, económicos, técnicos y ambientales. Respecto a la reconfiguración de red, permite disminuir el flujo en líneas congestionada debido a la redistribución de los flujos de potencia, con lo que se pueden obtener despachos de carga más económicos. El concepto de optimal transmission switching (OTS) fue inicialmente propuesto por O'Neal en un contexto comercial [6].

Además, se busca resolver el problema de flujos de potencia con la utilización de factores de sensibilidad, y se incluye en el modelo las restricciones operacionales del sistema de generación [8]. Finalmente se evalúan las soluciones en términos técnicos y económico tanto para la operación como la inversión. Además, de evaluar el desempeño y tiempos de cálculo de las formulaciones. La metodología desarrollada se aplica tanto para sistemas de prueba tipo IEEE como para una versión reducida del Sistema

Eléctrico Nacional. La finalidad de las múltiples simulaciones realizadas es evaluar el desempeño del modelo planteado y su escalabilidad.

1.2. Objetivos

Objetivo general:

- Desarrollar una herramienta computacional que permita la resolución del problema de planificación de los sistemas eléctricos de potencia considerando el problema de coordinación hidrotérmica, restricciones operacionales de generación, reconfiguración del sistema de transmisión y criterio N-1, utilizando factores de sensibilidad.

Objetivos específicos:

- Formular el problema de planificación de la capacidad de transmisión considerando el problema de coordinación hidrotérmica.
- Modelar de forma detallada las restricciones de predespacho, reconfiguración de red y de seguridad en el problema de planificación.
- Desarrollar simulaciones que permitan ver los efectos técnicos y económicos de la incorporación de las distintas restricciones en los costos de operación e inversión del sistema. De igual forma se requiere reportar el desempeño y los tiempos de simulación, con la finalidad de determinar criterios de escalabilidad.
- Aplicar la formulación matemática propuesta en sistemas de prueba tipo IEEE y en una versión reducida del Sistema Eléctrico Nacional.

1.3. Alcance

Este trabajo de memoria tiene por alcance formular matemáticamente el problema de la planificación conjunta de generación y transmisión, modelar los flujos de potencia con inclusión de pérdidas, además de la reconfiguración de red, el problema hidrotérmico y la incorporación de las restricciones de predespacho.

Este estudio incluye la incertidumbre de la demanda en los problemas de operación y planificación. Para esto se desarrolla una formulación estocástica de dos etapas, donde inicialmente se resuelve la incertidumbre a través de variables binarias de primera etapa que representan la inversión, junto al estado de generadores y líneas, para luego resolver el problema de operación en el horizonte de planificación utilizando variables de segunda etapa [1].

La formulación planteada se aplica en los sistemas de prueba IEEE de 39 y 300 barras, además del Sistema Eléctrico Nacional, adaptados para resolver un problema multiperíodo, considerando restricciones de predespacho e implementándose mediante las herramientas de Python y Gurobi.

1.4. Modelación y simulación de los modelos

El computador mediante el cual se ejecutan los algoritmos está equipado con un procesador Intel Core i7-10510U de 2.3 GHz y una memoria RAM de 8 GB. Para la implementación de las formulaciones se utiliza el lenguaje de programación Python mediante el entorno de desarrollo integrado Spyder. La formulación matemática es resuelta mediante el solver de optimización matemática Gurobi.

1.5. Estructura de trabajo

En el primer capítulo se presentan los objetivos principales, específicos y alcances de este trabajo. En el segundo capítulo se presenta el marco teórico del trabajo, que contiene las bases para la modelación de los sistemas hidrotérmicos, la formulación DC basada en factores de sensibilidad y las aproximaciones

lineales de las pérdidas en transmisión. Además, de la formulación matemática del problema de planificación conjunta de generación y transmisión considerando el problema de predespacho, reconfiguración de red, entre otros.

En los capítulos tercero y cuarto se aplican las formulaciones matemáticas a los sistemas de prueba IEEE de 300 barras para resolver un problema de operación y a un sistema de 39 barras para la planificación. De la misma forma, en el capítulo quinto se aplican las formulaciones a un sistema reducido del Sistema Eléctrico Nacional. Se comparan los resultados económicos e indicadores de desempeño para los distintos casos expuestos.

Finalmente, en el sexto capítulo se realiza un resumen final, se presentan las conclusiones del estudio y se plantean los desafíos futuros para incursionar mediante el uso de esta memoria.

Capítulo 2

Formulación matemática del problema de planificación de capacidad de generación y transmisión considerando restricciones de predespacho y reconfiguración de red

En el presente capítulo se detalla la formulación del problema de la planificación de la expansión de generación y transmisión. La formulación está conformada por la función objetivo que considera costos operación y de inversión tanto para la generación como la transmisión.

Es importante mencionar que se desarrollan dos modelos basados en los problemas de predespacho, donde el primero modela el estado de las unidades de generación mediante una variable binaria (1-bin) [2], la otra formulación utiliza tres variables binarias para definir los estados de las unidades (3-bin) [9].

Además, a los modelos matemáticos mencionados se les incorpora el problema de coordinación hidrotérmica y el problema estocástico de dos etapas para modelar la incertidumbre de la demanda. Por otro lado, se modelan los flujos de potencia DC utilizando factores de sensibilidad, y se consideran pérdidas en la transmisión. A la formulación se le agregan las restricciones de reconfiguración de red, con el objetivo de analizar el impacto de esta estrategia en las decisiones de inversión a largo plazo.

2.1. Función objetivo

En la expresión (2.1) se presenta la función objetivo del problema de planificación conjunta de generación y transmisión, considerando escenarios de demanda para el problema estocástico. Se puede observar que se compone principalmente de cuatro términos, el primero corresponde a los costos de inversión, operación y mantenimiento de las nuevas unidades, el segundo término para la inversión en la transmisión, le sigue, los costos de arranque de las unidades y por último el valor esperado del costo de la energía generada.

Todos los valores asociados a costos de inversión, operación y mantenimiento, de la función objetivos son llevados a valor presente mediante el factor de actualización monetaria.

$$\min \sum_{t \in T} R_t \cdot [CI^G + CI^T + \sum_{h \in H} CUP + \sum_{s \in S} Pr_s \cdot \sum_{h \in H} COP] \quad (2.1)$$

Respecto a los costos de inversión en generación (CI^G) que se presentan en la expresión (2.2), se puede observar que se incorpora el costo de inversión en el periodo que se decide por primera vez en la unidad candidata, debido a que la variable binaria asociada a la inversión se mantiene activa hasta el final del horizonte de planificación. El costo de operación y mantenimiento se realiza también desde

el momento en que se toma la decisión de inversión. Las decisiones de inversión en nuevas unidades son independientes de los diferentes perfiles de demandas, es decir que se toma la misma decisión de inversión para todos los escenarios de demanda para un mismo año.

$$CI^G = \sum_{g \in G^B} (C_g \cdot (z_{g,t} - z_{g,t-1}) + OM_g \cdot z_{g,t}) \quad (2.2)$$

Los costos de inversión en transmisión (CI^T) corresponden a la expresión (2.3). Se puede observar que la variable binaria de decisión de inversión está definida para determinada línea candidata y año en el que se decide invertir, por lo que la decisión es transversal al despacho horario y los distintos escenarios de demanda.

$$CI^T = \sum_{l \in L^B} C_l \cdot (n_{l,t} - n_{l,t-1}) \quad (2.3)$$

En las expresiones (2.4) y (2.5), se puede observar el término asociado a los costos de arranque de la unidades existentes y unidades candidatas que entren en operación. La decisión de encendido de la unidad se puede realizar en cualquier hora de cualquier año.

$$CUP = \sum_{g \in (G^E \cup G^B)} cu_{g,h,t} \quad (2.4)$$

$$cu_{g,h,t} \geq CA_g \cdot (v_{g,h,t} - v_{g,h-1,t}), \quad \forall g \in G, \forall h \in H, \forall t \in T \quad (2.5)$$

Tasa de actualización monetaria

La tasa de actualización monetaria permite en la planificación multiperiodo llevar a valor presente el valor futuro del costo de la operación e inversión de la generación en conjunto a la transmisión. En la expresión (2.6) se puede observar la fórmula con la que se calcula.

$$R_t = \frac{1}{(1+i)^t} \quad (2.6)$$

Donde:

- R_t : Factor de actualización monetaria para el año t .
- t : Año desde que el costo de operación e inversión se convierte a valor presente.
- i : Tasa de interés.

2.2. Formulación del problema de predespacho 1-bin

A continuación se presenta la formulación lineal entera-mixta aplicada al problema térmico de predespacho. Esta formulación permite modelar de forma precisa los costos de arranque en función de la dimensión temporal y agregar restricciones intertemporales de límites de rampas y tiempos mínimos de subida y bajada [2]. A las distintas variables se les incorpora respecto a la formulación original, una dimensión temporal en años para incorporar el problema de planificación y la dimensión de escenarios correspondientes al problema estocástico.

2.2.1. Función objetivo

Se puede observar en la expresión (2.7) el término correspondiente al valor esperado de operación (COP) de las unidades. El primer término corresponde a la suma de los costos operacionales de cada unidad generadora existente y candidata. El segundo término de la ecuación corresponde a la potencia

no suministrada de los generadores virtuales. Este término es ponderado por la probabilidad de ocurrencia del respectivo escenario en la función objetivo.

$$COP = \sum_{g \in (G^E \cup G^B)} FC_g \cdot p_{g,h,t,s} + VoLL \cdot \sum_{g \in G^R} p_{g,h,t,s} \quad (2.7)$$

2.2.2. Balance y margen de reserva

El balance de potencia que se presenta en la ecuación (2.8), corresponde a la suma de potencia de la unidades existentes, nuevas y energía no suministrada, la cual debe ser igual a la demanda en cada periodo. Además, se puede observar del segundo miembro del lado izquierdo de la expresión que corresponde a la potencia aportada por las centrales de embalse. Ese término permite acoplar el modelo hídrico a la generación térmica. De la expresión (2.9) se puede observar que la potencia máxima disponible del sistema hidrotérmico debe ser mayor a la reserva determinada para el sistema. Tanto la demanda como la reserva se escalan por el factor de incremento de carga (R_c) que modela el crecimiento de la demanda para el problema de planificación.

$$\sum_{g \in G} p_{g,h,t,s} + \sum_{gh \in G^H} p_{gh,h,t,s} = (1 + t \cdot R_c) \cdot D_{h,s} + \sum_{l \in L^E} p_{l,h,t,s}^{loss} + \sum_{l \in L^{XS \cup LB}} p_{l,h,t,s}^{lossTSyTP}, \quad (2.8)$$

$$\forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S$$

$$\sum_{g \in G} \bar{p}_{g,h,t,s} + \sum_{gh \in G^H} \bar{p}_{gh,h,t,s} \geq (1 + t \cdot R_c) \cdot (1 + SR) \cdot D_{h,s}, \quad \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.9)$$

2.2.3. Límites de generación

En la expresión (2.10) se puede observar los límites para la potencia generada $p_{g,h,t,s}$ y para la potencia disponible $\bar{p}_{g,h,t,s}$, de cada unidad g . Como se puede observar en la ecuación (2.11), la máxima potencia disponible no puede exceder la capacidad de la unidad térmica.

$$\underline{P}_g \cdot v_{g,h,t} \leq p_{g,h,t,s} \leq \bar{p}_{g,h,t,s}, \quad \forall g \in G, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.10)$$

$$0 \leq \bar{p}_{g,h,t,s} \leq \bar{P}_g \cdot v_{g,h,t}, \quad \forall g \in G, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.11)$$

2.2.4. Restricciones de rampas

Se restringe la variable de potencia máxima disponible ($\bar{p}_{g,h,t,s}$) en la expresión (2.12) según los límites de rampas de encendido y de subida para cada unidad, limitando a su vez el incremento de la potencia despachada de un periodo a otro. En la expresión (2.13) se puede observar la restricción para las rampas de apagado, así como en la expresión (2.14) los límites para las rampas de bajada.

$$\bar{p}_{g,h,t,s} \leq p_{g,h-1,t,s} + RU_g \cdot v_{g,h-1,t} + SU_g \cdot (v_{g,h,t} - v_{g,h-1,t}) + \bar{P}_g \cdot (1 - v_{g,h,t}), \quad (2.12)$$

$$\forall g \in G, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S$$

$$\bar{p}_{g,h,t,s} \leq \bar{P}_g \cdot v_{g,h+1,t} + SD_g \cdot (v_{g,h,t} - v_{g,h+1,t}), \quad \forall g \in G, \forall h \in H - 1, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.13)$$

$$p_{g,h-1,t,s} - p_{g,h,t,s} \leq RD_g \cdot v_{g,h,t} + SD_g \cdot (v_{g,h-1,t} - v_{g,h,t}) + \bar{P}_g \cdot (1 - v_{g,h-1,t}), \quad (2.14)$$

$$\forall g \in G, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S$$

Las expresiones (2.10)-(2.14) en conjunto con la restricción de reserva requerida para el sistema, permiten una modelación precisa del aporte de reserva de giro de cada unidad, que corresponde a la diferencia entre la potencia máxima disponible y la potencia despachada [12].

2.2.5. Restricciones de tiempos mínimos de encendido y apagado

Al igual que las restricciones previas, esta formulación MILP se basa en una única variable binaria ($v_{g,h,t}$) correspondiente al estado de la unidad g , en la hora h y año t . Se puede observar de la expresión (2.15) permite que la unidad se mantenga encendida todas las secuencias de periodos pertenecientes al tiempo mínimo de cada unidad. Una vez transcurrido este periodo la unidad puede seguir encendida mientras sea despachada. La expresión (2.16) se utiliza para garantizar que la unidad g una vez encendida se mantenga en ese estado según su limitación de tiempo mínimo de encendido para los periodos finales del pre despacho.

$$\sum_{n=h}^{h+UT_g-1} v_{g,n,t} \geq UT_g \cdot (v_{g,h,t} - v_{g,h-1,t}), \quad \forall g \in G, \forall h = 0 \cdots H - UT_g + 1, \forall t \in T \quad (2.15)$$

$$\sum_{n=h}^H [v_{g,n,t} - (v_{g,h,t} - v_{g,h-1,t})] \geq 0, \quad \forall g \in G, \forall h = H - UT_g + 2 \cdots H, \forall t \in T \quad (2.16)$$

Análogamente, las restricciones de tiempo mínimo de apagado se pueden observar en las expresiones (2.17) y (2.18).

$$\sum_{n=t}^{t+DT_g-1} (1 - v_{g,n,t}) \geq DT_g \cdot (v_{g,h-1,t} - v_{g,h,t}), \quad \forall g \in G, \forall h = 0 \cdots H - DT_g + 1, \forall t \in T \quad (2.17)$$

$$\sum_{n=h}^H [1 - v_{g,n,t} - (v_{g,h-1,t} - v_{g,h,t})] \geq 0, \quad \forall g \in G, \forall h = H - DT_g + 2 \cdots H, \forall t \in T \quad (2.18)$$

Cabe mencionar que la formulación 1-bin considera condiciones iniciales de las unidades de generación, que indican el tiempo que llevan encendidas o apagadas en el primer instante del análisis. Sin embargo, debido a que cada año de planificación se modela mediante un día tipo para la operación, se propone que en el primer período de cada año, todas las unidades comienzan apagadas y se encuentran desconectadas por un periodo mayor a sus tiempos mínimos de apagados [15], es decir cualquier unidad puede ser encendida.

2.3. Formulación del problema de pre despacho 3-bin

2.3.1. Función objetivo

La función objetivo de la formulación 3-bin se modela mediante las expresiones (2.1)-(2.4), y debido que la potencia despachada de cada unidad se define como el producto de la potencia mínima y el estado del generador, más la potencia que despacha sin superar la potencia máxima de cada unidad, se debe realizar una modificación a la expresión (2.7).

$$COP = \sum_{g \in (G^E \cup G^B)} FC_g \cdot [\underline{P}_g \cdot u_{g,h,t} + p_{g,h,t,s}] + VoLL \cdot \sum_{g \in G^R} p_{g,h,t,s} \quad (2.19)$$

2.3.2. Balance y margen de reserva

Las expresiones (2.20) y (2.21) corresponden al balance de potencia y margen de reserva, respectivamente. Se puede observar que para el balance se define de forma similar a la expresión (2.8), modificando la término de la potencia de las unidades térmicas. Mientras que para el margen de reserva se formulan las variables de reserva para cada unidad tanto térmica como de hídrica, la cual debe ser mayor al criterio de reserva determinado.

$$\begin{aligned} \sum_{g \in G} [\underline{P}_g \cdot u_{g,h,t} + p_{g,h,t,s}] + \sum_{g \in G^H} ph_{g,h,t,s} &= (1 + t \cdot R_c) \cdot D_{h,s} + \sum_{l \in L^E} pe_{l,h,t,s}^{loss} \\ &+ \sum_{l \in L^{XS} \cup L^B} pe_{l,h,t,s}^{loss TSyTP}, \quad \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \end{aligned} \quad (2.20)$$

$$\sum_{g \in G} r_{g,h,t,s} + \sum_{g \in G^H} rh_{g,h,t,s} \geq (1 + t \cdot R_c) \cdot R_s \cdot D_{h,s}, \quad \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.21)$$

2.3.3. Restricción lógica

La expresión (2.22) garantiza que las variables $v_{g,i,t}$ y $w_{g,i,t}$, tomen el valor adecuado cuando la unidad se enciende o apaga, respectivamente.

$$u_{g,h,t} - u_{g,h-1,t} = v_{g,h,t} - w_{g,h-1,t}, \quad \forall g \in G, \forall h \in H, \forall t \in T \quad (2.22)$$

2.3.4. Límites de generación

Las restricciones (2.23)-(2.25) permiten limitar la potencia de las unidades térmicas, además de considerar las capacidad de generación al ser encendidas o apagadas. Cabe mencionar, que las dos primeras ecuaciones solo aplican para el subconjunto $\mathcal{G}^1$, el cual corresponde a unidades con un tiempo mínimo de encendido $TU_g = 1$, en otros casos se remplaza por la expresión (2.25).

Las expresiones (2.23) y (2.24) son capaces de describir los límites de generación para $g \notin \mathcal{G}^1$. Sin embargo, se prefiere modelar los límites de ese subconjunto con la expresión (2.25). Esto debido a que presenta una región factible más ajustada que el conjunto de las otras expresiones. Por otro lado, resulta más compacta al introducir cinco elementos no ceros en la matriz de restricción a diferencia de los ocho elementos no ceros que añaden las dos primeras restricciones [9].

$$p_{g,h,t,s} + r_{g,h,t,s} \leq (\bar{P}_g - \underline{P}_g) \cdot u_{g,h,t,s} - (\bar{P}_g - SU_g) \cdot v_{g,h,t}, \quad \forall g \in \mathcal{G}^1, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.23)$$

$$p_{g,h,t,s} + r_{g,h,t,s} \leq (\bar{P}_g - \underline{P}_g) \cdot u_{g,h,t,s} - (\bar{P}_g - SD_g) \cdot w_{g,h,t}, \quad \forall g \in \mathcal{G}^1, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.24)$$

$$\begin{aligned} p_{g,h,t,s} + r_{g,h,t,s} &\leq (\bar{P}_g - \underline{P}_g) \cdot u_{g,h,t,s} - (\bar{P}_g - SU_g) \cdot v_{g,h,t} - (\bar{P}_g - SD_g) \cdot w_{g,h+1,t}, \\ &\forall g \notin \mathcal{G}^1, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \end{aligned} \quad (2.25)$$

2.3.5. Límites de rampas

Las expresiones (2.26) y (2.27) aseguran que las unidades operen dentro de los límites de las rampas de subida y bajada, respectivamente. Se puede observar que la primera restricción asegura que la unidad térmica pueda proveer de reserva de giro sin exceder el límite de la rampa de subida.

$$(p_{g,h,t,s} + r_{g,h,t,s}) - p_{g,h-1,t,s} \leq RU_g, \quad \forall g \in G, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.26)$$

$$-p_{g,h,t,s} + p_{g,h-1,t,s} \leq RD_g, \quad \forall g \in G, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.27)$$

2.3.6. Restricciones de tiempos mínimos de encendido y apagado

La expresión (2.28) corresponde al número de periodos que la unidad debe estar encendida una vez arrancada. A diferencia del modelo 1-bin se presenta una formulación más compacta en términos de restricciones, pero con el costo de agregar un mayor número de variables, al incorporar las variables estado de encendido ($v_{g,i,t}$) y apagado ($w_{g,i,t}$), además del estado de la unidad ($u_{g,i,t}$). En la expresión (2.29) se puede observar la restricción de tiempo mínimo de apagado de las unidades.

$$\sum_{i=t-UT_g+1}^t v_{g,i,t} \leq u_{g,h,t}, \quad \forall g \in G, \forall h = UT_g \cdots H, \forall t \in T \quad (2.28)$$

$$\sum_{i=t-DT_g+1}^t w_{g,i,t} \leq 1 - u_{g,h,t}, \quad \forall g \in G, \forall h = DT_g \cdots H, \forall t \in T \quad (2.29)$$

2.4. Restricciones de inversión

A continuación, se presentan las restricciones relacionadas con el orden cronológico de las inversiones. En la expresión (2.30) se puede observar para los modelos 1-bin y 3-bin, que el estado de la unidad candidata será apagado siempre que no se realice la decisión de inversión $z_{g,t}$.

$$v_{g,h,t} \leq z_{g,t}, \quad \forall g \in G^B, \forall h \in H, \forall t \in T \quad (2.30)$$

Las restricciones (2.31) y (2.32) permiten que una vez realizada la inversión en un generador o línea, esta se mantenga disponible para los siguientes periodos de tiempo.

$$z_{g,t} \geq z_{g,t-1}, \quad \forall g \in G^B, \forall t \in T \quad (2.31)$$

$$n_{l,t} \geq n_{l,t-1}, \quad \forall l \in L^B, \forall t \in T \quad (2.32)$$

2.5. Modelación del sistema hidroeléctrico

Los sistemas hidrotérmicos se conforman por una gran cantidad de restricciones para modelar los diferentes aspectos del sistema hídrico. En este estudio se plantea un modelo para las centrales de embalse. El cual considera los límites de volúmenes, las cuotas diarias, límites de caudales, flujos y potencia de las unidades hidroeléctricas.

Además, la relación entre potencia de origen hidroeléctrico y el caudal de cada embalse, este último se representa mediante el volumen de caudal que llega en una hora. Por otro lado, los embalses que se conectan entre sí formando un red hídrica. Se considera que los caudales que le ingresa a cada uno provienen de embalses anteriores, que dependiendo de la distancia llegan en diferentes periodos de tiempo.

2.5.1. Modelo de central hidroeléctrica

Las centrales hidroeléctricas de embalses se componen de afluentes y efluentes que alimentan un cuerpo de agua capaz de ser almacenada en el embalse. En la Figura 2.1 se ilustra un modelo general para centrales hidroeléctricas compuestos por $Q_{afluente}$, que considera caudales afluentes naturales ($Q_{in_{gh,h}}$) y caudales turbinados de embalses anteriores a la central ($q_{gh,ant,h,t,s}$), denominados aguas arriba. Respecto a los caudales efluentes, se considera $Q_{turbinado}$ ($q_{gh,h,t,s}$) que corresponde al caudal destinado a la generación de energía eléctrica $P_{generada}$ ($ph_{gh,h,t,s}$), $Q_{vertido}$ ($sh_{gh,h,t,s}$) que contempla el agua a verter en caso de que el embalse alcance su máximo de capacidad.

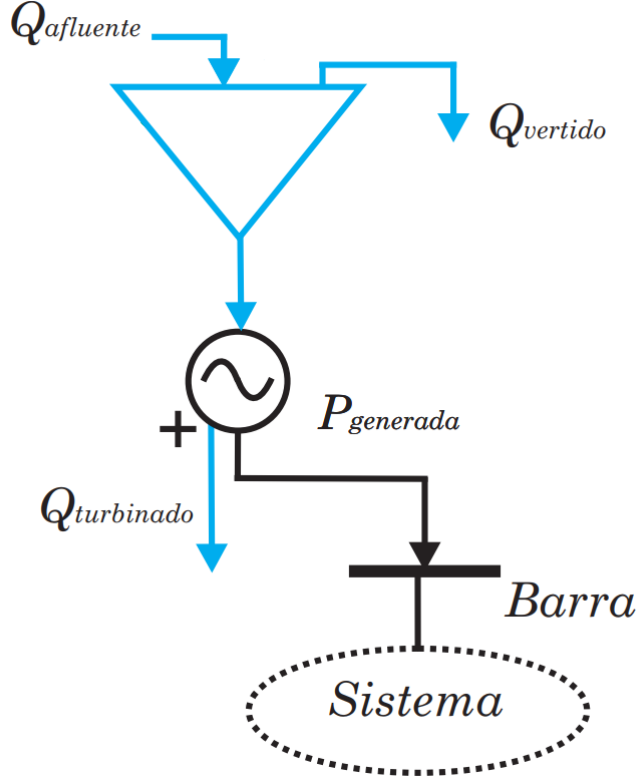


Figura 2.1: Modelo de embalse

a. Balance hídrico de embalse

La ecuación de equilibrio para cada embalse se presenta en la ecuación (2.33)

$$vol_{gh,h,t,s} = vol_{gh,h-1,t,s} + Q_{in_{gh,h-1}} + q_{gh,ant,h,t,s} - q_{gh,h,t,s} - sh_{gh,h,t,s}, \quad (2.33)$$

$$\forall gh \in G^H, \forall h = 1 \dots H, \forall t \in T, \forall s \in S$$

b. Potencia generada por la unidad hidroeléctrica

En la expresión (2.34) se puede observar la relación entre el caudal de cada unidad hidroeléctrica y la potencia generada. El rendimiento (N_{gh}) depende del caudal y del nivel del embalse. Para el modelo se considera un rendimiento constante para cada unidad a causa de que el nivel del embalse no varía significativamente en la programación horaria.

$$ph_{gh,h,t,s} = N_{gh} \cdot q_{gh,h,t,s}, \quad \forall gh \in G^H, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.34)$$

c. Límites para la generación hídrica

Similar a las unidades térmicas, las centrales hidráulicas tienen límites de potencia debido a las características de diseño. Para su modelación en el caso 1-bin se utiliza la variable auxiliar

de máxima potencia disponible ($\overline{ph}$), similar a la expresión (2.11) con la diferencia de que las unidades hidráulicas no presentan variables binarias asociadas a su estado.

El modelo de las centrales hidráulicas no considera restricciones de rampas, a causa de que estas unidades alcanzan sus límites de potencia bastante rápido en comparación a las centrales térmicas [17].

$$0 \leq \overline{ph}_{gh,h,t,s} \leq \overline{Ph}_{gh}, \quad \forall gh \in G^H, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.35)$$

$$0 \leq ph_{gh,h,t,s} \leq \overline{ph}_{gh,h,t,s}, \quad \forall gh \in G^H, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.36)$$

Para el modelo 3-bin se presentan expresiones (2.37)-(2.39), se puede observar el uso de la variable continua (rh) para la reserva de potencia, por lo que la potencia y reserva hídrica no pueden exceder la potencia máxima de la unidad hidráulica.

$$ph_{gh,h,t,s} + rh_{gh,h,t,s} \leq \overline{Ph}_{gh}, \quad \forall gh \in G^H, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.37)$$

$$0 \leq rh_{gh,h,t,s} \leq \overline{Ph}_{gh}, \quad \forall gh \in G^H, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.38)$$

$$0 \leq ph_{gh,h,t,s} \leq \overline{Ph}_{gh}, \quad \forall gh \in G^H, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.39)$$

d. Capacidad del embalse

Las unidades hidráulicas no pueden generar energía eléctrica si el volumen del embalse es muy bajo, ya sea por la presión de la columna de agua y por la posición de los ductos donde se extrae el agua del embalse. Por otro lado, si el nivel es muy alto se producirá un vertimiento. Por lo que, en la expresión (2.40) se acota el volumen de los embalses para cada periodo de la programación.

$$Vmin_{gh} \leq vol_{gh,h,t,s} \leq Vmax_{gh}, \quad \forall gh \in G^H, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.40)$$

e. Límites para cotas diarias

Se determinan volúmenes de agua iniciales y finales, para el principio y final de cada periodo de la programación.

$$vol_{gh,0,t,s} = Vbegin_{gh}, \quad \forall gh \in G^H, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.41)$$

$$vol_{gh,H-1,t,s} = Vend_{gh}, \quad \forall gh \in G^H, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.42)$$

f. Límites físicos para los caudales

Los caudales que son turbinados para la generación eléctrica deben respetar los respectivos límites de cada turbina.

$$Qmin_{gh} \leq q_{gh,h,t,s} \leq Qmax_{gh}, \quad \forall gh \in G^H, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.43)$$

g. Condiciones iniciales para los caudales

Debido a la topología de la red hídrica, los caudales de salida de un embalse demoran diferentes lapsos de tiempos en llegar a la represa siguiente. Por esta razón, resulta fundamental determinar los caudales afluentes de los embalses para los tiempos previos al primer periodo de cada año.

Se puede observar en la expresiones (2.44) y (2.45) que se definen cero las variables correspondientes a los caudales de la potencia hídrica generada ($q_{gh,h,t,s}$) y el caudal de vertimiento ($sh_{gh,h,t,s}$), desde la máxima distancia temporal del caudal (Mdt_{gh}) hasta el primer periodo de operación.

$$q_{gh,h,t,s} = 0, \quad \forall gh \in G^H, \forall h = -Mdt_{gh} \cdots 0, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.44)$$

$$sh_{gh,h,t,s} = 0, \quad \forall gh \in G^H, \forall h = -Mdt_{gh} \cdots 0, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.45)$$

2.6. Formulación de la red de transmisión

Se estudiará la formulación lineal DC clásica para los flujos de potencia y la incorporación de variables de estado asociadas al estado de las líneas candidatas y de reconfiguración, mediante la disyunción *big M* detallada en la Sección A.1. Además, la modelación de los flujos en las líneas de transmisión mediante factores de sensibilidad (*Shift-Factors*) y PTDF (*Power Transfer Distribution Factors*). Para mayor detalle se recomienda revisar la Sección A.2.

A continuación, se presentan las restricciones de flujo para las líneas existentes, con capacidad de desconexión y candidatas. Adicionalmente, se presentan las expresiones que permiten modelar las pérdidas producto de los flujos en las líneas.

2.6.1. Modelo de pérdidas en el sistema de transmisión

Las pérdidas productos de los flujos en el problema AC se presenta en la expresión (2.46). Los índices *fr* y *to* hacen referencia a las barras en las que se conecta la línea *l*.

$$pe_l^{loss} = pe_l^{fr} + pe_l^{to} = (V_{fr}^2 + V_{to}^2 - 2V_{fr}V_{to}\cos\delta_l) G_l \quad (2.46)$$

Suponiendo tensiones (*V*) cercanas a 1 en por unidad y ángulos cercanos a 0, la expresión (2.46) se puede simplificar como:

$$pe_l^{loss} \approx 2G_l(1 - \cos\delta_l) = 4G_l\sin^2(\delta_l/2) \approx G_l\delta_l^2 \quad (2.47)$$

Se obtiene una expresión cuadrática para las pérdidas, la cual debe ser linealizada para considerarlas en el problema MILP. Se propone linealizar respecto al flujo en lugar de variable de los ángulos mediante la relación $f_l = -B_l\delta_l$. Al reemplazar se obtiene la expresión (2.48) que relaciona las pérdidas con el flujo.

$$pe_l^{loss} = (G_l/B_l^2) f_l^2 \quad (2.48)$$

La formulación matemática propuesta para aproximar mediante un modelo lineal las pérdidas en líneas de transmisión se presenta en las expresiones (2.49)-(2.54) [19]. En la Figura 2.2 se puede observar la linealización por tramos de la función del flujo cuadrático.

$$\sum_{j=1}^J \Delta f_{j,l,h,t,s} = f_{l,h,t,s}^+ + f_{l,h,t,s}^-, \quad \forall l \in L, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.49)$$

$$0 \leq \Delta f_{j,l,h,t,s} \leq F_l^{MAX}/J, \quad \forall l \in L, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.50)$$

$$pe_{l,h,t,s}^{loss} = (G_l/B_l^2) \sum_{j=1}^J k_j \cdot \Delta f_{j,l,h,t,s}, \quad \forall l \in L, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.51)$$

$$k_j = (2j - 1)F_l^{MAX}/J, \quad \forall j \in J, \forall l \in L \quad (2.52)$$

$$0 \leq pe_{l,h,t,s}^{loss} \leq (F_l^{MAX})^2 \cdot (G_l/B_l^2), \quad \forall l \in L, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.53)$$

$$f_{l,h,t,s}^+, f_{l,h,t,s}^- \geq 0, \quad \forall l \in L, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.54)$$

La combinación lineal de las variables no negativas $f_{l,h,t,s}^+$ y $f_{l,h,t,s}^-$ de la expresión (2.61), permite representar el flujo de potencia, y la ecuación (2.49) modela el valor absoluto del flujo. Los límites inferiores y superiores de cada intervalo $\Delta f_{j,l,h,t,s}$ se presentan en (2.50). La ecuación (2.51) relaciona los elementos de flujo con sus respectivas pendientes y los parámetros de la línea, permitiendo obtener las pérdidas de la transmisión. La pendiente de cada sección lineal se calcula en base a (2.52), el valor de la pendiente incrementa en función del incremento del tramo analizado.

Se debe notar que, las expresiones (2.49)-(2.52) garantizan de forma implícita que los elementos $\Delta f_{j,l,h,t,s}$ con menor l sean elegidos primeros. Esto debido a que según la expresión (2.51) son los que tienen menor pendiente, logrando el menor valor de la función objetivo posible [19].

