

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

PREDESPACHO CON RESTRICCIONES DE FORTALEZA DE RED CONSIDERANDO MODOS DE OPERACIÓN DE RECURSOS BASADOS EN INVERSORES

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

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

YERKO ANDRÉS ORELLANA RAMOS

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO MORENO VIEYRA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ÁNGELA FLORES QUIROZ
MATÍAS NEGRETE-PINCETIC

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:
Agencia Nacional de Investigación y Desarrollo (ANID)
Beca de Magíster en Chile, año académico 2025 – 2255/2025 - 22252282
ANID/FONDECYT/Regular 1231924

SANTIAGO DE CHILE
2026

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR
AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS
DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
Y MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO
DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: YERKO ANDRÉS ORELLANA RAMOS
FECHA: 2026
PROF. GUÍA: RODRIGO MORENO VIEYRA

PREDESPACHO CON RESTRICCIONES DE FORTALEZA DE RED CONSIDERANDO MODOS DE OPERACIÓN DE RECURSOS BASADOS EN INVERSORES

La transición hacia sistemas eléctricos con alta penetración de recursos basados en inversores ha reducido los niveles de cortocircuito e inercia provistos por la generación sincrónica, generando nuevos desafíos para la operación segura del sistema. Estos desafíos se abordan mediante criterios operativos conservadores, como mínimos de inercia o niveles mínimos de cortocircuito, los cuales no capturan explícitamente la respuesta dinámica de la tensión ni distinguen entre inversores *grid-forming* y *grid-following*. Esta tesis presenta un modelo matemático entero mixto de predespacho que incorpora restricciones de fortaleza de red basadas en un índice de desempeño dinámico de tensión. Para mantener la escalabilidad computacional, se desarrollan estimadores del aporte de generadores sincrónicos, recursos *grid-forming* y *grid-following* a partir de simulaciones Monte Carlo y regresiones bilineales. La metodología se implementa en un modelo detallado del Sistema Eléctrico Nacional chileno, evaluando su desempeño frente a restricciones tradicionales de inercia y cortocircuito. Los resultados muestran que la restricción propuesta permite reducir costos de operación, vertimiento renovable y pagos laterales, manteniendo niveles adecuados de desempeño dinámico. Además, se evidencia que los BESS *grid-forming* pueden aportar un soporte dinámico relevante que las métricas estáticas utilizadas por los operadores de red no reflejan correctamente.

Un viaje de mil millas
comienza con el primer paso

Agradecimientos

Quiero agradecer especialmente a Lorena, mi madre, por acompañarme en todo este camino e inculcarme la importancia del estudio desde que era niño, por amarme y siempre velar por mi felicidad. A mi hermanita, Antonella, que nació un día antes del control 3 de intro al álgebra, recuerdo lo nervioso que estaba esa noche. A mi Dayi y a mi tío Pablo, por mimarme, y por todas las veces que me tenían almuerzo u once cuando llegaba cansado del liceo. A mi padre, por siempre creer en mí y apoyarme en todo. También quiero agradecer a mi familia: a mi tía Keca, a Nano, a Noe y Paty, y a mis primos Pato y Maxi, los amo.

A mis amigos de la infancia: Geric, Gonzalo, Poroto, Pancho, Vani, Cares y Felipe, no saben lo feliz que me hace no haber perdido nunca el contacto con ustedes, todavía guardo con cariño el recuerdo de cuando íbamos todos los días a la playa en bici, después llegábamos a jugar a la pelota a la cancha y nos tomábamos una Tai. A mis amigos del liceo: Edgar, Denka, Fernanda, Cristian, Naye, Mario, Tomás, Lucho, Camilo, Benja Vidal, Felipe (también incluyo a Claudio) los quiero mucho, gracias por siempre confiar en mí y apoyarme tanto en lo académico como en lo personal.

Le agradezco a mi primer amigo de la U, Iván, qué bueno que te viniste a Beauchef finalmente, eres un crack. A mis primeros amigos de eléctrica: Pablo, Pipe, Joako y Seba, les agradezco mucho, hicieron que mi llegada a Santiago en 2022 no fuera tan difícil. En este punto también quiero agradecer a Francisca y a su familia, por todas las cosas lindas e importantes que me enseñaron. Agradezco también a la gente que conocí en el transcurso de la carrera. A JP, te agradezco por ser tan buen amigo, nunca olvidaré cuando pasábamos de largo haciendo las tareas de mocosep y los chistes sobre el PLL. También a Benja Reyes, por ser tan apañador y ayudarme a mejorar como persona. Gracias al Seba, Diego, Rorro, Pato y Nico por las juntas de caballeros, los asados y las risas, también a Martín, Agustín y Roberto. A mis amigos de posgrado: Pame, Enzo, Vicho, Migue, Piter, Diego ODZ, en especial al Osvaldo, de las mejores personas que he conocido en mi vida, y al Esser, por ser mi padre en opti.

No me olvido de mis profesores del liceo que siempre creyeron en mi potencial: Samuel, María Andrea, Sergio, Elizabeth, Yeimy y Gisselle, muchas gracias. También gracias al profesor Rodrigo Moreno, por todos los conocimientos, la confianza y las oportunidades que me ha entregado. A la profesora Claudia, por motivarme a irme a esta rama de estudio. Agradezco también a la profesora Ángela Flores y al profesor Matías Negrete por sus valiosos comentarios y por ser parte de esta comisión.

Finalmente, le doy gracias a ANID por financiar esta tesis e investigación, mediante la beca de magíster y los fondos de ANID/FONDECYT/Regular 1231924.

Tabla de Contenido

Declaración de uso de inteligencia artificial **xi**

1. Introducción **1**
1.1. Motivación . . . 1
1.2. Hipótesis . . . 2
1.3. Objetivos . . . 2
1.3.1. Objetivo general . . . 3
1.3.2. Objetivos específicos . . . 3
1.4. Estructura de la tesis . . . 3

2. Estado del arte y brechas de investigación **4**
2.1. Restricciones de robustez en planificación de corto plazo . . . 4
2.1.1. Restricciones basadas en la sensibilidad de la frecuencia . . . 6
2.1.2. Restricciones de fortaleza de red y de estabilidad de tensión . . . 7
2.2. Brechas de investigación . . . 8
2.3. Contribuciones . . . 12

3. Metodología **13**
3.1. Nomenclatura del capítulo . . . 13
3.2. Descripción general del predespacho . . . 15
3.3. Restricción de fortaleza de red . . . 17
3.3.1. Estrategia de reformulación del IDD para su incorporación al predespacho 20
3.3.1.1. Representación de la respuesta dinámica de tensión . . . 20
3.3.1.2. Aproximación de parámetros eléctricos dependientes de la red 21
3.3.1.3. Tratamiento de las interacciones entre unidades . . . 21
3.3.1.4. Representación del modo de operación de los inversores . . . 21
3.3.1.5. Síntesis de la reformulación . . . 21
3.3.2. Estimación del IDD . . . 22
3.3.3. Mapeo de funciones dependientes de la matriz de impedancia . . . 23
3.3.4. Generación de escenarios . . . 24
3.3.5. Linealización de interacciones binarias . . . 28
3.3.6. Desarrollo final de la restricción . . . 28

4. Resultados y análisis **31**
4.1. Supuestos . . . 31
4.2. Descripción de los datos de entrada y casos de estudio . . . 31
4.2.1. Perfil de demanda y potencial renovable . . . 32
4.2.2. Penetración por tecnología . . . 34

4.3. Resultados . . . 36
4.3.1. Calidad de la aproximación del IDD . . . 36
4.3.2. Efecto de la restricción de IDD en el predespacho . . . 40
4.3.3. Comparación con la restricción de inercia mínima . . . 44
4.3.3.1. Costos de operación . . . 44
4.3.3.2. Vertimiento renovable . . . 46
4.3.3.3. Compromiso de unidades . . . 48
4.3.3.4. Costos marginales y pagos laterales . . . 50
4.3.3.5. Validación dinámica . . . 52
4.3.4. Comparación con el ESCR . . . 56

5. Conclusiones y trabajo futuro **62**
5.1. Trabajo futuro . . . 64

Bibliografía **65**

Anexos **69**
Anexo A . . . 69
Anexo B . . . 72
Anexo C . . . 75
Anexo D . . . 76
Anexo E . . . 79
Anexo F . . . 83
Anexo G . . . 88

Índice de Tablas

2.1. Síntesis de formulaciones de robustez y estabilidad utilizadas en problemas de operación y planificación de corto plazo. 10
2.2. Comparación entre familias del estado del arte y la formulación propuesta. . . 11
3.4. Partición de escenarios Monte Carlo utilizada en la calibración de los modelos *surrogate* (por barra). 26
4.1. Capacidad instalada por tecnología. 35
4.2. Resumen estadístico del error porcentual del IDD por barra (conjunto de prueba $\mathcal{D}_{\text{test}}$, $N_g = 80$). 37
4.3. Resumen estadístico del error porcentual de SCL por barra (conjunto de prueba $\mathcal{D}_{\text{test}}$, $N_g = 80$). 38
4.4. Resumen estadístico del error porcentual de SCL^{GFL} por barra (conjunto de prueba $\mathcal{D}_{\text{test}}$, $N_g = 80$). 38
4.5. Resumen estadístico del error porcentual de H por barra (conjunto de prueba $\mathcal{D}_{\text{test}}$, $N_g = 80$). 39
4.6. Métricas de seguridad de la estimación del IDD por barra (conjunto de prueba $\mathcal{D}_{\text{test}}$, $N_g = 80$, $n = 20\,000$). La columna de subestimación se evalúa sobre los casos en que el estimador se ubica en el lado inseguro de la restricción. 40
4.7. Vertimiento renovable mensual bajo restricciones de IDD e inercia. 47
4.8. Tensiones alcanzadas en Kimal500 ante una falla, para las cuatro formulaciones de predespacho. 53
C.1. Tiempos de cómputo por instancia para las formulaciones IDD, inercia y SCL. 75
C.2. Ahorro mínimo demostrable del esquema IDD respecto del criterio de inercia. La comparación se realiza entre el valor objetivo alcanzado por IDD y la cota inferior del esquema con restricción de inercia, por lo que el resultado es independiente de la tolerancia de optimalidad empleada. Valores monetarios en miles de USD. 76
G.1. Configuración computacional utilizada en la resolución de los modelos de optimización. 88

Índice de Ilustraciones

2.1. Restricciones en la operación en SEP. 5
2.2. Enfoque de restricciones de robustez centradas en el comportamiento dinámico de la frecuencia. 7
2.3. Restricciones de robustez y márgenes de estabilidad en las etapas de operación y planificación en SEP. 9
3.1. Índice de desempeño dinámico descrito de forma visual. 18
3.2. Estimación del IDD. 22
3.3. Aproximación del índice de desempeño dinámico descrita de forma visual. . . . 23
3.4. Proceso para el cálculo de regresiones. 27
4.1. Perfiles horarios de demanda para cada mes del año. 33
4.2. Potencial horario eólico y solar para cada mes del año. 34
4.3. Distribución de la capacidad instalada térmica por tipo de combustible. 35
4.4. Distribución de costos variables de generación por tipo de tecnología térmica. . 36
4.5. Generadores encendidos en el norte grande a la hora 13 (enero), con y sin la restricción de IDD. 41
4.6. Evolución horaria del número de generadores encendidos por zona (norte, que incluye el norte grande y el norte chico, y centro-sur) con y sin la restricción de IDD, para el día analizado de enero. 42
4.7. Comparación horaria del IDD en barras de 500 kV de la zona norte, con y sin la restricción de IDD. El valor $\Delta_{\text{Con-Sin}}$ indica la reducción media del indicador. 43
4.8. Costos de operación bajo barridos de inercia mínima e IDD. 45
4.9. Ahorros en costos de operación con respecto a la restricción de inercia. 46
4.10. Vertimiento renovable mensual: restricción de inercia vs. IDD. 47
4.11. Número horario de generadores térmicos encendidos bajo restricciones de IDD, SCL e inercia. 48
4.12. Generadores que cambian de estado al imponer la restricción de SCL. 49
4.13. Ahorro en pagos laterales de los generadores del norte grande con las restricciones de IDD y SCL, respecto de la restricción de inercia. 51
4.14. Pago total de la demanda bajo restricciones de inercia e IDD. 52
4.15. Evolución de la tensión ante fallas en Kimal500 en todos los casos. 53
4.16. Evolución de la tensión en EntreRios500 y Parinas500 ante una falla en Cumbres500. 54
4.17. Tensión mínima durante la falla, por barra y esquema, ante una falla en Cumbres500. 55
4.18. Tensión máxima posterior al despeje de la falla, por barra y esquema, ante una falla en Cumbres500. 55
4.19. Evolución horaria del ESCR para distintos niveles de capacidad BESS GFM. . 57
4.20. Costo de operación en función de la capacidad instalada de BESS GFM. . . . 58