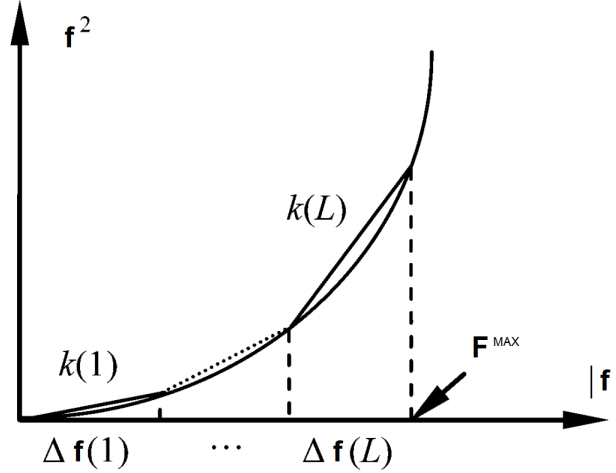


Figura 2.2: Aproximación lineal por tramos del cuadrado del flujo

Las pérdidas para las líneas de reconfiguración y de planificación se incorporan al flujo como el producto de la variable entera $pe_{l,h,t,s}^{loss}$ y la variable de decisión $xs_{l,t}$ para líneas de reconfiguración y $n_{l,t}$ para líneas de planificación. Esto produce la incorporación de un término bilineal a las expresiones de flujo. Para lograr linealizar esta expresión se propone la disyunción presentada en las ecuaciones (2.55)-(2.59). Esto se formula mediante la inclusión de la variable $pe_{l,h,t,s}^{loss TS y TP}$, que toma el valor de las pérdidas cuando la línea se encuentra conectada y cero en otro caso. La propuesta es extensible tanto para las líneas candidatas a TS como las de inversión.

$$0 \leq pe_{l,h,t,s}^{loss TS y TP} \leq \widehat{pe_l^{loss}} \cdot xs_{l,t}, \quad \forall l \in L^{XS}, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.55)$$

$$0 \leq pe_{l,h,t,s}^{loss} - pe_{l,h,t,s}^{loss TS y TP} \leq \widehat{pe_l^{loss}} \cdot (1 - xs_{l,t}), \quad \forall l \in L^{XS}, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.56)$$

$$0 \leq pe_{l,h,t,s}^{loss TS y TP} \leq \widehat{pe_l^{loss}} \cdot n_{l,t}, \quad \forall l \in L^B, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.57)$$

$$0 \leq pe_{l,h,t,s}^{loss} - pe_{l,h,t,s}^{lossTSyTP} \leq \widehat{pe_l^{loss}} \cdot (1 - n_{l,t}), \quad \forall l \in L^B, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.58)$$

$$\widehat{pe_l^{loss}} = (F_l^{MAX})^2 \cdot (G_l/B_l^2), \quad \forall l \in L \quad (2.59)$$

2.6.2. Flujos por líneas existentes

Los flujos de potencia en las líneas existentes se modelan mediante la expresión (2.60). Se puede observar que se compone del balance de potencia en cada barra, las variaciones de flujo producto de las líneas candidatas y de reconfiguración, además de las pérdidas producto de la transmisión. Esta última, es representada por la restricción (2.61) en conjuntos con las expresiones (2.49)-(2.54), que se presentan en la Sección 2.6.1.

$$\left| \sum_{g \in G} SF_{l,g} \cdot p_{g,h,t,s} - \sum_{b \in B} SF_{l,b} \cdot Pdem_{b,h,t,s} + \sum_{i \in (L^{XS} \cup L^B)} PTDF_{l,i} \cdot f_{i,h,t,s}^{virt} + pe_{l,h,t,s}^{loss} \right| \leq F_l^{MAX}, \quad \forall l \in L^E, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.60)$$

$$\begin{aligned} & \sum_{g \in G} SF_{l,g} \cdot p_{g,h,t,s} - \sum_{b \in B} SF_{l,b} \cdot Pdem_{b,h,t,s} + \sum_{i \in (L^{XS} \cup L^B)} PTDF_{l,i} \cdot f_{i,h,t,s}^{virt} \\ &= f_{l,h,t,s}^+ - f_{l,h,t,s}^-, \quad \forall l \in L^E, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \end{aligned} \quad (2.61)$$

2.6.3. Flujos por líneas con capacidad de desconexión

De la misma forma se implementan las restricciones (2.62) y (2.63) para modelar el flujo en las líneas de reconfiguración de red. Se recomienda al lector revisar el detalle en la Sección A.3.

Se puede observar la incorporación de la variable auxiliar $pe_{l,h,t,s}^{lossTSyTP}$ que en conjunto con las expresiones (2.55)-(2.59) permiten cuantificar las pérdidas cuando la línea esta conectada y no considerarlas en otro caso, a pesar de que la línea presente flujo virtual. Para modelar las pérdidas se debe considerar la expresión (2.64) en conjunto a las restricciones (2.49)-(2.59).

$$\left| f_{l,h,t,s}^{virt} - \sum_{i \in (L^{XS} \cup L^B)} PTDF_{l,i} \cdot f_{i,h,t,s}^{virt} - \left(\sum_{g \in G} SF_{l,g} \cdot p_{g,h,t,s} - \sum_{b \in B} SF_{l,b} \cdot Pdem_{b,h,t,s} \right) + pe_{l,h,t,s}^{lossTSyTP} \right| \leq x_{sl,t} \cdot F_l^{MAX}, \quad \forall l \in L^{XS}, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.62)$$

$$|f_{l,h,t,s}^{virt}| \leq (1 - x_{sl,t}) \cdot M, \quad \forall l \in L^{XS}, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.63)$$

$$\begin{aligned} & f_{l,h,t,s}^{virt} - \sum_{i \in (L^{XS} \cup L^B)} PTDF_{l,i} \cdot f_{i,h,t,s}^{virt} - \left(\sum_{g \in G} SF_{l,g} \cdot p_{g,h,t,s} - \sum_{b \in B} SF_{l,b} \cdot Pdem_{b,h,t,s} \right) \\ &= f_{l,h,t,s}^+ - f_{l,h,t,s}^-, \quad \forall l \in L^{XS}, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \end{aligned} \quad (2.64)$$

2.6.4. Flujos por líneas candidatas

Similar al caso anterior, las restricciones (2.65) y (2.66) permite modelar el flujo en las líneas de planificación de la transmisión. La ecuación presenta una forma similar a las líneas de reconfiguración, excepto por la variable de decisión de inversión ($n_{l,t}$). Para incorporar las pérdidas se deben implementar las expresiones (2.49)-(2.59) en conjunto a con la ecuación (2.67).

$$\left| f_{l,h,t,s}^{virt} - \sum_{i \in (L^{XS} \cup L^B)} PTDF_{l,i} \cdot f_{i,h,t,s}^{virt} - \left(\sum_{g \in G} SF_{l,g} \cdot p_{g,h,t,s} - \sum_{b \in B} SF_{l,b} \cdot Pdem_{b,h,t,s} \right) + pe_{l,h,t,s}^{lossTSyTP} \right| \leq n_{l,t} \cdot F_l^{MAX}, \quad \forall l \in L^B, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.65)$$

$$|f_{l,h,t,s}^{virt}| \leq (1 - n_{l,t}) \cdot M, \quad \forall l \in L^B, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.66)$$

$$\begin{aligned} f_{l,h,t,s}^{virt} - \sum_{i \in (L^{XS} \cup L^B)} PTDF_{l,i} \cdot f_{i,h,t,s}^{virt} - \left(\sum_{g \in G} SF_{l,g} \cdot p_{g,h,t,s} - \sum_{b \in B} SF_{l,b} \cdot Pdem_{b,h,t,s} \right) \\ = f_{l,h,t,s}^+ - f_{l,h,t,s}^-, \quad \forall l \in L^B, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \end{aligned} \quad (2.67)$$

2.7. Resumen formulación

En esta sección se sintetiza las expresiones de las que se componen los modelos de planificación conjunta de generación y transmisión incorporando las restricciones de predespacho de las formulaciones 1-bin y 3-bin. La función objetivo de los modelos que se plantean corresponde a la expresión (2.1), compuesta por las expresiones (2.2)-(2.6).

Para formular el modelo de planificación 1-bin se considera la función objetivo, representada por las expresiones (2.1)-(2.6), en conjunto con la ecuación (2.7) para el valor esperado de operación. Además, se implementan para el balance y la reserva, las expresiones (2.8) y (2.9), respectivamente. Los límites de generación se representan mediante las ecuaciones (2.10) y (2.11), mientras que para los límites de rampas de las unidades térmicas se modelan con las restricciones (2.12)-(2.14). Los tiempos mínimos de encendido y apagado de las unidades se modelan mediante las expresiones (2.15)-(2.18).

En el modelo de planificación 3-bin la función objetivo se define mediante las expresiones (2.1)-(2.6) y se modifica el término correspondiente a los costos esperados de operación, implementando la expresión (2.19). El balance y la reserva, se modelan mediante las ecuaciones (2.20) y (2.21), respectivamente. La expresión (2.22) corresponde a la restricción lógica del modelo que relaciona las variables binarias asociadas al estado del generador y sus estados de encendido y apagado. Los límites de generación se representan mediante las expresiones (2.23)-(2.25), mientras que para los límites de rampas de las unidades térmicas se modelan mediante las expresiones (2.26) y (2.27). Los tiempos mínimos de encendido y apagado de las unidades se modelan mediante las expresiones (2.28) y (2.29).

Las restricciones de inversión corresponden a las expresiones (2.30)-(2.32). Para modelar el aporte de las centrales hidroeléctricas al sistema, se proponen redes hídricas donde se modela el volumen de cada embalse, sus afluente y efluentes, además del caudal recibido de los otros embalses mediante la ecuación (2.33) para el balance hídrico en embalses. La restricción (2.34) corresponde a la relación entre caudal y potencia, mientras que la expresión (2.40) representa la capacidad volumétrica de los embalses. Para el modelo 1-bin se utilizan las expresiones (2.35) y (2.36), para los límites de potencia de la generación hídrica, mientras que para el modelo 3-bin, las expresiones (2.37) y (2.39). Los límites de las cotas diarias, límites de caudales y sus condiciones iniciales se representan mediante las expresiones (2.41)-(2.45).

Finalmente, las restricciones (2.60)-(2.65) permiten modelar los flujos de las líneas existentes, de reconfiguración y candidatas a inversión. Estas ecuaciones, en conjunto con las expresiones (2.49)-(2.59) permiten incluir las pérdidas en transmisión mediante un modelo linealizado.

Capítulo 3

Aplicación de la formulación de predespacho al sistema IEEE de 300 barras

En este capítulo se desarrolla la implementación de la formulación MILP en el sistema de pruebas de la IEEE de 300 barras. El objetivo es analizar el desempeño de las formulaciones de predespacho 1-bin y 3-bin para problemas de operación en un sistema de gran escala. Se presenta el perfil de demanda, la información de las unidades térmicas, el sistema de transmisión, el resultado de los ensayos para evaluar el rendimiento y costos de las formulaciones.

Se desarrolla el problema de operación y el problema estocástico de dos etapas que contempla 5 escenarios de demanda. Además, se considera un horizonte de siete días, cada uno compuesto por un día de referencia de 24 horas. Para la demanda del sábado se determina un 80 % y un 50 % para el domingo, respecto a la de un día laboral. En cuanto a la reserva de potencia se establece que sea un 10 %. La implementación de las formulaciones se resuelve mediante el solver de optimización matemática Gurobi con un *gap* del 3 %.

3.1. Consideraciones iniciales del modelo

3.1.1. Unidades de generación

Se consideran los datos de las unidades térmicas del sistema IEEE de 300 barras, que esta compuesto de 69 centrales y una capacidad instalada de 18 601 [MW]. También se consideran 30 generadores virtuales para asegurar la convergencia de la solución, cada uno con una capacidad de 999 [MW] y costos variables de 10 000 [\$/MW]. Estos generadores se ubican en las barras de mayor demanda del sistema.

3.1.2. Perfil de demanda

En la Figura 3.1 se presentan los 5 perfiles de demanda implementados para el día de referencia de 24 horas. La demanda fluctúa entre 6 347-15 067 [MW]. La demanda horaria de cada barra se obtiene al dividir la potencia original de la barra y la potencia total del sistema IEEE.

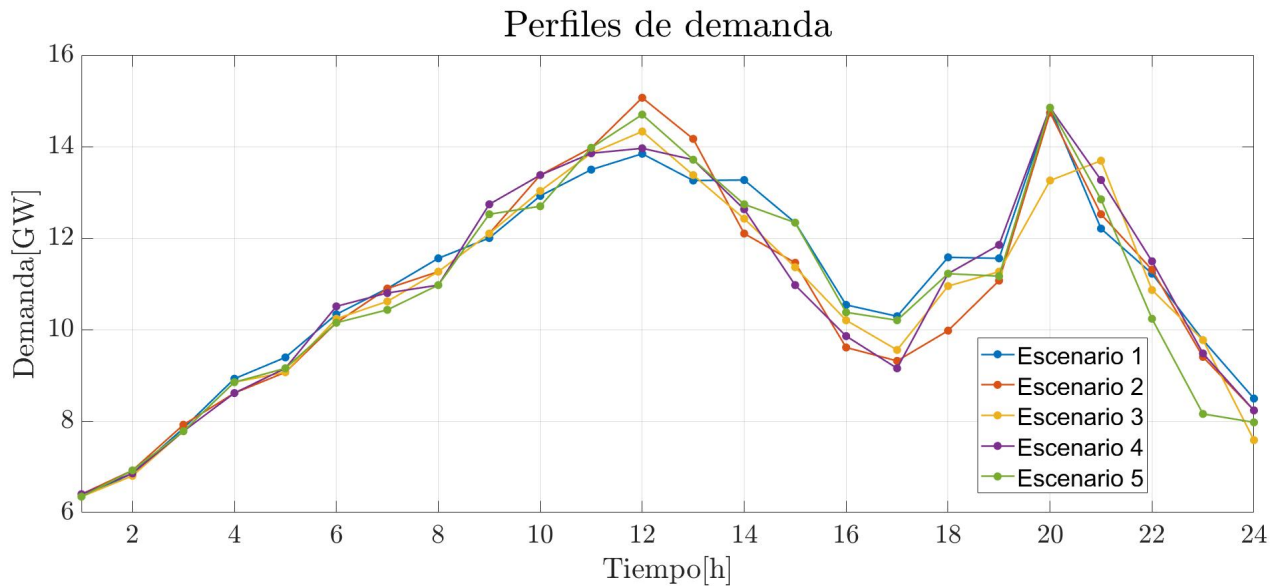


Figura 3.1: Perfiles de demanda para sistema de 300 barras

3.1.3. Sistema de transmisión

El sistema está constituido por 411 líneas de transmisión. Para determinar el límite de potencia en las líneas se resuelve el problema de operación para un único día tipo con la transmisión restringida a un nivel de flujo elevado. Se obtiene que 10 de las 411 líneas presenta un flujo promedio mayor a 700 [MW], mientras que el flujo promedio de todas las líneas es de 131.19 [MW]. Se determina la capacidad de transmisión en el sistema a 700 [MW].

3.2. Formulación 1-bin y 3-bin aplicada al problema de operación

En esta sección se analiza el problema de operación con las restricciones de predespacho basada en las formulaciones 1-bin y 3-bin, además de la inclusión del sistema de transmisión.

Se propone realizar 3 ensayos, el primero consiste en resolver el problema de predespacho en barra única, el cual sirve de referencia para evaluar el rendimiento de ensayos posteriores. En los otros casos se incorpora la transmisión, primero con un amplio límite de flujo, para finalmente disminuir la capacidad de transmisión tal de evaluar el rendimiento con un gran número de restricciones activas.

Ensayo 1	Problema de operación uninodal
Ensayo 2	Problema de operación con restricciones de transmisión
Ensayo 3	Problema de operación con restricciones de transmisión y congestión

Tabla 3.1: Resumen de ensayos

3.2.1. Ensayo 1: Problema de operación uninodal

En el presente ensayo se resuelve el problema de operación en barra única, con restricciones de predespacho y se comparan los costos, junto al rendimiento de las formulaciones. El resultado económico del Ensayo 1 se resume en la Tabla 3.2, donde se comparan las formulaciones de predespacho 1-bin y 3-bin. Las diferencias porcentuales corresponden a la comparación de estas formulaciones considerando los resultados de 1-bin como referencia.

La formulación 3-bin resulta ser un 0.59 % más económica. Esto se debe a que la incumbente alcanza un valor menor al momento de cumplir con el *gap* menor al 3 % definido para el problema. Del resultado de despacho se observa que no se activa la energía no suministrada. Cabe mencionar, que ambas formulaciones alcanzan la misma solución cuando se reduce el *gap*, debido a que son formulaciones equivalentes.

Resultados económicos [MMUSD]	1-bin	3-bin	Diferencia %
Costo total	87.42	86.90	-0.59
COp potencia activa generadores	85.21	84.69	-0.60
Costo de encendido de unidades	2.21	2.21	0.00

Tabla 3.2: Resultado económico obtenido en el Ensayo 1

En la Tabla 3.3 se presentan los indicadores de desempeño de ambas formulaciones y la diferencia porcentual de 3-bin respecto a 1-bin. Del análisis de los indicadores se observa que la formulación 3-bin triplica el número de variables binarias y cuenta con un 37.04 % menos de restricciones. Además, 3-bin es un 18.92 % más compacta en término del número de no ceros.

Sin bien la formulación 3-bin presenta bondades en términos de rendimientos para sistemas pequeños, no así para sistemas de mayor tamaño [9]. En sistemas grandes, se observa que se reduce la diferencia en los tiempos de solución entre las formulaciones, incluso produciéndose que 1-bin presente un tiempo menor, por ejemplo en este caso con un 46.25 % menos que 3-bin.

Desempeño de la formulación	1-bin	3-bin	Diferencia %
Número de variables	199 584	233 541	17.01
Número de variables continuas	182 952	182 952	0.00
Número de variables binarias	16 632	50 589	204.17
Número de restricciones	538 755	339 185	-37.04
Número de no ceros	1 678 964	1 361 290	-18.92
Tiempo de formulación [s]	35.76	26.90	-24.78
Tiempo de solución [min]	5.40	7.89	46.25

Tabla 3.3: Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 1

3.2.2. Ensayo 2: Problema de operación con restricciones de transmisión

Para este ensayo se mantienen las condiciones del caso previo y se incorporan los flujos en las líneas de transmisión mediante factores de sensibilidad, al mismo tiempo se restringen los flujos de potencia a 700 [MW] tal que ocurra una congestión moderada en la red.

En la Tabla 3.4 se presentan los resultados económicos, no se observa una diferencia considerable entre las formulaciones. La incorporación de la transmisión produce un incremento del 0.19 % en el costo total en comparación al caso anterior para la formulación 1-bin. Este aumento de 0.16 [MMUSD] se debe a que las restricciones aplicadas a los flujos producen un despacho más costoso de las unidades de generación.

Resultados económicos [MMUSD]	1-bin	3-bin	Diferencia %
Costo total	87.58	87.12	-0.52
COp potencia activa generadores	85.37	84.69	-0.54
Costo de encendido de unidades	2.21	2.21	0.00

Tabla 3.4: Resultado económico obtenido en el Ensayo 2

En la Tabla 3.5 se presentan los indicadores de ambas formulaciones. El solver de Gurobi que resuelve los problemas MILP ocupa el algoritmo presolve para transformar el problema a uno de menor tamaño y más fácil de resolver, tal que la solución encontrada por el presolve se pueda mapear en el espacio del problema original lográndose una solución más ajustada.

En la Tabla 3.6 se puede observar el número variables, restricciones y no ceros, que redujo la estrategia del presolve y la diferencia respecto al problema original para ambas formulaciones. En ambos casos se conservan el número de variables y se reduce considerablemente el número de restricciones y no ceros.

Este fenómeno se debe a que el presolve elimina un gran número de restricciones correspondiente al sistema de transmisión cuando los flujos no alcanzas los límites de las líneas.

Por ejemplo, al compararse con el ensayo anterior para la formulación 1-bin, el incluir la transmisión produce un incremento de 2.28 veces en el número de restricciones, lo que corresponde a 690 480 restricciones más, pero a causa de que la mayoría de los flujos no alcanzan la máxima capacidad de la línea el presolve elimina las que no son necesarias. Para el sistema de 300 barras con sistema de transmisión la formulación 1-bin presenta un mejor rendimiento con un 64.05 % menos el tiempo de solución en contraste con 3-bin.

Desempeño de la formulación	1-bin	3-bin	Diferencia %
Número de variables	199 584	233 541	17.01
Número de variables continuas	182 952	182 952	0.00
Número de variables binarias	16 632	50 589	204.17
Número de restricciones	1 229 235	1 029 665	-16.24
Número de no ceros	48 604 724	81 204 970	67.07
Tiempo de formulación [s]	457.31	253.05	-44.67
Tiempo de solución [min]	12.46	20.45	64.05

Tabla 3.5: Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 2

Desempeño de la formulación	Presolve 1-bin	Diferencia %	Presolve 3-bin	Diferencia %
Número de variables	204 771	2.53	275 979	18.17
Número de restricciones	579 577	-52.85	328 669	-68.08
Número de no ceros	6 171 561	-87.30	9 468 500	-88.34

Tabla 3.6: Resultado Presolve en el Ensayo 2

3.2.3. Ensayo 3: Problema de operación con restricciones de transmisión y congestión

Este ensayo consiste en mantener las condiciones del Ensayo 2 y evaluar el impacto de la disminución de la capacidad de transmisión mediante la reducción al 57.14 % (a 400 MW) el flujo máximo del caso anterior. Este límite corresponde al mínimo flujo máximo tal que el problema tenga una solución factible y no se active la energía no suministrada.

El objetivo es producir congestión en la mayor cantidad de líneas posibles. En la Tabla 3.7 se presenta el resultado económico de las formulaciones 1-bin y 3-bin. Debido a la saturación en la transmisión, se observa un incremento del 1.28 % en el costo total en la formulación 1-bin respecto al ensayo previo. Este incremento se debe al cambio en el despacho con inyección de unidades más costosas.

Resultados económicos [MMUSD]	1-bin	3-bin	Diferencia %
Costo total	88.70	90.93	2.51
CO _p potencia activa generadores	86.56	88,79	2.58
Costo de encendido de unidades	2.14	2.14	0.00

Tabla 3.7: Resultado económico obtenido en el Ensayo 3

Los indicadores de desempeños son iguales al Ensayo 2, debido a que se resuelve el mismo problema. Se obtiene un tiempo de solución de 42.73 [min] y 77.88 [min] para 1-bin y 3-bin, respectivamente. Sin embargo, del análisis de los indicadores posterior a la estrategia presolve que se presentan en la Tabla 3.8, se observa un menor disminución del número de restricciones y no ceros, que en el ensayo previo.

Por ejemplo, para la formulación 1-bin de este ensayo se tienen 70 916 (12.24 %) y 3 952 395 (64.04 %), más número de restricciones y elementos no ceros, en comparación con el presolve del Ensayo 2. Debido

a que se tiene un problema considerablemente menos compacto, el tiempo de solución aumenta en contraste al ensayo previo 3.43 y 3.81 veces, para 1-bin y 3-bin, respectivamente. Además, la formulación 1-bin mantiene sus bondades en términos de tiempo de solución frente a 3-bin, encontrando la solución en un tiempo 1.82 veces menor.

Desempeño de la formulación	Presolve 1-bin	Diferencia %	Presolve 3-bin	Diferencia %
Número de variables	205 259	2.84	270 620	15.88
Número de restricciones	650 493	-47.08	388 584	-62.26
Número de no ceros	10 123 956	-79.17	11 060 899	-86.38

Tabla 3.8: Resultado Presolve en el Ensayo 3

3.3. Síntesis de resultados para sistema de 300 barras

En la Tabla 3.9 se resume los resultados económicos de los ensayos realizados en el sistema de 300 barras y la diferencia porcentual entre las formulaciones para cada caso. Se observa que incorporar el sistema de transmisión, produce un aumento en el costo de 0.18 % respecto al caso uninodal para 1-bin. Mientras que la reducción de la capacidad de transmisión en el Ensayo 3, produce un incremento del 1.46 % respecto al primer caso para la formulación 1-bin.

Costo total [MMUSD]			
Caso	1-bin	3-bin	Diferencia %
1	87.42	86.90	-0.59
2	87.58	87.12	-0.52
3	88.70	90.93	2.51

Tabla 3.9: Resultado económico obtenido para case 300 formulación 1-bin y 3-bin

En la Tabla 3.10 se presentan los indicadores de rendimiento de los ensayos. Se observa que consecuencia de la modelación de los flujos mediante los factores de sensibilidad, no se incrementa el número de variables. Sin embargo, aumenta 2.28 y 28.94 veces el número de restricciones y de no ceros en la formulación 1-bin.

Por otro lado, consecuencia del algoritmo presolve del software de optimización se logra reducir considerablemente el espacio de búsqueda de la solución. Se observa que incorporar el sistema transmisión incrementa 2.31 veces el tiempo de solución para el ensayo 2, mientras que disminuir la capacidad de transmisión lo aumenta 7.91 respecto al Ensayo 1 para la formulación 1-bin. De la comparación entre las formulación se concluye que para sistemas de gran tamaño 1-bin presenta un mejor rendimiento en términos de tiempo de solución.

Caso	Número de restricciones		Número de no ceros		Tiempo de solución [min]	
	1-bin	3-bin	1-bin	3-bin	1-bin	3-bin
1	538 755	339 185	1 678 964	1 361 290	5.40	7.89
2	1 229 235	1 029 665	48 604 724	81 204 970	12.46	20.45
3	1 229 235	1 029 665	48 604 724	81 204 970	42.73	77.88

Tabla 3.10: Rendimientos case 300 formulación 1-bin y 3-bin

Capítulo 4

Aplicación de la formulación de planificación al sistema New England IEEE de 39 barras

En este capítulo se desarrolla la implementación de la formulación matemática de planificación conjunta en el sistema de 39 barras de la IEEE. El SEP se puede observar en la Figura 4.1. Se presenta el perfil de demanda, la información de las unidades térmicas e hidroeléctricas, el sistema de transmisión, la red hídrica, el resultado de los ensayos para evaluar el rendimiento y las decisiones de la formulación.

Se desarrolla un problema multiperiodo con un horizonte de 5 años, cada año es modelado por día promedio de 24 horas. Se considera una reserva de potencia del 10 %, una tasa de interés del 10 % y un crecimiento de la demanda del 15 %, tal que se produzca una notoria inversión en la generación y transmisión en el sistema. Se implementan las formulaciones MILP antes descritas y se resuelve mediante el solver de Gurobi con un *gap* del 3 %. Este valor pertenece al rango utilizado en problemas de planificación con un amplio horizonte de análisis.

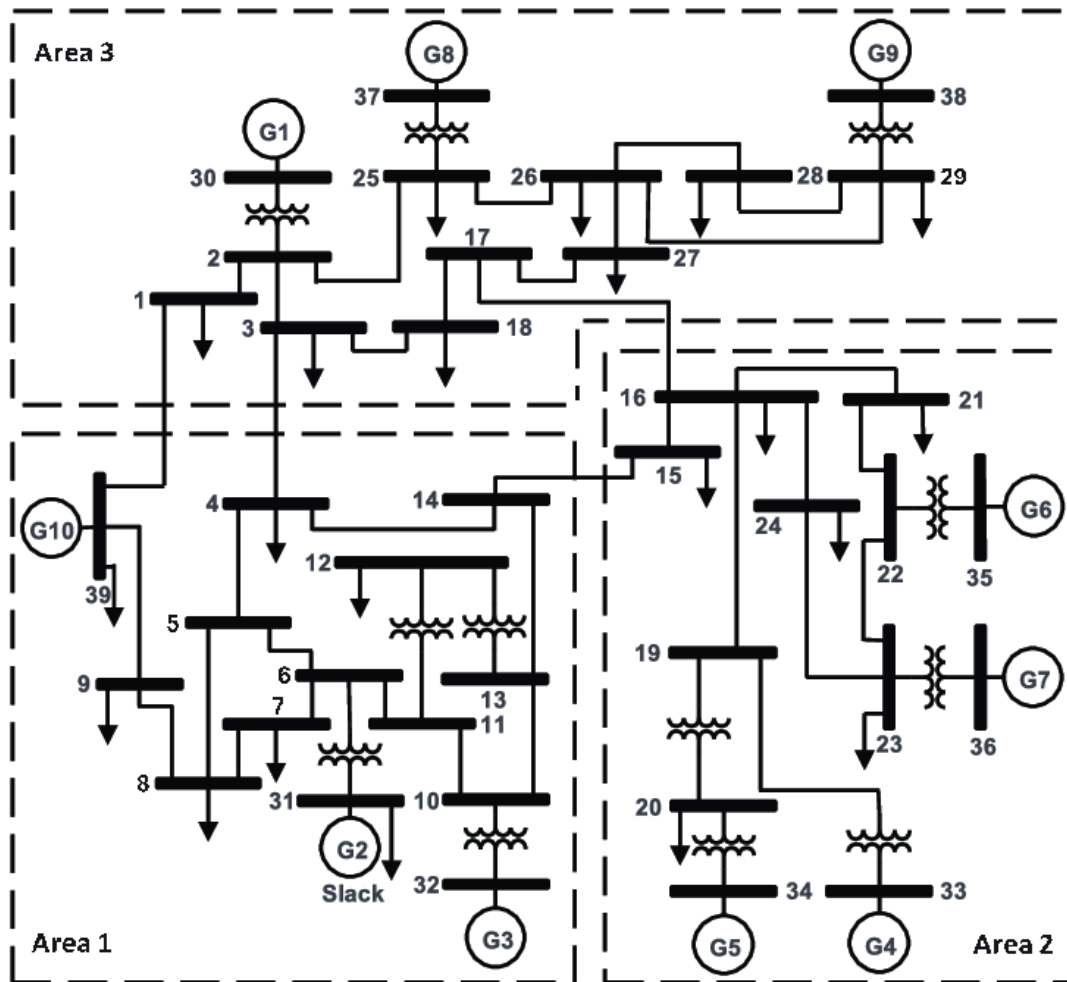


Figura 4.1: Sistema New England IEEE de 39 barras

4.1. Consideraciones iniciales del modelo

4.1.1. Perfil de demanda

Para el problema de planificación se resuelve un día representativo de la demanda del sistema. A causa de que se resuelve el problema estocástico se consideran 3 perfiles de demanda, los cuales se pueden observar en la Figura 4.2. La demanda horaria del sistema se divide proporcionalmente en cada barra del sistema.

Los valores de la curva de demanda del primer año de los escenarios se presentan en la Tabla B.1 del Anexo B.1.

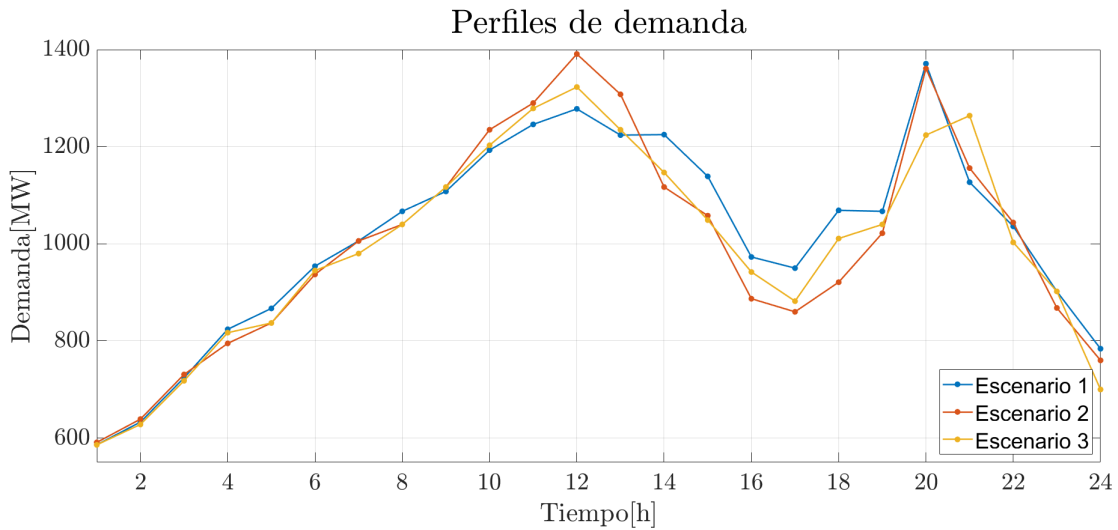


Figura 4.2: Perfiles de demanda

4.1.2. Unidades de generación

Los datos de las unidades térmicas correspondientes al sistema de 39 barras, se puede observar en la Tabla B.2 del Anexo B.2. Se consideran 10 unidades térmicas existentes y 10 unidades candidatas, cada una de estas últimas se ubica en las barras donde existe generación térmica.

De la misma forma, se considera 4 generadores virtuales que cumplen la función de energía no suministrada, tienen una capacidad de 999 [MW], costos variables (CV) de 10.000 [\$/MWh] y se ubican en las barras de mayor demanda del sistema. El reducido número de generadores virtuales tiene el propósito de no incrementar significativamente el número de variables y el tamaño del problema.

Los costos marginales y de inversión de las centrales térmicas se obtienen del informe de costos de tecnologías de generación [3]. En la Tabla 4.1 se resumen los costos para cada tecnología. Cabe mencionar, que para el conjunto de motores a gas (CMG) se considera el CV del gas licuado del petróleo. El costo variable de cada central se modifican dentro del rango del 10 % de forma aleatoria.

Tecnología	CV [\$/MWh]	C. Inv. [M\$/MW]	Capacidad [MW]
Ciclo Combinado	50	900	250
Ciclo Abierto	100	800	150
CMG	150	1400	100
Diésel	200	500	55

Tabla 4.1: Costos Marginales y de Inversión Unidades Térmicas

4.1.3. Sistema de transmisión

El sistema esta conformado por 46 líneas. De las existentes, se seleccionan 10 líneas que tendrán capacidad de desconexión para la reconfiguración de red, y se proponen 21 líneas adicionales para la planificación de la transmisión. En total se modelan 67 líneas de transmisión. En la Tabla B.3 del Anexo B.3 se presentan las líneas de reconfiguración y las líneas candidatas para la inversión.

Se considera un número reducido de líneas de reconfiguración, debido a que cada una de estas líneas tienen asociada una variable binaria de decisión. De manera que, si todas las líneas tiene capacidad de desconexión, incrementaría de forma exponencial el tamaño del problema junto al tiempo del solver. Desde el punto de vista económico, con un número limitado de líneas de reconfiguración se logra una notoria disminución de los costos. Fisher menciona que a medida que se aumentan el número de líneas, el costo disminuye a una razón menor [6].

Las reactancias de las líneas de transmisión son considerablemente mayor a las resistencias, razón por

la cual las resistencias se desprecian para el cálculo de la matriz de admitancia y susceptiva. Por otro lado, se considera que las líneas de reconfiguración presentan una capacidad de cambio de estado diaria, es decir, no es capaz de cambiar su estado de una hora a otra. Además, los estados de las líneas de reconfiguración y de las unidades de generación son iguales para todos los escenarios, debido a que sus estados se definen variables de primera etapa para el problema estocástico.

Para determinar la cantidad de líneas reconfiguración se realiza un ensayo para un día tipo con 15 escenarios de demanda, y todas las líneas con la capacidad para desconectarse. Se seleccionan las 7 líneas que se desconectan más del 50 % de las ocasiones, junto a 3 líneas adicionales que no se desconectaron, para introducir variabilidad a la optimización.

Con relación a las líneas candidatas a inversión se proponen 7 conexiones entre barras con la capacidad de instalar hasta 3 líneas en paralelo, para un total de 21 líneas. Respecto al costo de inversión, debido a que se carece de las distancias entre las barras del sistema, se considera un valor de referencia de 60 [MMUSD] para cada línea. Dicho costo se obtiene de proyectos del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) con características de 1x220 [kV], 100 [km] de longitud y una capacidad de transmisión de 600 [MW].

4.1.4. Sistema hidroeléctrico

Se incorpora al modelo una red hídrica para incluir el problema de la coordinación hidrotérmica. En la Figura 4.3 se presenta el sistema de embalses que se considera para el modelo, el cual se caracteriza por considerar una red hídrica en cascada, retraso entre los caudales de los embalses y aporte de afluentes naturales [13].

En la Tabla B.4 del Anexo B.4, se pueden observar los parámetros de los embalses y los datos técnicos de las unidades de generación. Según la representación de las centrales hidroeléctricas que se estudian en la Sección 2.5, se considera en el modelo las variables correspondientes a los caudales turbinados y vertidos que aportan al volumen de cada embalse, además de los parámetros de los afluentes que se presentan en la Tabla B.5 del Anexo B.4.

Por otro lado, el aporte de energía de origen hidroeléctrica en el SEN para los años 2020 y 2021, es en promedio un 23 % de la generación total según los datos de operación del CEN [10]. Por lo que se propone determinar las cotas iniciales y finales para los volúmenes de los embalses, en concordancia al volumen del cuerpo de agua. Tal que el aporte de energía hidroeléctrica corresponda a un 23 % del total de la demanda para el primer año de la planificación. Además, para las centrales hidráulicas se considera una reserva del 10 %.

Recordando que el sistema de 39 barras está compuesto de tres zonas, se considera que la inyección de potencia de origen hídrico se localiza en el área 3, en específico las represas 1, 2, 3 y 4, se conectan a las barras 38, 28, 26 y 30, respectivamente. Este supuesto permite representar que la generación hídrica se concentra en un sector específico, como en el caso del SEN donde la producción de energía hidroeléctrica se focaliza en la zona sur.

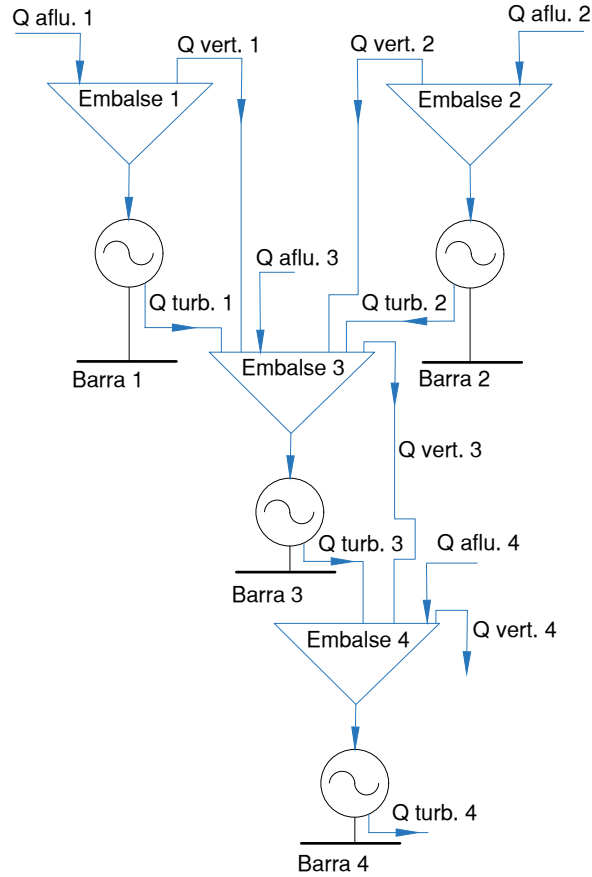


Figura 4.3: Sistema hídrico implementado en el sistema de 39 barras

4.1.5. Determinación de parámetros del solver

Definición de tramos para la linealización de las pérdidas

Para determinar el número de tramos para la linealización de las pérdidas en las líneas de transmisión se estudian 3 casos, el primer ensayo consiste en resolver el problema determinista de planificación conjunta de la generación y transmisión con restricciones de predespacho, con reconfiguración de red y para un horizonte de 5 años. En los ensayos restantes, se mantienen las condiciones descritas y se incorporan las pérdidas, mediante la linealización de 2 y 5 tramos.

El primer ensayo presenta 14880 variables continuas, 678048 número de no ceros y un tiempo de solución de 4.73 [min]. Los 3 casos estudiados tienen 3085 número de variables binarias. De la comparación de los ensayos sin pérdidas y el que las incluye mediante una linealización de 2 tramos, se observa que el tamaño del problema aumenta considerablemente. El número de variables continuas incrementa 3.39 veces, mientras que el número de no ceros un 62.35 %, produciendo que el tiempo de solución resulte 9.10 veces mayor.

En la Tabla 4.2 se presenta la comparación de rendimiento de los casos con 2 y 5 tramos. De los resultados se observa que el número de variables continuas y no ceros, aumenta respecto a la formulación de 2 tramos un 37.86 % y 6.57 %, respectivamente. Asimismo, el tiempo de solución aumenta un 44.98 %. Al resolver el problema estocástico se espera un incremento mayor en el tamaño del problema y el tiempo, para la linealización de 5 tramos, ya que se deben obtener los valores de las pérdidas y sus tramos para cada escenario considerado.

Número de tramos	2 Tramos	5 Tramos	Diferencia %
Costo total [MMUSD]	3 214.43	3 283.24	2.14
Número variables binarias	3 085	3 085	-
Número variables continuas	50 400	69 480	37.86
Número de restricciones	109 464	133 584	22.03
Número de no ceros	1 100 808	1 173 168	6.57
Tiempo de solución [min]	43.02	62.36	44.98

Tabla 4.2: Evaluación número de tramos para linealizar pérdidas en formulación 1-bin

Por otra parte, las pérdidas se cuantifican para la hora de demanda máxima del primer año de la planificación, la demanda en este periodo es de 1371 [MW] a la hora 20 del día tipo. El total de pérdidas en transmisión es de 7.876 [MW] y 7.696 [MW], para el ensayo de 2 y 5 tramos, respectivamente.

En el ensayo de 2 tramos las pérdidas corresponden a un 0.57 % del total de demanda, mientras que para el ensayo de 5 tramos son un 0.56 % de la demanda. También, se observa que las pérdidas disminuyen un 2.29 % al linealizarse mediante 5 tramos. Se determina modelar las pérdidas mediante la linealización con 2 tramos debido a que la diferencia en su valor no es considerable. Además, las pérdidas corresponden a porcentaje reducido de la demanda total del sistema, consiguiendo reducir notoriamente los tiempos de solución.

Definición *Gap*

Se propone variar el valor del *gap* para evaluar su impacto en la solución y el rendimiento de las formulaciones. En base al Ensayo 1 de la Sección 4.2.1 se modifica el *gap* entre el 3 % y 0.001 %. En la Tabla 4.3 se presentan los resultados de ambas formulaciones y su diferencia respecto del ensayo con un *gap* del 3 %.

Al disminuir el *gap* a 0.001 % se obtiene la misma solución económica en ambas formulaciones 2 400,87 [MMUSD], resultando un 0.31 % más económica en el caso del 1-bin y 0.53 % para la 3-bin, en comparación caso con un *gap* 3 %. Se determina ocupar un *gap* del 3 %, ya permite reducir el tiempo del solver 6.25 veces en el 1-bin y 15.33 veces para el 3-bin, sin incrementar considerablemente el costo del resultado económico. Además, se encuentra dentro del rango de los valores utilizados para problemas de planificación.

<i>Gap</i>	1-bin			3-bin		
	3 %	0.001 %	Dif. %	3 %	0.001 %	Dif. %
Costo total [MMUSD]	2 408.34	2 400.87	-0.31	2 413.57	2 400.87	-0.53
Tiempo de solución [s]	6.882	43.066	6.26 veces	1.919	29.419	15.33 veces

Tabla 4.3: Evaluación *Gap*

4.2. Formulación 1-bin y 3-bin aplicadas al problema de planificación

En esta sección se analiza el problema de planificación con las restricciones de predespacho basada en las formulaciones 1-bin y 3-bin, las cuales se comparan para estudiar el impacto de la incorporación de la transmisión, reconfiguración de red, pérdidas y congestión. Se propone realizar 8 ensayos que permitan analizar el desempeño computacional, económico y las decisiones de inversión, de las formulaciones al incorporar diferentes conjuntos de restricciones a los modelos.

El Ensayo 1 consiste en el problema estocástico, con las formulaciones 1-bin y 3-bin, que incorpora el problema de la coordinación hidroeléctrica y la planificación de la generación, que incluye unidades térmicas candidatas para inversión. Para los otros ensayos se mantienen las condiciones del primer ensayo. En la Tabla 4.4 se resume los aspectos que se incorporan para cada ensayo adicional.

Ensayo 1	Planificación de la generación en barra única
Ensayo 2	Planificación de la generación incorporando transmisión y pérdidas
Ensayo 3	Planificación de la generación incorporando transmisión, pérdidas y alta congestión
Ensayo 4	Planificación de la generación incorporando transmisión, pérdidas, alta congestión y reconfiguración de red
Ensayo 5	Planificación de la generación incorporando transmisión, pérdidas y reconfiguración de red
Ensayo 6	Planificación conjunta de la generación y transmisión, incorporando pérdidas
Ensayo 7	Planificación conjunta de la generación y transmisión, incorporando pérdidas y reconfiguración de red
Ensayo 8	Planificación conjunta de la generación y transmisión, incorporando reconfiguración de red y sin pérdidas

Tabla 4.4: Resumen de ensayos

4.2.1. Ensayo 1: Planificación de la generación en barra única

El propósito de este ensayo consiste en analizar la planificación de la generación, y sirve de referencia para evaluar el impacto de incorporar gradualmente los conjuntos de restricciones que modelan los diferentes problemas. El resultado económico del Ensayo 1 se resume en la Tabla 4.5, donde se presentan las soluciones de las formulaciones 1-bin y 3-bin, además de las diferencias porcentuales con la formulación 1-bin de referencia.

La formulación 1-bin resulta ser un 0.22 % más económica. Esto se debe a que la incumbente alcanza un valor menor al momento de cumplir con el *gap* definido para el problema de 3 %. Se observa que en ambas formulaciones se toman las mismas decisiones de inversión en generación. En la Tabla 4.6 se presentan la solución del problema de planificación de la generación.

Resultado económico [MMUSD]	1-bin	3-bin	Diferencia %
Costo total	2 408.34	2 413.57	0.22
CO _p potencia activa generadores	2 128.71	2 134.38	0.27
CI en generadores	216.35	216.35	0.00
COMA en generadores	24.50	24.50	0.00
Costo de encendido de unidades	38.79	38.34	-1.17

Tabla 4.5: Resultado económico obtenido en el Ensayo 1

Generador	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Año 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Año 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Año 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Año 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Año 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Tabla 4.6: Decisión de inversión de generación del Ensayo 1

En la Tabla 4.7 se presentan los indicadores de desempeño de ambas formulaciones, y la diferencia porcentual de la 3-bin respecto a la 1-bin. De los resultados se observa que la 3-bin converge a una solución 3.58 veces más rápido y además resulta más compacta, en términos del número de restricciones y los elementos no ceros.

Lo ajustado de una formulación se puede medir mediante el indicador *Integrality Gap* (IG), que se define por la expresión $(Z_{MILP} - Z_{LP}) / Z_{MILP}$, donde Z_{MILP} corresponde a la solución óptima factible y Z_{LP} al valor óptimo inicial LP relajado. La comparación del IG permite evaluar lo cercano que

comienza la exploración de los nodos desde el límite inferior (solución relajada) hasta la solución óptima factible [14]. La ventaja de analizar el IG, por sobre el número de nodos explorados, radica en que la primera presenta una directa correlación con los tiempos de solución. Las formulaciones ajustadas presentan tiempo de solución menor en la mayoría de los casos [9].

Por otro lado, si nos fijamos únicamente en el número de nodos o el de variables binarias, podemos llegar a conclusiones erróneas, por ejemplo, si una formulación es ajustada no será necesario que recorra tantos nodos para llegar a la solución. Por lo tanto, resulta fundamental analizar la distancia entre las envolturas y los tiempos de solución, lo que indica la velocidad con la que se recorren los nodos para llegar a la solución.

Los valores óptimos iniciales del LP relajado son 2391.97 [MMUSD] y 2398.79 [MMUSD], para la formulación 1-bin y 3-bin, respectivamente. La solución óptima factible se puede observar en la Tabla 4.5, y al reemplazarlo en la expresión presentada para el *Integrality Gap*, se obtienen IG de $6.797\text{e-}3$ y $6.117\text{e-}3$, respectivamente. Esto permite demostrar que en este caso la formulación 3-bin resulta ser más ajustada con un IG 11.12% menor que la 1-bin. En definitiva, para este ensayo la formulación 3-bin presenta un mejor rendimiento y una solución más ajustada.

Desempeño de la formulación	1-bin	3-bin	Diferencia %
Número de variables	41 965	47 845	14.01
Número de variables continuas	38 880	38 880	0.00
Número de variables binarias	3 085	8 965	190.60
Número de restricciones	73 144	52 064	-28.82
Número de no ceros	215 708	200 178	-7.20
Tiempo de formulación [s]	3.941	2.659	-32.53
Tiempo de solución [s]	6.882	1.919	-72.12

Tabla 4.7: Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 1

En la Figura 4.4 se presenta la programación del despacho de las unidades térmicas para el Ensayo 1 en los años 1 y 5. El despacho corresponde al sscenario 1 de demanda. En ambas programaciones los generadores 1-10, corresponden a las unidades existentes enumeradas según la Tabla B.2. Mientras que el generador 11 de la Figura 4.4 (b) corresponde a la unidad candidata n° 20 según la Tabla B.2. No se incluye el despacho del resto de las unidades candidatas, ni de la generadores auxiliares de energía no suministrada, debido a que no se encuentran activos en el despacho.

Respecto a la programación se puede observar la distinción entre las centrales de base, que una vez encendidas despachan a potencia máxima, y suelen permanecer encendidas durante largos periodos de tiempo. Por el contrario, las centrales de punta cubren la demanda de energía durante la exigencia de rampas y en las horas de mayor consumo durante breves periodos de tiempo. También, se observa en la hora 20 del año 5, que casi todas las unidades activas se encuentran a máxima capacidad.

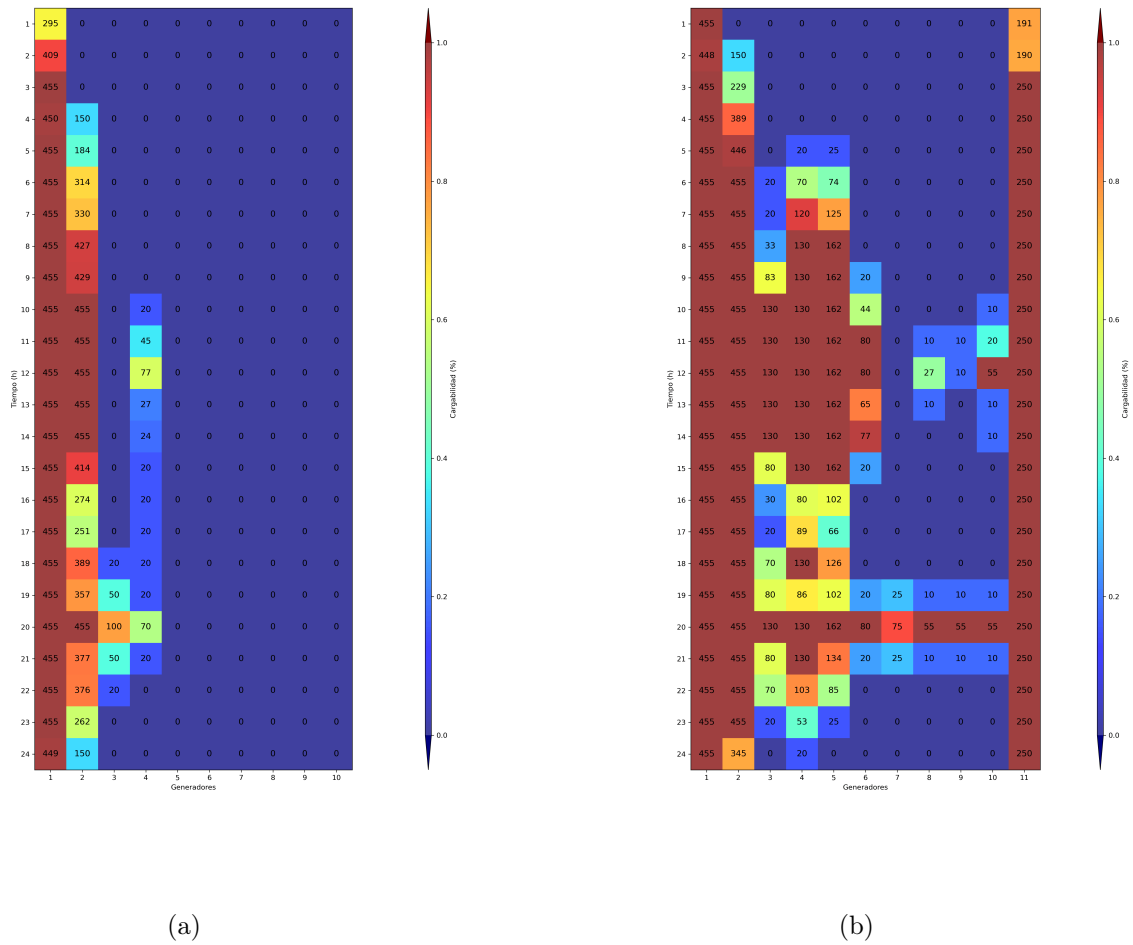


Figura 4.4: Despacho térmico de los años 1 y 5 para el Ensayo 1

El despacho de las unidades hidroeléctricas para el año 1 y 5 se presenta en la Figura 4.5. Los despachos resultan similares a pesar de la variación de la demanda. Además, presentan una baja cargabilidad, el generador que más potencia inyecta alcanza el 25% de su potencia máxima. Esto se debe a que la energía que aportan las unidades está determinada por la cota inicial y final del volumen del embalse, las cuales se mantienen para los diferentes años de la planificación.

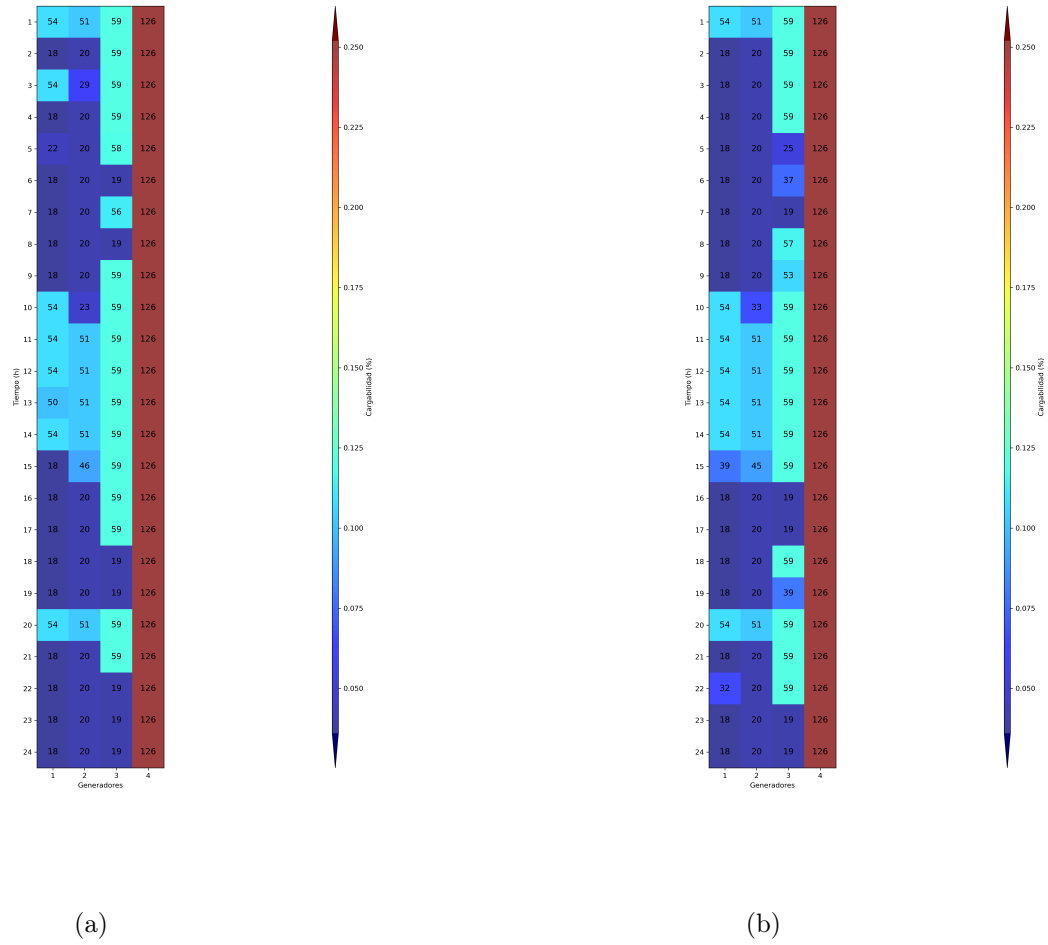


Figura 4.5: Despacho centrales hidroeléctricas para los años 1 y 5, del Ensayo 1

4.2.2. Ensayo 2: Planificación de la generación incorporando transmisión y pérdidas

Como se describió previamente, este ensayo consiste en resolver el problema de planificación de generación, incorporando el sistema de transmisión del sistema New England considerando un flujo máximo de 250 MW. En la Tabla 4.8 se presentan los resultados económicos. No se presenta una diferencia notable entre las formulaciones.

La incorporación de la transmisión y la modelación de las pérdidas producen un incremento del 32.89% en el costo total, y una disminución de 0.92% en el costo de operación, en comparación al ensayo anterior para la formulación 1-bin. Este aumento se debe principalmente a que el costo de inversión en generación es aproximadamente 5 veces mayor al caso anterior, debido a que la potencia inyectada por los generadores más económicos congestiona la red, resultando óptimo invertir en unidades candidatas.

Las decisiones de inversión de generación para la formulación 1-bin se presentan en la Tabla 4.9. Se observa decisiones similares para la formulación 3-bin, a excepción de que en esta última no se invierte en el generador n° 14 en el año 5.

Resultado económico [MMUSD]	1-bin	3-bin	Diferencia %
Costo total	3 225.75	3 207.60	-0.56
CO _p potencia activa generadores	2 109.39	2 176.77	3.19
CI en generadores	959.73	883.03	-7.99
COMA en generadores	120.31	111.77	-7.10
Costo de encendido de unidades	36.32	36.04	-0.77

Tabla 4.8: Resultado económico obtenido en el Ensayo 2

Generador	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Año 1	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1
Año 2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
Año 3	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
Año 4	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
Año 5	0	0	0	1	0	0	1	1	1	1

Tabla 4.9: Decisión de inversión de generación del Ensayo 2

En la Tabla 4.10 se presentan los indicadores de ambas formulaciones. La formulación 3-bin presenta un tamaño mayor, con un 44.79% más de elementos no ceros y triplicando el número de variables binarias. A pesar de esto y por lo ajustada de la formulación, resulta en un tiempo de solución 11.76 veces menor que la 1-bin.

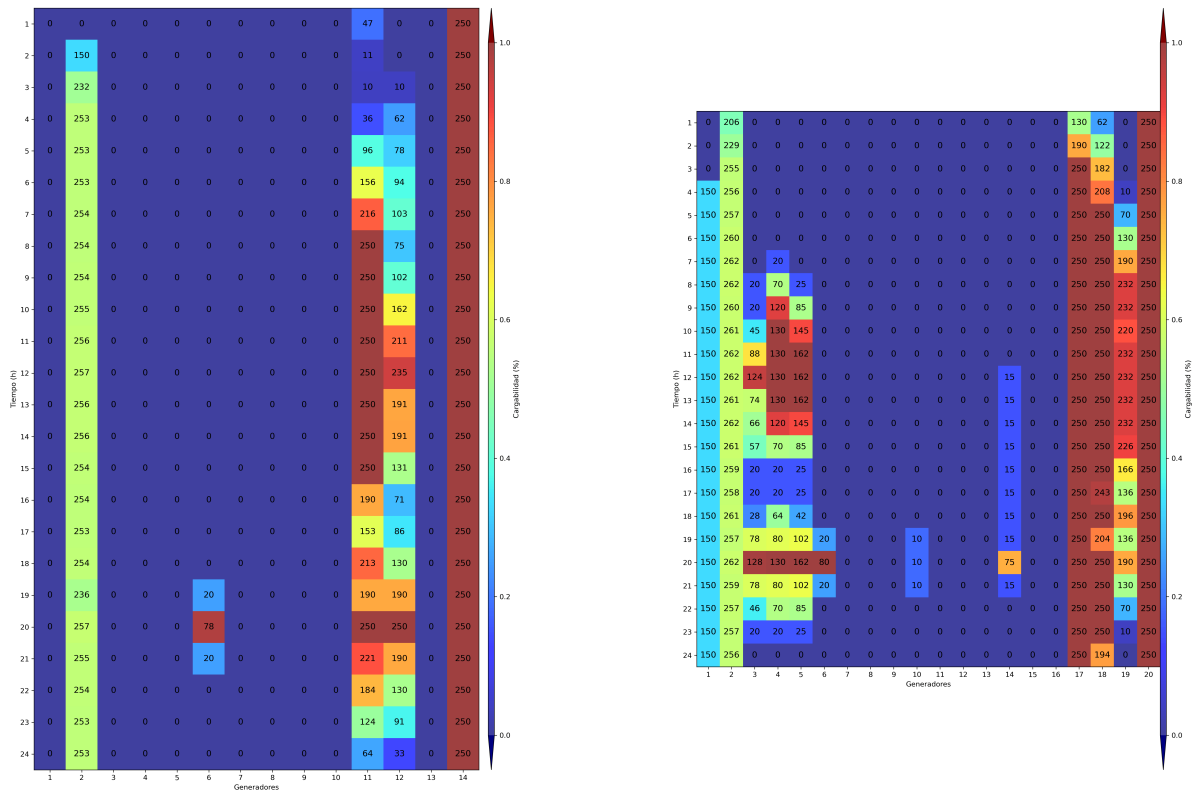
En comparación al ensayo anterior para la formulación 1-bin, incorporar la transmisión y las pérdidas, produce que se triplique el número de variables continuas y restricciones, además del número de no ceros que aumenta 6 veces. Este incremento en el tamaño del problema produce que el tiempo de solución resulte 36.77 veces mayor para la formulación 1-bin, y 11.19 para la 3-bin.

Desempeño de la formulación	1-bin	3-bin	Diferencia %
Número de variables	126 050	131 930	4.66
Número de variables continuas	123 120	123 120	0.00
Número de variables binarias	2 930	8 810	200.68
Número de restricciones	188 980	167 900	-11.15
Número de no ceros	1 296 260	1 876 890	44.79
Tiempo de formulación [s]	14.318	12.106	-15.45
Tiempo de solución [s]	253.052	21.493	-91.51

Tabla 4.10: Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 2

En la Figura 4.6 se presenta la programación de despacho para el Ensayo 2, los generadores 1-10, corresponden a las unidades existentes enumeradas según la Tabla B.2. En la Figura 4.6 (a) se pueden observar el despacho del año 1, los generadores 11-14 corresponden a las unidades n^o 17-20 de la Tabla B.2. Mientras que las unidades candidatas n^o 11-20 de la Figura 4.6 (b) mantienen la enumeración de los datos de las unidades térmicas. Este formato se mantiene para las siguientes ilustraciones de la programación de la operación.

Respecto al despacho de las unidades térmicas, se observa que ningún generador excede los 250 MW. Esto se debe a que la mayoría se conecta a la red mediante una línea, y el flujo máximo de la transmisión es de 250 MW. Por esta misma razón, a diferencia del ensayo previo, el generador n^o 1 no es despachado el primer año. Ya que el generador hidroeléctrico 4 se conecta a la barra 30, no permitiendo despachar al térmico por la saturación de la línea 2-30. Además, se observa que para este ensayo resulta óptimo invertir en las unidades candidatas n^o 17, 18 y 20, desde el año 1.



(a)

(b)

Figura 4.6: Despacho térmico de los años 1 y 5 para el Ensayo 2

En la Figura 4.7 se presenta la programación del despacho para los generadores hidroeléctricos. Se observa un despacho similar al del Ensayo 1, excepto que la central hidroeléctrica n^o 4 disminuye su despacho en el año 5. Esto ocurre para permitir la inyección mínima de potencia del generador térmico 1, alcanzando la línea 2-30 su máxima capacidad.

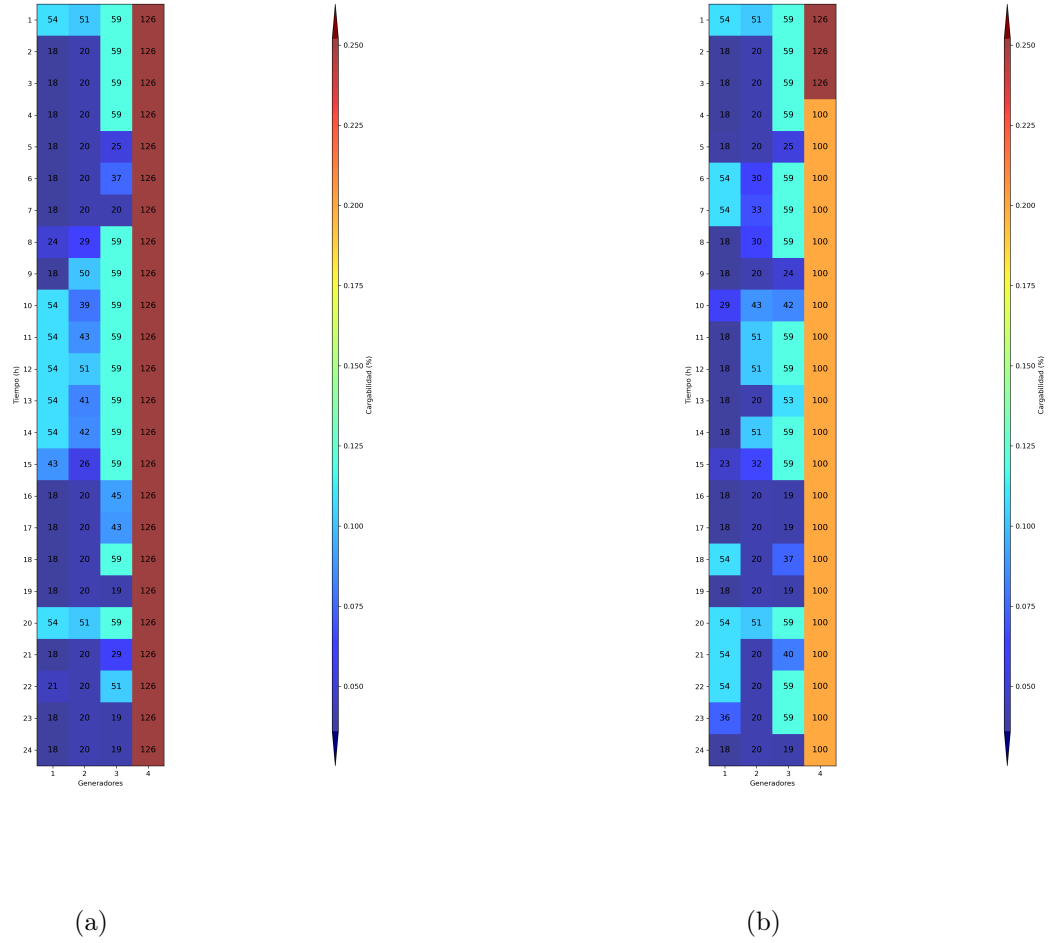


Figura 4.7: Despacho centrales hidroeléctricas para los años 1 y 5, del Ensayo 2

En la Figura C.1 del Anexo C.2 se muestran los flujos de potencia en las líneas existentes del sistema para el año 1. En la solución del problema de flujo de potencia se observa congestión en las líneas 6-31 y 23-36, que corresponden a las líneas que conectan a las barras que aportan más potencia en el sistema. Debido al crecimiento de la demanda se puede observar en los flujos del año 5 de la Figura C.2, un incremento general de la cargabilidad del sistema de transmisión. En particular se tiene congestión en las líneas 2-30, 6-31, 23-36, 25-37 y 29-38, que corresponden a líneas mediante las cuales los generadores inyectan energía al sistema.

4.2.3. Ensayo 3: Planificación de la generación incorporando transmisión, pérdidas y alta congestión

Este ensayo consiste en mantener las condiciones del Ensayo 2 y evaluar el impacto de la disminución de la capacidad de transmisión del sistema mediante la reducción del flujo máximo a 125 MW en las siguientes líneas:

- Línea entre las barras 6-11.
- Línea entre las barras 13-14.
- Línea entre las barras 16-17.
- Línea entre las barras 19-20.
- Línea entre las barras 23-24.

- Línea entre las barras 28-29.

En la Tabla 4.11 se presenta el resultado económico de las formulaciones 1-bin y 3-bin. Debido a la congestión en la transmisión, se observan en la formulación 1-bin incrementos del 30.94 % en el costo total, 32.96 % en la operación y 28.05 % en la inversión de generación, respecto al Ensayo 2.

El incremento en la inversión en generación es producto de la disminución en la capacidad de transmisión. Esta limitación fuerza a invertir en nuevas unidades térmicas. En comparación al Ensayo 2 se invierte en las mismas centrales, adicionalmente en las unidades n° 13, 15 y 16. Las decisiones se presentan en la Tabla 4.12.