4.21. Respuesta dinámica de tensión en barras de 500 kV ante fallas aplicadas en la misma barra, para despachos con y sin BESS GFM. 59
4.22. Respuesta dinámica de tensión del resto de barras de 500 kV ante una falla en Kimal500, para despachos con y sin BESS GFM. 60
A.1. Resumen del error porcentual de estimación del IDD por barra. 69
A.2. Resumen del error porcentual de estimación del SCL por barra. 70
A.3. Resumen del error porcentual de estimación del SCL^{GFL} por barra. 71
A.4. Resumen del error porcentual de estimación de H por barra. 72
B.1. Comparación horaria del IDD para las formulaciones SCL, IDD e inercia en la barra Kimal500 para todos los meses. 73
B.2. Inercia horaria en el norte grande con la restricción de IDD. 74
B.3. Frecuencia ante la mayor pérdida de generación en el caso de menor inercia con la restricción de IDD. 74
D.1. Falla en Kimal500 (zona norte): respuesta de las barras de 500 kV bajo las formulaciones sin restricción, SCL, inercia e IDD. 77
D.2. Falla en Cumbres500 (zona centro): respuesta de las barras de 500 kV bajo las formulaciones sin restricción, SCL, inercia e IDD. 78
D.3. Falla en Charrua500 (zona sur): respuesta de las barras de 500 kV bajo las formulaciones sin restricción, SCL, inercia e IDD. 79
E.1. Falla en Kimal500: respuesta del resto de barras de 500 kV (con y sin GFM). . 80
E.2. Falla en LosChangos500: respuesta del resto de barras de 500 kV (con y sin GFM). 81
E.3. Falla en Parinas500: respuesta del resto de barras de 500 kV (con y sin GFM). 82
E.4. Falla en Cumbres500: respuesta del resto de barras de 500 kV (con y sin GFM). 83
F.1. Sistema de excitación AC4A. 84
F.2. Regulador de velocidad TGOV4. 84
F.3. Estabilizador de potencia STAB3. 85
F.4. Sistema de excitación AC2A. 85
F.5. Regulador de velocidad PIDGOV. 85
F.6. Estabilizador de potencia STAB1. 86
F.7. Diagrama de control del modelo fotovoltaico *grid-following*. 86
F.8. Diagrama de control del modelo eólico *grid-following* de convertidor completo (*full converter*). 87
F.9. Lazos de control del modelo *grid-forming* Synchronverter. 88

Listado de acrónimos

Acrónimo	Significado
AC	Corriente alterna (*alternating current*).
ANID	Agencia Nacional de Investigación y Desarrollo.
BESS	Sistema de almacenamiento de energía en baterías (*battery energy storage system*).
CPF	Control primario de frecuencia.
DC	Corriente continua (*direct current*).
ERNC	Energías renovables no convencionales.
ESCR	Razón de cortocircuito efectiva (*effective short circuit ratio*).
FFR	Respuesta rápida de frecuencia (*fast frequency response*).
FRT	Capacidad de operación bajo falla (*fault ride-through*).
GFL	Recurso seguidor de red (*grid-following*).
GFM	Recurso formador de red (*grid-forming*).
GNL	Gas natural licuado.
GS	Generador sincrónico.
gSCR	Razón de cortocircuito generalizada (*generalized short circuit ratio*).
IBR	Recursos basados en inversores (*inverter-based resources*).
IDD	Índice de desempeño dinámico.
MILP	Programación lineal entera-mixta (*mixed-integer linear programming*).
MMUSD	Millones de dólares estadounidenses.
OPFAC	Flujo de potencia óptimo en corriente alterna (*AC optimal power flow*).
PLL	Lazo de seguimiento de fase (*phase-locked loop*).
PMGD	Pequeños medios de generación distribuida.
PWL	Linealización por tramos (*piecewise linear*).
RLT	Técnica de reformulación-linealización (*reformulation-linearization technique*).
RoCoF	Tasa de cambio de la frecuencia (*rate of change of frequency*).
SCL	Nivel de cortocircuito (*short circuit level*).
SCR	Razón de cortocircuito (*short circuit ratio*).

Acrónimo	**Significado**
SCUC	Predespacho con restricciones de seguridad (*security-constrained unit commitment*).
SEN	Sistema Eléctrico Nacional.
SEP	Sistema eléctrico de potencia.
SOS2	Conjunto ordenado especial de tipo 2 (*special ordered set type 2*).
UC	Compromiso de unidades (*unit commitment*).
WSCR	Razón de cortocircuito ponderada (*weighted short circuit ratio*).

Declaración de uso de inteligencia artificial

En la elaboración de esta tesis se utilizaron herramientas de inteligencia artificial generativa, específicamente Claude (Anthropic). Estas fueron empleadas en dos etapas del trabajo: la redacción y edición del documento, con el propósito de mejorar la claridad y la corrección del texto; y la generación de código, con el propósito de implementar la transferencia de los resultados del problema de optimización al software de simulación dinámica DIgSILENT PowerFactory. Las herramientas no fueron utilizadas en la formulación del modelo, en el diseño de los casos de estudio ni en la interpretación de los resultados. Todo el contenido fue revisado y validado por el autor, quien asume plena responsabilidad sobre el trabajo presentado.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Las metas de descarbonización impuestas a nivel internacional han significado un reemplazo acelerado de generación convencional por energías renovables no convencionales (ERNC) en la matriz energética. De 2014 a 2023, la capacidad instalada de ERNC aumentó de un 28 % a un 43 % con respecto a la capacidad instalada a nivel mundial [1]; de hecho, se esperaba que en 2025 este valor superara el 50 % [2]. En los últimos años se ha destacado el uso de recursos basados en inversores (IBR, por sus siglas en inglés), tales como centrales fotovoltaicas, parques eólicos y sistemas de almacenamiento, los cuales han transformado radicalmente los sistemas eléctricos de potencia (SEP). En efecto, la energía solar es la ERNC con mayor capacidad instalada, superando a tecnologías ampliamente desarrolladas como la hidroeléctrica [2]. Chile no ha sido la excepción: el potencial eólico y solar del norte del país ha permitido que, a la fecha, la capacidad instalada en ERNC supere los 16 000 MW, lo que equivale al 48 % de la capacidad instalada a nivel nacional [3]. Esta participación seguirá aumentando; de hecho, se espera que supere el 56.2 % en 2030 [4], lo que alinea al país con sus compromisos climáticos internacionales.

Pese al beneficio medioambiental, el reemplazo de máquinas sincrónicas por IBR presenta desafíos significativos en términos de robustez en los SEP. En efecto, los IBR solo pueden aportar corrientes de cortocircuito de hasta 1.2 [p.u.] durante contingencias, limitación inherente a la electrónica de potencia utilizada. En cambio, los generadores sincrónicos son capaces de inyectar corrientes mucho mayores, del orden de 6–9 [p.u.], lo que se traduce en una mayor inyección de potencia reactiva a la red en caso de fallas. Sumado a lo anterior, los IBR no proveen inercia de forma natural, debido a que no existen masas rotatorias acopladas electromagnéticamente a la red. Por ello, la frecuencia del sistema es más sensible a variaciones de potencia activa, las cuales son comunes debido a la incertidumbre propia de los SEP. De los puntos anteriores, se concluye que la penetración de IBR conlleva una disminución de los niveles de cortocircuito [5] y de la inercia sistémica [6], reduciendo la robustez del sistema tanto desde el punto de vista de tensión como de frecuencia. En esta tesis, el término *fortaleza de red* se refiere específicamente a la robustez de tensión, propiedad asociada tradicionalmente a los niveles de cortocircuito.

Para solventar lo anterior —debido a los altos costos sociales y económicos asociados a contingencias en los SEP— los operadores de red han impuesto restricciones conservadoras

en la operación. La programación de la operación del día siguiente se formula como un problema de optimización que en la literatura se conoce como predespacho. En este problema se decide qué unidades se encenderán y apagarán en cada hora del día siguiente, cuánta potencia despachará cada una y qué reservas serán necesarias en caso de errores de pronóstico o contingencias [7]. En SEP dominados por máquinas rotatorias existen niveles suficientes de cortocircuito e inercia, por lo que no es necesario implementar restricciones de robustez en el predespacho. Sin embargo, la penetración de IBR ha obligado a considerar estas restricciones, aunque actualmente se aplican de manera exógena, es decir, fuera del propio predespacho. Estas medidas consisten en la operación forzada de unidades térmicas convencionales: en Chile, por ejemplo, el operador sugiere mantener operativas ciertas unidades en el norte del país para garantizar niveles adecuados de cortocircuito e inercia [8]. Los cálculos de suficiencia utilizados para estas decisiones se basan en indicadores estáticos —inercia equivalente y niveles de cortocircuito derivados del equivalente de Thévenin— los cuales no caracterizan los modos de control de los IBR [9]. Estas medidas, sumado a las congestiones en tramos de transmisión, ha llevado a severos recortes durante 2025; las reducciones de energía eólica y solar totalizaron 6 084 GWh [10]. Lo anterior no solo encarece la operación, sino que pueden comprometer las metas de descarbonización al limitar la integración efectiva de IBR.

De lo anterior surge la oportunidad de adoptar medidas preventivas de forma endógena en el predespacho, minimizando la necesidad de acciones posteriores que implique recorte IBR. En particular, se propone incorporar restricciones de fortaleza de red que consideren los modos de operación en que los IBR participan en el sistema eléctrico, con foco en el comportamiento dinámico de la tensión. Con ello, se busca caracterizar de manera explícita las tecnologías formadoras de red (*grid-forming*) y seguidoras de red (*grid-following*) dentro del proceso de operación, lo que permitirá mantener la seguridad operativa y, al mismo tiempo, incentivar su utilización en sistemas con alta penetración de IBR.

1.2. Hipótesis

Las hipótesis de esta tesis son:

- **Hipótesis 1:** En sistemas eléctricos de potencia con alta penetración de recursos basados en inversores, es necesaria la incorporación de restricciones de fortaleza de red en el predespacho para hacer frente a la disminución de los niveles de cortocircuito y de inercia sistémica.
- **Hipótesis 2:** La incorporación de restricciones de fortaleza de red en el predespacho que consideren las estrategias de control de los recursos basados en inversores incentiva su operación, reduciendo el vertimiento y disminuyendo los costos de operación sin degradar la seguridad de suministro.

1.3. Objetivos

A continuación, se presentan los objetivos de este trabajo, los cuales se clasifican en objetivo general y objetivos específicos.

1.3.1. Objetivo general

El objetivo general de esta tesis es incorporar criterios de fortaleza de red asociados a la dinámica de la tensión en el predespacho de sistemas eléctricos de potencia con alta penetración de recursos basados en inversores, mediante una formulación de optimización que permita representar el aporte diferenciado de recursos *grid-forming* y *grid-following*.

1.3.2. Objetivos específicos

1. Cuantificar el impacto del compromiso de unidades sobre la fortaleza de red en sistemas eléctricos de potencia con alta penetración de recursos basados en inversores.

2. Formular una restricción de fortaleza de red basada en un indicador dinámico de desempeño de tensión que distinga entre recursos sincrónicos, *grid-forming* y *grid-following*.

3. Integrar la restricción propuesta en un modelo de predespacho compatible con formulaciones de optimización entero-mixtas y escalable a sistemas eléctricos de gran tamaño.

4. Implementar y validar la metodología propuesta mediante estudios de operación sobre el Sistema Eléctrico Nacional chileno.

1.4. Estructura de la tesis

El presente documento se organiza en cinco capítulos, además de la bibliografía y los anexos. El **Capítulo 1** presenta la motivación, las hipótesis y los objetivos del trabajo. El **Capítulo 2** desarrolla el estado del arte sobre prácticas operativas y formulaciones de restricciones de frecuencia, fortaleza de red y estabilidad de tensión, identificando las brechas que motivan la propuesta. El **Capítulo 3** expone la metodología: la formulación del predespacho y la construcción del índice de desempeño dinámico (IDD) como restricción de fortaleza de red, junto con su reformulación entero-mixta mediante modelos *surrogate*, escenarios Monte Carlo y linealización de interacciones binarias. El **Capítulo 4** describe los supuestos y casos de estudio sobre el Sistema Eléctrico Nacional, valida los modelos de estimación y compara la restricción propuesta frente a los criterios tradicionales de inercia y cortocircuito. Finalmente, el **Capítulo 5** entrega las conclusiones y líneas de trabajo futuro, mientras que los anexos reúnen información complementaria de la tesis.