Resultado económico [MMUSD]	1-bin	3-bin	Diferencia %
Costo total	4 223.72	4 137.99	-2.03
COp potencia activa generadores	2 804.57	2 976.88	6.14
CI en generadores	1 228.93	1 004.04	-18.30
COMA en generadores	144.36	113.20	-21.59
Costo de encendido de unidades	45.86	43.88	-4.32

Tabla 4.11: Resultado económico obtenido en el Ensayo 3

Generador	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Año 1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
Año 2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
Año 3	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
Año 4	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1
Año 5	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1

Tabla 4.12: Decisión de inversión de generación del Ensayo 3

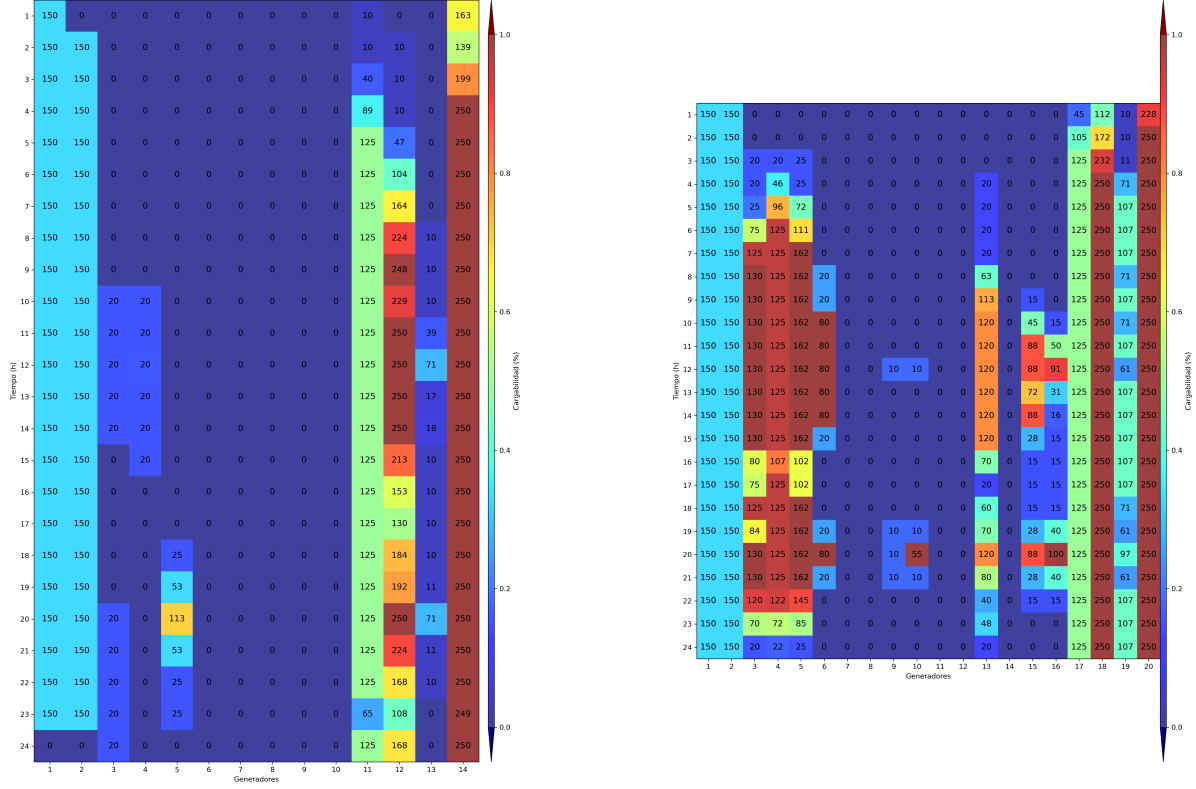
En la Tabla 4.13 se presenta los indicadores de las formulación. Debido a que se resuelve el mismo problema que el Ensayo 2, salvo por la disminución de la capacidad de transmisión en las líneas mencionadas, el número de variables, restricciones y no cero se mantiene. La formulación 3-bin resulta 1.67 veces más rápida que la 1-bin. En comparación con el Ensayo 2 se produce una disminución del 64.75 % en 1-bin y un aumento del 130 % para el 3-bin en el tiempo de solución. Esta variabilidad se produce porque el solver ocupa múltiples heurísticas y cortes para resolver cada problema MILP, lo que puede influenciar en el rendimiento [9].

Desempeño de la formulación	1-bin	3-bin	Diferencia %
Número de variables	126 050	131 930	4.66
Número de variables continuas	123 120	123 120	0.00
Número de variables binarias	2 930	8 810	200.68
Número de restricciones	188 980	167 900	-11.15
Número de no ceros	1 296 260	1 876 890	44.79
Tiempo de formulación [s]	14.218	13.613	-4.26
Tiempo de solución [s]	89.191	49.487	-44.52

Tabla 4.13: Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 3

En la Figura 4.8 se pueden observar el despacho del año 1 y 5 de la formulación 1-bin. La reducción de la capacidad de transmisión fuerza a que las unidades térmicas n° 1, 3, 4, 5 y 19 aporten energía al despacho. En comparación al Ensayo 2 donde permanecieron inactivas. Fenómeno que produce incremento, tanto en el costo de arranque de las unidades y en el costo operacional, al no poder despachar al máximo de su capacidad las unidades más económicas. Lo mismo ocurre en el año 5 donde 15 centrales

del total de unidades existentes y candidatas se activa, en comparación de las 12 centrales activas del Ensayo 2.



(a)

(b)

Figura 4.8: Despacho térmico de los años 1 y 5 para el Ensayo 3

En la Figura 4.9 se muestran los flujos de potencia en las líneas existentes del sistema para el año 1. Se observa que alcanzan la congestión las líneas 2-30, 6-31, 23-36, 25-37 y 29-38, en comparación de las 2 líneas congestionadas del Ensayo 2. Para los flujos del año 5 se observa congestión en 8 líneas en comparación de las 5 líneas saturadas del Ensayo 2.

La mayor cargabilidad ocurre principalmente en las líneas que conectan la generación al sistema y debido a que el sistema de 39 barras presenta una distribución radial de sus conexiones entre barras, como observa en la Figura 4.1. Se obtiene una baja cargabilidad en las líneas 1-39, 3-4 y 16-17, que permiten la interconexión entre las áreas del sistema, excepto en la línea 14-15 con una cargabilidad de hasta el 80 % , que conecta a las áreas 1 y 2.

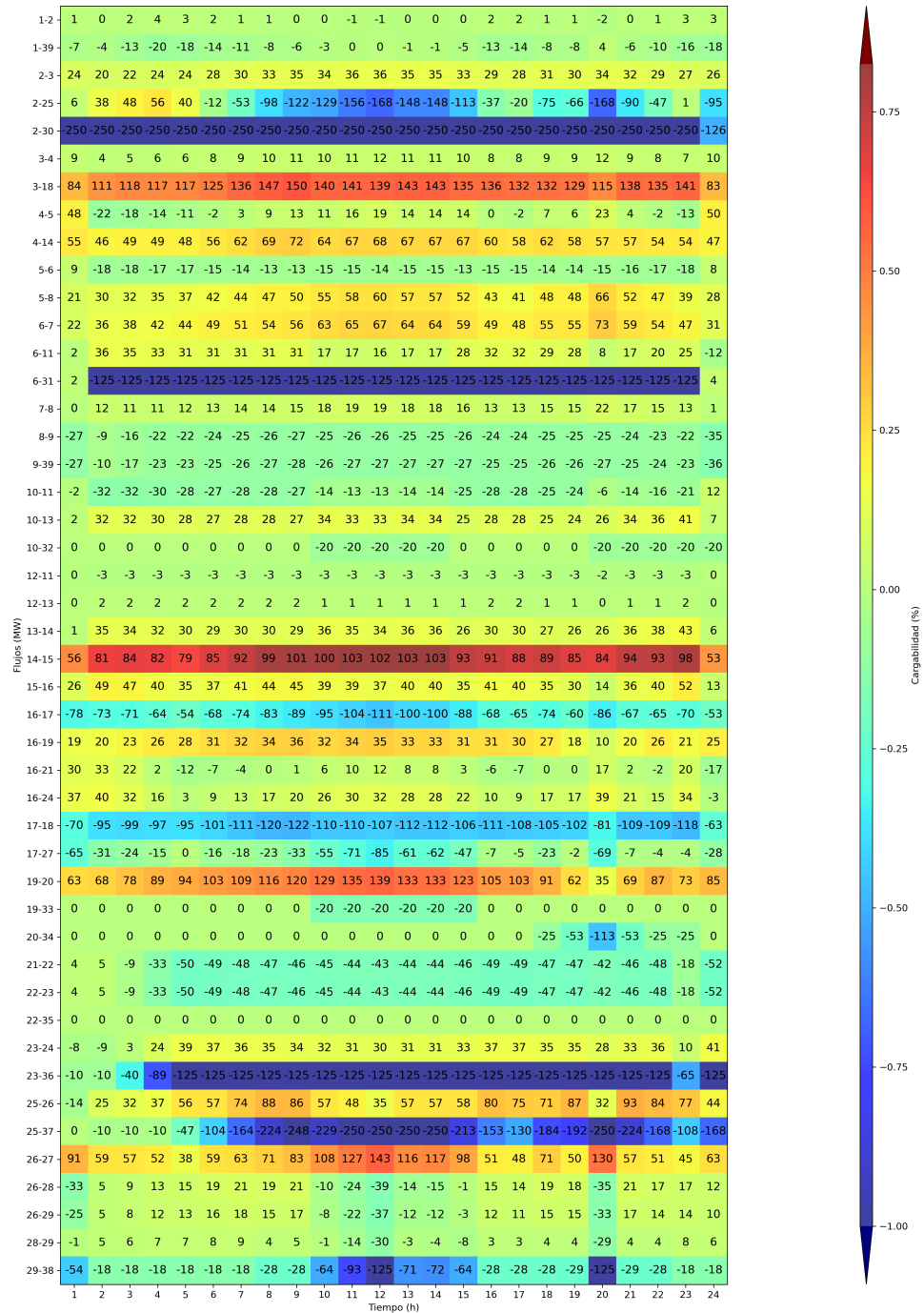


Figura 4.9: Flujos para el años 1 del Ensayo 3

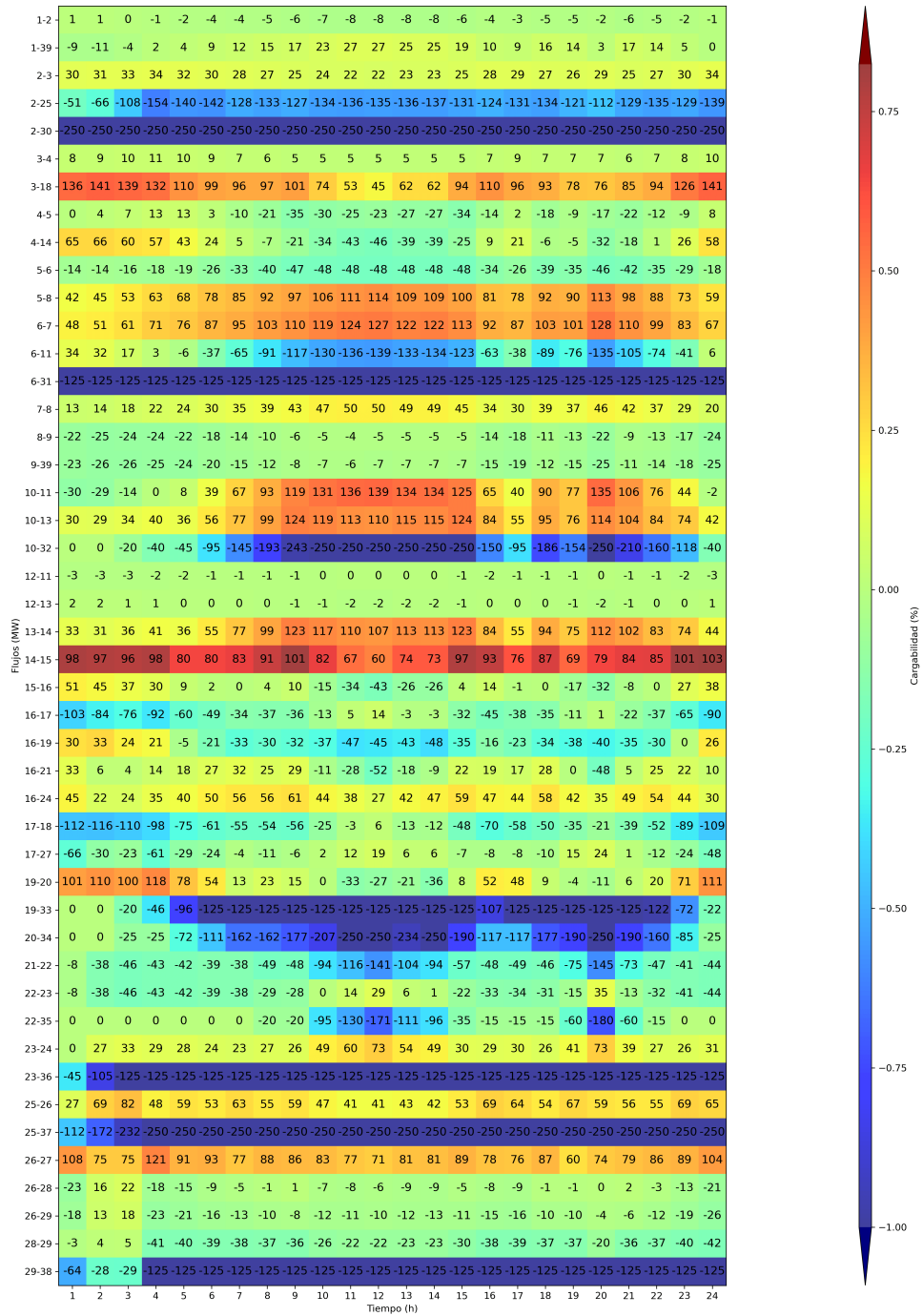


Figura 4.10: Flujos para el años 5 del Ensayo 3

4.2.4. Ensayo 4: Planificación de la generación incorporando transmisión, pérdidas, alta congestión y reconfiguración de red

Este ensayo consiste en repetir las condiciones del Ensayo 3 e incorporar la reconfiguración de red, tal de evaluar su impacto en una red de transmisión con un alto grado de cargabilidad. Al igual que el ensayo previo el flujo se limita a 250 MW y se reduce la capacidad de líneas antes mencionadas a 125 MW.

En la Tabla 4.14 se presentan los resultados económicos de las formulaciones de predespacho 1-bin y 3-bin. Al comparar los resultados económicos con el ensayo previo, se observa una disminución en el costo total para ambas formulaciones. Para la formulación 1-bin se produce un ahorro del 0.94 % en el costo total al implementar la reconfiguración de red, lo que corresponde a un ahorro de 39,90 [MMUSD] para este sistema con una capacidad instalada de 1662 [MW]. Sin embargo, el costo de operación incremento un 7.56 %, pero se logra disminuir el costo total gracias a una disminución del 18.08 % del costo de inversión. Es decir, la reconfiguración logra en este ensayo, el mayor ahorro posible mediante la reducción en la inversión en generación.

Resultado económico [MMUSD]	1-bin	3-bin	Diferencia %
Costo total	4 183.82	4 199.62	0.38
COp potencia activa generadores	3 016.54	3 032.91	0.54
CI en generadores	1 006.77	1 006.77	0.00
COMA en generadores	115.33	115.33	0.00
Costo de encendido de unidades	45.17	44.60	-1.26

Tabla 4.14: Resultado económico obtenido en el Ensayo 4

En la Tabla 4.15 se presenta los indicadores de rendimiento para el ensayo. Al comparar las formulaciones 1-bin y 3-bin, se observa que la diferencia se mantiene proporcionalmente a los ensayos previos, con un 38.32 % más de elementos no ceros para el 3-bin. Sin embargo, el crecimiento en el tamaño de los problema debido a la incorporación de la reconfiguración de red, produce una disminución en la diferencia de tiempo entre las formulaciones, resultando la formulación 3-bin solo un 7.74 % más rápida.

En comparación con el Ensayo 3 para la formulación 1-bin, el número de variables continuas incremento un 5.85 % y las binarias un 1.71 %, el número de restricciones y no ceros aumento un 11.43 % y 16.89 %, respectivamente. El tiempo de solución aumenta 8.42 veces para el 1-bin. Esto se debe a que la formulación es menos compacta, principalmente por el incremento en el número de restricciones y no ceros, además que la incorporación de la reconfiguración de red supone un costo computacional al aumentar el espacio de búsqueda, produciendo que la formulación sea menos ajustada.

Desempeño de la formulación	1-bin	3-bin	Diferencia %
Número de variables	133 300	139 180	4.41
Número de variables continuas	130 320	130 320	0.00
Número de variables binarias	2 980	8 860	197.32
Número de restricciones	210 580	189 500	-10.01
Número de no ceros	1 515 140	2 095 770	38.32
Tiempo de formulación [s]	18.228	15.116	-17.07
Tiempo de solución [min]	12.52	11.55	-7.74

Tabla 4.15: Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 4

En la Tabla 4.16 se presenta las decisiones de inversión de la unidades de generación. La planificación resulta similar al ensayo previo, invirtiendo principalmente en las unidades de menor costo variable, excepto por la unidad n^o 19 que para este ensayo no se invierte.

En la Tabla 4.17 se presenta las decisiones de reconfiguración en las líneas que tienen la capacidad de desconexión, donde 1 representa que la línea TS esta conectada y 0 en otro caso. Asimismo, en

la Tabla C.1 del Anexo C se muestran los estados de las líneas TS para todos los años del horizonte de planificación. Respecto al estado de líneas se observa una mayor desconexión de líneas el primer año, con 5 líneas abiertas en comparación a las 2 del año 5, debido a que presenta un menor nivel de cargabilidad en el sistema de transmisión.

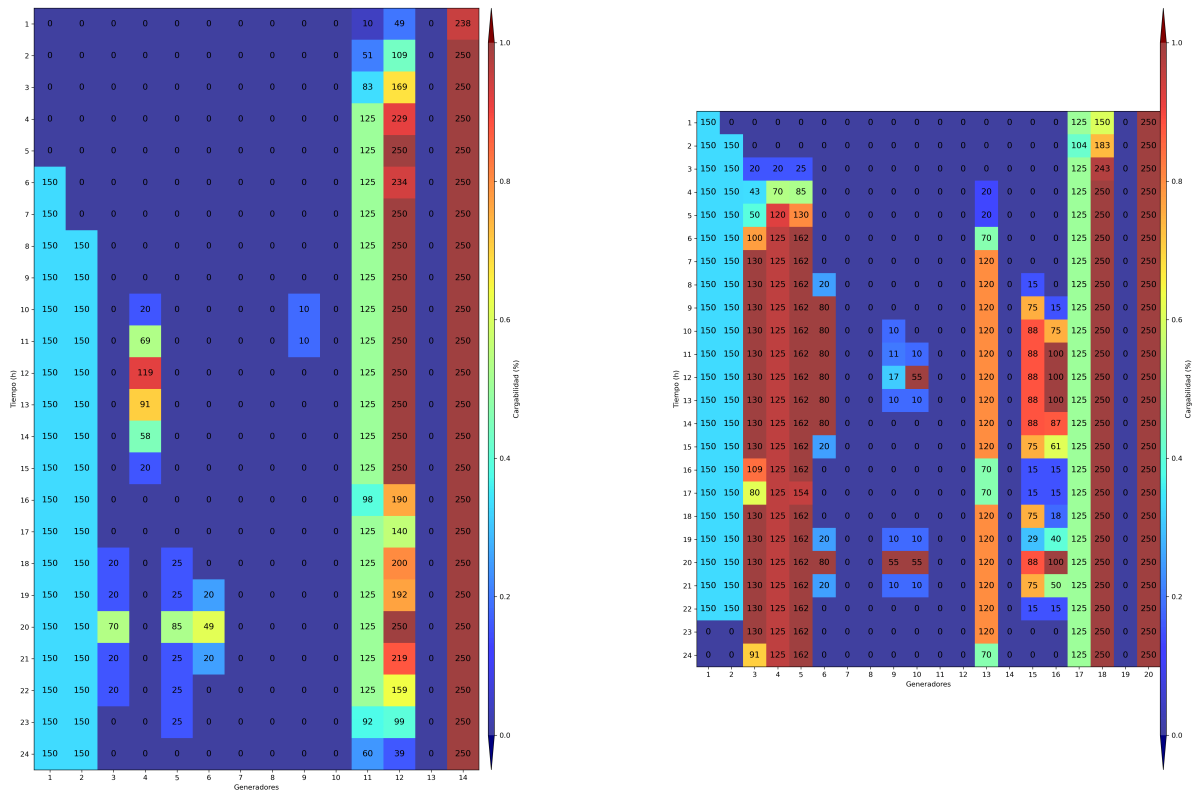
Generador	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Año 1	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1
Año 2	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1
Año 3	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1
Año 4	0	0	1	0	1	1	1	1	0	1
Año 5	0	0	1	0	1	1	1	1	0	1

Tabla 4.16: Decisión de inversión de generación del Ensayo 4

Línea	3-4	6-11	7-8	10-11	12-11	21-22	22-23	23-24	26-29	28-29	Total
Estado (año 1)	0	1	0	0	0	1	1	1	1	0	5
Estado (año 5)	1	1	1	1	0	1	1	1	0	1	2

Tabla 4.17: Decisión de reconfiguración de red de Ensayo 4

En la Figura 4.11 se puede observar la programación de despacho de la unidades térmicas para los años 1 y 5. En comparación al Ensayo 3 se puede observar que los despachos resultan similares. Sin embargo, debido a que no se invierte en la unidad n^o 19, produce que en el año 5 ocurra una mayor cargabilidad en el resto de la unidades.



(a)

(b)

Figura 4.11: Despacho térmico de los años 1 y 5 para el Ensayo 4

En la Figura 4.12 se presentan los flujos de potencia para el año 1 del Ensayo 4. Se observa congestión en 1 línea menos que el caso previo (línea 29-38), para el primer año. Incluso ocurre saturación en solo 2 líneas para algunos periodos del primer año, en comparación a las 5 líneas que sufren congestión en el ensayo previo. Se desconectan 5 líneas de las 10 con capacidad de desconexión, las cuales presentaban una baja cargabilidad en el Ensayo 3.

Cabe mencionar respecto a los flujos del año 5, que la congestión ocurre en las mismas líneas del ensayo previo excepto por la línea 29-38, la cual disminuye notablemente su cargabilidad al implementarse la reconfiguración de red. Para el quinto año se abren 2 líneas de las 10 con capacidad de desconexión.

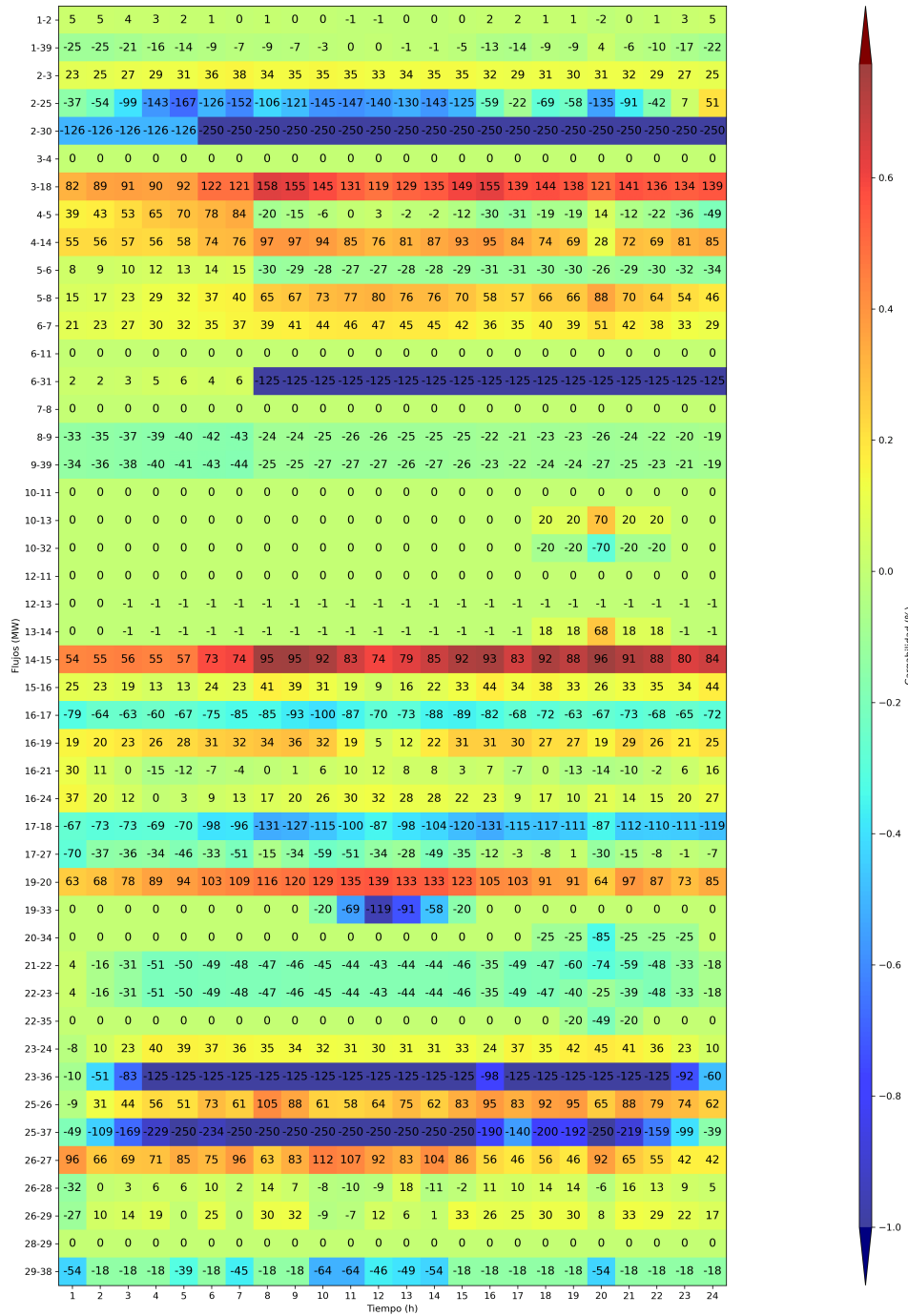


Figura 4.12: Flujos para el años 1 del Ensayo 4

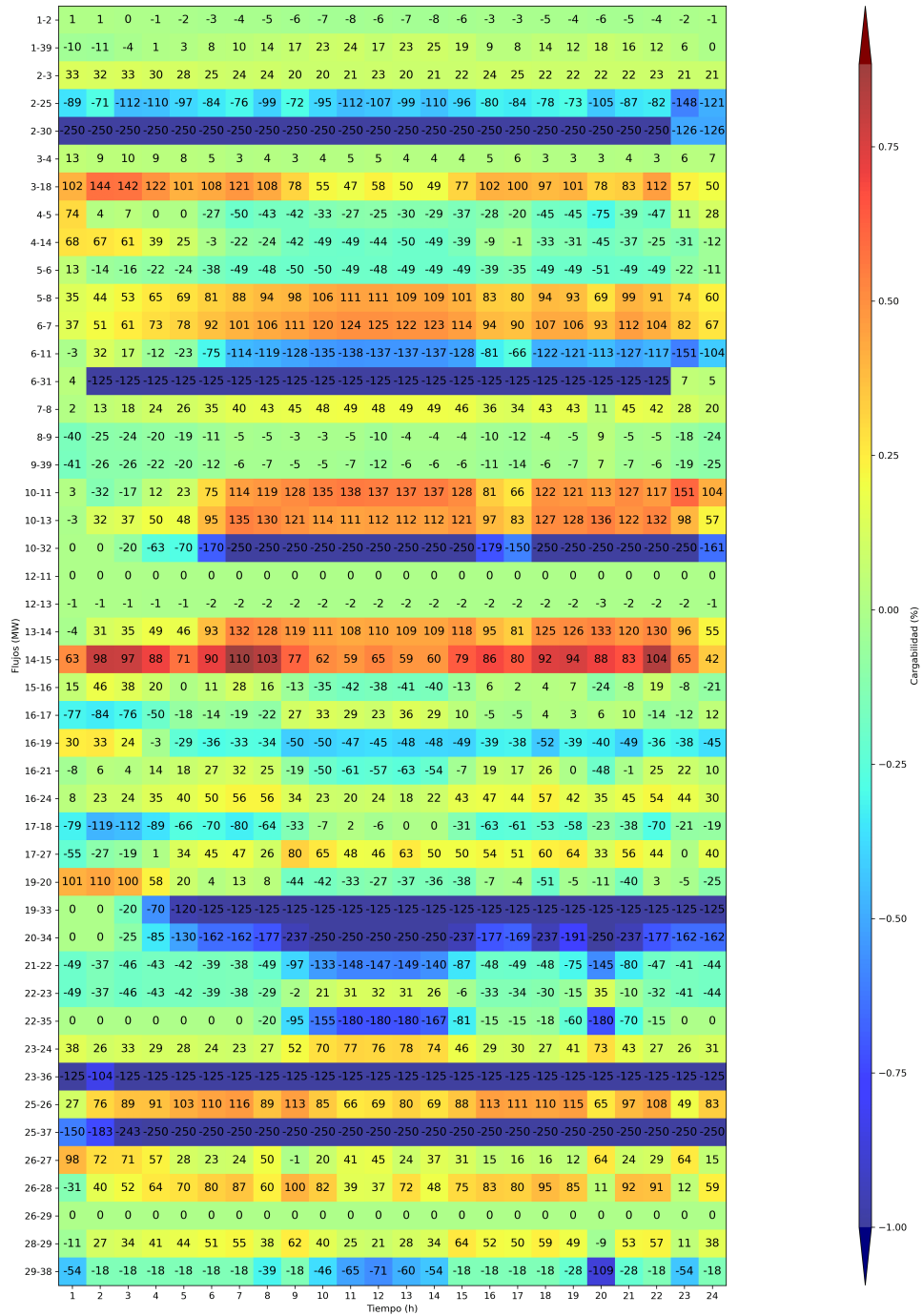


Figura 4.13: Flujos para el años 5 del Ensayo 4

4.2.5. Ensayo 5: Planificación de la generación incorporando transmisión, pérdidas y reconfiguración de red

Este ensayo consiste resolver el problema de planificación con una capacidad de transmisión de 250 MW. El objetivo es comparar los resultados con el Ensayo 2 de la Sección 4.2.1, tal de evaluar la influencia de la reconfiguración de red en un sistema con baja congestión. Además, de contrastar los resultados con los Ensayos 3 y 4, que presentan una capacidad de transmisión reducida.

En la Tabla 4.18 se presentan los resultados económicos de los modelos que incluyen el problema de predespacho 1-bin y 3-bin. Los costos totales resultan similares y se toman las mismas decisiones de inversión en generación que se presentan en la Tabla 4.19.

En comparación con el Ensayo 2, la incorporación del TS permite un ahorro del 0.73 % en el costo total, lo que corresponde a 23,45 [MMUSD]. El costo de operación resulta un 2.94 % más costoso, pero el mayor ahorro se logra en la inversión en generación, resultando 7.99 % más económica que el Ensayo 2. Se observa que el ahorro producto del TS es similar porcentualmente al de los Ensayo 3 y 4, que presenta un costo total 0.94 % menor al implementar la reconfiguración de red.

Resultado económico [MMUSD]	1-bin	3-bin	Diferencia %
Costo total	3 202.30	3 202.14	0.00
CO _p potencia activa generadores	2 171.45	2 170.96	-0.02
CI en generadores	883.03	883.03	0.00
COMA en generadores	111.77	111.77	0.00
Costo de encendido de unidades	36.05	36.39	0.93

Tabla 4.18: Resultado económico obtenido en el ensayo 5

Generador	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Año 1	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1
Año 2	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1
Año 3	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
Año 4	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
Año 5	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1

Tabla 4.19: Decisión de inversión de generación del Ensayo 5, 6 y 7

En la Tabla 4.20 se puede observar los indicadores de desempeños para ambas formulaciones y la comparación entre ellos. La formulación 3-bin presenta 10.01 % menos de número de restricciones. Sin embargo, esta misma resulta ser menos compacta en términos del número de no ceros.

Además se obtienen un IG de 42.959e-3 y 40.454e-3, para las formulaciones 1-bin y 3-bin, respectivamente. Según este indicador ambas formulaciones resultan similares en términos de lo ajustada de sus soluciones. Los tiempos de solución resultan similares con la formulación 3-bin, siendo un 6.90 % más rápida que la 1-bin. Este fenómeno se debe a que 3-bin no presenta las mismas bondades en términos del tiempo de solución para problemas de un tamaño mayor y porque su solución resulto marginalmente más ajustada que la 1-bin. Al compararse con el Ensayo 2 se observa que el tiempo de solución aumenta 2.86 y 31.43 veces, para 1-bin y 3-bin, respectivamente. A causa de la incorporación del problema de reconfiguración de red.

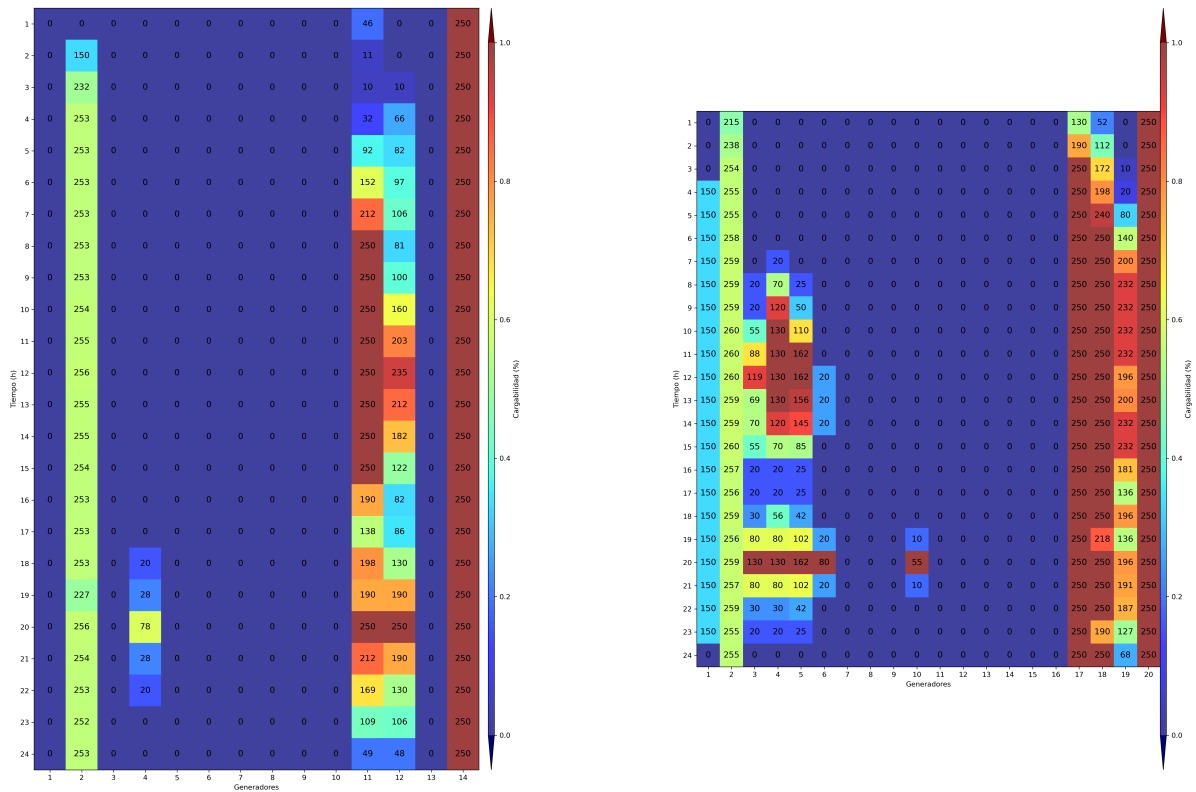
En la Figura 4.14 se presenta la programación de despacho de la unidades térmicas para los años 1 y 5. Los despachos de las unidades bases es similar respecto al Ensayo 2 y que hay diferencia producto del TS en el despacho de centrales de punta. Además, se observa de las decisiones de inversión, que no se invierte en la central n° 14 a diferencia del Ensayo 2. En la Figura C.3 del Anexo C.2, se presentan los flujos para los años 1 y 5 del presente ensayo, se observa que los flujos de potencia resultan similares a los del Ensayo 2.

Desempeño de la formulación	1-bin	3-bin	Diferencia %
Número de variables	133 300	139 180	4.41
Número de variables continuas	130 320	130 320	0.00
Número de variables binarias	2 980	8 860	197.32
Número de restricciones	210 580	189 500	-10.01
Número de no ceros	1 515 140	2 095 770	38.32
Tiempo de formulación [s]	19.072	15.826	-17.05
Tiempo de solución [min]	12.08	11.25	-6.90

Tabla 4.20: Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 5

Línea	3-4	6-11	7-8	10-11	12-11	21-22	22-23	23-24	26-29	28-29	Total
Estado (año 1)	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1	6
Estado (año 5)	0	1	1	0	0	1	1	1	0	1	4

Tabla 4.21: Decisión de reconfiguración de red de Ensayo 5



(a)

(b)

Figura 4.14: Despacho térmico de los años 1 y 5 para el Ensayo 5

4.2.6. Ensayo 6: Planificación conjunta de la generación y transmisión incorporando pérdidas

El objetivo de este ensayo consiste en evaluar el efecto de la planificación de la transmisión, sin reconfiguración de red para compararla con el Ensayo 5 donde se considera exclusivamente el TS. De esta forma se puede evaluar por separado el impacto de cada estrategia. En la Tabla 4.22 se presentan los resultados económicos para las formulaciones 1-bin y 3-bin. Los costos totales son similares y se toman las mismas decisiones de inversión en generación para ambas formulaciones. La tabulación de los resultados se presentan en la Tabla 4.19.

En comparación con el Ensayo 2 para la formulación 1-bin, el costo total disminuye un 0.47 % para la planificación conjunta de la generación y transmisión. Esto se debe a que para el presente ensayo se realiza una menor inversión en generación, un 7.99 % menor en comparación al Ensayo 2. Por otro lado, en comparación al Ensayo 5 el costo total resulta un 0.26 % mayor para el presente ensayo. Esta diferencia ocurre por los costos de operación del sistema, ya que las decisiones de inversiones son las mismas para ambos ensayos.

Resultado económico [MMUSD]	1-bin	3-bin	Diferencia %
Costo total	3 210.49	3 209.17	-0.04
COp potencia activa generadores	2 179.58	2 177.93	-0.08
CI en generadores	883.03	883.03	0.00
COMA en generadores	111.77	111.77	0.00
Costo de encendido de unidades	36.12	36.45	0.93
CI en transmisión	0.00	0.00	0.00

Tabla 4.22: Resultado económico obtenido en el Ensayo 6

Los rendimientos se presentan en la Tabla 4.23, se observa que al igual que en el ensayo anterior, la formulación 3-bin requiere de menos restricciones, y presenta un 32.34 % más de número de no ceros. Respecto al tiempo de solución 3-bin es un 21.10 % más rápido que 1-bin.

Al compararlo con el Ensayo 5 para la formulación 1-bin, se tiene que el número de variables aumenta un 5.98 % y el número de restricciones y no ceros, se incrementa un 36.45 % y 92.56 %, respectivamente. Es decir que incorporar la planificación de la transmisión produce un aumento en el número de variables binarias, por las líneas candidatas de inversión, además de que el problema resulta menos compacto, obteniéndose un tiempo de solución 4.79 veces mayor que el Ensayo 5 para la formulación 1-bin.

Desempeño de la formulación	1-bin	3-bin	Diferencia %
Número de variables	141 275	147 155	4.16
Número de variables continuas	138 240	138 240	0.00
Número de variables binarias	3 035	8 915	193.74
Número de restricciones	287 344	266 264	-7.34
Número de no ceros	2 917 508	3 861 018	32.34
Tiempo de formulación [s]	24.113	23.862	-1.04
Tiempo de solución [min]	57.96	45.73	-21.10

Tabla 4.23: Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 6

En la Figura 4.15 se presenta la programación de despacho de la unidades térmicas para los años 1 y 5. Se puede observar un despacho similar al del Ensayo 5. En la Figura C.5 del Anexo C.2 se muestran los flujos de los años 1 y 5 para el presente ensayo. Se observa que los flujos de potencia resultan similares a los del Ensayo 5, debido a la similitud de los sus despachos de potencia. A pesar de ello, los flujos del ensayo previo presentan mayores niveles de cargabilidad en general, debido a la desconexión de las

líneas de reconfiguración.

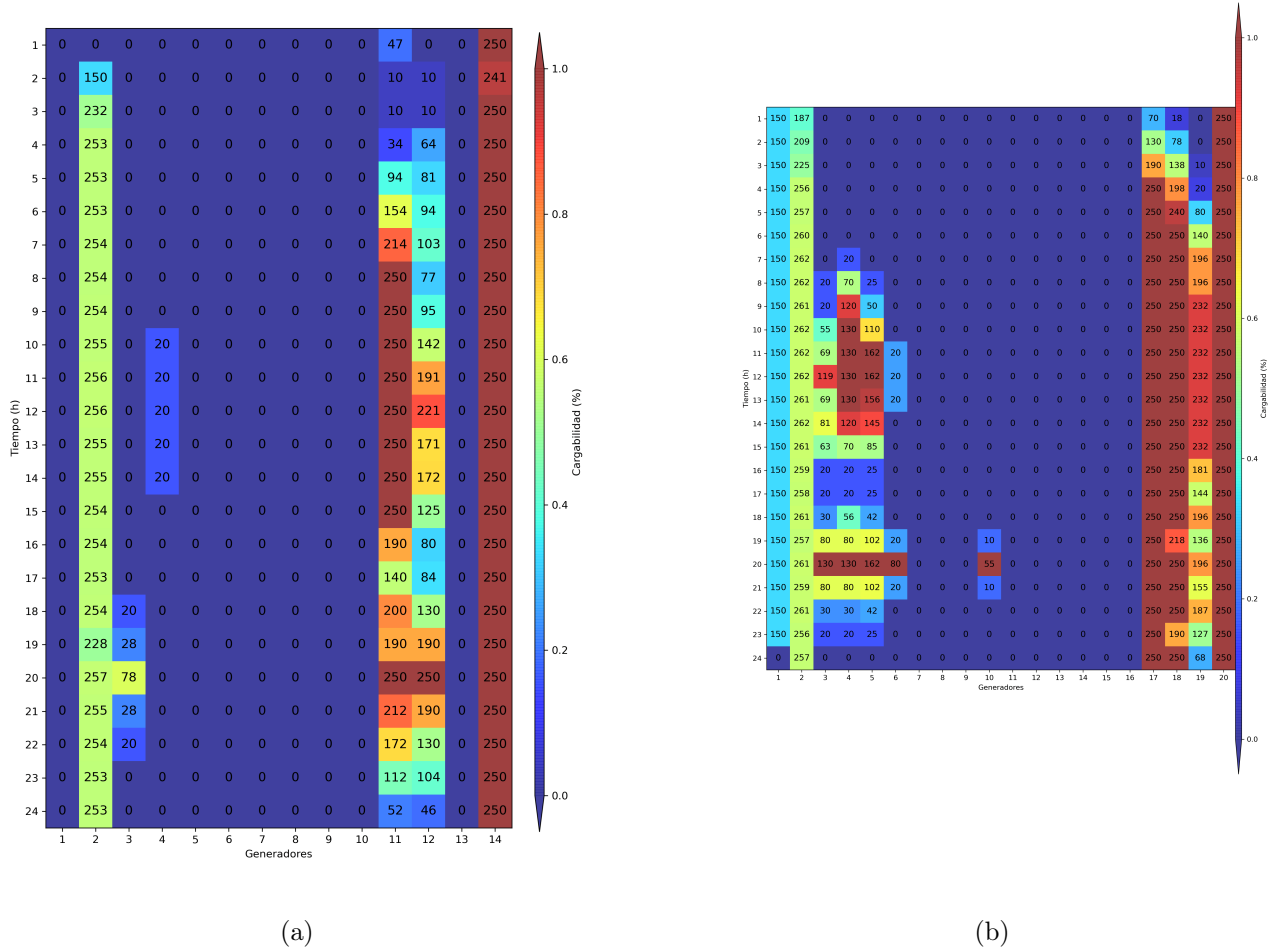


Figura 4.15: Despacho térmico de los años 1 y 5 para el Ensayo 6

4.2.7. Ensayo 7: Planificación conjunta de la generación y transmisión incorporando pérdidas y reconfiguración de red

El ensayo consiste en la planificación conjunta de generación y transmisión incorporando el problema de reconfiguración de red, tal de evaluar el impacto económico además del rendimiento de la formulación al implementar los respectivos problemas. En la Tabla 4.24 se presentan los resultados económicos para las formulaciones 1-bin y 3-bin, los costos totales son similares con una diferencia del 0.19%. Las decisiones de inversión en generación para la formulación 1-bin se presentan en la Tabla 4.19. Las decisiones de la formulación 3-bin es similar. La diferencia es que se invierte en la unidades n^o15 y n^o16, además, no se invierte en la unidad n^o19.

En comparación con el ensayo anterior, la incorporación del TS produce una reducción en el costo total de un 0.22%, lo que corresponden a 7.01 [MMUSD], y una disminución del 0.32% en el costo de operación, con el mismo costo de inversión en generación, según los resultados de la formulación 1-bin.

Por otro lado, se compara con el Ensayo 2 y se observa que el costo total disminuye un 0.69% para el presente ensayo, debido a que disminuye el costo de la inversión en generación, produciendo finalmente costos totales menores. Es decir, el beneficio de incorporar la reconfiguración de red a la planificación conjunta es que permite disminuir los costos totales y de inversión, dentro del horizonte de la planificación.

Resultado económico [MMUSD]	1-bin	3-bin	Diferencia %
Costo total	3 203.48	3 197.30	-0.19
CO _p potencia activa generadores	2 172.59	2 247.71	3.46
CI en generadores	883.03	811.77	-8.07
COMA en generadores	111.77	97.86	-12.44
Costo de encendido de unidades	36.10	39.96	10.69
CI en transmisión	0.00	0.00	0.00

Tabla 4.24: Resultado económico obtenido en el Ensayo 7

En la Tabla 4.25 se presentan los indicadores de desempeños para ambas formulaciones y la comparación entre ellos, la formulación basada en 3-bin tiene un 6.82 % menos de restricciones. Sin embargo, resulta un 29.18 % menos compacta que la formulación 1-bin en términos del número de no ceros.

Además se analiza según lo estudiado en la Sección 4.2.1 el factor IG, las formulaciones presentan un IG de $63.368\text{e-}3$ y $62.102\text{e-}3$, para los modelos basados en 1-bin y 3-bin, respectivamente. Esta diferencia de un 2 % en los IG nos indica que, en términos de los ajustado de sus soluciones, estas resultan similares. El análisis de los indicadores de rendimiento permite observar que para problemas de gran tamaño la formulación 3-bin, resulta menos compacta, además presenta la misma distancia entre la solución relajada y la óptima factible que la 1-bin. En este ensayo 3-bin converge a una solución en un tiempo 33.44 % mayor que la 1-bin.

En comparación con el ensayo previo para la formulación 1-bin, incorporar TS produce que el número de variables se incrementa un 5.13 % y el número de no ceros un 10.83 %, generando que el tiempo de solución se aumente 9.44 veces en comparación con el Ensayo 6. Por otra parte, si se compara con el Ensayo 2 formulación 1-bin, se observan incrementos del 17.83 % en el número de variables y 63.48 % en número de restricciones, además de aumentar 2.49 veces el número de no ceros, lo que genera que el tiempo de solución resulte 129.67 veces mayor que el Ensayo 2.

Desempeño de la formulación	1-bin	3-bin	Diferencia %
Número de variables	148 525	154 405	3.96
Número de variables continuas	145 440	145 440	0.00
Número de variables binarias	3 085	8 965	190.60
Número de restricciones	308 944	287 864	-6.82
Número de no ceros	3 233 588	4 177 098	29.18
Tiempo de formulación [s]	29.621	25.453	-14.08
Tiempo de solución [h]	9.12	12.17	33.44

Tabla 4.25: Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 7

Línea	3-4	6-11	7-8	10-11	12-11	21-22	22-23	23-24	26-29	28-29	Total
Estado (año 1)	0	0	0	0	1	1	1	1	0	1	5
Estado (año 5)	1	0	0	1	0	1	1	1	0	1	4

Tabla 4.26: Decisión de reconfiguración de red de Ensayo 7

Por otra parte, se examina el efecto de la reconfiguración de red en las pérdidas. Se propone analizar las pérdidas para un determinado periodo del horizonte, y compararlo con el Ensayo 6. Las pérdidas se cuantifican para la hora de demanda máxima del primer año y escenario para la formulación 1-bin, la demanda en este periodo es de 1371 [MW] a la hora 20 del día tipo. El total de pérdidas en transmisión es de 6.696 [MW] y 7.431 [MW], para el Ensayo 6 y 7, respectivamente.

Se observa que la estrategia de reconfiguración produce un incremento del 10.97 % en el total de pérdidas para el periodo que se analiza, a pesar de presentar menores costos de operación. El incremento

se produce porque las líneas que se desconectan tienen una baja carga y parte de estos flujos se redistribuyen en líneas que ya presenta flujo. Debido a que las pérdidas son proporcionales al cuadrado del flujo, este aumento de carga en las líneas existentes produce mayores pérdidas. Sin embargo, las pérdidas siguen siendo una pequeña parte de la demanda. Por ejemplo, para el periodo que se analiza del Ensayo 7, las pérdidas corresponden al 0.54 % del total de la demanda.

En la Figura 4.16 se presenta la programación de despacho de la unidades térmicas para los años 1 y 5. Se puede observar un despacho similar al del Ensayo 6 excepto para el año 1, donde no se activa la unidad térmica n° 3 del ensayo previo. Una de las bondades del TS es que la redistribución de los flujos, permite el despacho de unidades más económicas, disminuyendo el costo de operación, y por ende el costo total de la planificación.

En la Figura C.7 del Anexo C.2 se pueden observar los flujos para los años 1 y 5. Los flujos de potencia resultan similares a los del Ensayo 6, debido a la similitud que presentan sus despachos de potencia. Por ejemplo, a pesar de que en el ensayo se desconectan 4 líneas para el año 5, no se afecta a la cargabilidad de la red debido a que se desconectan líneas con una carga baja, las cuales se redistribuyen por toda la red.

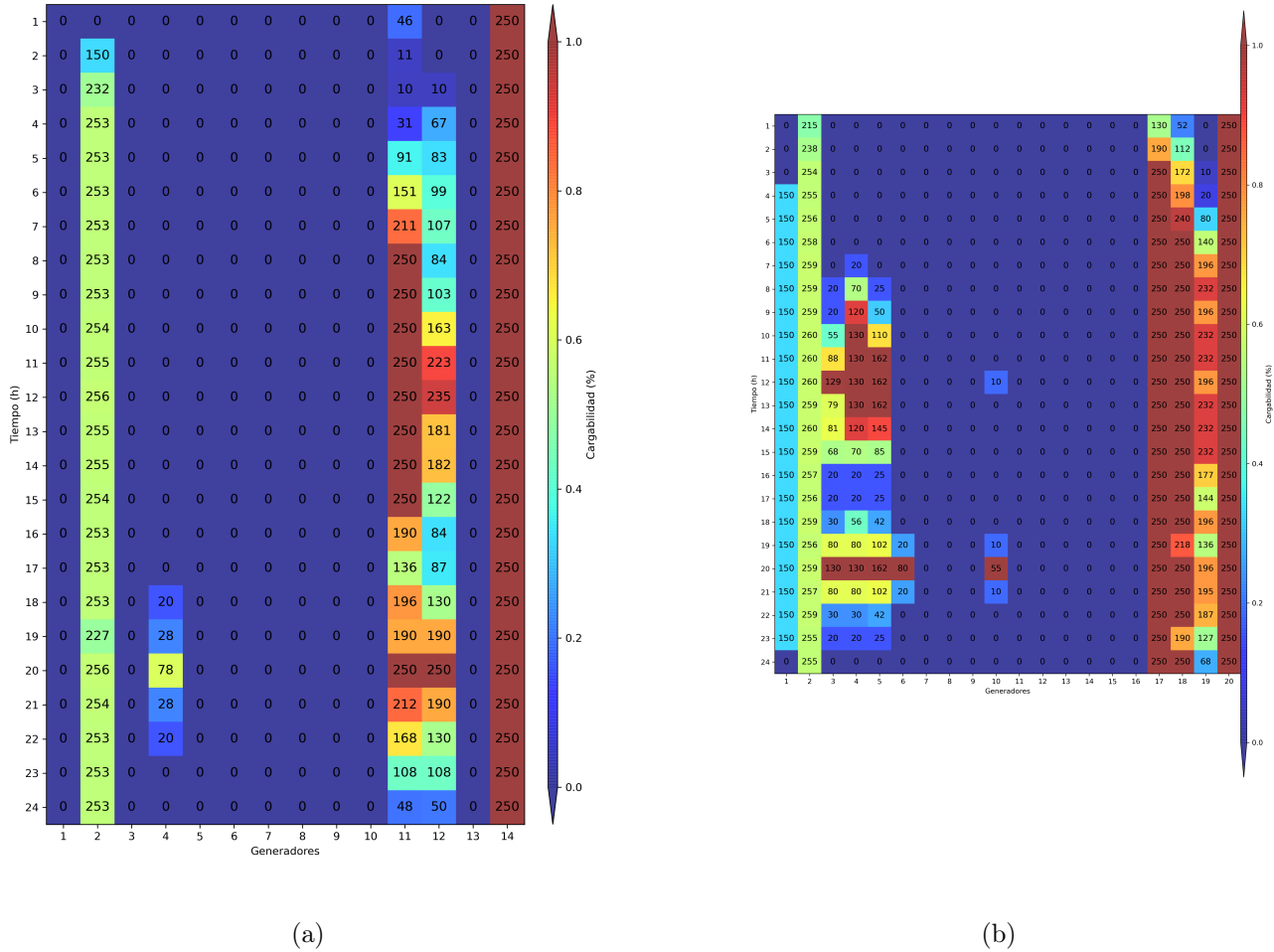


Figura 4.16: Despacho térmico de los años 1 y 5 para el Ensayo 7

4.2.8. Ensayo 8: Planificación conjunta de la generación y transmisión, incorporando reconfiguración de red y sin pérdidas

En el presente ensayo se evalúa el impacto de no incluir el modelo de pérdidas linealizado a la formulación y mantener las condiciones del ensayo previo. Tal de comparar los resultados económicos y

rendimientos de los modelos.

En la Tabla 4.27 se presentan los resultados económicos de las formulaciones 1-bin y 3-bin, para el presente ensayo, donde se observa que los costos totales son similares. En la Tabla 4.28 se presentan las decisiones de inversión para la formulación 1-bin. En comparación con el Ensayo 7 el costo total de la planificación aumenta 0.05 % al no incluir las pérdidas y los costos de operación se reducen un 3.44 %. El costo total aumenta debido a un incremento de 7.19 % en la inversión de generación.

Resultado económico [MMUSD]	1-bin	3-bin	Diferencia %
Costo total	3 205.16	3 196.13	-0.28
COp potencia activa generadores	2 100.27	2 165.68	3.11
CI en generadores	951.41	883.03	-7.19
COMA en generadores	113.82	111.77	-1.80
Costo de encendido de unidades	39.67	35.65	-10.12
CI en transmisión	0.00	0.00	0.00

Tabla 4.27: Resultado económico obtenido en el Ensayo 8

Generador	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Año 1	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1
Año 2	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1
Año 3	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1
Año 4	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1
Año 5	0	0	0	1	0	1	1	1	0	1

Tabla 4.28: Decisión de inversión de generación del Ensayo 8

En la Tabla 4.29 se presentan los indicadores de desempeños para ambas formulaciones y la comparación entre ellos. A pesar de que la formulación 3-bin es 31.74 % menos compacta que la 1-bin en términos del número de no ceros, el hecho de que sea más ajustada para problemas pequeños, produce que 3-bin sea 2.09 veces más rápida respecto al tiempo de solución.

Los rendimientos de este ensayo se comparan con el Ensayo 7 respecto a la formulación 1-bin. El número de variables binarias se mantiene, pero las continuas disminuyen un 3.54 veces. Mientras que el número de restricciones y no ceros, disminuye un 53.49 % y 39.22 % respectivamente. Resolver el problema que no incluye pérdidas disminuye el tiempo de solución 17.17 veces.

Desempeño de la formulación	1-bin	3-bin	Diferencia %
Número de variables	41 965	47 845	14.01
Número de variables continuas	38 880	38 880	0.00
Número de variables binarias	3 085	8 965	190.60
Número de restricciones	143 704	122 624	-14.67
Número de no ceros	1 965 308	2 589 138	31.74
Tiempo de formulación [s]	22.744	18.425	-19.00
Tiempo de solución [min]	31.87	15.13	-52.53

Tabla 4.29: Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 8

En la Figura 4.17 se presenta la programación de despacho de la unidades térmicas para los años 1 y 5 para la formulación 1-bin. En comparación con la programación del Ensayo 7 se observa que las unidades se encuentran activas en los mismos periodos, entregando una potencia similar en ambos casos. Debido a que las pérdidas corresponden a un porcentaje pequeño de la potencia despachada.

En la Figura C.9 del Anexo C.2 se presentan los flujos para los años 1 y 5. A causa de que los despacho con el Ensayo 7 son semejantes, los flujos resultan prácticamente iguales tanto para el año 1 como el año 5 de la planificación.

Línea	3-4	6-11	7-8	10-11	12-11	21-22	22-23	23-24	26-29	28-29	Total
Estado (año 1)	1	1	0	0	1	0	1	1	1	0	4
Estado (año 5)	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	3

Tabla 4.30: Decisión de reconfiguración de red de Ensayo 8

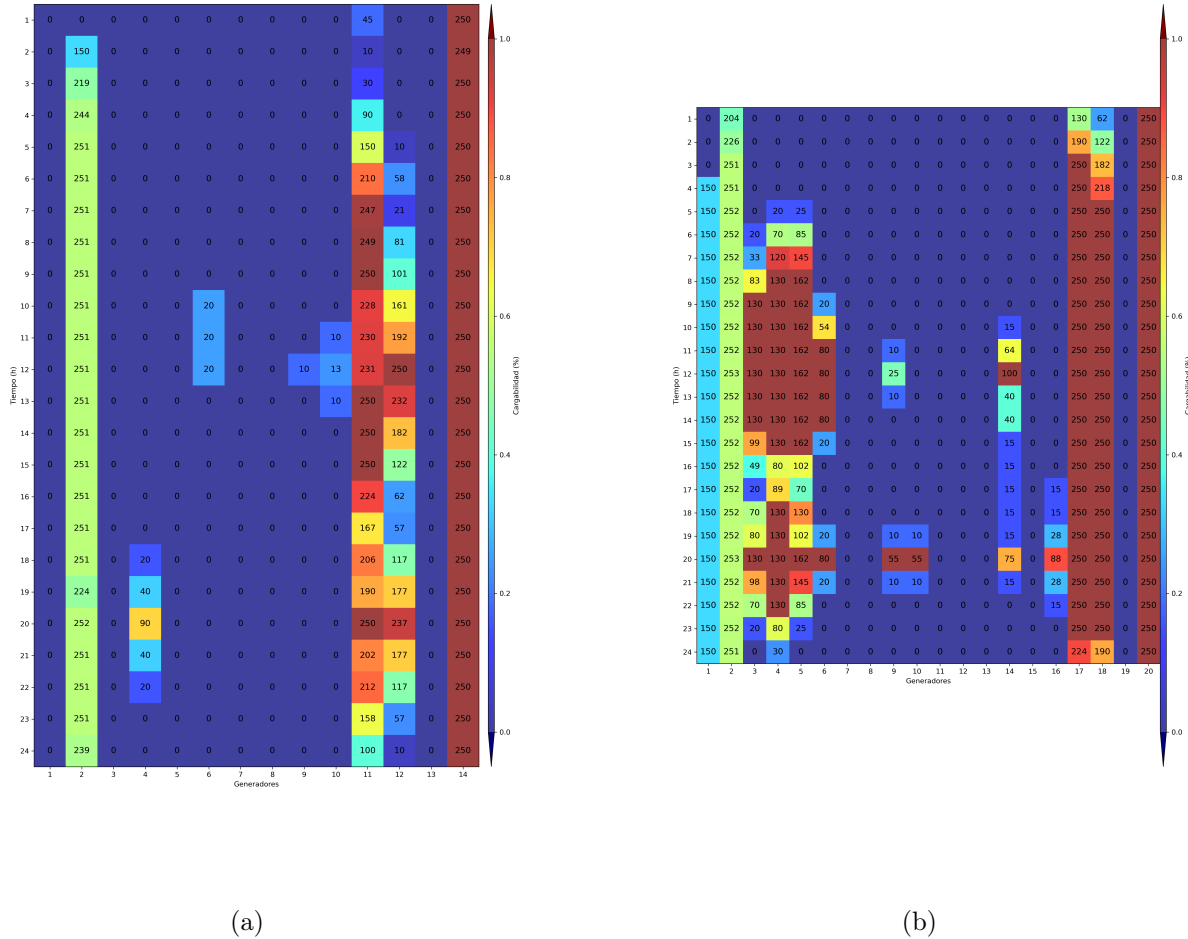


Figura 4.17: Despacho térmico de los años 1 y 5 para el Ensayo 8

4.3. Síntesis de resultados para sistema IEEE de 39 barras

El análisis de los casos de estudios permiten evaluar desde el punto de vista económico, las decisiones de inversión y los costos computacionales. En la Tabla 4.31 se presentan los resultados económicos de los ensayos para la formulación 1-bin. De la comparación con la formulacion 3-bin para cada ensayo, se observa que ambas entregan resultados similares en términos del costo total, siendo un 2.03 % el mayor porcentaje de diferencia para el Ensayo 3, y un 0.005 % el menor porcentaje correspondiente al Ensayo 5.

Caso	Costo total	CO _p potencia activa generadores	CI en generadores	Costo de encendido de unidades	CI en transmisión
1	2 408.34	2 128.71	216.35	38.79	-
2	3 225.75	2 109.39	959.73	36.32	-
3	4 223.72	2 804.57	1 228.93	45.86	-
4	4 183.82	3 016.54	1 006.77	45.17	-
5	3 202.30	2 171.45	883.03	36.05	-
6	3 210.49	2 179.58	883.03	36.12	0.00
7	3 203.48	2 172.59	883.03	36.10	0.00
8	3 205.16	2 100.27	951.41	39.67	0.00

Tabla 4.31: Resultado económico en MMUSD para el sistema IEEE de 39 barras utilizando la formulación 1-bin

En las Tablas 4.32 y 4.33 se presentan los rendimientos de las formulaciones 1-bin y 3-bin. Del análisis de los tiempos de solución se observan menores tiempos para la formulación 3-bin, en los casos de tamaño más reducido. Sin embargo, la diferencia entre las formulaciones disminuye a medida que se incorporan nuevas complejidades al modelo y crecen en tamaño. En el Ensayo 7 la formulación 1-bin finalmente presenta un tiempo 33.44 % menor.

Caso	Número de variables	Número de variables binarias	Número de restricciones	Número de no ceros	Tiempo de solución [min]
1	41 965	3 085	73 144	215 708	0.11
2	126 050	2 930	188 980	1 296 260	4.22
3	126 050	2 930	188 980	1 296 260	1.49
4	133 300	2 980	210 580	1 515 140	12.52
5	133 300	2 980	210 580	1 515 140	12.08
6	141 275	3 035	287 344	2 917 508	57.96
7	148 525	3 085	308 944	3 233 588	547.21
8	41 965	3 085	143 704	1 965 308	31.87

Tabla 4.32: Indicadores de desempeño para la formulación 1-bin en el sistema IEEE de 39 barras

Caso	Número de variables	Número de variables binarias	Número de restricciones	Número de no ceros	Tiempo de solución [min]
1	47 845	8 965	52 064	200 178	0.03
2	131 930	8 810	167 900	1 876 890	0.35
3	131 930	8 810	167 900	1 876 890	1.00
4	139 180	8 860	189 500	2 095 770	12.00
5	139 180	8 860	189 500	2 095 770	11.00
6	147 155	8 915	266 264	3 861 018	45.73
7	154 405	8 965	287 864	4 177 098	730.21
8	47 845	8 965	122 624	2 589 138	15.13

Tabla 4.33: Indicadores de desempeño para la formulación 3-bin en el sistema IEEE de 39 barras

A continuación, se sintetizan los resultados principales que se observan en los ensayos.

Análisis de efectos técnicos y económicos:

- En todos los casos que se analizan, el TS permite reducir los costos totales en el horizonte de planificación. Se observa que al reducir la capacidad de transmisión en los Ensayos 3 y 4, el TS obtiene un ahorro del 0.94 % en los costos totales. Mientras que al comparar los Ensayos 2 y 5 la disminución de los costos es menor, con un 0.73 %. Por lo tanto, a mayor el nivel de congestión

se incrementa el beneficio económico de la reconfiguración de red.

- Se advierte disminución en la saturación de las líneas al implementar el problema de TS. Por ejemplo, en los Ensayos 3 y 4 que presentan una capacidad reducida del sistema de transmisión, el número de líneas congestionadas se reduce hasta un 60 %.
- Se observa en los casos de estudio, que el problema TS disminuye los montos de inversión produciendo que los costos de operación se incrementen. Excepto en la comparación de los Ensayos 6 y 7, donde se observa la misma inversión, pero disminuyen los costos de operación, al incorporar el TS en la planificación conjunta de generación y transmisión.
- La planificación conjunta de la generación y transmisión produce menores costos totales en comparación de la planificación de la generación. Además, al implementarse con la reconfiguración de red se logran reducir los costos operacionales y totales de la planificación.

Inclusión de las pérdidas en el modelo:

- Respecto al costo computacional, incluirlas produce un incremento notorio en los tiempos de solución. No obstante, mediante la óptima elección del número de tramos se pueden modelar en el problema de forma eficiente.
- Su incorporación a la formulación no incrementa significativamente el costo de operación. Además, se produce un costo de inversión mayor en comparación al modelo sin pérdidas. Sin embargo, es fundamental considerarlas porque las decisiones del modelo con pérdidas resultan más económicas a largo plazo, debido a que la solución sin pérdidas subestima la inversión que el sistema real requiere [19].

Capítulo 5

Aplicación de la formulación al Sistema Eléctrico Nacional

En este capítulo se desarrolla la implementación de la formulación MILP a una versión reducida del Sistema Eléctrico Nacional. El sistema fue proporcionado por la Unidad de Planificación Energética y Nuevas Tecnologías del Ministerio de Energía. El sistema unilineal se puede observar en la Figura 5.1. Se presenta el perfil de demanda, la información de las unidades térmicas e hidroeléctricas, el sistema de transmisión, la red hídrica y el resultado de los ensayos para evaluar el rendimiento, junto a las soluciones de las formulaciones.

Se desarrolla un problema multiperiodo con un horizonte de 5 años, donde cada año es modelado por día tipo de 24 horas. El modelo de optimización considera una reserva de potencia del 10 %, una tasa de interés anual del 10 % y un crecimiento de la demanda del 4 %. Se implementan las formulaciones MILP presentadas, y se resuelve mediante el solver Gurobi con un *gap* del 3 %.

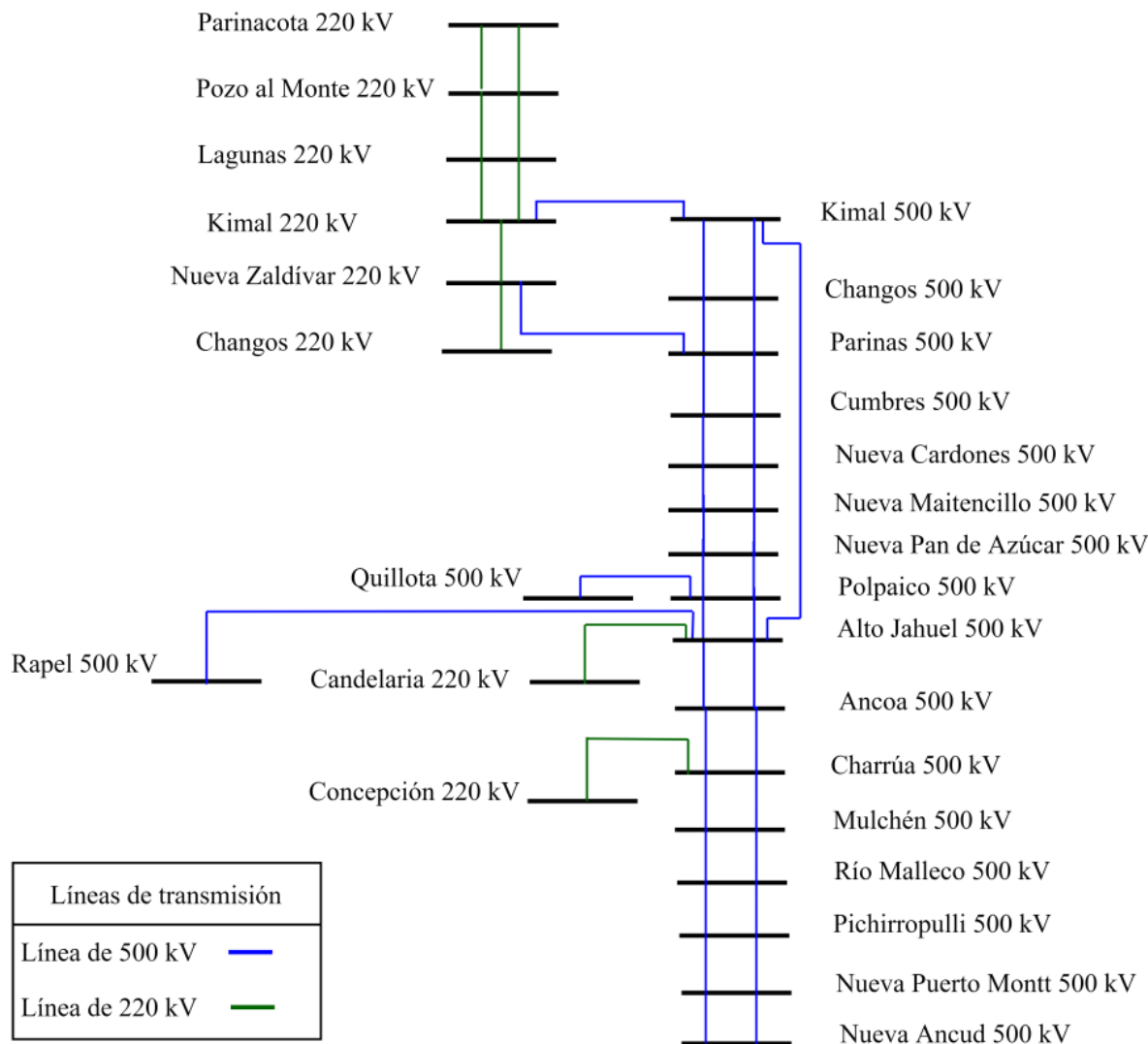


Figura 5.1: Sistema Eléctrico Nacional reducido

5.1. Consideraciones iniciales del modelo

5.1.1. Perfil de demanda

Para el problema de planificación se resuelve un día representativo del sistema. Para el modelo se consideran 3 perfiles de demanda que se pueden observar en la Figura 5.2. La información facilitada por el Ministerio de Energía se compone de la demanda horaria por barra, del primer día de cada mes, del año 2020.

Los escenarios 1 y 2 corresponden a un día representativo de diciembre y julio, respectivamente. Mientras que el escenario 3 representa el día modelo de septiembre. Los dos primeros escenarios presentan las mayores demanda promedio del sistema, y el último escenario la menor demanda promedio. Los valores de la curva de demanda de los escenarios se presentan en la Tabla D.1 del Anexo D.1.