Capítulo 2

Estado del arte y brechas de investigación

La transición hacia sistemas eléctricos con alta penetración de recursos basados en inversores ha modificado los criterios tradicionales utilizados para garantizar una operación segura. En particular, la reducción de generación sincrónica en servicio ha motivado la incorporación de restricciones operativas asociadas a inercia, fortaleza de red, estabilidad de tensión y límites de participación no sincrónica. Estas restricciones buscan preservar márgenes mínimos de seguridad en horizontes de corto plazo, especialmente en los problemas de predespacho y despacho.

Este capítulo presenta una revisión crítica del estado del arte asociado a la incorporación de restricciones de robustez y estabilidad en problemas de operación y planificación de corto plazo. El énfasis se encuentra en formulaciones compatibles con modelos de optimización, en particular aquellas que pueden ser incorporadas en problemas de predespacho. La revisión se organiza en función del tipo de fenómeno representado, el indicador utilizado y la factibilidad computacional de su integración en modelos de gran escala.

Primero, se revisan prácticas operativas e indicadores utilizados por operadores de red para enfrentar problemas de fortaleza de red en sistemas con alta penetración de recursos basados en inversores. Luego, se analizan formulaciones de la literatura orientadas a restricciones de frecuencia, fortaleza de red, estabilidad de tensión y pequeña señal. Finalmente, se identifican las principales brechas metodológicas que motivan la formulación propuesta en esta tesis, enfocada en incorporar una restricción dinámica de desempeño de tensión dentro de un modelo de predespacho DC.

2.1. Restricciones de robustez en planificación de corto plazo

La revisión de prácticas internacionales muestra que los operadores de red han debido introducir restricciones operativas de robustez para evitar problemas de seguridad en sistemas con alta penetración de IBR. Estas medidas incluyen mínimos de inercia (Chile, Irlanda) [9, 11], mínimos de unidades sincrónicas en servicio (España, Reino Unido) [12, 13], límites a la generación no sincrónica (Irlanda) [14], requerimientos de cortocircuito mínimo en zonas débiles (Australia, Texas) [15, 16], y límites de transferencia asociados a márgenes de

tensión (PJM, CAISO) [17, 18]. Aunque efectivas desde el punto de vista operativo, estas restricciones son esencialmente prescriptivas: se basan en umbrales definidos por experiencia operativa, pero no provienen de una formulación matemática que represente explícitamente la estabilidad de tensión o la interacción entre IBR y la red.

Esta desconexión entre la operación práctica y un modelamiento riguroso ha impulsado el desarrollo de una amplia línea de investigación orientada a incorporar la fortaleza de red dentro de modelos de optimización, en particular en el predespacho. El objetivo es reemplazar reglas fijas, como mínimos de unidades sincrónicas o límites de participación no sincrónica, por restricciones derivadas de modelos eléctricos, capaces de cuantificar márgenes de tensión, capturar efectos dinámicos y reflejar el modo de operación de los IBR.

A continuación, se revisan las principales propuestas de la literatura que abordan este desafío. Para introducir las restricciones de robustez relevantes en el contexto del predespacho, es útil revisar brevemente las restricciones utilizadas en problemas de operación donde se dispone de modelos más detallados. La Figura 2.1 resume esquemáticamente las principales familias de restricciones de robustez y estabilidad en SEP.

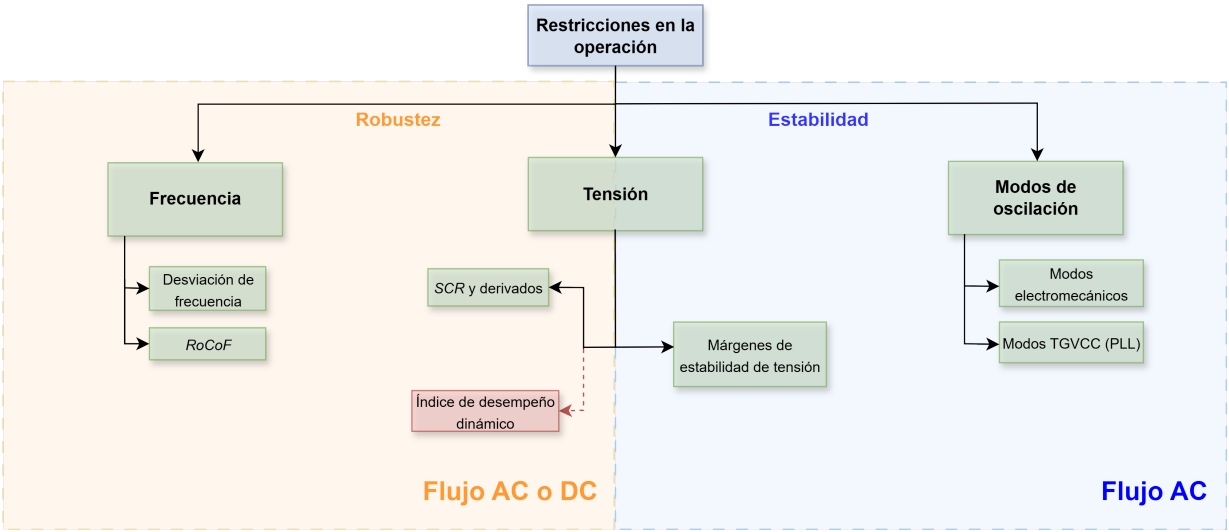


Figura 2.1: Restricciones en la operación en SEP.

Las restricciones basadas en modos de oscilación se han aplicado principalmente en problemas de redespacho formulados con flujo de potencia óptimo AC (OPFAC), donde no se manejan variables binarias y es posible representar explícitamente tensiones, potencias reactivas y márgenes de estabilidad [19]. Estos enfoques permiten un análisis detallado de modos electromecánicos o asociados al PLL, pero implican el cálculo de valores propios del sistema, lo que conlleva operaciones altamente no lineales y no convexas dentro de la optimización.

En [20], se plantea un redespacho con restricciones sobre el amortiguamiento mínimo de los modos de oscilación asociados a los GS, utilizando factores de participación para determinar qué generadores deben redespacharse. Trabajos posteriores extienden esta idea a modos asociados a tensión en bornes de generadores [21, 22] o modos vinculados al PLL en IBR [23], utilizando técnicas como relajaciones lagrangianas, algoritmos genéticos y descomposición de

Benders. No obstante, la alta no linealidad de estas formulaciones dificulta su incorporación directa en un predespacho con gran número de barras y variables binarias.

En el contexto de predespacho, la literatura se ha concentrado en dos grandes familias de restricciones:

1. Restricciones basadas en la sensibilidad de la frecuencia (frecuencia mínima y gradiente).
2. Restricciones de fortaleza de red y tensión (SCR, extensiones y márgenes de tensión).

A continuación, se revisan con mayor detalle dichas familias de restricciones.

2.1.1. Restricciones basadas en la sensibilidad de la frecuencia

Uno de los primeros trabajos que incorpora restricciones de frecuencia en el predespacho es [24], donde se propone una restricción de reserva primaria basada en los estatismos de los GS. El objetivo es asegurar que la frecuencia en estado cuasiestacionario, tras la acción de la inercia y del control primario de frecuencia (CPF), se mantenga sobre un umbral mínimo para evitar la desconexión de carga por relés de subfrecuencia. El modelamiento se realiza mediante un SCUC donde se simulan contingencias de pérdida de generación y se obtiene la desviación de frecuencia máxima Δf. La restricción resultante es no lineal y se trata utilizando técnicas RLT.

Este enfoque fue extendido posteriormente para capturar la frecuencia mínima durante la fase transitoria. En [25] se deriva una expresión de frecuencia mínima a partir de la ecuación de oscilación (*swing equation*) sin amortiguamiento y, para incluir la contribución de los IBR, se incorporan baterías que entregan respuesta rápida de frecuencia (FFR) en un SCUC; el problema resultante sigue siendo no lineal y se resuelve mediante RLT, aunque sin considerar explícitamente el amortiguamiento, lo que conduce a soluciones conservadoras [26].

En [27] se desarrolla un modelo de respuesta en frecuencia de un SEP basado en máquinas rotatorias que permite inferir una función analítica para calcular la frecuencia mínima, considerando estatismo e inercia equivalentes. La no linealidad de estos términos se trata mediante linealización PWL, separando las funciones en tramos convexos. Trabajos posteriores como [28, 29] reformulan estas restricciones en forma de conos de segundo orden, obteniendo problemas convexos que pueden resolverse con *solvers* estándar y que reducen los tiempos de cómputo.

La contribución dinámica de los IBR en el comportamiento de frecuencia se incorpora explícitamente en [30, 31], extendiendo el modelo de [27] para incluir inercia virtual y control *droop* de convertidores. Los resultados muestran reducciones en costos operacionales al permitir que los IBR participen en servicios complementarios asociados a la frecuencia.

Adicionalmente, las restricciones de gradiente de frecuencia se han utilizado ampliamente debido a que se deducen directamente de la inercia sistémica [25, 28, 30, 31]. Estas se formulan típicamente como restricciones MILP, lo que favorece su integración en el predespacho. En algunos trabajos, la redistribución de potencia activa proveniente de baterías o IBR se incluye en la definición de los desbalances de potencia, refinando la representación de la dinámica inicial [30, 31]. La Figura 2.2 resume de manera conceptual el enfoque de las restricciones de

robustez centradas en el comportamiento dinámico de la frecuencia.

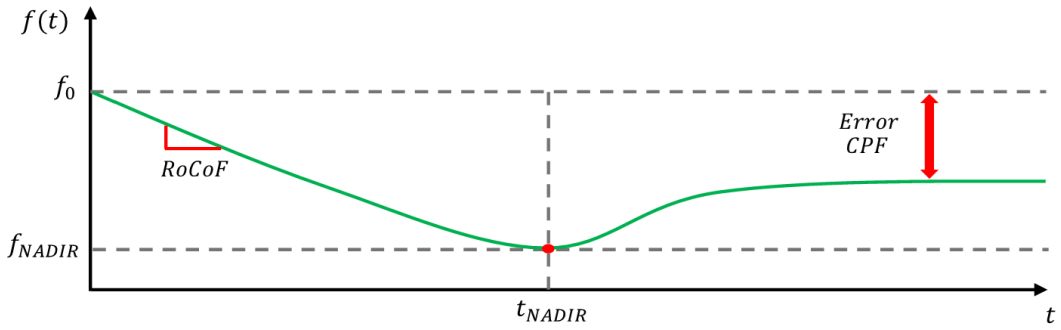


Figura 2.2: Enfoque de restricciones de robustez centradas en el comportamiento dinámico de la frecuencia.

En síntesis, la literatura ha avanzado desde restricciones que consideran solo la respuesta cuasiestacionaria hasta formulaciones que estiman explícitamente la desviación máxima de frecuencia durante transitorios, incorporando la contribución de IBR. Si bien las restricciones basadas en frecuencia han logrado una integración exitosa y escalable en formulaciones de predespacho, incluso incorporando la contribución dinámica de recursos basados en inversores, estas no abordan directamente la problemática asociada a la dinámica de tensión en sistemas dominados por IBR, lo que motiva el análisis de restricciones de fortaleza de red que se presenta a continuación.

2.1.2. Restricciones de fortaleza de red y de estabilidad de tensión

Las restricciones de robustez asociadas a tensión se han desarrollado tanto en planificación como en operación y se han utilizado principalmente en dos tipos de problemas: dimensionamiento y localización óptima de equipos (condensadores sincrónicos, IBR, almacenamiento) y en formulaciones de predespacho con restricciones de fortaleza de red con indicadores estáticos y con márgenes de estabilidad de tensión.

En [32–34] se utiliza la razón de cortocircuito (SCR) como indicador estático de fortaleza de red para determinar la localización óptima de condensadores sincrónicos. El SCR cuantifica la robustez de una barra ante la conexión de un IBR, y sus valores típicos de referencia son superiores a 3. No obstante, el SCR no distingue entre modos de operación GFM y GFL.

Para capturar de mejor forma la interacción entre IBR y red, se han propuesto extensiones como gSCR [29, 35]. El gSCR considera el límite de estabilidad de pequeña señal del PLL de convertidores GFL. Su cálculo requiere valores propios mínimos de la matriz de admitancia, así como tensiones y potencias de los IBR. Dada la complejidad de este cálculo, se ha recurrido a regresiones logísticas y técnicas de clasificación para identificar regiones estables e inestables. Cuando se utiliza flujo DC, la tensión se fija en 1 p.u., por lo que la representación explícita de la potencia reactiva desaparece, limitando la capacidad de este indicador para capturar dichos márgenes de estabilidad en pequeña señal.

Algunos trabajos han abordado esta limitación mediante reformulaciones de las ecuaciones de flujo de potencia AC. En [36] se reformula el flujo AC en un problema con restricciones de

cono de segundo orden, obteniendo un problema convexo que permite incorporar un índice de tensión en el predespacho. Sin embargo, se requieren estimaciones de la impedancia de Thévenin; por ello, se utilizan regresiones entrenadas para aproximar dichos valores. En [37], se relaja la restricción de SCL y se utiliza descomposición de Benders generalizada, con un problema maestro en potencia activa y subproblemas en potencia reactiva, incluyendo límites máximos de tensión durante el post despeje de fallas.

Otra línea de trabajo utiliza directamente márgenes de estabilidad de tensión obtenidos de curvas P–V o Q–V. En [38] se define un índice de tensión basado en la peor dirección desde el punto de vista del margen de estabilidad de la curva P–V de cada nodo, resolviendo un problema de dos etapas e incorporando posteriormente dicha dirección en los límites de potencia. El cálculo de estas curvas requiere flujos de potencia continuos fuera de línea. En [39] se propone caracterizar las fronteras de inestabilidad mediante múltiples poliedros convexos entrenados a partir de datos del sistema, lo que permite obtener restricciones lineales aproximadas.

Pese a estos avances, las formulaciones basadas en flujo AC siguen siendo no lineales, lo que dificulta su escalamiento a sistemas de gran tamaño. En el contexto de predespacho DC, las restricciones asociadas a tensión se han basado principalmente en indicadores estáticos como el SCR. No obstante, como estos indicadores requieren invertir la matriz de admitancia, su incorporación directa en el UC genera problemas no lineales, lo que complica su resolución en entornos de gran escala.

En resumen, las restricciones relacionadas con tensión en planificación y predespacho se han basado mayoritariamente en indicadores estáticos o en márgenes de estabilidad obtenidos de análisis AC, con esfuerzos recientes por aproximarlos mediante modelos convexos o lineales. Sin embargo, estas aproximaciones no capturan de forma directa la dinámica transitoria de la tensión ni distinguen claramente entre modos GFM y GFL en redes con alta penetración de IBR.

2.2. Brechas de investigación

Dependiendo de la ventana temporal considerada en la planificación y la operación, se emplean distintas restricciones de robustez y estabilidad en SEP. La Figura 2.3 resume, de manera conceptual, el uso predominante de restricciones asociadas a frecuencia, tensión y modos de oscilación en las distintas etapas.

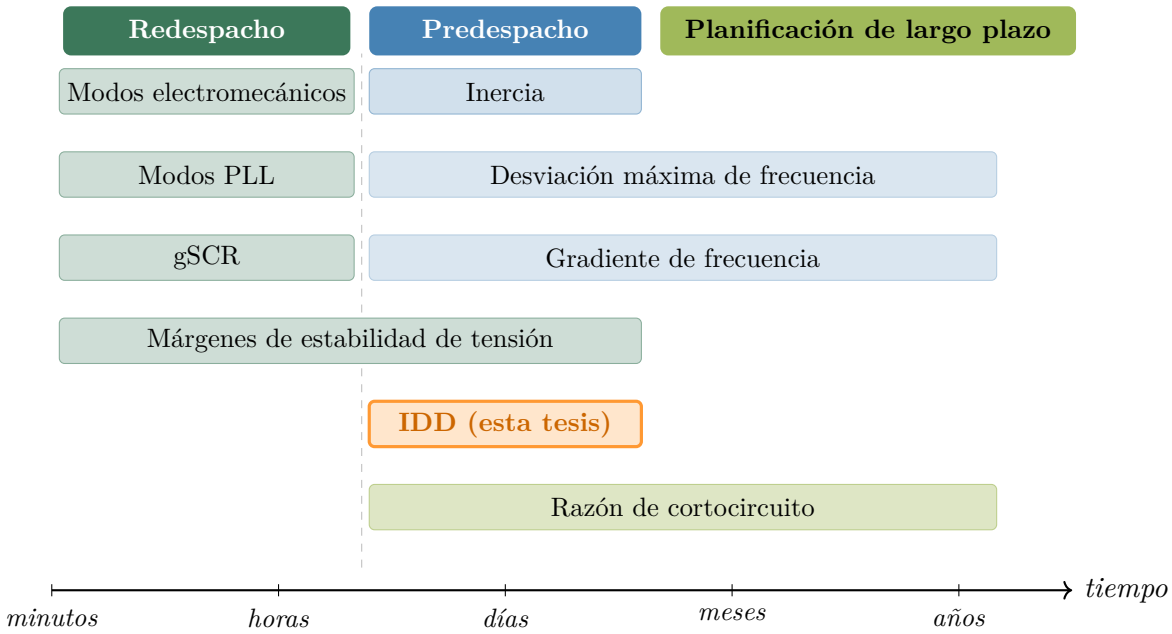


Figura 2.3: Restricciones de robustez y márgenes de estabilidad en las etapas de operación y planificación en SEP.

En redespacho, donde se dispone de modelos AC detallados y no se manejan variables binarias, se han aplicado restricciones derivadas de análisis de pequeña señal, incluyendo modos electromecánicos y modos asociados al PLL de IBR. Estas formulaciones son, en general, altamente no lineales y no convexas, lo que dificulta su extensión a problemas de predespacho con muchas barras.

En predespacho, las restricciones de robustez más extendidas han sido las asociadas a frecuencia (inercia, gradiente y frecuencia mínima), que se han integrado en UC mediante formulaciones MILP o cónicas. Estas restricciones se basan en ecuaciones temporales tras perturbaciones de potencia activa y han permitido incorporar la contribución dinámica de IBR en servicios de frecuencia. En cambio, las restricciones relacionadas con la fortaleza de red y la estabilidad de tensión se han sustentado en indicadores estáticos (SCR, gSCR, WSCR) o en márgenes P–V/Q–V, con formulaciones mayormente AC y no lineales.

Las Tablas 2.1 y 2.2 sintetizan la revisión anterior. La Tabla 2.1 organiza la literatura según el tipo de restricción física considerada, el indicador empleado y la formulación utilizada. Luego, la Tabla 2.2 compara estas familias con los requisitos metodológicos de un predespacho moderno en sistemas con alta penetración de IBR. Esta comparación muestra que las restricciones de frecuencia han alcanzado una integración escalable en UC, mientras que las restricciones de tensión y fortaleza de red siguen dependiendo mayoritariamente de indicadores estáticos, modelos AC o aproximaciones que no capturan directamente la dinámica transitoria de tensión ni distinguen explícitamente entre modos GFM y GFL.

Tabla 2.1: Síntesis de formulaciones de robustez y estabilidad utilizadas en problemas de operación y planificación de corto plazo.

Familia	**Referencias**	**Indicador o criterio**	**Limitación principal**
Frecuencia e inercia	[24, 25, 27–31]	Frecuencia mínima, RoCoF, inercia, FFR	Formulaciones maduras y escalables en UC, pero enfocadas en dinámica de frecuencia.
Pequeña señal y modos de oscilación	[20–23, 40]	Valores propios, amortiguamiento modal, modos PLL	Representan fenómenos dinámicos detallados, pero son difíciles de incorporar en UC de gran escala con variables binarias.
Fortaleza de red ante conexión de un IBR	[32–34, 41, 42]	SCR	Cuantifican robustez ante la conexión de IBR a una sola barra; no diferencian explícitamente GFM/GFL ni IBR vecinos.
Extensiones para múltiples IBR	[29, 35]	gSCR, WSCR y ESCR	Mejoran la representación de múltiples IBR, pero siguen sin diferenciar la dinámica GFM/GFL.
Márgenes de estabilidad de tensión	[36–39]	Curvas P–V/Q–V, fronteras de estabilidad	Aproximan regiones seguras en pequeña señal, pero no modelan el desempeño transitorio de tensión.

La organización de la Tabla 2.1 permite visualizar un patrón transversal en la literatura. Las familias asociadas a frecuencia constituyen el grupo más maduro, pues se basan en ecuaciones temporales bien establecidas tras perturbaciones de potencia activa y se integran de forma natural en formulaciones MILP, lo que explica su amplia adopción en problemas de predespacho de gran escala. En el otro extremo, las formulaciones de pequeña señal y modos de oscilación ofrecen la representación física más detallada, pero su dependencia del cálculo de valores propios las vuelve no convexas y difíciles de escalar a sistemas con muchas barras y variables binarias. Entre ambos extremos se ubican las restricciones de fortaleza de red: las basadas en indicadores que cuantifican la robustez de una barra ante la conexión de IBR (SCR) y sus extensiones para múltiples IBR (gSCR, WSCR, ESCR). Al ser métricas agregadas, no describen la evolución temporal de la tensión ni distinguen el modo de control del convertidor. Finalmente, las formulaciones que incorporan física de tensión mediante flujo AC o márgenes de estabilidad logran mayor fidelidad, a costa de problemas no lineales o subproblemas reactivos que comprometen su escalabilidad. Este compromiso entre fidelidad dinámica y escalabilidad computacional es, precisamente, la que motiva la comparación metodológica de la Tabla 2.2.

Tabla 2.2: Comparación entre familias del estado del arte y la formulación propuesta.

Requisito metodológico	**UC frecuencia** [24, 25, 27–31]	**SCR/gSCR/WSCR** [29, 32–35]	**UC tensión/AC** [36–39]	**Esta tesis**
Variables binarias de compromiso	Sí	Sí	Sí	Sí
Compatibilidad con flujo DC	Sí	Sí	No/Parcial	Sí
Escalabilidad computacional	Alta	Media	Media/Baja	Alta
Representación de fortaleza de red	No	Sí	Parcial	Sí
Dinámica transitoria de frecuencia	Sí	No	No	No
Dinámica transitoria de tensión	No	No	Parcial	Sí[†]
Distinción entre modos GFM/GFL	Sí	No	No	Sí
Integración endógena en UC	Sí	Parcial	Sí	Sí
Compatibilidad con formulación MILP	Sí	Parcial	Parcial	Sí
Exactitud de la dinámica	Alta	N/A	Alta	Media[‡]
Requisitos de datos offline	Bajos	Bajos	Bajos	Altos$^{\mathcal{S}}$
Tamaño del sistema validado	Grande	Mediano	Pequeño	Grande

[†] Mediante indicador escalar (IDD) aproximado; no resuelve la trayectoria temporal completa.
[‡] La dinámica se representa mediante modelos *surrogate* calibrados *offline*; introduce error acotado de estimación.
$^{\mathcal{S}}$ Requiere simulaciones Monte Carlo, cálculo de matriz de impedancia y calibración de modelos *surrogate* por barra.

La Tabla 2.2 evidencia que ninguna de las familias existentes reúne simultáneamente todos los requisitos de un predespacho con alta penetración de IBR. Los indicadores típicos de cortocircuito capturan la fortaleza de red, pero no diferencian entre GFM y GFL, mientras que las formulaciones de tensión basadas en flujo AC incorporan la física relevante a expensas de la escalabilidad y la compatibilidad con flujo DC. La formulación propuesta en esta tesis busca ocupar ese espacio vacante: representa explícitamente la dinámica transitoria de tensión mediante un indicador escalar (IDD), distingue entre modos GFM y GFL, y se integra de forma endógena en un predespacho DC con estructura MILP escalable. Como se indica en las notas al pie de la tabla, esta capacidad se obtiene a cambio de un mayor requerimiento de datos calculados fuera de línea y de una representación aproximada de la dinámica, compromiso que se considera razonable dada la ganancia en aplicabilidad a sistemas de gran tamaño.

En conjunto, la revisión evidencia que:

- Las restricciones de frecuencia han logrado integrarse de forma escalable en formulaciones de UC, incluso incorporando IBR, pero se centran en la dinámica de frecuencia.
- Las restricciones de tensión se han apoyado en indicadores estáticos o en análisis AC detallados, con formulaciones no lineales de difícil escalamiento.

- No se dispone actualmente de formulaciones de predespacho con flujo DC que incorporen restricciones derivadas de ecuaciones temporales que caractericen explícitamente la dinámica de tensión en redes con alta penetración de IBR y que distingan entre modos GFM y GFL.

Esta brecha motiva la propuesta de esta tesis: desarrollar una restricción de fortaleza de red, basada en un indicador dinámico de desempeño de la tensión, que pueda integrarse en un modelo de predespacho DC manteniendo la escalabilidad del problema.

2.3. Contribuciones

A partir de las brechas identificadas, esta tesis realiza las siguientes contribuciones al estado del arte en la incorporación de restricciones de fortaleza de red dentro de problemas de predespacho:

1. **Restricción dinámica de fortaleza de red basada en tensión.** Se formula una restricción operacional fundamentada en un índice de desempeño dinámico (IDD), que cuantifica el área de desviación de la tensión ante perturbaciones de potencia reactiva. A diferencia de los indicadores estáticos predominantes en la literatura (SCR, gSCR, ESCR y niveles de cortocircuito) y de las restricciones centradas en frecuencia, el IDD captura explícitamente la respuesta dinámica transitoria de la tensión.