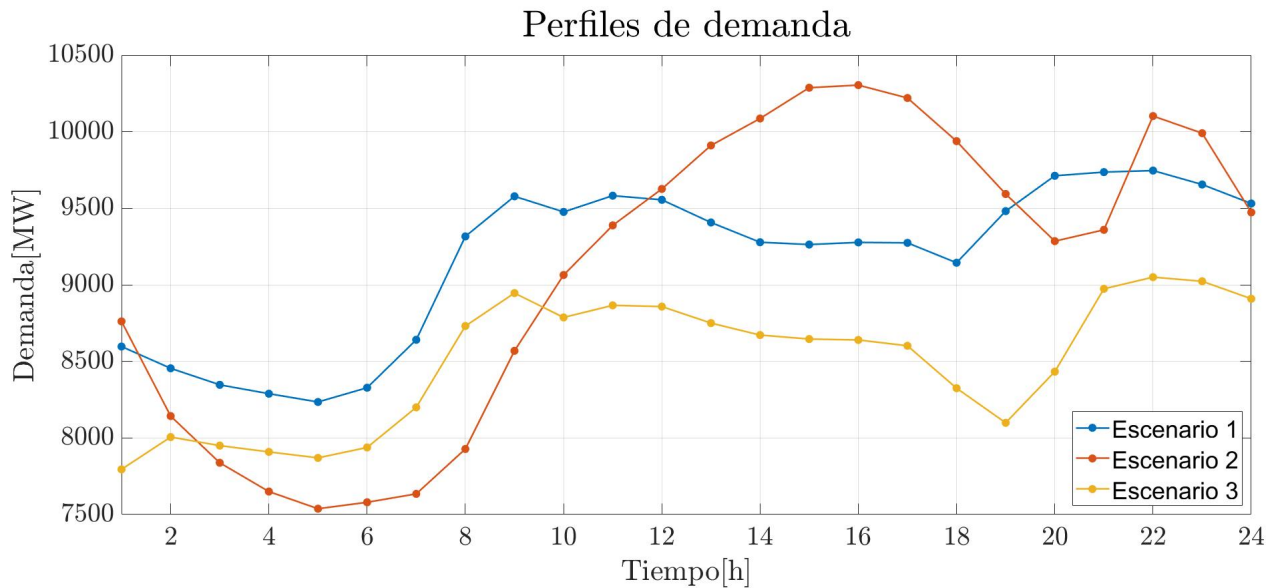


Figura 5.2: Perfiles de demanda

5.1.2. Unidades de generación

En la Tablas D.2 y D.3 del Anexo D.2 se presentan los datos técnicos de las unidades térmicas existentes y candidatas a inversión. El sistema se compone de 67 unidades térmicas y 26 centrales candidatas a inversión. Además, se considera 7 generadores virtuales emplazados en las barras de mayor demanda, para asegurar la convergencia de la solución.

Los costos marginales y de inversión, presentados en la Tabla 5.1, se implementan para las unidades candidatas. Los costos variables de las tecnologías se modifican aleatoriamente dentro del rango del 10 % respecto al valor de referencia de cada unidad.

Tecnología	CMg [\$/MWh]	C. Inv. [M\$/MW]	Capacidad [MW]
Ciclo Combinado	50	900	250
Ciclo Abierto	100	800	150
CMG	150	1400	100
Diésel	200	500	55

Tabla 5.1: Costos Marginales y de Inversión Unidades Térmicas [3]

5.1.3. Sistema de transmisión

El sistema SEN reducido se compone de 37 líneas existentes, de las cuales 10 tienen la capacidad de desconexión para la reconfiguración de red, además se proponen 21 líneas candidatas para la planificación de la transmisión, con lo que el sistema se conforma de 58 líneas en total. En la Tabla D.4 del Anexo D se presentan las líneas implementadas en el modelo.

Respecto a las líneas existentes, se considera el sistema de transmisión proporcionado por el Ministerio de Energía, cuyos parámetros se obtienen de la plataforma Infotécnica del Coordinador Eléctrico Nacional. Por otro lado, las líneas de reconfiguración corresponden a las líneas que se desconectan más del 50 % de la ocasiones. Estas líneas TS se determinan en un ensayo que considera 12 escenarios de demanda, con todas las líneas con capacidad de desconexión. Para mayor detalle revisar la Sección 4.1.3.

Cabe mencionar que las líneas candidatas provienen del proceso actual de planificación informados por la CNE [4], en las que se consideran propuestas de conexión de un doble circuito, el cual se conectará en paralelo a líneas existentes que se encuentran congestionadas.

5.1.4. Sistema hidroeléctrico

Para el modelo del SEN reducido se considera para el problema hidroeléctrico, la cuenca del Río Maule ubicado en la Región del Maule. Para la representación se considera la Laguna La Invernada, cuyo principal afluente es el Río La Invernada. Por otro lado, el embalse Melano es alimentando por el río que lleva su mismo nombre y el Río Maule. Los embalses se ubican a 1285 [msnm] y 643[msnm], respectivamente. Ambos cuerpos de agua confluyen en el Río Maule, siendo afluentes del embalse Colbun ubicado en la cota 426 [msnm] de la cuenca.

En la Tabla 5.2 se presentan los parámetros de las represas [17] y los datos de las unidades hidroeléctricas. Cabe mencionar, que la Laguna La Invernada alimenta a las centrales Cipreses, Isla, Curilangu y Loma Alta, ubicadas en serie. Para el modelo se considera una unidad equivalente cuya potencia máxima corresponde a la suma de las capacidades instalada de cada central. Se ocupa el mismo criterio para la central equivalente del embalse Colbun, donde se agrupan los generadores Colbun, Machimura y San Ignacio. Además, para el embalse Melano se considera únicamente la central Pehuenche. Por otro lado, en la Tabla D.5 se pueden observar los afluentes naturales de cada embalse.

En el modelo SEN reducido, las centrales hidroeléctricas mencionadas se conectan a barra Ancoa de 500 [kV]. Como criterio de reserva se considera una reserva de potencia del 10% en cada central.

Embalse	Melano	La Invernada	Colbun
Volumen mínimo [hm ³]	106.58	4.72	381.62
Volumen máximo [hm ³]	133.64	174.66	1 553.25
Volumen inicial [hm ³]	109.13	10.84	492.56
Volumen final [hm ³]	117.50	13.53	389.37
Caudal mínimo [m ³ /s]	16.51	14.22	12.67
Caudal máximo [m ³ /s]	35.40	30.49	27.17
Potencia mínima [MW]	0.00	0.00	0.00
Potencia máxima [MW]	570.00	317.00	599.30
Rendimiento [MW/m ³ /s]	10.00	9.50	5.50

Tabla 5.2: Parámetros de embalses y centrales de la cuenca Río Maule

5.2. Formulación 1-bin y 3-bin aplicada al problema de planificación de generación

En esta sección se analiza el problema de planificación con restricciones de predespacho basadas en las formulaciones 1-bin y 3-bin, las cuales se comparan para estudiar el impacto de la incorporación de la transmisión, su planificación y la reconfiguración de red. Se propone realizar 4 ensayos que permitan analizar el desempeño computacional, económico y las decisiones de inversión, de las formulaciones al incorporar diferentes conjuntos de restricciones a los modelos.

El Ensayo 1 esta compuesto de las restricciones de predespacho de las formulaciones 1-bin y 3-bin, el problema estocástico de dos etapas, el problema de la coordinación hidroeléctrica, la planificación de la generación y el sistema de transmisión con inclusión de pérdidas. En la Tabla 5.3 se resume los aspectos que considera cada ensayo.

Ensayo 1	Planificación de la generación incorporando transmisión y pérdidas
Ensayo 2	Planificación de la generación incorporando transmisión, pérdidas y reconfiguración de red
Ensayo 3	Planificación conjunta de la generación y transmisión incorporando pérdidas
Ensayo 4	Planificación conjunta de la generación y transmisión incorporando pérdidas y reconfiguración de red

Tabla 5.3: Resumen de ensayos

5.2.1. Ensayo 1: Planificación de la generación incorporando transmisión y pérdidas

El propósito de este ensayo consiste en analizar la planificación de la generación en el sistema SEN reducido. Este estudio inicial sirve de referencia para evaluar el impacto de incorporar gradualmente los conjuntos de restricciones para la transmisión. El resultado económico del Ensayo 1 se resume en la Tabla 5.4, donde se comparan las formulaciones de predespacho 1-bin y 3-bin. Las diferencias porcentuales corresponden a la comparación de las formulaciones considerando 1-bin como base.

La formulación 1-bin resulta ser un 0.07 % más económica. Esto se debe a que la incumbente alcanza un menor valor al momento de cumplir con el *gap* menor al 3 % definido para el problema. Se observa que en ambas formulaciones se toman las mismas decisiones de inversión en generación.

Resultados económicos [MMUSD]	1-bin	3-bin	Diferencia %
Costo total	13 629.83	13 639.73	0.07
COp potencia activa generadores	12 394.47	12 396.93	0.02
CI en generadores	900.00	900.00	0.00
COMA en generadores	125.01	125.01	0.00
Costo de encendido de unidades	210.35	217.80	3.54

Tabla 5.4: Resultado económico obtenido en el Ensayo 1

En la Tabla 5.5 se presentan los indicadores de desempeño de ambas formulaciones y la diferencia porcentual de 3-bin respecto a la 1-bin. Del análisis de los indicadores se observa que la diferencia en el número de variables se debe a que la 3-bin triplica las variables binarias. A pesar de contar con un 24.37 % menos de restricciones, 3-bin resulta un 37.82 % menos compacta en términos del número de no ceros.

Según lo que se expone en la Sección 4.2.1 se calcula el *Integrity Gap*, obteniéndose un IG de $2.413\text{e-}3$ y $1.528\text{e-}3$ para el caso 1-bin y 3-bin, respectivamente. El IG de la formulación 3-bin resulta menor, lo que indica que se obtiene una solución más ajustada. Lo que produce que 3-bin obtenga una solución 2.08 veces más rápida que la formulación 1-bin. Esta diferencia de tiempo se explica principalmente por lo ajustada que resulta la formulación 3-bin.

Desempeño de la formulación	1-bin	3-bin	Diferencia %
Número de variables	190 450	214 950	12.86
Número de variables continuas	178 320	178 320	0.00
Número de variables binarias	12 130	36 630	201.98
Número de restricciones	367 564	277 979	-24.37
Número de no ceros	2 560 843	3 529 388	37.82
Tiempo de formulación [s]	46.91	33.39	-28.81
Tiempo de solución [min]	16.68	8.02	-51.90

Tabla 5.5: Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 1

5.2.2. Ensayo 2: Planificación de la generación incorporando transmisión, pérdidas y reconfiguración de red

El ensayo consiste en mantener las condiciones del ensayo previo, e incorporar la reconfiguración de red. El objetivo es comparar los resultados con el Ensayo 1, de forma de evaluar la influencia del TS en el sistema. En la Tabla 5.6 se presentan los resultados económicos. La principal diferencia que se observa entre las formulaciones es de un 33.33 % en los costos de inversiones en generadores. Sin embargo, en contraste con el costo total esta diferencia no resulta significativa.

En comparación al Ensayo 1 para la formulación 1-bin. La incorporación de la estrategia de reconfiguración permite reducir un 0.71 % el costo total, lo que se traduce en un ahorro de 96.07 [MMUSD] y

una disminución del 33.33 % en el costo de inversión en generación. La disminución del costo total se debe principalmente a que el TS permite una redistribución de los flujos en el sistema, obteniéndose una inversión de menor costo que el ensayo previo.

Resultados económicos [MMUSD]	1-bin	3-bin	Diferencia %
Costo total	13 533.76	13 612.76	0.58
COp potencia activa generadores	12 549.05	12 868.51	2.55
CI en generadores	675.00	450.00	-33.33
COMA en generadores	93.76	62.50	-33.33
Costo de encendido de unidades	215.96	231.75	7.31

Tabla 5.6: Resultado económico obtenido en el Ensayo 2

En la Tabla 5.7 se presentan los indicadores de desempeños para ambas formulaciones y la comparación entre ellos. La formulación 3-bin presenta un 23.02 % menos de número de restricciones. Sin embargo, esta misma resulta ser un 36.08 % menos compacta en términos del número de no ceros. La formulación 1-bin resulta un 18.03 % más rápida que la 3-bin. Este fenómeno se debe a el tamaño del problema, y a que 3-bin resulta menos compacta.

Al compararse con el Ensayo 1 para la formulación 1-bin, se observa que el presente ensayo tiene un 3.81 % y 4.84 % más de número de variables y no ceros. Finalmente se debe mencionar que por el aumento del tamaño del problema el tiempo de solución resulta 4.70 veces mayor.

Desempeño de la formulación	1-bin	3-bin	Diferencia %
Número de variables	197 700	222 200	12,39
Número de variables continuas	185 520	185 520	0,00
Número de variables binarias	12 180	36 680	201,15
Número de restricciones	389 164	299 579	-23,02
Número de no ceros	2 684 683	3 653 228	36,08
Tiempo de formulación [s]	47.57	36.25	-23.80
Tiempo de solución [min]	78.44	92.58	18.03

Tabla 5.7: Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 2

5.2.3. Ensayo 3: Planificación conjunta de la generación y transmisión incorporando pérdidas

La finalidad de este ensayo consiste en evaluar el impacto de incorporar la planificación de la transmisión, sin reconfiguración de red, para compararla con el Ensayo 1 que solo considera el sistema de transmisión. En la Tabla 5.8 se presentan los resultados económicos para ambas formulaciones. En la formulación 3-bin se obtiene un mayor costo de inversión en transmisión, lo que resulta en un menor costo de operación en contraste con 1-bin. Respecto a las decisiones de inversión, se observa que son las mismas para ambas formulaciones y los costos totales resultan similares con una diferencia de 0.10 %.

En comparación con el Ensayo 1 para la formulación 1-bin, el costo total disminuye un 0.53 % que corresponde a un ahorro de 72.24 [MMUSD]. Esto debido a que la planificación conjunta permite reducir 225 [MMUSD] de inversión en generación respecto del Ensayo 1, mediante la inversión en transmisión.

Resultados económicos [MMUSD]	1-bin	3-bin	Diferencia %
Costo total	13 557.59	13 544.29	-0.10
COp potencia activa generadores	12 443.82	12 384.77	-0.47
CI en generadores	675.00	675.00	0.00
COMA en generadores	93.76	93.76	0.00
Costo de encendido de unidades	225.02	213.07	-5.31
CI en transmisión	120.00	177.69	48.08

Tabla 5.8: Resultado económico obtenido en el Ensayo 3

Respecto a los rendimientos que se presentan en la Tabla 5.9, se observa que al igual que en el ensayo previo, la formulación 3-bin presenta menos restricciones. Sin embargo, se tiene un 43.36 % más de número de no ceros. La formulación 1-bin converge a la solución óptima en un tiempo de solución 2.60 veces menor.

De la comparación con el Ensayo 1 para la formulación 1-bin, se tiene que el número de variables aumenta un 7.99 %, y el número de restricciones y no ceros se incrementa un 26.76 % y 67.48 %, respectivamente. El incorporar el problema de planificación conjunta produce que el tiempo de solución sea 4.24 veces mayor que el Ensayo 1. Esto se debe principalmente a que crece considerablemente en tamaño según el número de no ceros y de variables.

Desempeño de la formulación	1-bin	3-bin	Diferencia %
Número de variables	205 675	230 175	11.91
Número de variables continuas	193 440	193 440	0.00
Número de variables binarias	12 235	36 735	200.25
Número de restricciones	465 928	376 343	-19.23
Número de no ceros	4 289 011	6 148 556	43.36
Tiempo de formulación [s]	52.38	37.61	-28.21
Tiempo de solución [h]	1.18	3.07	160.30

Tabla 5.9: Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 3

Por otro lado, el modelo opta invertir en las líneas de circuito simple que conectan la barras Kimal 500 kV-Alto Jahuel y Charrúa-Concepción, desde el año 1 de la planificación. Estas corresponden a las líneas n^o 41 y 43 de la Tabla D.4 y el esquema del SEN se puede observar en la Figura 5.1. La primera línea permite incrementar la capacidad de transmisión desde la zona norte hacia el centro del país donde se encuentra gran parte de la demanda del SEN. La segunda línea tiene el propósito de potenciar la conexión existente de la barra Concepción al resto del sistema, la cual presenta una limitada capacidad de transmisión.

5.2.4. Ensayo 4: Planificación conjunta de la generación y transmisión incorporando pérdidas y reconfiguración de red

El ensayo consiste en la planificación conjunta de generación y transmisión incorporando el problema de reconfiguración de red, tal de evaluar el impacto económico y el rendimiento de la formulación al implementar los respectivos problemas. En la Tabla 5.10 se presentan los resultados económicos para las formulaciones 1-bin y 3-bin. Los costos totales son similares con una diferencia del 0.08 %.

En comparación con el ensayo anterior para la formulación 1-bin, la incorporación de TS produce una reducción en el costo total del 1.72 %, lo que corresponden a 233.43 [MMUSD]. Los costos de inversión en generación y transmisión son similares al del Ensayo 3. El ahorro se produce principalmente en los costos de operación, que disminuyen un 4.06 % lo que equivalen a 505.41 [MMUSD].

En contraste con el Ensayo 1 para la formulación 1-bin, el costo total disminuye un 2.24 %, es decir, un ahorro de 305.67 [MMUSD]. Se observa el mismo fenómeno de la comparación previa, donde la reconfiguración de red permite reducir los costos operacionales.

Resultados económicos [MMUSD]	1-bin	3-bin	Diferencia %
Costo total	13 324.16	13 334.77	0.08
COp potencia activa generadores	11 938.41	11 941.43	0.03
CI en generadores	876.92	876.92	0.00
COMA en generadores	116.62	116.62	0.00
Costo de encendido de unidades	216.73	219.79	1.41
CI en transmisión	175.47	180.00	2.58

Tabla 5.10: Resultado económico obtenido en el ensayo 4

En la Tabla 5.11 se presentan los indicadores de desempeños para ambas formulaciones. La formulación 3-bin tiene un 18.38 % menos de restricciones. Sin embargo, la formulación resulta un 41.71 % menos compacta que 1-bin en términos del número de no ceros. Además se analiza el IG, las formulaciones presentan unos IG de $61.405e-3$ y $67.368e-3$, para los modelos 1-bin y 3-bin, respectivamente. Esta diferencia nos indica que 1-bin resulta ligeramente más ajustada con un IG un 9.71 % menor.

Debido al tamaño del caso bajo estudio, la formulación 1-bin presenta un tiempo de solución que es un 14.78 % menor que 3-bin, además de resultar más compacta y ajustada. En comparación con el ensayo previo para la formulación 1-bin, el número de variables incrementa un 3.52 % y el número de no ceros un 3.94 %, produciendo que la incorporación de TS incrementa el tiempo de solución 2.89 veces en comparación con el Ensayo 3.

Desempeño de la formulación	1-bin	3-bin	Diferencia %
Número de variables	212 925	237 425	11.51
Número de variables continuas	200 640	200 640	0.00
Número de variables binarias	12 285	36 785	199.43
Número de restricciones	487 528	397 943	-18.38
Número de no ceros	4 458 211	6 317 756	41.71
Tiempo de formulación [s]	54.21	42.57	-21.47
Tiempo de solución [h]	3.42	3.93	14.78

Tabla 5.11: Indicadores de desempeño de la formulación en el Ensayo 4

En la Tabla 5.12 se presentan las decisiones de reconfiguración para el presente ensayo, donde 1 representa que la línea TS esta conectada y 0 en otro caso. Además, las líneas se enumeran según la Tabla D.4. Las líneas n° 20, 26 y 34 se mantienen desconectadas en todos los años del horizonte de planificación, debido a que presentan bajos niveles de cargabilidad. Por otro lado, se observa que la incorporación del problema reconfiguración cambia las decisiones de la planificación de transmisión.

Respecto a la inversión en transmisión, se decide invertir en la línea Chango 500 kV-Changos 200 kV en el año 3. Además, el modelo opta invertir en las líneas de circuito simple que conectan la barras Kimal 500 kV-Alto Jahuel y Charrúa-Concepción, desde el año 1 de la planificación. Estas corresponden a las líneas n° 38, 41 y 43 de la Tabla D.4 y el esquema del SEN se puede observar en la Figura 5.1.

Al igual que el ensayo anterior, el modelo decide invertir en líneas con el propósito de incrementar la capacidad de transmisión desde la zona norte hacia el centro del país. Este fenómeno coincide con el diagnostico actual del SEN, donde estas líneas presentan altos niveles de congestión.

Línea	4	7	10	14	20	21	26	30	33	34	Total
Estado (año 1)	1	1	0	1	0	1	0	1	0	0	5
Estado (año 2)	1	1	0	1	0	1	0	1	0	0	5
Estado (año 3)	1	1	0	1	0	1	0	0	1	0	5
Estado (año 4)	0	1	1	1	0	1	0	0	1	0	5
Estado (año 5)	0	1	1	1	0	1	0	0	0	0	6

Tabla 5.12: Decisión de reconfiguración de red de Ensayo 4

5.3. Síntesis de resultados sistema SEN reducido

En la Tabla 5.13 se resumen los resultados económicos de los ensayos en el sistema SEN y la diferencia porcentual entre las formulaciones para cada caso. De la planificación conjunta de la generación y transmisión, con reconfiguración de red en el Ensayo 4, se observa una disminución en el costo total de 2.24 % lo que corresponde a 305.67 [MMUSD], en comparación con el Ensayo 1 para la formulación 1-bin. Esta diferencia se produce principalmente por la disminución en los costos de operación, que permite el TS y la inversión de la transmisión.

Costo total [MMUSD]			
Caso	1-bin	3-bin	Diferencia %
1	13 629.83	13 639.73	0.07
2	13 533.76	13 612.76	0.58
3	13 557.59	13 544.29	-0.10
4	13 324.16	13 334.77	0.08

Tabla 5.13: Resultado económico obtenido para case SEN formulación 1-bin y 3-bin

En las Tablas 5.14 y 5.15 se presentan los indicadores de rendimiento de los ensayos. En los Ensayos 2, 3 y 4 la formulación 1-bin presenta un mejor rendimiento, resultando desde 1.15 veces más rápida que 3-bin para el Ensayo 4, hasta 2.06 veces menor en el Ensayo 3. El único caso en que la formulación 3-bin es más rápida es en el Ensayo 1, con un tiempo 2.08 veces menor.

Este resultado se debe a que al incorporar los problemas de reconfiguración de red y planificación conjunta, a la formulación MILP ocurre que la solución de 1-bin resulta más ajustada y compacta que 3-bin, resultando en tiempos de solución menores para 1-bin.

Caso	Número de variables	Número de variables binarias	Número de restricciones	Número de no ceros	Tiempo de solución [min]
1	190 450	12 130	367 564	2 560 843	16.68
2	197 700	12 180	389 164	2 684 683	78.44
3	205 675	12 235	465 928	4 289 011	70.87
4	212 925	12 285	487 528	4 458 211	205.26

Tabla 5.14: Indicadores de desempeño para la formulación 1-bin case SEN

Caso	Número de variables	Número de variables binarias	Número de restricciones	Número de no ceros	Tiempo de solución [min]
1	214 950	36 630	277 979	3 529 388	8.02
2	222 200	36 680	299 579	3 653 228	92.58
3	230 175	36 735	376 343	6 148 556	184.47
4	237 425	36 785	397 943	6 317 756	235.61

Tabla 5.15: Indicadores de desempeño para la formulación 3-bin case SEN

Capítulo 6

Resumen final y conclusiones

El objetivo de la planificación conjunta de la generación y la transmisión consiste en buscar el costo mínimo de operación e inversión del sistema, evaluado en un determinado horizonte de tiempo. La inclusión de restricciones operacionales permite dar mayor robustez y flexibilidad operacional a la solución del modelo, tal de disponer de un servicio más suficiente, seguro y de calidad.

En el estudio se desarrolla un modelo estocástico de planificación de la generación y transmisión conjunta, que considera restricciones de predespacho, el problema de coordinación hidrotérmica, además se considera el sistema de transmisión con capacidad de reconfiguración e inclusión de pérdidas. Se evalúa el impacto de la incorporación de cada conjunto de restricciones al modelo, en sistemas de pequeña y gran envergadura, con el propósito de evaluar las formulaciones que incorporan el problema de predespacho (1-bin y 3-bin).

En primer lugar se resuelve el problema de predespacho en el sistema IEEE de 300 barras, tal de analizar el efecto de la estrategia presolve de Gurobi. Se concluye que el modelo que considera la formulación 1-bin para el problema de predespacho presenta un tiempo de solución menor que la formulación 3-bin para sistemas de gran tamaño.

Por otro lado, se analiza exhaustivamente el problema de planificación de la generación y transmisión conjunta en el sistema IEEE de 39 barras, donde se desarrollan diversos ensayos en los que se incorporan gradualmente los distintos conjuntos de restricciones correspondiente a los problemas analizados. De la misma forma, se implementa la formulación en el Sistema Eléctrico Nacional proporcionado por el Ministerio de Energía.

A continuación, se presentan las principales conclusiones del estudio:

- Respecto al rendimiento de las formulaciones en el sistema IEEE de 39 barras, la formulación 3-bin presenta un tiempo de solución menor para la mayoría de los ensayos. Esto se debe a que es un sistema de tamaño pequeño. No obstante, al incorporar gradualmente los distintos problemas, el sistema se complejiza y aumenta su tamaño, produciendo que esta diferencia en el rendimiento se reduzca, incluso causando que 1-bin tenga un menor tiempo de solución en el Ensayo 7. Al evaluarse las formulaciones en el modelo del Sistema Eléctrico Nacional se obtiene que 1-bin presenta un mejor rendimiento, debido al incremento en el tamaño del sistema.
- La reconfiguración de red produce considerables beneficios económicos en el problema de planificación para todos los casos que se analizan. Por otra parte, respecto a las decisiones de inversión, la estrategia permite incrementar la capacidad del sistema actual, disminuyendo la inversión en generación.
- Además, se comprueba que el problema del *Transmission Switching* permite reducir la congestión en las líneas de transmisión. Esto se produce por la redistribución de flujos, y por ende los cambios que se producen en el despacho de generación. Por otro lado, se demuestra que la estrategia produce un incremento leve de las pérdidas en las líneas de transmisión, producto de la desconexión de líneas con baja carga, cuyo flujo se redistribuye incrementando la cargabilidad del resto del sistema de transmisión.

- Se incluyen las pérdidas al modelo tal de obtener una representación más detallada del sistema. Debido a que la solución sin pérdidas subestima la inversión que el sistema real requiere, lo que produce mayores costos a largo plazo.

El estudio presenta los siguientes desafíos futuros:

- Optimizar la metodología del modelo con el propósito de disminuir el tiempo de solución. Se propone considerar el método de descomposición de Benders.
- Aumentar el número de años en el horizonte de planificación conjunta de capacidad de generación y transmisión.
- Incluir al modelo el criterio de seguridad N-1 en generación y líneas de transmisión.
- Analizar la escalabilidad de la formulación considerando diferentes sistemas eléctricos de prueba. Además de evaluar la aplicación de bloques horarios que agrupen lapsos de tiempo similares, con la finalidad de mejorar el rendimiento de las formulaciones.
- Considerar la potencia reactiva y los flujos de corriente alterna (AC) en el modelo.
- Incorporar energías renovables variables y su incertidumbre, de manera de analizar los efectos en el problema de operación.

Bibliografía

- [1] J. Birge and F. Louveaux. *Introduction to Stochastic Programming*. ser. Springer Series in Operations Research and Financial Engineering, Springer-Verlag, 2011.
- [2] M. Carrion and J.M. Arroyo. A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(3):1371–1378, 2006.
- [3] Comisión Nacional de Energía. Informes de Costos de Tecnologías de Generación. 2020.
- [4] Comisión Nacional de Energía. Informe Técnico Final Plan de Expansión de Transmisión 2021. marzo 2022.
- [5] Ministerio de Energía. Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022. 2019.
- [6] E. B. Fisher, R. P. O'Neill, and M. C. Ferris. Optimal transmission switching. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3):1346–1355, 2008.
- [7] V. Hinojosa and J. Sepúlveda. Solving the stochastic generation and transmission capacity planning problem applied to large-scale power systems using generalized shift-factors. *Energies*, 13:3327, 2020.
- [8] V.H. Hinojosa and J. Velásquez. Stochastic security-constrained generation expansion planning based on linear distribution factors. *Electric Power Systems Research*, 140:139–146, 2016.
- [9] G. Morales-España, J. M. Latorre, and A. Ramos. Tight and compact milp formulation for the thermal unit commitment problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(4):4897–4908, 2013.
- [10] Coordinador Eléctrico Nacional. Generación real. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real/>.
- [11] Ley no. 20.402. Ley General de Servicios Eléctricos. Artículo 87°.
- [12] M. Nowak and W. Roemisch. Stochastic lagrangian relaxation applied to power scheduling in a hydro-thermal system under uncertainty. *Annals of Operations Research*, 100:251–272, 2000.
- [13] S.O. Orero and M.R. Irving. A genetic algorithm modelling framework and solution technique for short term optimal hydrothermal scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(2):501–518, 1998.
- [14] J. Ostrowski, M. F. Anjos, and A. Vannelli. Tight mixed integer linear programming formulations for the unit commitment problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(1):39–46, 2012.
- [15] J. Reinoso. Planificación conjunta de la generación y transmisión utilizando aproximaciones lineales para modelar el sistema de transmisión en AC. *Memoria de Titulación Ingeniero Civil Electricista*, UTFSM, 2021.
- [16] P. A. Ruiz, E. Goldis, A. M. Rudkevich, M. C. Caramanis, C. R. Philbrick, and J. M. Foster. Security-constrained transmission topology control milp formulation using sensitivity factors. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(2):1597–1605, 2017.
- [17] C. Soto. Desarrollo de una herramienta para la programación de la operación a corto plazo en el SIC. *Memoria de Titulación Ingeniero Civil Electricista*, UTFSM, 2013.
- [18] B. F. Wollenberg, A. J. Wood, and G. B. Sheblé. Power generation, operation and control. Wiley,

Third Edition, 2013.

- [19] H. Zhang, V. Vittal, G. T. Heydt, and J. Quintero. A mixed-integer linear programming approach for multi-stage security-constrained transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(2):1125–1133, 2012.

Anexos

Apéndice A

Formulación del problema de flujo de potencia

Para la formulación de las restricciones de transmisión se analizará inicialmente la formulación lineal DC clásica (formulación con ángulos), la cual relaciona el flujo en las líneas con los ángulos entre los nodos que se conecta. A continuación se modelará la incorporación de una variable binaria que representa el estado de las líneas, la cual puede ser conectado o desconectado, utilizando la disyunción *big M*. Esta formulación permite linealizar la restricción bilineal que se produce al incorporar el estado de las líneas.

A continuación, se estudiará el concepto de cancelación de flujo o flujo virtual, el cual permite una reducción de la formulación de las restricciones de flujo mediante la utilización de factores de sensibilidad (*Shift-Factors*). Se demostrará la aplicabilidad de la metodología en un sistema de tres barras. Finalmente se estudia como esta formulación es extensible para el problema de reconfiguración de red (TS) y el problema de expansión del sistema de transmisión (TP), junto a la incorporación de las restricciones que permiten modelar las pérdidas del sistema de transmisión.

A.1. Formulación lineal DC clásica y reconfiguración óptima de la transmisión

En este estudio se analizará el flujo óptimo de potencia (OPF) en DC, que busca minimizar los costos de generación cumpliendo con las restricciones técnicas del sistema y se modelan los flujos de las líneas de transmisión en base a las leyes de Kirchhoff. Para esta formulación general se considera una función objetivo, los límites de potencia de cada unidad y el balance de potencia. Además, los límites de los ángulos de tensión en las barras, los límites de flujo máximos de potencias en las líneas y el flujo de potencia, que se representan por las expresiones (A.1)-(A.3).

$$\theta_b^{min} \leq \theta_b \leq \theta_b^{max}, \quad \forall b \in B \quad (A.1)$$

$$-F_l^{MAX} \leq f_l \leq F_l^{MAX}, \quad \forall l \in L \quad (A.2)$$

$$B_l \cdot (\theta_n - \theta_m) - f_l = 0, \quad \forall l \in L, \forall n, m \in B \quad (A.3)$$

El problema de reconfiguración se implementa mediante la incorporación de una variable binaria xs_l , la cual permite representar cuando la línea esta conectada (1) y desconectada (0). En la ecuación (A.4) se incorpora como el producto esta variable de decisión por el flujo máximo de las líneas, lo que permite que cuando la línea este desconectada acote el flujo de esta a cero, mientras que cuando se encuentre conectada se tiene la misma expresión (A.2) que limita las líneas a su flujo máximo.

Respecto a la restricción (A.3), no se puede incorporar xs_l como su producto por la variable de flujo. Ya que realizar el producto de estas variables incorporaría una restricción bilineal, debido a la multiplicación de una variable binaria y una continua. Se propone la incorporación de la disyunción *big M*, que permite que haya una diferencia angular en la tensión entre barras cuando la línea se desconecta ($xs_l = 0$). Es importante que este parámetro sea mayor a la máxima diferencia angular posibles entre barras, pero que este restringido a un valor viable permite mejorar los tiempos de solución del solver, al acotar los posibles valores de los ángulos [15].

$$-F_l^{MAX} \cdot xs_l \leq f_l \leq F_l^{MAX} \cdot xs_l, \quad \forall l \in L \quad (\text{A.4})$$

$$B_l \cdot (\theta_n - \theta_m) - f_l + (1 - xs_l) \cdot M \geq 0, \quad \forall l \in L, \forall n, m \in B \quad (\text{A.5})$$

$$B_l \cdot (\theta_n - \theta_m) - f_l - (1 - xs_l) \cdot M \leq 0, \quad \forall l \in L, \forall n, m \in B \quad (\text{A.6})$$

A.2. Factores de sensibilidad

La forma directa de modelar la salida de una línea es mediante hacer cero la susceptancia de la línea desconectada o anulando el flujo de la línea bajo análisis. Sin embargo, una alternativa a esta propuesta que mantiene las susceptancias y la topología original, es mediante la incorporación de generación virtual en los terminales de la línea desconectada con una potencia igual al flujo de la línea en cuestión, tal que visto desde el resto del sistema el flujo en esa línea resulta nulo.

Esta formulación se conoce como flujo virtual o cancelación de flujo, y es válido siempre que no se produzcan islas en el sistema eléctrico por la desconexión de líneas. Las ventajas de esta formulación sobre la lineal DC clásica es que resulta en un problema más compacto, tanto en términos de variables como restricciones; por ejemplo, no se define de forma explícita los ángulos de la tensión en las barras [18].

Las restricciones de la cancelación de flujo, producto de los *Shift-Factors* (SF) forman una matriz densa en comparación de la matriz de susceptancia que es dispersa. Lo que permite en términos prácticos una solución más rápida, siempre que la cantidad de líneas con la capacidad de desconexión sea relativamente pequeña. En caso de aumentar el número de líneas de reconfiguración, el número de elementos no ceros se vuelve mayor en la formulación con flujos virtuales [16].