2. **Distinción explícita entre modos de operación GFM y GFL.** La formulación representa de forma diferenciada el aporte de generadores sincrónicos, recursos *grid-forming* y recursos *grid-following* al desempeño dinámico de tensión. Con ello se aborda una brecha relevante, ya que las formulaciones existentes tratan a los recursos basados en inversores de manera agregada o no distinguen su modo de control.

3. **Reformulación lineal compatible con MILP y flujo DC.** Se transforma una expresión dinámica altamente no lineal y no convexa en una restricción lineal equivalente desde el punto de vista operativo. Para ello, la carga computacional asociada al cálculo eléctrico y dinámico se desplaza a una etapa *offline*, mediante modelos *surrogate* calibrados por barra y la linealización exacta de interacciones binarias con técnicas RLT. Esto permite integrar la restricción de manera endógena en el predespacho, preservando la escalabilidad del predespacho DC.

4. **Metodología de calibración de modelos *surrogate* orientada a la operación.** Se propone un procedimiento de generación de escenarios Monte Carlo basado en probabilidades empíricas de encendido (con suavizado frecuentista), junto con una selección por barra de los generadores e interacciones más relevantes mediante Random Forest y un criterio de error P95. Este esquema controla el crecimiento combinatorio del número de variables auxiliares y concentra el entrenamiento en regiones representativas de la operación real del sistema.

5. **Validación en un sistema real de gran escala.** La metodología se implementa y valida sobre un modelo detallado del Sistema Eléctrico Nacional chileno (227 barras, 313 líneas y 129 cargas), comparándola con las prácticas operativas vigentes basadas en inercia mínima y con métricas de cortocircuito (SCL y ESCR).

Capítulo 3

Metodología

Como se discutió en el Capítulo 2, actualmente no existen formulaciones de predespacho basadas en flujo DC capaces de representar explícitamente la dinámica de la tensión en sistemas con alta penetración de IBR. Este capítulo presenta la metodología desarrollada en esta tesis para abordar dicha brecha: se adopta un indicador dinámico de fortaleza de red basado en tensión, el cual se integra posteriormente como una restricción operacional dentro de un modelo de predespacho. El enfoque permite capturar efectos dinámicos del control GFL y GFM manteniendo la escalabilidad del predespacho DC.

3.1. Nomenclatura del capítulo

Conjuntos e índices

N	Conjunto de nodos del sistema.
N^{IDD}	Conjunto de nodos con restricción de IDD.
$g \in G$	Conjunto de todos los generadores.
$g \in G_n$	Conjunto de todos los generadores conectados al nodo n.
$g \in G_{gfl}$	Conjunto de generadores *grid-following*.
$g \in G_{gfm}$	Conjunto de generadores *grid-forming*.
$g \in G_t$	Conjunto de generadores térmicos.
$g \in G_h$	Conjunto de generadores hidráulicos.
$g \in G_b$	Conjunto de baterías.
$l \in L$	Conjunto de líneas del sistema.
$t \in T$	Conjunto de periodos.

Parámetros

C_g	Costo variable del generador g.	[US$/MWh]
C_g^{On}	Costo de encendido del generador g.	[US$]
C_g^{Off}	Costo de apagado del generador g.	[US$]

$D_{t,n}$	Energía demandada en la barra n durante el periodo horario t.	[MWh]
V_g^{max}	Volumen máximo del embalse g.	[m^3]
E_g^{max}	Energía máxima de la batería g.	[MWh]
E_g^{min}	Energía mínima de la batería g.	[MWh]
$\overline{P}_g^{\text{ch}}$	Potencia máxima inyectada por la batería g.	[MW]
$\overline{P}_g^{\text{dis}}$	Potencia máxima consumida por la batería g.	[MW]
η_g^{ch}	Eficiencia de carga de la batería g.	[p.u.]
η_g^{dis}	Eficiencia de descarga de la batería g.	[p.u.]
$\alpha_{t,n}$	Disponibilidad del recurso primario en el tiempo t y la barra n.	[p.u.]
P_g^{max}	Potencia máxima del generador g.	[MW]
P_g^{min}	Potencia mínima del generador g.	[MW]
R_g^h	Rampa horaria máxima del generador g.	[MW/h]
T_g^{on}	Tiempo mínimo en servicio del generador térmico g.	[h]
T_g^{off}	Tiempo mínimo fuera de servicio del generador térmico g.	[h]
X_l	Reactancia de la línea l.	[p.u.]
X_g	Reactancia transitoria del generador g.	[p.u.]
T_g'	Constante de tiempo transitoria del generador g.	[s]
T_g^c	Constante de tiempo de FRT del generador g.	[s]
$\overline{Q}_g^{tur}$	Turbinado máximo del generador hidráulico g.	[m^3/h]
$\overline{Q}_g^{spi}$	Vertimiento máximo del generador hidráulico g.	[m^3/h]
Q_g^{env}	Caudal ecológico de la central g.	[m^3/h]
η_g	Eficiencia del generador g.	[MWh/m^3]

Variables de decisión

$U_{t,g}$	Variable binaria igual a 1 si el generador g está encendido en t y 0 en caso contrario.	[–]
$V_{t,g}$	Volumen del embalse g en el tiempo t.	[m^3]
$Q_{t,g}$	Afluente del embalse g en el tiempo t.	[m^3/h]
$Q_{t,g}^{tur}$	Caudal turbinado por el generador del embalse g en el tiempo t.	[m^3/h]
$Q_{t,g}^{spi}$	Caudal vertido por el generador del embalse g en el tiempo t.	[m^3/h]
$E_{t,g}^{bat}$	Energía de la batería g en el tiempo t.	[MWh]

F_t^l	Flujo por la línea l en el tiempo t.	[MW]
$P_{t,g}$	Potencia generada por el generador g en el tiempo t.	[MW]
$P_{t,g}^{chg}$	Potencia de carga de la batería g en el tiempo t.	[MW]
$P_{t,g}^{dis}$	Potencia de descarga de la batería g en el tiempo t.	[MW]
$P_{t,n}^{NS}$	Potencia no suministrada en el nodo n en el tiempo t.	[MW]
$E_{t,g}$	Variable binaria igual a 1 si el generador g se enciende en t y 0 en caso contrario.	[–]
$A_{t,g}$	Variable binaria igual a 1 si el generador g se apaga en t y 0 en caso contrario.	[–]
$\theta_{t,n}^g$	Ángulo de fase en el nodo n en el tiempo t.	[p.u.]
$SCL_{t,n}$	Nivel de cortocircuito de las fuentes formadoras de red (sincrónicas y *grid-forming*) en el nodo n en el tiempo t.	[MVA]
$SCL_{t,n}^{gfl}$	Nivel de cortocircuito considerando además los recursos *grid-following* en el nodo n en el tiempo t.	[MVA]
$T'_{t,n}$	Constante de tiempo transitoria vista por el nodo n en el tiempo t.	[s]
$H_{t,n}$	Desmagnetización vista por el nodo n en el tiempo t.	[s]
$IDD_{t,n}$	Índice de desempeño dinámico en el nodo n en el tiempo t.	[p.u.·s]

3.2. Descripción general del predespacho

El predespacho determina qué unidades encender y cuándo a lo largo de un horizonte futuro, junto con la potencia despachada por cada unidad. Si bien ambas decisiones se resuelven en un único problema entero-mixto, conceptualmente pueden distinguirse dos niveles: las decisiones de compromiso (binarias) y las de despacho (continuas). La función objetivo consiste en minimizar los costos de operación:

$$F_o(U_{g,t}, P_{g,t}) = \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} \left(C_g P_{g,t} + C_g^{On} E_{g,t} + C_g^{Off} A_{g,t} \right) \tag{3.1}$$

donde se distinguen los costos variables, de encendido y de apagado. A continuación, se definen las restricciones técnicas consideradas.

$$\mathcal{O}(U_{g,t}, P_{g,t}) = \begin{cases} \sum_{g \in G_n} P_{g,t} + \sum_{l \in L_n} F_{l,t} = D_{n,t}, & \forall n, t \quad (a) \\ -\overline{F}_l \leq F_{l,t} \leq \overline{F}_l, & \forall l, t \quad (b) \\ F_{l,t} = \dfrac{\theta^i_{l,t} - \theta^j_{l,t}}{X_l}, & \forall l, t \quad (c) \\ U_{g,t} - U_{g,t-1} = E_{g,t} - A_{g,t}, & \forall g, t \quad (d) \\ P_g^{\min} U_{g,t} \leq P_{g,t} \leq P_g^{\max} U_{g,t}, & \forall g, t \quad (e) \\ P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq U_{g,t-1} R_g^h + E_{g,t} P_g^{\min}, & \forall g, t \quad (f) \\ P_{g,t-1} - P_{g,t} \leq U_{g,t} R_g^h + A_{g,t} P_g^{\min}, & \forall g, t \quad (g) \\ \sum_{\tau = t - T_g^{\text{on}} + 1}^{t} E_{g,\tau} \leq U_{g,t}, & \forall g, t \quad (h) \\ \sum_{\tau = t - T_g^{\text{off}} + 1}^{t} A_{g,\tau} \leq 1 - U_{g,t}, & \forall g, t \quad (i) \\ U_{g,t}, E_{g,t}, A_{g,t} \in \{0, 1\} & \forall g, t \quad (j) \end{cases} \tag{3.2}$$

donde (3.2a) representa el balance nodal; (3.2b) los límites de flujo por las líneas; (3.2c) el flujo DC en función de los ángulos; (3.2d) la lógica de encendido y apagado de los generadores; (3.2e) los límites de potencia; (3.2f) y (3.2g) las rampas de subida y bajada, que permiten a cada unidad alcanzar su mínimo técnico en la hora de encendido y abandonarlo en la de apagado; (3.2h) y (3.2i) los tiempos mínimos que los generadores deben permanecer encendidos y apagados, respectivamente, y (3.2j) la naturaleza binaria de las variables de compromiso. Además, para el recurso hidráulico se consideran las siguientes restricciones:

$$\mathcal{E}(V_{g,t}, Q^{tur}_{g,t}, Q^{spi}_{g,t}) = \begin{cases} V_{g,t} = V_{g,t-1} + Q_{g,t}\Delta t - Q^{rel}_{g,t}\Delta t, & \forall g \in G_h,\ t > 1 \quad (a) \\ Q^{rel}_{g,t} = Q^{tur}_{g,t} + Q^{spi}_{g,t}, & \forall g \in G_h,\ t \quad (b) \\ V_g^{\min} \leq V_{g,t} \leq V_g^{\max}, & \forall g \in G_h,\ t \quad (c) \\ 0 \leq Q^{tur}_{g,t} \leq \overline{Q}^{tur}_g, & \forall g \in G_h,\ t \quad (d) \\ 0 \leq Q^{spi}_{g,t} \leq \overline{Q}^{spi}_g, & \forall g \in G_h,\ t \quad (e) \\ Q^{rel}_{g,t} \geq Q^{env}_g, & \forall g \in G_h,\ t \quad (f) \\ P_{g,t} = \eta_g\, Q^{tur}_{g,t}, & \forall g \in G_h,\ t \quad (g) \end{cases} \tag{3.3}$$

donde (3.3a) corresponde al balance de volumen del embalse; (3.3b) al caudal total liberado, igual a la suma del caudal turbinado y el vertido; (3.3c) a los límites físicos del embalse; (3.3d) y (3.3e) a los límites de caudal turbinado y vertido; (3.3f) al caudal ecológico, y (3.3g) a la

conversión de caudal a potencia según el coeficiente de producción de cada central hidráulica. También se consideran las restricciones de baterías, que se explican a continuación.

$$\mathcal{B}(E_{g,t}, P^{\text{ch}}_{g,t}, P^{\text{dis}}_{g,t}) = \begin{cases} E_{g,t} = E_{g,t-1} + \eta^{\text{ch}}_g \, P^{\text{ch}}_{g,t} - \dfrac{1}{\eta^{\text{dis}}_g} \, P^{\text{dis}}_{g,t}, & \forall g \in G_b,\ t > 1 \quad (a) \\ E^{\min}_g \leq E_{g,t} \leq E^{\max}_g, & \forall g \in G_b,\ t \quad (b) \\ 0 \leq P^{\text{ch}}_{g,t} \leq \overline{P}^{\text{ch}}_g, & \forall g \in G_b,\ t \quad (c) \\ 0 \leq P^{\text{dis}}_{g,t} \leq \overline{P}^{\text{dis}}_g, & \forall g \in G_b,\ t \quad (d) \\ P_{g,t} = P^{\text{dis}}_{g,t} - P^{\text{ch}}_{g,t}, & \forall g \in G_b,\ t \quad (e) \\ -\overline{P}^{\text{ch}}_g \leq P_{g,t} \leq \overline{P}^{\text{dis}}_g, & \forall g \in G_b,\ t \quad (f) \end{cases} \tag{3.4}$$

donde (3.4a) corresponde al balance del estado de carga de las baterías; (3.4b) a los límites mínimo y máximo de energía almacenada; (3.4c) y (3.4d) a las cotas de potencia de carga y descarga, respectivamente; (3.4e) a la definición de la potencia neta intercambiada con el sistema, y (3.4f) a los límites operativos de dicha potencia.

Con lo anterior, el problema de optimización es de la forma

$$\begin{aligned} \min \quad & \mathcal{F}_o(U_{g,t}, P_{g,t}) \\ \text{s.a.} \quad & \mathcal{O}(U_{g,t}, P_{g,t}) \\ & \mathcal{E}(V_{g,t}, Q^{tur}_{g,t}, Q^{spi}_{g,t}) \\ & \mathcal{B}(E_{g,t}, P^{\text{ch}}_{g,t}, P^{\text{dis}}_{g,t}) \end{aligned} \tag{3.5}$$

3.3. Restricción de fortaleza de red

El indicador utilizado es el índice de desempeño dinámico (IDD), desarrollado teóricamente en [43]. A diferencia de los indicadores estáticos derivados de los niveles de cortocircuito, el indicador propuesto evalúa directamente la respuesta dinámica de la tensión ante perturbaciones de potencia reactiva. Para construirlo, se parte de un modelo temporal simplificado de la tensión, cuya solución permite definir una métrica asociada al desempeño dinámico de cada barra. El IDD captura el área tras una perturbación en el módulo de la tensión, tal como se muestra en la Figura 3.1. Intuitivamente, mientras mayor es la fortaleza de red de una barra, menor es su IDD; en el caso límite de una barra infinita, el IDD es nulo.

El IDD_i se define por barra y, en este trabajo, se evalúa solo durante la falla. Así, puede descomponerse en áreas según el tipo de tecnología cercana a la perturbación:

$$IDD_i = \int_{t_f}^{t_d} |V_i(t) - V_i(0)| \, dt = A_i + A_i^{GS} - A_i^{GFL} \tag{3.6}$$

donde A_i es el área asociada a la caída inicial de tensión, determinada por las fuentes forma-

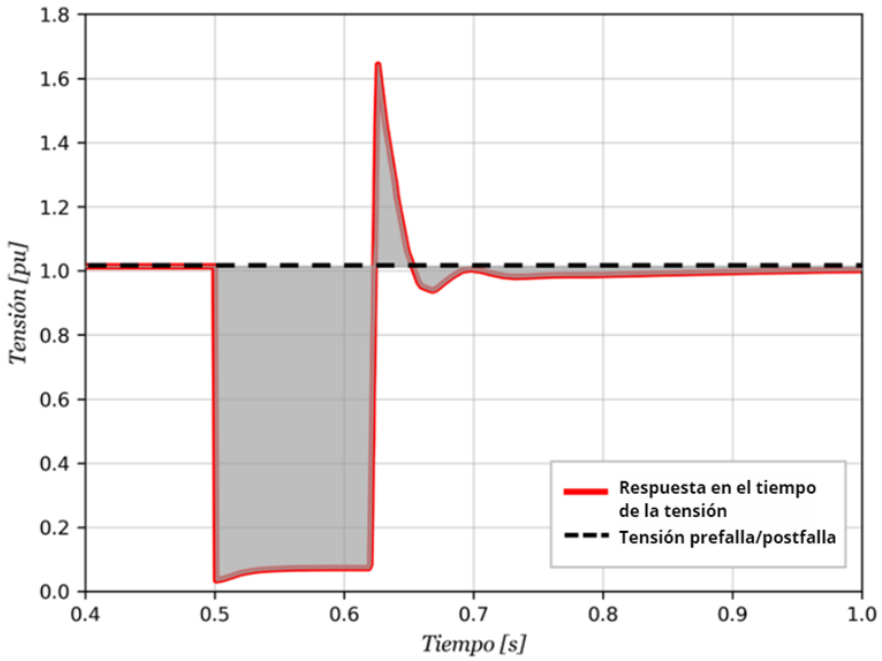


Figura 3.1: Índice de desempeño dinámico descrito de forma visual.

doras de red (generadores sincrónicos y convertidores GFM); A_i^{GS}, el área adicional producto de la desmagnetización de los generadores sincrónicos, y A_i^{GFL}, la reducción de área producto del aporte de los convertidores GFL. Se definen C_i^{in}, la tensión remanente inmediatamente después del cortocircuito, y S_i^{in}, la tensión alcanzada antes del despeje por el aporte de los recursos GFL, como

$$C_i^{in} = \frac{X_f}{V_{B_i}^2} SCL_i, \qquad S_i^{in} = \frac{X_f}{V_{B_i}^2} SCL_i^{GFL},$$

Así, cada una de estas áreas puede escribirse como

$$\begin{aligned} A_i &= \left(V_i^{pre} - C_{in}\right)\left(t_d - t_f\right) \\ A_i^{GS} &= \int_{t_f}^{t_d} \left(C_{in} - f_i^{GS}(t)\right)\, dt \\ A_i^{GFL} &= \int_{t_f}^{t_d - T_r} \left(f_i^{GFL}(t) - C_{in}\right)\, dt \end{aligned}$$

Desarrollando las expresiones, con $u = t_d - t_f$ la duración de la falla, donde t_f es el instante de falla y t_d el de despeje, se obtiene

$$\begin{aligned} IDD_i = u &+ \frac{SCL_i}{V_{B-i}^2} X_f T_i' \left[e^{-\frac{u}{T_i'}} - 1\right] - \left(\frac{SCL_i^{GFL}}{V_{B-i}^2} X_f - \frac{SCL_i}{V_{B-i}^2} X_f\right) T_i^R \\ &+ \left(\frac{SCL_i^{GFL}}{V_{B-i}^2} X_f - \frac{SCL_i}{V_{B-i}^2} X_f\right) T_i^c \left[e^{-\frac{u - T_i^R}{T_i^c}} - 1\right] \end{aligned} \tag{3.7}$$

Las magnitudes SCL_i, SCL_i^{GFL} y la constante de tiempo transitoria T_i' se obtienen a partir

de la matriz de impedancia de barra del sistema. A continuación, se describe su cálculo.

Matriz de admitancia y de impedancia.

A partir de la topología de la red se construye la matriz de admitancia de barra Y^{net}, que contiene la información de líneas y transformadores. Para representar el aporte de cortocircuito de las fuentes formadoras de red —generadores sincrónicos y convertidores GFM— se incorpora su admitancia en la diagonal de la matriz, en la barra a la que se conectan. Así, la matriz de admitancia aumentada queda,

$$Y^{\text{red}}_{nm} = \begin{cases} Y^{\text{net}}_{nn} + \displaystyle\sum_{g \in \mathcal{G}^{\text{fm}}_n} U_g \, y_g, & n = m, \\ Y^{\text{net}}_{nm}, & n \neq m, \end{cases}$$

donde $y_g = 1/(X'_g)$ es la admitancia transitoria de la fuente formadora g (reactancia transitoria X'_g en generadores sincrónicos, o reactancia equivalente del convertidor en el caso GFM) y $U_g \in \{0, 1\}$ es su estado de compromiso. De este modo, la diagonal de Y^{red} —y por lo tanto la fortaleza de red de cada barra— depende explícitamente de qué unidades se encuentran en servicio. Invirtiendo esta matriz se obtiene la matriz de impedancia,

$$Y^{\text{red}} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{N1} & \cdots & Y_{NN} \end{bmatrix}, \qquad Z = \left(Y^{\text{red}}\right)^{-1},$$

cuyo elemento diagonal Z_{ii} corresponde a la impedancia de Thévenin vista desde la barra i.

Nivel de cortocircuito.

Considerando una falla en la barra i a través de una impedancia de falla X_f, el nivel de cortocircuito asociado a las tecnologías formadoras se aproxima como

$$SCL_i = \frac{1}{|Z_{ii} + X_f|}.$$

Bajo supuestos estándar ($R \ll X$, $V \approx 1$ p.u.), las variaciones de tensión dependen principalmente de los cambios en el flujo de potencia reactiva, y su magnitud está determinada por la impedancia de Thévenin vista desde la barra.

Aporte de los recursos *grid-following*.

Los convertidores GFL con capacidad de FRT también inyectan corriente durante la falla. Su contribución se incorpora sumando sus admitancias a la diagonal de la matriz aumentada,

$$Y^{\text{red,GFL}}_{nn} = Y^{\text{red}}_{nn} + \sum_{g \in \mathcal{G}^{\text{gfl}}_n} U_g \, y^{\text{gfl}}_g, \qquad Z^{\text{GFL}} = \left(Y^{\text{red,GFL}}\right)^{-1},$$

de modo que el nivel de cortocircuito considerando además las tecnologías GFL es

$$SCL^{GFL}_i = \frac{1}{|Z^{\text{GFL}}_{ii} + X_f|}.$$

Dado que agregar admitancias en la diagonal reduce la impedancia de Thévenin, se cumple por construcción que $SCL^{GFL}_i \geq SCL_i$, lo cual es consistente con la interpretación de

SCL^{GFL} como el nivel base más una contribución incremental de los recursos GFL.

Constante de tiempo transitoria.

La desmagnetización de los generadores sincrónicos posterior a la falla evoluciona según su constante de tiempo transitoria T'_g. Como una misma barra i puede recibir contribuciones de varias máquinas, se define una constante de tiempo equivalente vista desde dicha barra como el promedio de las constantes individuales ponderado por el aporte relativo de cada generador a la barra evaluada,

$$T'_i = \frac{\sum_{g \in \mathcal{G}^{\text{sinc}}} U_g \, w_{g,i} \, T'_g}{\sum_{g \in \mathcal{G}^{\text{sinc}}} U_g \, w_{g,i}}, \qquad w_{g,i} = \left| \frac{Z_{i\,n(g)}}{Z_{ii}} \right|,$$

donde $n(g)$ es la barra de conexión del generador g, $Z_{i\,n(g)}$ corresponde al elemento fuera de la diagonal de la matriz de impedancia de barra que relaciona la barra evaluada i con la barra del generador, y Z_{ii} es el elemento diagonal asociado a la barra i. De esta forma, el peso $w_{g,i}$ representa la participación relativa de la máquina g en la respuesta de cortocircuito observada desde la barra evaluada.

3.3.1. Estrategia de reformulación del IDD para su incorporación al predespacho

La expresión del IDD obtenida en la Ecuación (3.7) contiene los principales elementos físicos que determinan la respuesta dinámica de tensión ante una perturbación: niveles de cortocircuito, contribución de recursos basados en inversores, constantes de tiempo asociadas a la respuesta de generadores sincrónicos y convertidores, y funciones exponenciales que describen la evolución temporal del fenómeno. Sin embargo, estos términos dependen del estado operativo del sistema y, en particular, de las variables binarias de compromiso de unidades. Por esta razón, su incorporación directa en un problema de predespacho entero-mixto resulta impracticable.

La estrategia adoptada en esta tesis consiste en transformar la formulación física original en una restricción lineal equivalente desde el punto de vista operativo. Para ello, la carga computacional asociada al cálculo no lineal se desplaza hacia una etapa *offline*, donde se evalúan múltiples escenarios de operación y se calibran modelos *surrogate*. Posteriormente, dichos modelos se incorporan al problema de optimización mediante expresiones lineales en las variables de compromiso y, cuando corresponde, mediante variables auxiliares para representar interacciones binarias.

3.3.1.1. Representación de la respuesta dinámica de tensión

En la formulación física original, la respuesta de tensión posterior a una perturbación depende de funciones temporales que describen la desmagnetización de generadores sincrónicos y la respuesta de los convertidores. Esta representación permite capturar el comportamiento dinámico del sistema, pero introduce términos exponenciales y dependencias no lineales que no son compatibles directamente con una formulación MILP. En la formulación propuesta, la trayectoria temporal completa no se resuelve dentro del predespacho. En su lugar, su efecto se resume mediante el indicador escalar IDD, el cual representa el área asociada a la desviación

de tensión durante una ventana temporal definida.

3.3.1.2. Aproximación de parámetros eléctricos dependientes de la red

El cálculo exacto de magnitudes como SCL_i, SCL_i^{GFL} y el término asociado a la desmagnetización sincrónica depende de la matriz de impedancia. Esta matriz, a su vez, cambia con el estado operativo del sistema, ya que el encendido o apagado de unidades modifica la contribución eléctrica disponible en cada barra. Incluir este cálculo dentro del predespacho requeriría construir e invertir matrices dependientes de variables binarias, dando lugar a una formulación altamente no lineal y no convexa. Para evitar lo anterior, estas magnitudes se aproximan mediante modelos *surrogate* calibrados por barra. En particular, se estiman relaciones lineales, eventualmente con términos de interacción entre unidades relevantes, para representar el nivel de cortocircuito base, el aporte incremental de recursos GFL y el término efectivo de desmagnetización. Así, la dependencia de la red no se elimina, sino que se incorpora mediante relaciones estadísticas locales entrenadas a partir de escenarios generados *offline*.