La expresión (A.7) corresponde al balance de potencia en cada barra y la ecuación (A.8) su forma matricial. Donde el vector P_N es la potencia inyectada y extraída en cada barra, A^T es la traspuesta de la matriz de incidencia, mientras que el vector F corresponde a los flujos de las líneas.

$$\sum_g P_{g_b} - \sum_d P_{d_b} = \sum_l f_l, \quad \forall b \in B \quad (\text{A.7})$$

$$P_N = A^T \cdot F \quad (\text{A.8})$$

La ley de Kirchhoff en forma matricial está dada por la expresión (A.9), donde y corresponde a la matriz de admitancia de las líneas y δ al vector de los ángulos de la tensión en las barras.

$$F = y \cdot A \cdot \delta \quad (\text{A.9})$$

Al reemplazar la ecuación (A.9) en (A.8) se obtiene la expresión (A.10), la cual permite relacionar las inyecciones de potencia y los ángulos. Se busca dejar el vector δ en términos de la potencia inyectada, pero como la matriz B_{bus} no es invertible. Se ocupa la matriz identidad reducida (I_r) para obtener una versión reducida de la matriz de susceptancia que si es invertible, la que se observa en la expresión (A.11).

$$P_N = A^T \cdot y \cdot A \cdot \delta = B_{bus} \cdot \delta \quad (\text{A.10})$$

$$\delta = Ir \cdot (Ir^T \cdot B_{bus} \cdot Ir)^{-1} \cdot Ir^T \cdot P_N \quad (\text{A.11})$$

Finalmente, al reemplazar (A.11) en (A.9) se obtiene la expresión (A.12), la cual permite relacionar las inyecciones de potencia en las barras con los flujos por las líneas sin la necesidad de definir explícitamente los ángulos. El resultado se conoce como matriz de factores de sensibilidad (SF).

$$F = y \cdot A \cdot Ir \cdot (Ir^T \cdot B_{bus} \cdot Ir)^{-1} \cdot Ir^T \cdot P_N = SF \cdot P_N \quad (\text{A.12})$$

En la ecuación (A.13) se presenta el factor de sensibilidad, que relaciona una variación de flujo en la línea ij producto de la variación de potencia en la barra k .

$$SF_{ij,k} = \frac{\Delta F_{ij}}{\Delta P_k} \quad (\text{A.13})$$

Se requiere de una relación entre la variación de flujo en las líneas y la variación de potencia inyectada entre los terminales de distintas barras. A continuación, se presentan factores de sensibilidad generalizados ($PTDF$) que permiten esta operación. Se analiza la variación de flujo en la línea ij producto de una variación de potencia (ΔP) inyectada en barra k y una sustracción de ΔP en la barra l .

Respecto a la expresión (A.14) se puede encontrar a través de la superposición de las dos respuestas, y producto de factorizar ΔP se obtiene la ecuación (A.15). La matriz $PTDF$ se obtiene como el producto de la matriz de SF y la traspuesta de la matriz de incidencia, como se detalla en la expresión (A.16).

$$\Delta F_{ij} = \Delta F_{ij,k} + \Delta F_{ij,l} = SF_{ij,k} \cdot \Delta P_k + SF_{ij,l} \cdot (-\Delta P_l) \quad (\text{A.14})$$

$$\Delta F_{ij} = SF_{ij} \cdot A_{kl}^T \cdot \Delta P = PTDF_{ij,kl} \cdot \Delta P \quad (\text{A.15})$$

$$PTDF = SF \cdot A^T \quad (\text{A.16})$$

$$PTDF_{ij,kl} = \frac{\Delta F_{ij}}{\Delta P_{kl}} \quad (\text{A.17})$$

A.3. Formulación de reconfiguración de red de transmisión

Para iniciar este estudio se presenta un sistema de referencia de 4 barras y 4 líneas en total, con 1 línea con capacidad de desconexión. La topología de la red se puede observar en la Figura A.1. El objetivo de este sistema eléctrico de potencia es demostrar la modelación de los flujos mediante factores de sensibilidad en el problema de reconfiguración de red.

Los flujos (F_{ij}^{pre}) entre la barra i y la barra j , son el producto del despacho óptimo de las unidades previo a la desconexión de la línea de reconfiguración, y se obtiene mediante la expresión (A.12). En la Figura A.2 se presenta el mismo sistema de 4 barras con la desconexión de la línea 3 – 4. Para modelar la desconexión de la línea se propone una inyección y retiro virtual entre las barras de la línea desconectada tal que el flujo por esta línea sea igual a la inyección virtual. Es decir, que del punto de vista del sistema la línea permanece desconectada, por lo que los sistemas (a) y (b), resultan equivalentes.

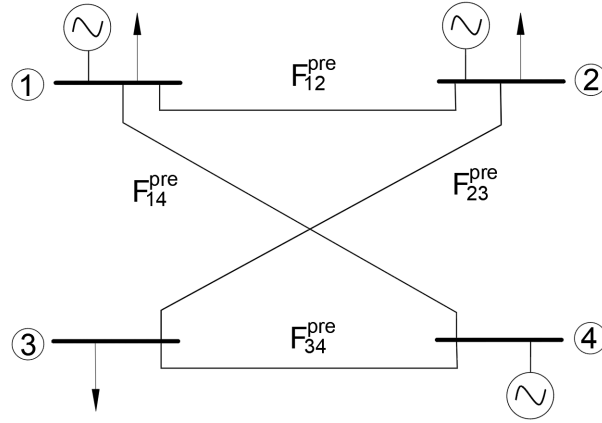


Figura A.1: Sistema de referencia 4 barras

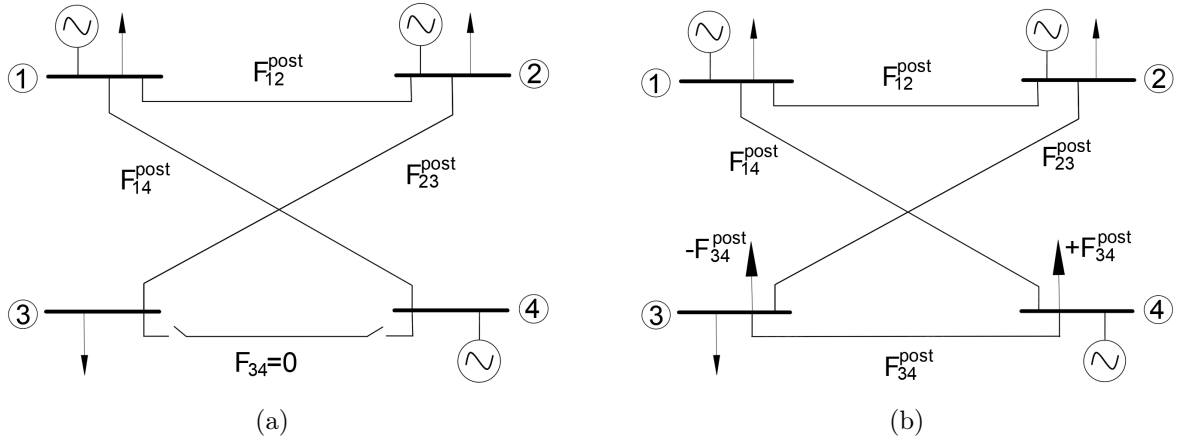


Figura A.2: Sistema 4 barras con reconfiguración de red

Las expresiones (A.18) corresponden a los flujos en las líneas sin capacidad de desconexión, una vez desconectada la línea de reconfiguración de red. El flujo de la línea desconectada se puede observar de la expresión (A.19). Al igual que las líneas que permanecen conectadas, corresponde a la suma del flujo previo a la desconexión y la variación de flujo producto de la inyección de potencia virtual, que tiene que ser igual al flujo virtual. Cabe mencionar, que los flujos de potencia para el estado post-contingencia se obtienen en base a los flujos previos a la desconexión de la línea, es decir sin la necesidad de recalculer la matriz de admitancia de la red.

$$\begin{aligned} F_{12}^{post} &= F_{12}^{pre} + PTDF_{12,34} \cdot F_{34}^{virt} \cdot xs_{34} \\ F_{14}^{post} &= F_{14}^{pre} + PTDF_{14,34} \cdot F_{34}^{virt} \cdot xs_{34} \\ F_{23}^{post} &= F_{23}^{pre} + PTDF_{23,34} \cdot F_{34}^{virt} \cdot xs_{34} \end{aligned} \quad (A.18)$$

$$F_{34}^{post} = F_{34}^{pre} + PTDF_{34,34} \cdot F_{34}^{virt} \cdot xs_{34} = F_{34}^{virt} \cdot xs_{34} \quad (A.19)$$

La expresión (A.20) corresponde a la restricción de flujo general para las líneas de reconfiguración de red. En el primer término de la ecuación se tiene el producto de una variable continua correspondiente al flujo y la variable binaria de decisión para la desconexión de la línea. Se propone mediante la disyunción *big M* linealizar la restricción, la cual fue presentada en la sección A.1. Se obtienen las expresiones (A.21) que permite modelar el flujo en líneas con capacidad de desconexión.

$$(I - PTDF_{ij,kl}) \cdot F_{kl}^{virt} \cdot xs_{kl} - SF_{ij,k} \cdot P_k = 0 \quad (A.20)$$

$$\begin{aligned} |(I - PTDF_{ij,kl}) \cdot f_{kl}^{virt} - SF_{ij,k} \cdot P_k| &\leq xs_{kl} \cdot F_{ij}^{MAX} \\ |f_{kl}^{virt}| &\leq (1 - xs_{kl}) \cdot M \end{aligned} \quad (A.21)$$

La expresión (A.22) corresponde a la restricción generalizada para modelar el flujo en las líneas que no tienen capacidad de desconexión, se observa que la variación de flujo producto de los flujos virtuales también impacta a estas.

$$|SF_{ij,k} \cdot P_k + PTDF_{ij,kl} \cdot f_{kl}^{virt}| \leq F_{ij}^{MAX} \quad (A.22)$$

A.4. Planificación de la transmisión

Respecto a la inversión en transmisión en este estudio, se propone implementar líneas candidatas entre las barras del sistema, las cuales se incorporan al sistema de transmisión cuando resulte óptimo dentro del horizonte de planificación. Para modelar el flujo de las líneas candidatas se utilizan expresiones similares a las líneas de reconfiguración de red. La ecuación (A.23) corresponde al flujo de las líneas candidatas, donde el término de la variable de decisión de la reconfiguración (xs_{kl}) se cambia por la variable de decisión de inversión (n_{kl}).

Para la implementación de las expresiones (A.21) y (A.23) se define la variable continua para el flujo virtual (f_{kl}^{virt}), tanto para las líneas de reconfiguración como para las de inversión. Debido a que las últimas son similares a líneas de reconfiguración, excepto que se encuentran siempre desconectadas hasta que resulta óptimo incorporarlas al sistema. Cabe mencionar, que la variación de flujo producto de la desconexión de una línea de reconfiguración, también va a afectar el flujo en una línea en la que se haya invertido. Lo mismo ocurre en el caso inverso con las líneas de reconfiguración.

$$\begin{aligned} |(I - PTDF_{ij,kl}) \cdot f_{kl}^{virt} - SF_{ij,k} \cdot P_k| &\leq n_{kl} \cdot F_{ij}^{MAX} \\ |f_{kl}^{virt}| &\leq (1 - n_{kl}) \cdot M \end{aligned} \quad (A.23)$$

Apéndice B

Datos para el sistema IEEE New England de 39 barras

B.1. Datos de demanda

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
D. escenario 1 [MW]	586	633	724	824	867	954	1006	1067	1108	1193	1246	1278
D. escenario 2 [MW]	591	639	731	795	837	937	1006	1040	1117	1235	1290	1391
D. escenario 3 [MW]	586	628	718	817	837	945	980	1040	1117	1203	1279	1323

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1224	1225	1139	973	950	1069	1067	1371	1127	1036	902	784
1308	1117	1058	887	860	921	1022	1361	1156	1044	868	760
1235	1147	1049	942	882	1011	1040	1224	1264	1003	902	700

Tabla B.1: Curva de demanda para un día de los escenarios

B.2. Datos de las unidades térmicas

Unit	Pmax [MW]	Pmin [MW]	Min U/D [h]	Ramp U/D [MW]	C.I. [M\$/MW]	C.OyM [M\$]	CV [\$/MW]
1	455	150	8	225	0	0	41.61
2	455	150	8	225	0	0	44.76
3	130	20	5	50	0	0	101.62
4	130	20	5	50	0	0	96.72
5	162	25	6	60	0	0	101.08
6	80	20	3	60	0	0	147.74
7	85	25	3	60	0	0	207.24
8	55	10	1	135	0	0	190.94
9	55	10	1	135	0	0	192.75
10	55	10	1	135	0	0	190.66
11	150	20	5	50	1400	42	107.33
12	150	20	5	50	1400	42	101.74
13	150	20	5	50	1400	42	106.37
14	100	15	6	60	800	24	152.83
15	100	15	6	60	800	24	148.47
16	100	15	6	60	800	24	153.76
17	250	10	3	60	900	27	45.52
18	250	10	3	60	900	27	45.61
19	250	10	3	60	900	27	54.37
20	250	10	3	60	900	27	41.65
21	999	0	1	135	0	0	10000
22	999	0	1	135	0	0	10000
23	999	0	1	135	0	0	10000
24	999	0	1	135	0	0	10000

Tabla B.2: Datos de las Unidades Térmicas

B.3. Datos para las líneas de transmisión con capacidad de desconexión (TS) y candidatas a inversión (TP)

Tipo	fbus	tbus	r [p.u.]	x [p.u.]	b [p.u.]	Flujo máximo [MW]	Cantidad	CI [MMUSD]
TS	3	4	0.0013	0.0213	0.2214	500	1	-
TS	6	11	0.0007	0.0082	0.1389	480	1	-
TS	7	8	0.0004	0.0046	0.078	900	1	-
TS	10	11	0.0004	0.0043	0.0729	600	1	-
TS	12	11	0.0016	0.0435	0	500	1	-
TS	21	22	0.0008	0.014	0.2565	900	1	-
TS	22	23	0.0006	0.0096	0.1846	600	1	-
TS	23	24	0.0022	0.035	0.361	600	1	-
TS	26	29	0.0057	0.0625	1.029	600	1	-
TS	28	29	0.0014	0.0151	0.249	600	1	-
TP	1	2	0.0035	0.0082	0.6987	600	3	60
TP	1	39	0.001	0.025	0.75	1000	3	60
TP	2	3	0.0013	0.0046	0.2572	500	3	60
TP	17	16	0.007	0.0363	0.146	500	3	60
TP	16	19	0.0001	0.025	0	900	3	60
TP	3	4	0.0013	0.0043	0.2214	500	3	60
TP	5	6	0.0011	0.0043	0.2138	500	3	60

Tabla B.3: Datos para líneas con capacidad de desconexión (TS) y candidatas a inversión (TP)

B.4. Datos para las unidades hidroeléctricas y afluentes

Embalse	1	2	3	4
Volumen mínimo [hm ³]	28.80	21.60	36.00	25.20
Volumen máximo [hm ³]	54.00	43.20	86.40	57.60
Volumen inicial [hm ³]	36.00	28.80	61.20	43.20
Volumen final [hm ³]	43.20	25.20	61.20	50.40
Caudal mínimo [m ³ /s]	1.80	2.16	3.60	4.68
Caudal máximo [m ³ /s]	5.40	5.40	10.80	9.00
Potencia mínima [MW]	0.00	0.00	0.00	0.00
Potencia máxima [MW]	180.00	180.00	180.00	180.00
Rendimiento [MW/m ³ /s]	10.00	9.50	5.50	14.00

Tabla B.4: Parámetros del modelo hidroeléctrico para el sistema IEEE de 39 barras

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Emb. 1	3.6	3.24	2.88	2.52	2.16	2.52	2.88	3.24	3.6	3.96	4.32	3.6
Emb. 2	2.88	2.88	3.24	3.24	2.88	2.52	2.16	2.52	2.88	3.24	3.24	2.88
Emb. 3	2.92	2.95	1.44	0.72	1.08	1.44	1.08	0.72	0.36	0.36	0.36	0.72
Emb. 4	1.01	0.86	0.58	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Emb. 1	3.96	4.32	3.96	3.6	3.24	2.88	2.52	2.16	2.52	2.88	3.24	3.6
Emb. 2	2.88	3.24	3.24	2.88	2.52	2.16	2.52	2.88	3.24	3.24	2.88	2.88
Emb. 3	1.44	1.08	1.08	0.72	0.72	0.72	0.36	0.36	0.72	0.72	0.36	0
Emb. 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla B.5: Caudales por hora de los afluentes en [m³/s] sistema IEEE de 39 barras

Apéndice C

Decisión de reconfiguración y flujos de potencia para el sistema IEEE New England de 39 barras

C.1. Decisión de reconfiguración para el sistema IEEE New England de 39 barras

Línea	3-4	6-11	7-8	10-11	12-11	21-22	22-23	23-24	26-29	28-29
Estado (año 1)	0	1	0	0	0	1	1	1	1	0
Estado (año 2)	0	1	0	0	0	1	1	1	1	0
Estado (año 3)	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0
Estado (año 4)	1	1	1	1	0	1	0	1	1	0
Estado (año 5)	1	1	1	1	0	1	1	1	0	1

Tabla C.1: Decisión de reconfiguración de red del Ensayo 4

Línea	3-4	6-11	7-8	10-11	12-11	21-22	22-23	23-24	26-29	28-29
Estado (año 1)	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1
Estado (año 2)	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1
Estado (año 3)	0	0	0	0	1	1	1	1	0	1
Estado (año 4)	0	1	1	0	0	1	1	1	0	1
Estado (año 5)	0	1	1	0	0	1	1	1	0	1

Tabla C.2: Decisión de reconfiguración de red del Ensayo 5

Línea	3-4	6-11	7-8	10-11	12-11	21-22	22-23	23-24	26-29	28-29
Estado (año 1)	0	0	0	0	1	1	1	1	0	1
Estado (año 2)	0	1	1	0	1	1	1	1	0	1
Estado (año 3)	0	1	0	0	1	1	1	1	0	1
Estado (año 4)	1	0	0	0	1	1	1	1	0	1
Estado (año 5)	1	0	0	1	0	1	1	1	0	1

Tabla C.3: Decisión de reconfiguración de red del Ensayo 7

Línea	3-4	6-11	7-8	10-11	12-11	21-22	22-23	23-24	26-29	28-29
Estado (año 1)	1	1	0	0	1	0	1	1	1	0
Estado (año 2)	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1
Estado (año 3)	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0
Estado (año 4)	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1
Estado (año 5)	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1