3.3.1.3. Tratamiento de las interacciones entre unidades

La contribución de ciertos generadores al nivel de fortaleza de red no es estrictamente aditiva, debido a que existen interacciones eléctricas entre unidades conectadas en distintas zonas del sistema. En la formulación *surrogate*, estas interacciones se representan mediante productos entre variables binarias de compromiso. Estos productos no pueden incorporarse directamente en una formulación lineal. Por ello, se introducen variables auxiliares y restricciones tipo RLT, que permiten representar de forma exacta el producto entre dos variables binarias. Esta reformulación aumenta el número de variables y restricciones, pero mantiene la estructura lineal del problema y evita aproximaciones adicionales sobre dichos productos.

3.3.1.4. Representación del modo de operación de los inversores

Una diferencia central de la formulación propuesta respecto de las existentes es que distingue el aporte de recursos *grid-forming* y *grid-following*. En la representación física original, esta diferencia se manifiesta a través de sus respectivas respuestas dinámicas frente a perturbaciones de tensión. No obstante, representar explícitamente dichas dinámicas dentro del predespacho aumentaría significativamente la complejidad del problema. Por esta razón, el modo de operación de los inversores se incorpora mediante una representación estructural del aporte al indicador de fortaleza. En particular, el nivel de cortocircuito asociado a recursos GFL se modela como una contribución incremental sobre el nivel base, de modo que

$$\widehat{SCL}_{i,t}^{GFL} = \widehat{SCL}_{i,t} + \hat{\Delta}_{i,t}^{GFL}.$$

Esta estructura impone consistencia física entre ambas magnitudes y evita estimar de forma independiente dos niveles de cortocircuito que podrían resultar contradictorios. En consecuencia, el aporte de los inversores se incorpora como una contribución equivalente al parámetro de fortaleza utilizado por el IDD, preservando la distinción entre modos de operación.

3.3.1.5. Síntesis de la reformulación

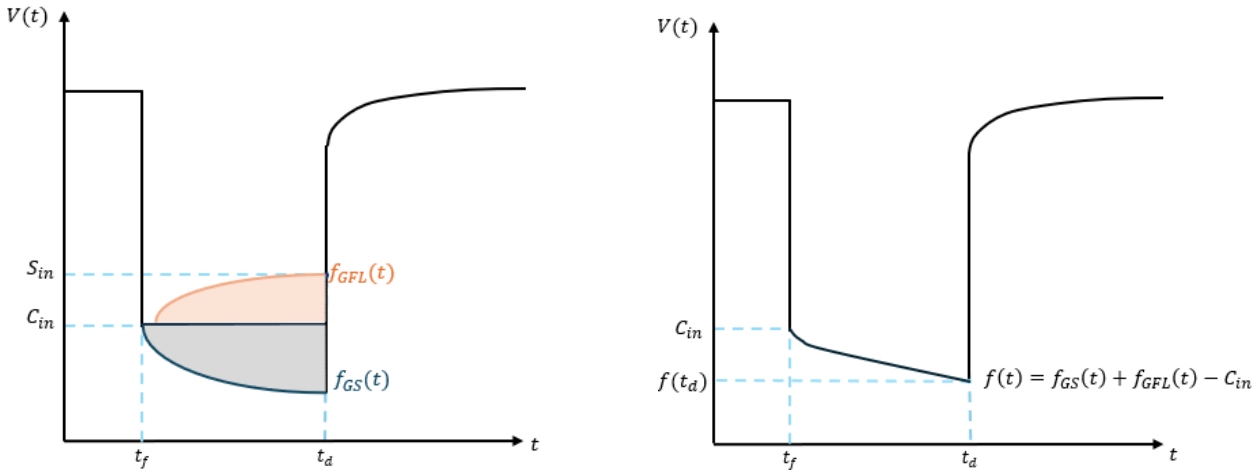
En síntesis, la reformulación propuesta no busca reemplazar el análisis dinámico detallado, sino hacerlo operable dentro de un problema de predespacho de gran escala. La dinámica de tensión se evalúa y valida fuera de línea, los parámetros eléctricos dependientes de la red se

aproximan mediante modelos *surrogate*, y las interacciones binarias seleccionadas se incorporan mediante reformulaciones lineales exactas.

Con estos elementos, la expresión original del IDD se transforma en una restricción lineal en las variables del predespacho. Esta aproximación introduce un compromiso entre precisión y escalabilidad: se acepta un error acotado en la estimación del indicador a cambio de obtener una formulación compatible con programación entero-mixta y aplicable a sistemas eléctricos de gran tamaño.

3.3.2. Estimación del IDD

Para aproximar el IDD se consideran las funciones dependientes del tiempo $f^{GS}(t)$, que modela la desmagnetización de las unidades sincrónicas durante cortocircuitos, y $f^{GFL}(t)$, que representa el aporte de corriente de cortocircuito de los convertidores GFL con FRT durante la falla. Ambas se muestran gráficamente en la Figura 3.2.a.



(a) Funciones independientes (b) Funciones acopladas

Figura 3.2: Estimación del IDD.

Las funciones $f^{GS}(t)$ y $f^{GFL}(t)$ se modelan analíticamente como

$$f^{GS}(t) = C_{in}\, e^{-\frac{t-t_f}{T'}},$$
$$f^{GFL}(t) = S_{in} - (S_{in} - C_{in})\, e^{-\frac{t-t_f-T^R}{T^c}}$$

donde T^R es el retardo del convertidor GFL. A partir de lo anterior, la evolución temporal de la tensión centrada en C_{in}, esto es, la contribución conjunta de ambas funciones, $f(t)$, corresponde a lo mostrado en la Figura 3.2.b:

$$f(t) = f^{GS}(t) + f^{GFL}(t) - C_{in}$$

Evaluando dicha función en $t = t_d$, esto es, en el instante de despeje, se obtiene

$$f(t_d) = C_{in}\, e^{-\frac{t_d-t_f}{T'}} + (S_{in} - (S_{in} - C_{in})\, e^{-\frac{t_d-t_f-T^R}{T^c}}) - C_{in}$$

Con lo anterior, se puede aproximar la contribución de $f(t)$ al IDD visualmente como se muestra en la Figura 3.3.

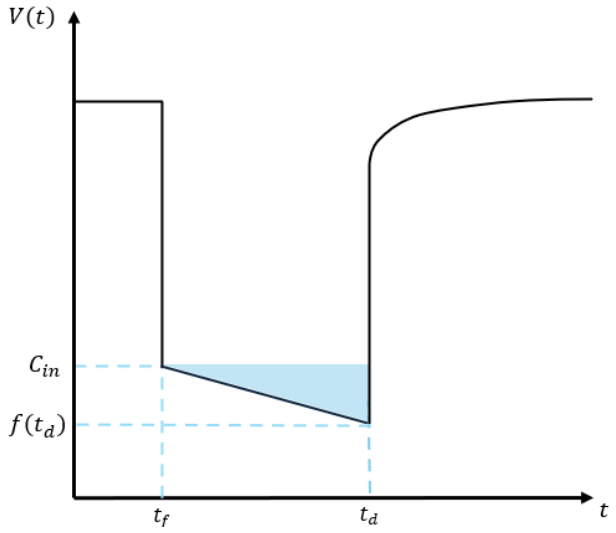


Figura 3.3: Aproximación del índice de desempeño dinámico descrita de forma visual.

Así, el IDD durante la falla queda

$$IDD = u(1 - C_{in}) + \frac{1}{2}u(C_{in} - f(t_d)) \tag{3.8}$$

donde el primer término representa el área asociada a la caída inicial de tensión sostenida durante la ventana de falla, y el segundo término corresponde al área de la desviación remanente determinada por la contribución conjunta de los recursos sincrónicos y *grid-following*.

3.3.3. Mapeo de funciones dependientes de la matriz de impedancia

El cálculo de SCL_i, SCL_i^{GFL} y de la contribución temporal asociada a la desmagnetización de los generadores sincrónicos depende de la matriz de impedancia. Para solucionar lo anterior, se observa que estas funciones, llamadas f por simplicidad, son de la forma

$$f_{i,t} = f(U_{1,t}, U_{2,t}, \ldots, U_{N_g,t}) \tag{3.9}$$

esto es, dependen del estado de compromiso del sistema. Para que sean aplicables a un predespacho con un gran número de barras, se propone aproximarlas mediante regresiones lineales con interacciones entre generadores. En particular, se construyen tres estimadores: el nivel de cortocircuito base SCL_i, la contribución incremental de los convertidores *grid-following* Δ_i^{GFL} y el término efectivo de desmagnetización sincrónica H_i. El término H_i se define como

$$H_i(U) = SCL_i(U)e^{-\frac{u}{T_i'(U)}} \tag{3.10}$$

donde T_i' no se incorpora como variable dentro del problema de optimización, sino que se utiliza únicamente en la etapa *offline* de construcción del conjunto de entrenamiento. La

estructura propuesta para los estimadores es la siguiente:

$$\widehat{SCL}_i = \theta_i + \sum_{k=1}^{N_{gs}} \alpha_{k,i} U_k^{GS} + \sum_{1\le p<q\le N_{gs}} \delta_{pq,i} U_p^{GS} U_q^{GS} + \sum_{m=1}^{N_{gfm}} \varepsilon_{m,i} U_m^{GFM} + \sum_{1\le m<n\le N_{gfm}} \eta_{mn,i} U_m^{GFM} U_n^{GFM},$$

$$\widehat{\Delta}_i^{GFL} = \sum_{l=1}^{N_{gfl}} \sigma_{l,i} U_l^{GFL}, \qquad \sigma_{l,i} \ge 0, \tag{3.11}$$

$$\widehat{H}_i = \chi_i + \sum_{k=1}^{N_{gs}} h_{k,i} U_k^{GS} + \sum_{1\le p<q\le N_{gs}} \phi_{pq,i} U_p^{GS} U_q^{GS} + \sum_{m=1}^{N_{gfm}} \psi_{m,i} U_m^{GFM} + \sum_{1\le m<n\le N_{gfm}} \omega_{mn,i} U_m^{GFM} U_n^{GFM}.$$

La formulación anterior impone de forma estructural que

$$\widehat{SCL}_i^{GFL} \ge \widehat{SCL}_i \tag{3.12}$$

lo cual es consistente con la interpretación física de SCL_i^{GFL} como el nivel de cortocircuito base más una contribución incremental asociada a los convertidores *grid-following*. De esta forma, no se recalibran las contribuciones de generadores sincrónicos ni de recursos *grid-forming* al estimar SCL_i^{GFL}. A su vez, la introducción del término $\widehat{H}_i$ evita representar explícitamente en el predespacho la constante de tiempo transitoria T_i', la exponencial $v_i = e^{-u/T_i'}$ y los productos entre dicha exponencial y las variables binarias de compromiso. Por lo tanto, la desmagnetización de los generadores sincrónicos sigue siendo dependiente del estado operativo, pero se incorpora directamente mediante un *surrogate* entrenado *offline*.

Así, cada estimador depende de las variables de compromiso U_k y del producto $U_p U_q$, que representa interacciones entre pares de generadores sincrónicos. A su vez, U_m y U_l representan el estado de encendido de los generadores *grid-forming* y *grid-following*, respectivamente. El resto de los términos son parámetros a determinar mediante simulaciones de Monte Carlo. Los términos de interacción son linealizables de forma exacta. Sin embargo, considerar todas las interacciones posibles requeriría agregar $\binom{N_g}{2}$ variables auxiliares, número que crece cuadráticamente con la cantidad de generadores del sistema.