Tabla C.4: Decisión de reconfiguración de red del Ensayo 8

C.2. Flujos de potencia para el sistema IEEE New England de 39 barras

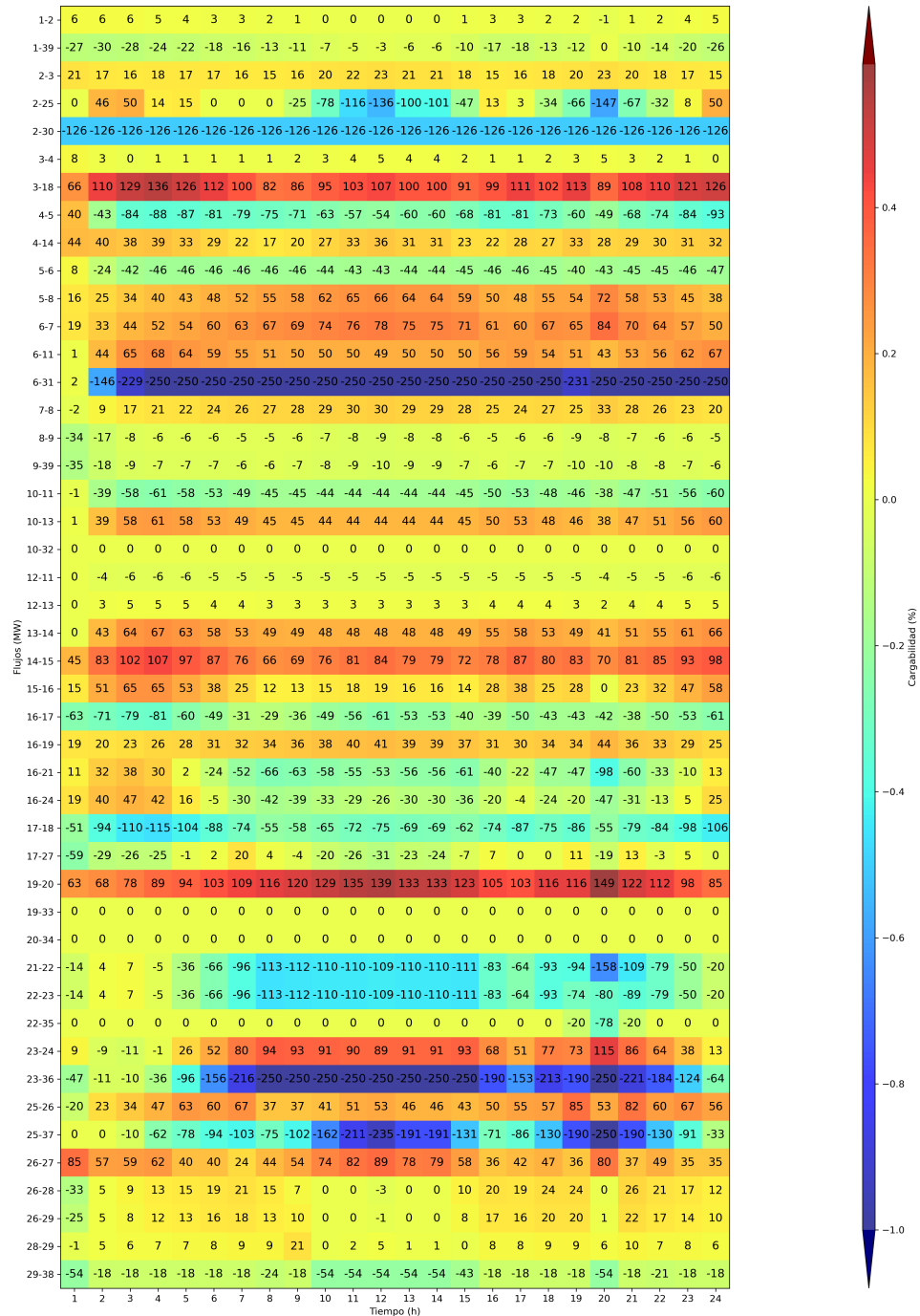


Figura C.1: Flujos para el años 1 del Ensayo 2

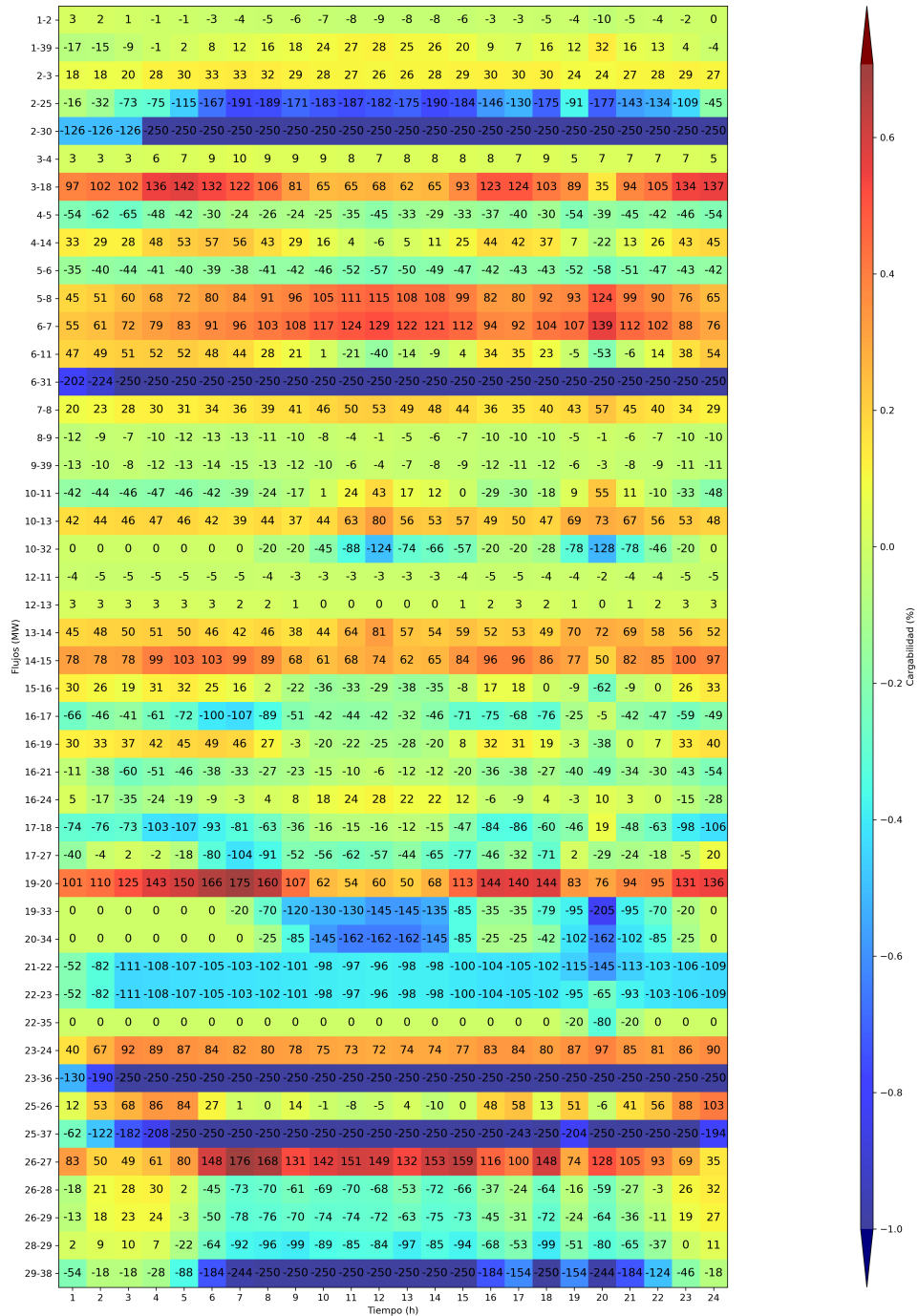


Figura C.2: Flujos para el años 5 del Ensayo 2

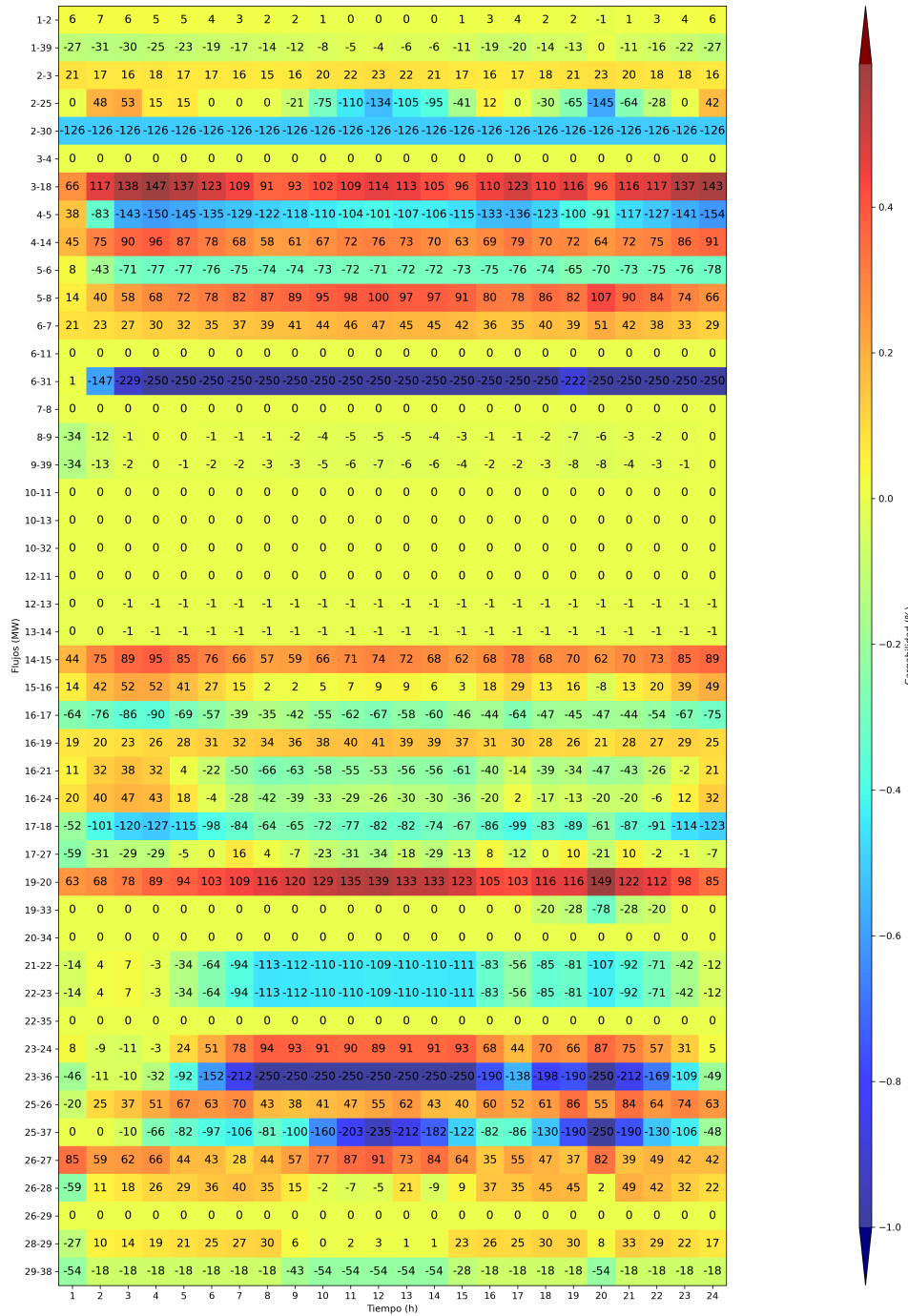


Figura C.3: Flujos para el años 1 del Ensayo 5

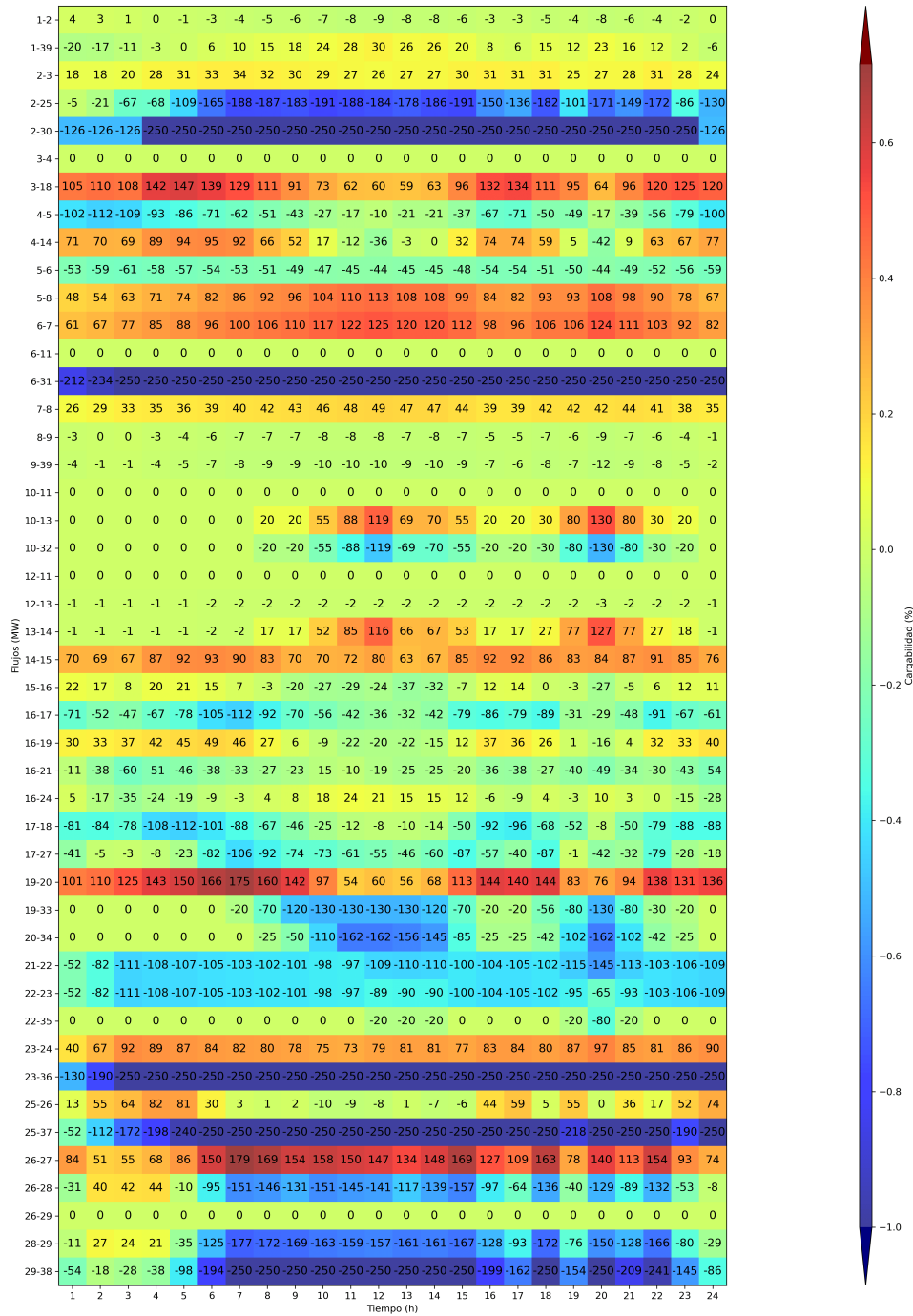


Figura C.4: Flujos para el años 5 del Ensayo 5

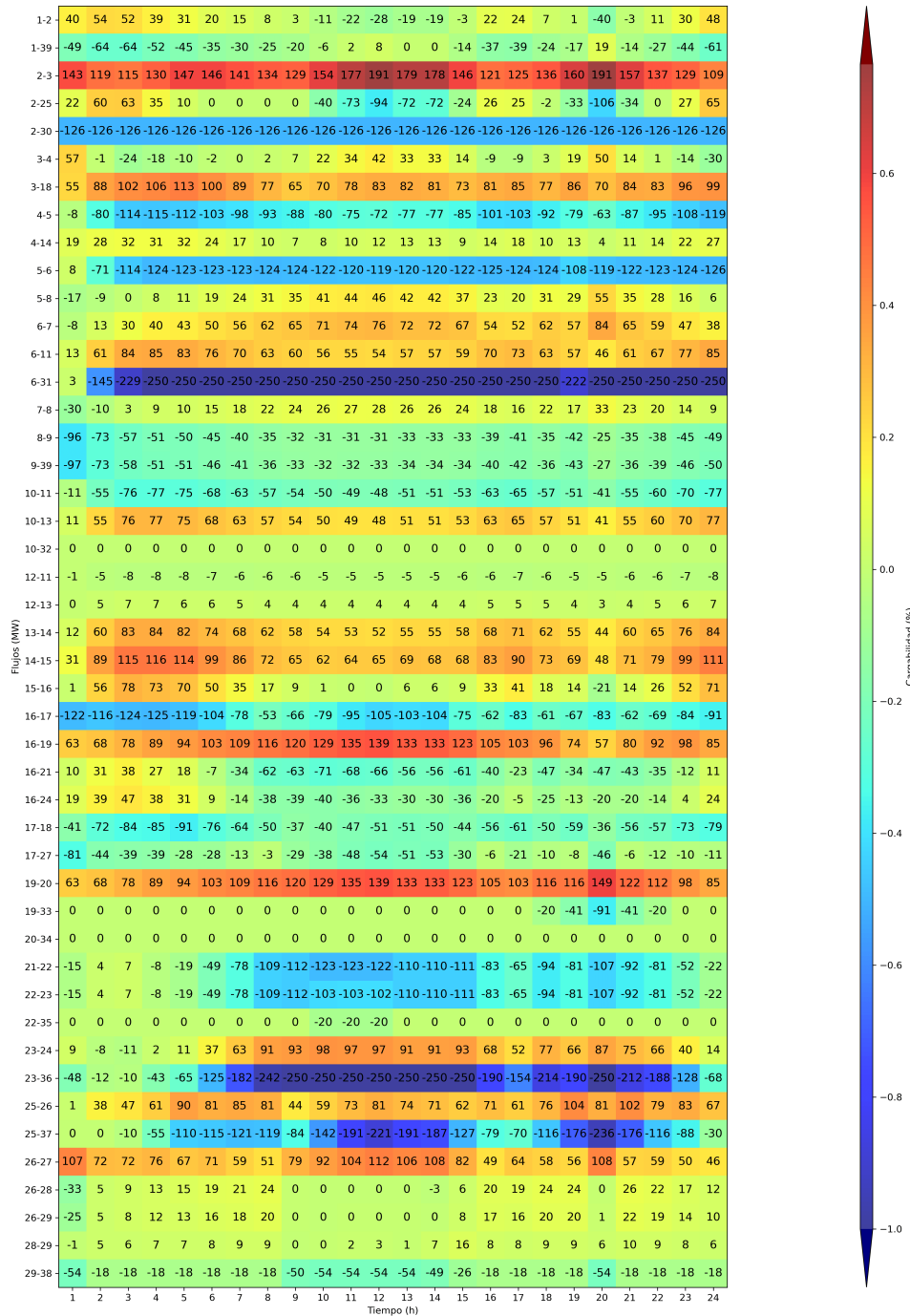


Figura C.5: Flujos para el años 1 del Ensayo 6

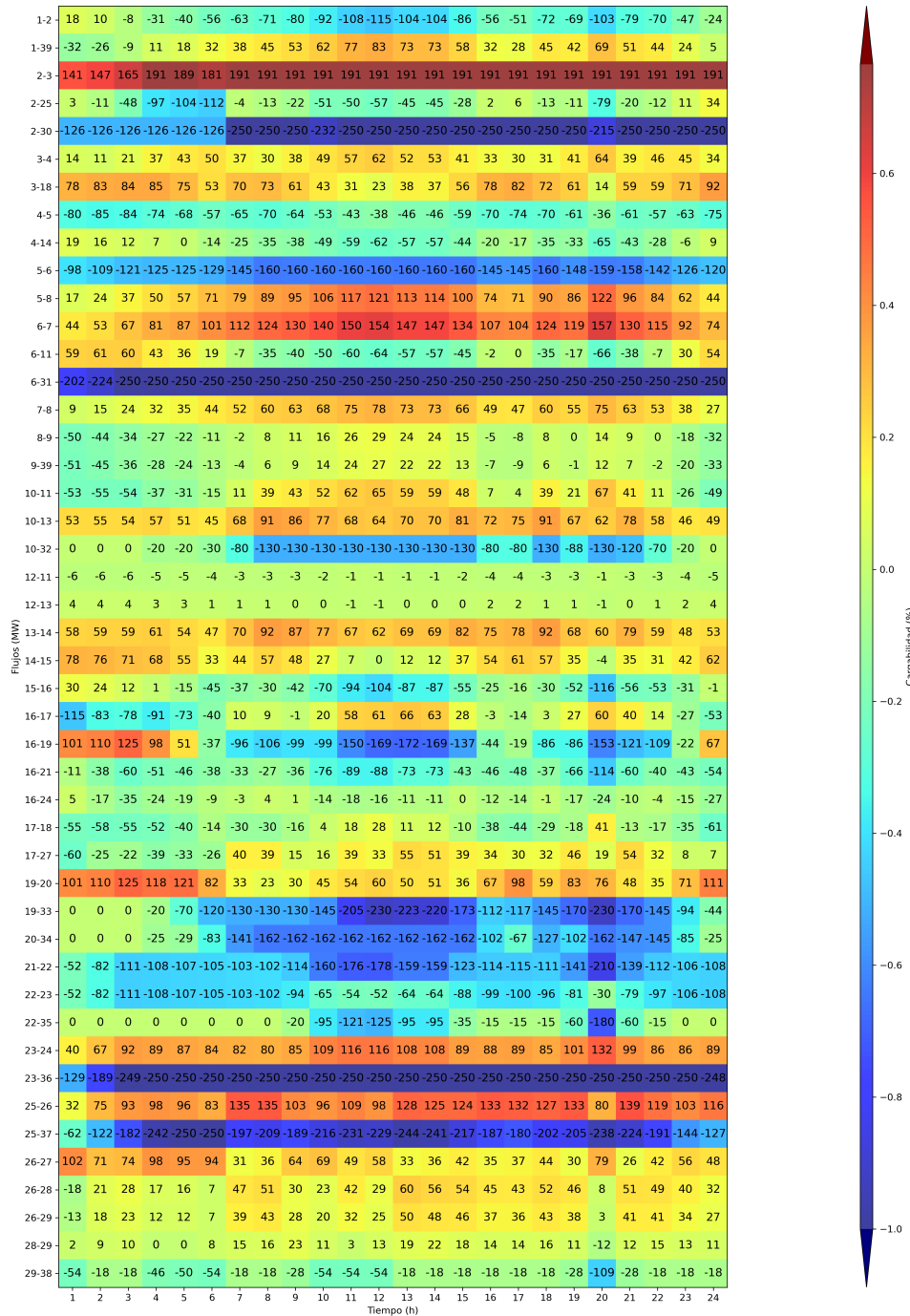


Figura C.6: Flujos para el años 5 del Ensayo 6

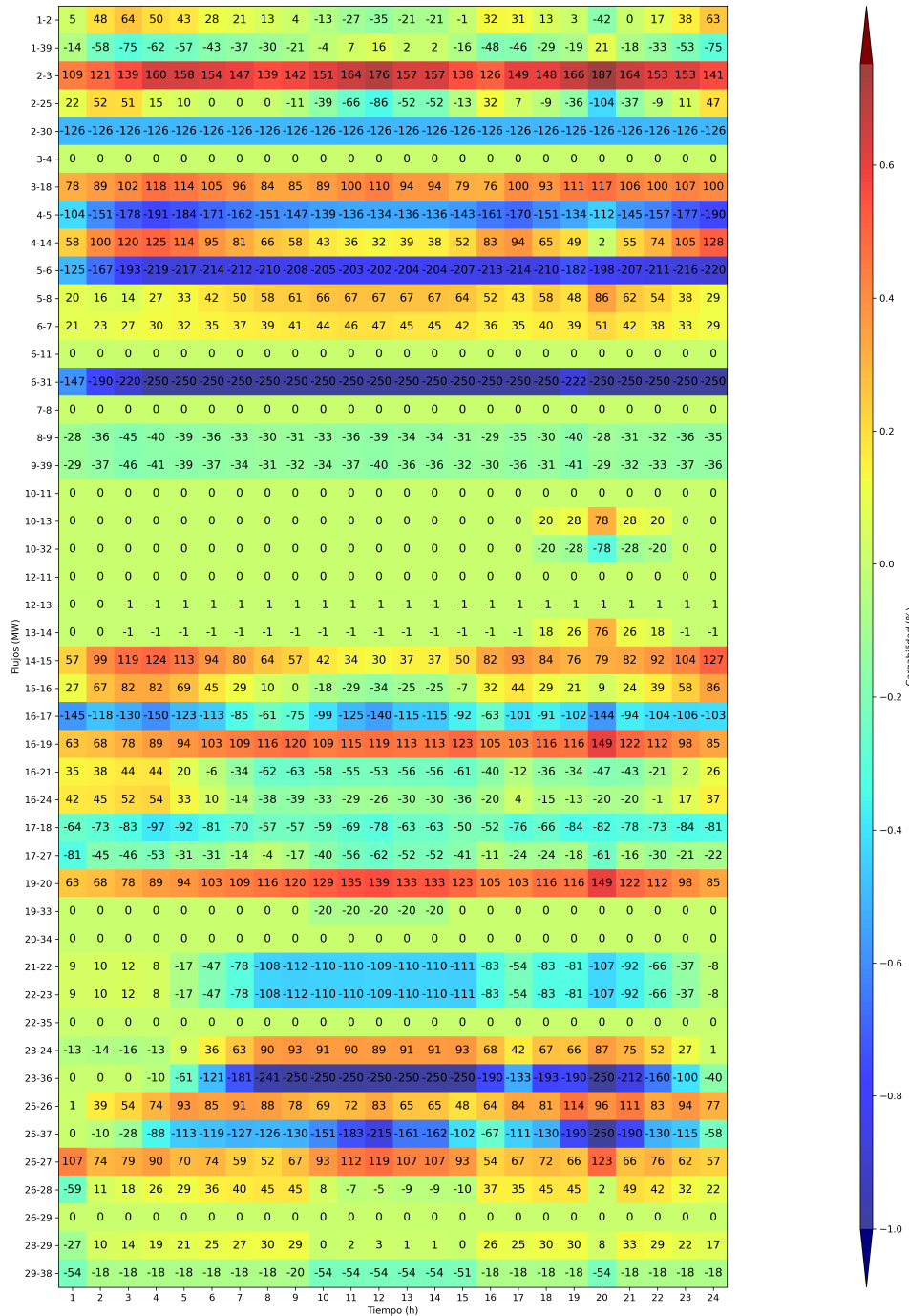


Figura C.7: Flujos para el años 1 del Ensayo 7

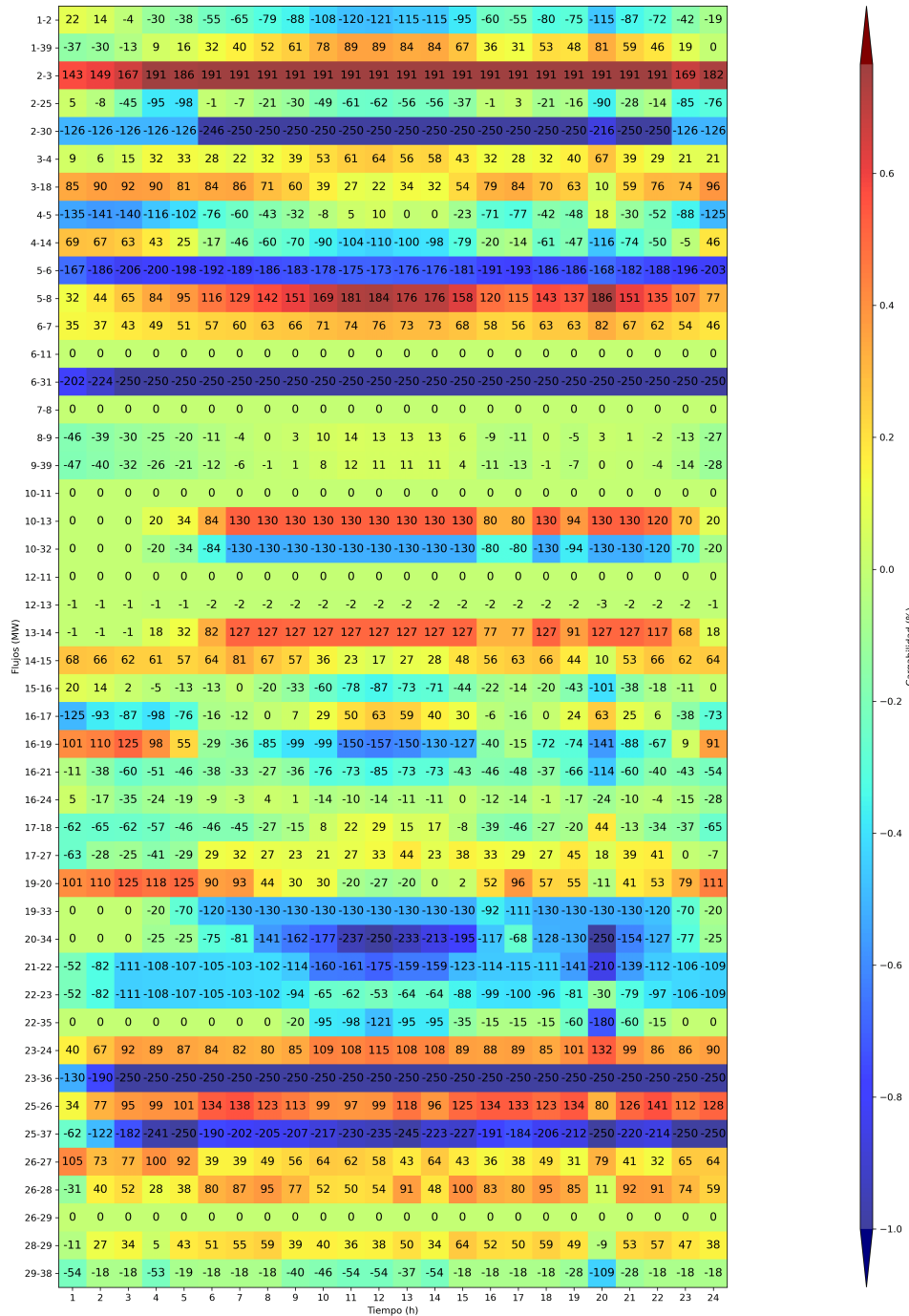


Figura C.8: Flujos para el años 5 del Ensayo 7

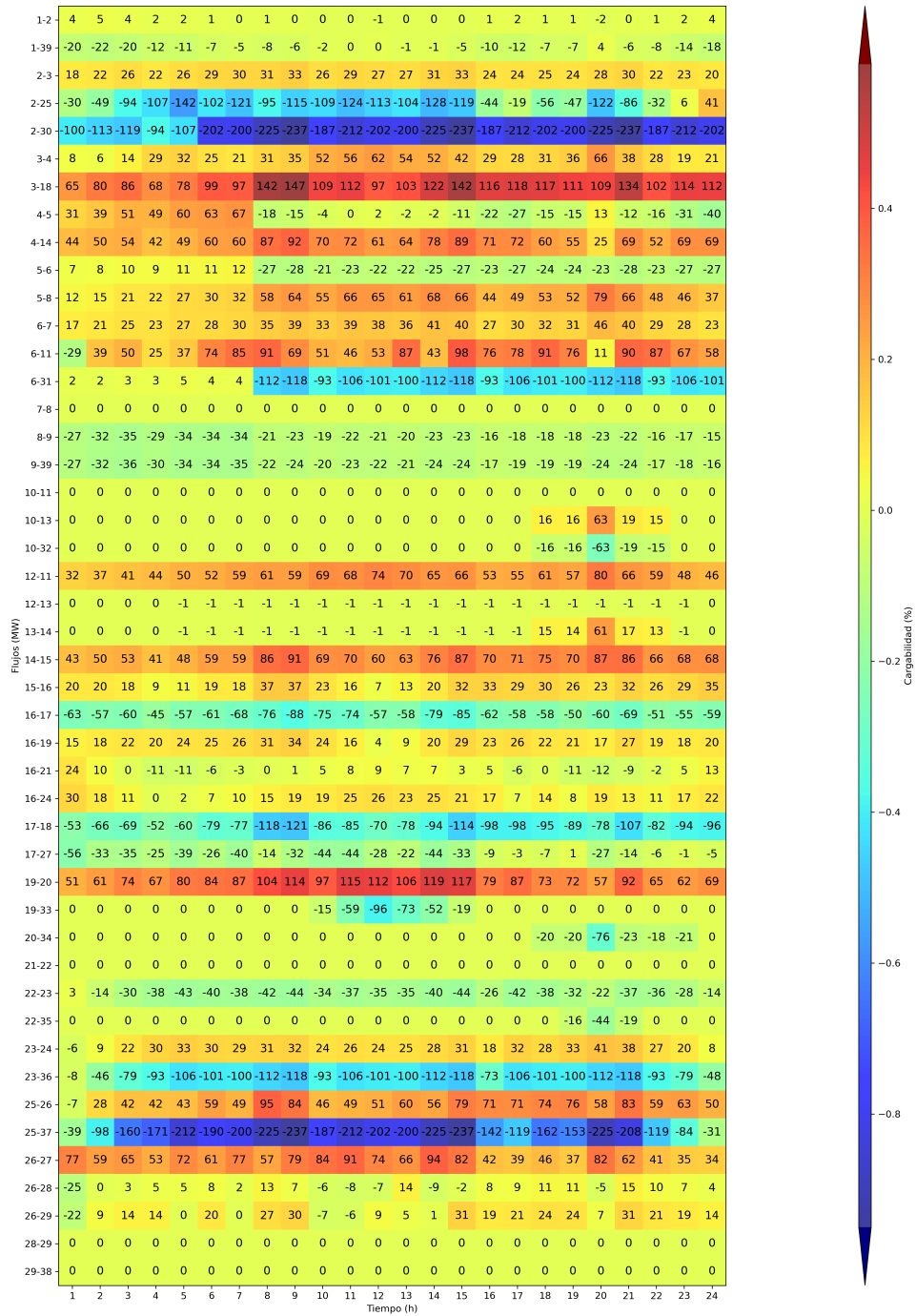


Figura C.9: Flujos para el años 1 del Ensayo 8

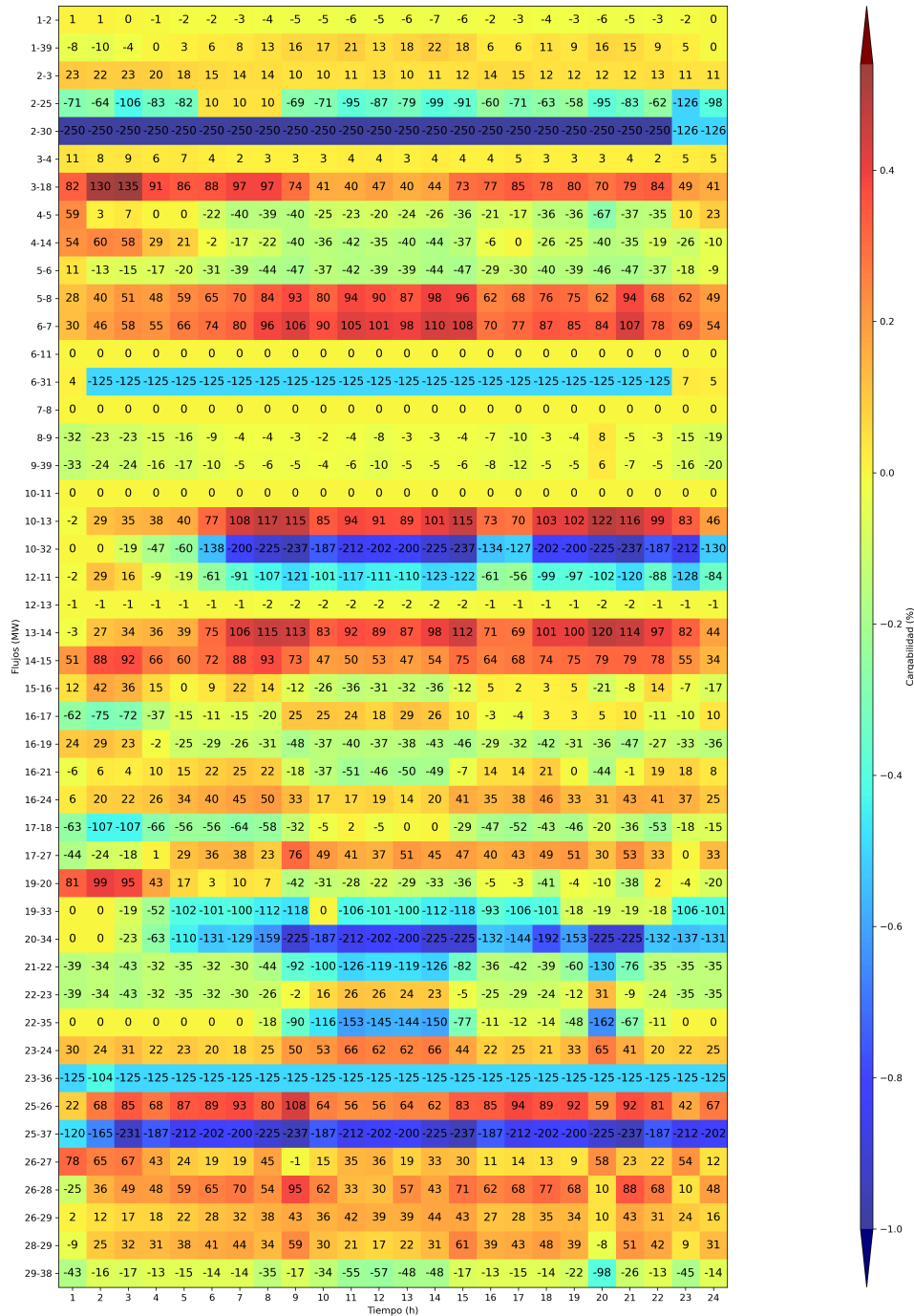


Figura C.10: Flujos para el años 5 del Ensayo 8

Apéndice D

Datos considerados para el sistema SEN

D.1. Datos para los escenarios de demanda

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
D. escenario 1 [MW]	8597	8455	8347	8289	8235	8328	8641	9316	9578	9476	9582
D. escenario 2 [MW]	8761	8143	7838	7650	7538	7580	7635	7928	8569	9064	9388
D. escenario 3 [MW]	7795	8006	7950	7909	7870	7938	8200	8731	8946	8787	8866

12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
9555	9407	9278	9263	9277	9274	9144	9481	9712	9736	9746	9655	9531
9626	9910	10086	10287	10304	10220	9938	9593	9285	9359	10102	9990	9473
8858	8750	8672	8646	8640	8602	8325	8099	8433	8974	9050	9023	8909

Tabla D.1: Curva de demanda por un día para los escenarios del SEN

D.2. Datos para las unidades térmicas

Unit	Barra	P Max [MW]	P Min [MW]	Min U [h]	Min D [h]	Ramp U/D [MW]	CV [\$/MW]
1	Pichirropulli	102.5	25	6	6	51.25	270.57
2	Concepcion	130	65.8	1	15	9.78	33.98
3	Concepcion	350	212	1	15	25.8	36.53
4	Quillota	249.02	98.7	5	15	19.92	38.37
5	Candelaria	253.86	59.7	1	1	19.95	94.85
6	Candelaria	249.35	59.7	1	1	19.95	265.57
7	NuevaCardones	153.04	69.7	6	6	76.52	234.77
8	Quillota	58	0	6	6	29	95.57
9	NuevaAncud	54.47	0	6	6	27.24	219.23
10	NuevaPandeAzucar	81	0	6	6	40.5	213
11	Cumbre	73.11	0	6	6	36.56	261.03
12	NuevaMaitencillo	142.4	56.4	2	15	25.72	38.02
13	NuevaMaitencillo	132.97	56.4	2	15	25.72	38.69
14	NuevaMaitencillo	141.56	56.4	2	15	10.97	31.51
15	NuevaMaitencillo	141.73	56.4	2	15	11.13	35.88
16	NuevaMaitencillo	142.64	56.4	2	15	23.71	35.53
17	NuevaMaitencillo	58	0	6	6	29	329.24
18	Quillota	65	0	6	6	32.5	344.29

19	Quillota	124	10	6	6	62	223.32
20	Concepcion	265.99	64.7	6	6	133	250.75
21	Concepcion	111.66	29.6	6	6	55.83	176.59
22	Quillota	132	59.7	6	6	66	260.46
23	Quillota	310	252.1	1	1	18.7	54.25
24	Quillota	404.4	245	1	1	24.97	49.84
25	Polpaico	329	234.2	1	1	32.11	43.88
26	Quillota	254.85	97.8	5	15	19.92	36.75
27	Quillota	115.2	9.3	6	6	57.6	233.47
28	Quillota	257	65	1	1	31.78	111.23
29	Polpaico	100	25	1	1	50	349.19
30	Quillota	347.67	259.4	1	2	20.86	70.56
31	Quillota	379.97	218.2	1	2	23.6	65.35
32	Cumbre	62.2	0	6	6	31.1	345.77
33	Concepcion	60.25	0	6	6	30.13	17.2
34	Concepcion	139	59.7	6	6	69.5	252.93
35	Concepcion	379.15	221.8	1	15	27.36	35.93
36	Cumbre	116.24	74.9	1	1	9.9	245.66
37	Cumbre	121.69	74.9	1	1	7.7	245.66
38	Cumbre	116.24	74.9	1	1	11.08	104.31
39	Cumbre	121.69	74.9	1	1	8.49	104.31
40	Ancoa	59	0	6	6	29.5	220.31
41	NuevaCardones	86.49	0	6	6	43.25	264.55
42	NuevaPuertoMontt	81	0	6	6	40.5	216.71
43	Quillota	120	56.2	5	15	5.67	36.8
44	Quillota	207.99	111.8	5	15	37.54	38.01
45	NuevaCharrua	194.87	25	6	6	97.44	256.89
46	Kimal	317.97	214	8	1	32.56	38.75
47	Kimal	293.88	214	8	1	32.56	37.89
48	Kimal	177	84	6	6	88.5	33.62
49	Kimal	235.94	76	4	15	18.08	36.23
50	Kimal	235.94	76	4	15	18.08	36.23
51	Kimal	548.93	245	6	6	51.1	86.11
52	Kimal	276.9	122	4	15	19.12	35.17
53	Kimal	281.3	122	4	15	19.44	34.89
54	Kimal	177.54	84	6	6	88.77	33.25
55	Kimal	166.45	79	6	6	83.23	40.59
56	Kimal	144.32	79	6	6	4.29	39.92
57	Kimal	256.65	153	6	6	43.66	44.56
58	Kimal	140.59	56	7	15	8.75	37.42
59	Kimal	135.8	56	7	15	8.75	37.41
60	Kimal	136.4	66	6	6	17.55	54.17
61	Kimal	132.4	66	6	6	10.17	50.9
62	Kimal	316.36	116	6	6	33.19	41.55
63	NuevaPandeAzucar	75	0	6	6	37.5	234.7
64	NuevaMaitencillo	100	40	6	6	50	293.37
65	Quillota	100	40	6	6	50	234.7
66	LosChangos	389.47	150	1	15	30	32.01
67	NuevaPandeAzucar	150	0	6	6	75	244.9
68	Polpaico	999	0	1	1	135	10000
69	AltoJahuel	999	0	1	1	135	10000

70	NuevaPandeAzucar	999	0	1	1	135	10000
71	Kimal	999	0	1	1	135	10000
72	LosChangos	999	0	1	1	135	10000
73	Quillota	999	0	1	1	135	10000
74	Concepcion	999	0	1	1	135	10000

Tabla D.2: Datos para las unidades térmicas sistema SEN

Unit	Barra	P Max [MW]	P Min [MW]	Min U/D [h]	Ramp U/D [MW]	CV [\$ /MW]	C.I. [M\$/MW]	C.OyM [M\$]
1	AltoJahuel	250	10	3	60	45.52	900	27
2	Kimal	250	10	3	60	45.61	900	27
3	LosChangos	250	10	3	60	54.37	900	27
4	Polpaico	250	10	3	60	41.65	900	27
5	Quillota	150	20	5	50	107.33	1400	42
6	Concepcion	150	20	5	50	101.74	1400	42
7	NuevaPandeAzucar	150	20	5	50	106.37	1400	42
8	AltoJahuel	250	10	3	60	54.37	900	27
9	Kimal	250	10	3	60	41.65	900	27
10	LosChangos	250	10	3	60	45.52	900	27
11	Polpaico	250	10	3	60	45.61	900	27
12	Quillota	150	20	5	50	107.33	1400	42
13	Concepcion	150	20	5	50	101.74	1400	42
14	NuevaPandeAzucar	150	20	5	50	106.37	1400	42
15	Candelaria	250	10	3	60	45.52	900	27
16	Ancoa	150	20	5	50	107.33	1400	42
17	RioMalleco	150	20	5	50	101.74	1400	42
18	Lagunas	150	20	5	50	106.37	1400	42
19	NuevaMaitencillo	100	15	6	60	152.83	800	24
20	NuevaCharrua	100	15	6	60	148.47	800	24
21	LosChangos	100	15	6	60	153.76	800	24
22	NuevaPuertoMontt	100	15	6	60	152.83	800	24
23	Pichirropulli	100	15	6	60	148.47	800	24
24	Rapel	100	15	6	60	152.83	800	24
25	Mulchen	100	15	6	60	148.47	800	24
26	Cumbre	100	15	6	60	153.76	800	24

Tabla D.3: Datos para las unidades térmicas candidatas sistema SEN

D.3. Datos para las líneas de transmisión con capacidad de desconexión (TS) y candidatas a inversión (TP)

Línea	Tipo	F Bus	T Bus	r [p.u.]	x [p.u.]	b [p.u.]	F Max [MW]	#	C.I. [MMUSD]
1	R	Lagunas	Kimal 220kV	0.0011	0.0457	0	316	1	-
2	R	Kimal 220kV	NuevaZaldivar	0.0013	0.006	0	815	1	-
3	R	Kimal 500kV	Kimal 220kV	0.0001	0.0098	0	1500	1	-
4	TS	Kimal 500kV	LosChangos 500kV	0.0007	0.0424	0	1590	1	-
5	R	LosChangos 500kV	LosChangos 220kV	0.0001	0.0045	0	1500	1	-
6	R	LosChangos 220kV	NuevaZaldivar	0.0018	0.0097	0	525	1	-
7	TS	LosChangos 500kV	Parinas	0.0001	0.0005	0	1500	1	-
8	R	Parinas	Cumbre	0.0001	0.0005	0	1500	1	-
9	R	Cumbre	NuevaCardones	0.0008	0.0045	0	1500	1	-
10	TS	NuevaCardones	NuevaMaitencillo	0.0006	0.0071	0	2360	1	-
11	R	NuevaMaitencillo	NuevaPandeAzucar	0.0009	0.0051	0	2500	1	-
12	R	NuevaPandeAzucar	Polpaico	0.0018	0.001	0	2280	1	-
13	R	Polpaico	AltoJahuel	0.0009	0.0113	0	1880	1	-
14	TS	AltoJahuel	Ancoa	0.0008	0.0044	0	2765	1	-
15	R	Ancoa	NuevaCharrua	0.002	0.0128	0	3000	1	-
16	R	RioMalleco	Pichirropulli	0.001	0.0071	0	483	1	-
17	R	Kimal 500kV	AltoJahuel	0.0008	0.0045	0	2000	1	-
18	R	Pichirropulli	NuevaPuertoMontt	0.003	0.1049	0	145	1	-
19	R	NuevaPuertoMontt	NuevaAncud	0.0001	0.1324	0	102	1	-
20	TS	NuevaPozoAlmonte	Lagunas	0.0145	0.0603	0	366	1	-
21	TS	NuevaPozoAlmonte	Parinacota	0.0001	0.1328	0	200	1	-
22	R	Quillota	Polpaico	0.0011	0.0133	0	1803	1	-
23	R	Candelaria	AltoJahuel	0.0018	0.0153	0	680	1	-
24	R	Rapel	AltoJahuel	0.0026	0.0261	0	394	1	-
25	R	Concepcion	NuevaCharrua	0.015	0.0808	0	260	1	-
26	TS	Mulchen	NuevaCharrua	0.0091	0.0369	0	880	1	-
27	R	NuevaCharrua	Mulchen	0.0028	0.018	0	660	1	-
28	R	RioMalleco	Mulchen	0.0028	0.018	0	630	1	-
29	R	Mulchen	RioMalleco	0.0028	0.018	0	660	1	-
30	TS	Parinas	NuevaZaldivar	0.0181	0.1121	0	660	1	-
31	R	Pichirropulli	NuevaPuertoMontt	0.0181	0.1121	0	660	1	-
32	R	NuevaPuertoMontt	NuevaAncud	0.0012	0.0049	0	558	1	-
33	TS	RioMalleco	Pichirropulli	0.0181	0.1121	0	660	1	-
34	TS	NuevaPozoAlmonte	Parinacota	0.0049	0.0297	0	250	1	-
35	R	NuevaPozoAlmonte	Lagunas	0.0049	0.0297	0	296	1	-
36	R	Lagunas	Kimal 220kV	0.0138	0.0828	0	473	1	-
37	R	AltoJahuel	Ancoa	0.0077	0.0242	0	135	1	-
38	TP	LosChangos 500kV	LosChangos 220kV	0.0035	0.0082	0.6987	1000	3	60
39	TP	LosChangos 220kV	NuevaZaldivar	0.001	0.025	0.75	400	3	60
40	TP	RioMalleco	Pichirropulli	0.0013	0.0046	0.2572	400	3	60
41	TP	Kimal 500kV	AltoJahuel	0.007	0.0363	0.146	1500	3	60
42	TP	Quillota	Polpaico	0.0001	0.025	0	100	3	60
43	TP	Concepcion	NuevaCharrua	0.0013	0.0043	0.2214	250	3	60
44	TP	AltoJahuel	Ancoa	0.0011	0.0043	0.2138	100	3	60

Tabla D.4: Datos para las líneas de con capacidad de desconexión (TS) y candidatas a inversión (TP)

D.4. Datos para las unidades hidroeléctricas y afluentes

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Colbun	23.9	21.51	19.12	16.73	14.34	16.73	19.12	21.51	23.9	26.29	28.68	23.9
Melano	19.12	19.12	21.51	21.51	19.12	16.73	14.34	16.73	19.12	21.51	21.51	19.12
La Inv.	19.36	19.6	9.56	4.78	7.17	9.56	7.17	4.78	2.39	2.39	2.39	4.78

Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Colbun	26.29	28.68	26.29	23.9	21.51	19.12	16.73	14.34	16.73	19.12	21.51	23.9
Melano	19.12	21.51	21.51	19.12	16.73	14.34	16.73	19.12	21.51	21.51	19.12	19.12
La Inv.	9.56	7.17	7.17	4.78	4.78	4.78	2.39	2.39	4.78	4.78	2.39	0

Tabla D.5: Caudales por hora de los afluentes en la cuenca del Río Maule en $[m^3/s]$