3.3.4. Generación de escenarios

Por lo anterior, se selecciona un subconjunto reducido de generadores e interacciones relevantes para cada barra y para cada función estimada. Para ello, se requiere construir previamente una base de escenarios de compromiso sobre la cual se evalúan las funciones físicas dependientes de la matriz de impedancia y se entrenan los modelos *surrogate*. La generación de escenarios Monte Carlo se realiza a partir de un modelo frecuentista de probabilidades de encendido. En lugar de asumir que todos los generadores tienen la misma probabilidad de estar en servicio, es decir, $U_g \sim \mathcal{B}(0.5)$, se utilizan vectores de compromiso obtenidos desde corridas operacionales representativas. En este trabajo, dichos vectores provienen del

predespacho con restricción de inercia, considerando un día aleatorio por mes y 24 horas por día, lo que da un total de

$$N_{\text{op}} = 12 \cdot 24$$

vectores operacionales de compromiso. A partir de estos vectores, se estima la probabilidad empírica de encendido de cada generador g como

$$\widehat{p}_g = \frac{1}{N_{\text{op}}} \sum_{s=1}^{N_{\text{op}}} U_g^{\text{op},(s)}, \tag{3.13}$$

donde $U_g^{\text{op},(s)}$ toma valor 1 si el generador g se encuentra encendido en el escenario operacional s, y 0 en caso contrario. De esta forma, $\widehat{p}_g$ representa la frecuencia observada con que cada unidad participa en la operación del sistema. Luego, los escenarios Monte Carlo utilizados para entrenar los modelos *surrogate* se generan como

$$U_g^{(s)} \sim \mathcal{B}(\widehat{p}_g), \qquad \forall g \in \mathcal{G}_{\text{tot}}. \tag{3.14}$$

Con ello, el conjunto de entrenamiento queda concentrado en regiones del espacio de compromiso más representativas de la operación real del sistema, evitando que la regresión sea calibrada principalmente sobre combinaciones artificiales de unidades que tienen baja probabilidad de ocurrir en el predespacho. Para evitar probabilidades degeneradas iguales a 0 o 1, se utiliza un suavizado de la forma

$$\widetilde{p}_g = (1 - \lambda)\widehat{p}_g + \lambda p_0, \tag{3.15}$$

donde p_0 es una probabilidad de referencia y λ controla el nivel exploratorio. En este caso, la generación Monte Carlo queda dada por

$$U_g^{(s)} \sim \mathcal{B}(\widetilde{p}_g), \qquad \forall g \in \mathcal{G}_{\text{tot}}. \tag{3.16}$$

Este procedimiento mantiene la interpretación frecuentista de las probabilidades de encendido, pero evita que generadores que no aparecen encendidos en los escenarios operacionales queden excluidos completamente del muestreo. Así, se preserva una componente exploratoria mínima y se mejora la robustez estadística del entrenamiento.

Antes de calibrar los modelos *surrogate* es necesario precisar cómo se particionan los escenarios generados, ya que de dicha separación depende la validez de las métricas de error reportadas. A partir del modelo de probabilidades suavizadas $\tilde{p}_g$ se genera un total de N_{tot} escenarios de compromiso mediante $U_g^{(s)} \sim \mathcal{B}(\tilde{p}_g)$, y sobre cada uno se evalúan las funciones físicas dependientes de la matriz de impedancia. El conjunto generado se divide en tres subconjuntos disjuntos, sin escenarios compartidos entre ellos, cada uno con un rol diferenciado dentro del procedimiento de calibración.

El conjunto de entrenamiento $\mathcal{D}_{\text{train}}$ se utiliza para ajustar los coeficientes de las regresiones *surrogate* mediante mínimos cuadrados, dado un soporte de generadores fijo. El conjunto de validación $\mathcal{D}_{\text{val}}$ se emplea dentro del Algoritmo 1 para evaluar el criterio de error μ y $P95$ que gobierna la selección del soporte, es decir, decide cuántos y cuáles generadores se incorporan a cada *surrogate*. Dado que $\mathcal{D}_{\text{val}}$ participa en el diseño del modelo, sus métricas

no constituyen una medida imparcial de la capacidad de generalización. Por esta razón se reserva un tercer conjunto de prueba $\mathcal{D}_{\text{test}}$, que no interviene en el ajuste de coeficientes ni en la selección del soporte, y que se evalúa una única vez al finalizar la calibración. Las métricas de error se calculan exclusivamente sobre $\mathcal{D}_{\text{test}}$, de modo que reflejan la capacidad del *surrogate* para reproducir el indicador sobre escenarios no observados durante ninguna etapa de su construcción.

La partición adopta una proporción de 60 %, 20 % y 20 % para entrenamiento, validación y prueba, respectivamente, generada con semilla aleatoria fija para asegurar reproducibilidad. La Tabla 3.4 resume los tamaños empleados.

Tabla 3.4: Partición de escenarios Monte Carlo utilizada en la calibración de los modelos *surrogate* (por barra).

Conjunto	Símbolo	Fracción	Uso en la metodología
Entrenamiento	$\mathcal{D}_{\text{train}}$	60 %	Ajuste de los coeficientes de las regresiones.
Validación	$\mathcal{D}_{\text{val}}$	20 %	Criterio μ, $P95$ del Algoritmo 1 para la selección del soporte de generadores.
Prueba	$\mathcal{D}_{\text{test}}$	20 %	Evaluación final e independiente de las métricas de error.

Los tres conjuntos se generan a partir de la misma distribución $\mathcal{B}(\tilde{p}_g)$, de modo que evalúan la capacidad del *surrogate* de interpolar dentro de la envolvente operacional representativa del sistema, que corresponde precisamente al régimen en que la restricción será utilizada dentro del predespacho.

Con el conjunto de escenarios así construido, resta seleccionar, para cada barra y cada función, el subconjunto reducido de generadores e interacciones que permite estimar el modelo *surrogate* sin incurrir en el crecimiento combinatorio de variables auxiliares. Este procedimiento de selección se resume en la Figura 3.4.

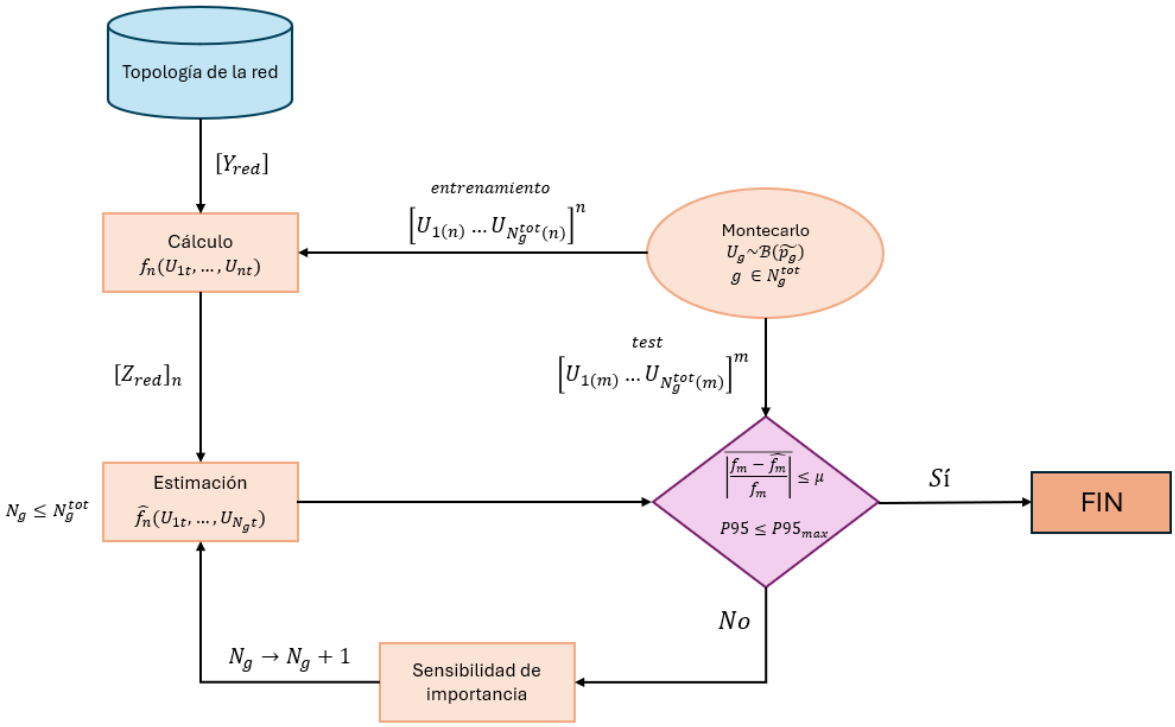


Figura 3.4: Proceso para el cálculo de regresiones.

Lo anterior se explica también a través del siguiente pseudocódigo.

Algoritmo 1: Calibración del soporte del *surrogate* por barra (criterio P95)

Entrada: $\mathcal{Y}_{\text{red}}$; $\mathcal{G}_{\text{tot}}$; función $f \in \{SCL_i, \Delta_i^{GFL}, H_i\}$; umbrales $\mu^\star, P95^\star$; tamaños $N_g^{(0)}, N_g^{\max}$; vectores operacionales $\{U^{\text{op},(s)}\}$.

Salida: Generadores relevantes $\mathcal{G}$, *surrogate* calibrado $\hat{f}$ y métricas sobre $\mathcal{D}_{\text{test}}$.

Estimar probabilidades suavizadas $\widetilde{p}_g$ y generar escenarios $U^{(s)} \sim \mathcal{B}(\widetilde{p}_g)$;

Evaluar f en los escenarios y particionar en $\mathcal{D}_{\text{train}}$, $\mathcal{D}_{\text{val}}$ y $\mathcal{D}_{\text{test}}$ (disjuntos);

Inicializar $\mathcal{G}$ con $N_g^{(0)}$ generadores;

mientras $|\mathcal{G}| \leq N_g^{\max}$ **hacer**

  Ajustar $\hat{f}$ sobre $\mathcal{D}_{\text{train}}$ usando $\mathcal{G}$;

  Calcular el error relativo en $\mathcal{D}_{\text{val}}$: $\mu(e)$ y $P95(e)$;

  si $\mu(e) \leq \mu^\star$ ***y*** $P95(e) \leq P95^\star$ **entonces**

    terminar

  Agregar a $\mathcal{G}$ el generador más relevante (Random Forest) de $\mathcal{G}_{\text{tot}} \setminus \mathcal{G}$;

Retener el mejor $\mathcal{G}$ según mínimo $P95(e)$ sobre $\mathcal{D}_{\text{val}}$ (desempate por $\mu(e)$);

Reajustar $\hat{f}$ sobre $\mathcal{D}_{\text{train}}$ y evaluar μ, $P95$ y error máximo sobre $\mathcal{D}_{\text{test}}$;

devolver $\mathcal{G}$, $\hat{f}$ y métricas sobre $\mathcal{D}_{test}$

Para cada barra donde se quiera implementar la restricción, se realiza una simulación de Monte Carlo de N_{tot} vectores de compromiso. Estos vectores no se generan mediante una distribución uniforme, sino a partir de las probabilidades empíricas suavizadas $\widetilde{p}_g$ obtenidas

desde escenarios operacionales representativos. Dados estos vectores y la topología de la red, es posible calcular los valores empíricos de SCL_i, Δ_i^{GFL} y H_i. El conjunto de escenarios se particiona en entrenamiento, validación y prueba, según lo descrito anteriormente. Luego, vía Random Forest se identifican los generadores más relevantes para cada función, tal que $N_g \leq N_g^{tot}$. Con estos generadores como variables explicativas, se estiman sobre $\mathcal{D}_{\text{train}}$ los parámetros que minimizan el error cuadrático medio entre los valores reales f y los valores estimados $\hat{f}$. La calidad del ajuste se evalúa sobre el conjunto de validación $\mathcal{D}_{\text{val}}$: si el error promedio entre la función empírica f y la estimada $\hat{f}$ es menor a $\mu^\star$ y el percentil 95 del error es menor a $P95^\star$, se fija el conjunto de N_g generadores. Si no se cumple la condición, se agrega el siguiente generador más relevante al conjunto de variables explicativas. Este procedimiento se repite hasta cumplir el criterio de error o hasta alcanzar el número máximo permitido de generadores. Finalmente, una vez seleccionado el soporte, las métricas de error reportadas se calculan sobre el conjunto de prueba $\mathcal{D}_{\text{test}}$, no utilizado durante el ajuste ni la selección.

3.3.5. Linealización de interacciones binarias

Con la reformulación anterior, ya no es necesario aproximar explícitamente las funciones exponenciales dentro del problema de optimización. En particular, no se incorpora la variable

$$v_i = e^{-\frac{u}{T_i'}} \tag{3.17}$$

ni se requiere una formulación SOS2 para aproximarla. La contribución de la desmagnetización sincrónica se incorpora directamente mediante el *surrogate* $\widehat{H_i}$. Por lo tanto, la única linealización adicional requerida corresponde a los productos binarios asociados a las interacciones entre generadores sincrónicos. Sea

$$Z_{pq} = U_p U_q, \tag{3.18}$$

con $U_p, U_q \in \{0, 1\}$. Entonces, el producto binario se puede representar exactamente mediante

$$\mathcal{RLT}(U_p, U_q) = \begin{cases} Z_{pq} \leq U_p, \\ Z_{pq} \leq U_q, \\ Z_{pq} \geq U_p + U_q - 1, \\ Z_{pq} \in [0, 1]. \end{cases} \tag{3.19}$$

Estas restricciones se agregan únicamente para las interacciones seleccionadas en los modelos *surrogate* de SCL_i y H_i. En consecuencia, se evita introducir variables auxiliares del tipo $Z_{kv} = U_k v_i$ y $Z_{pqv} = U_p U_q v_i$, las cuales aumentan significativamente el tamaño del problema y debilitan la relajación lineal del MILP.

3.3.6. Desarrollo final de la restricción

La estimación reducida del IDD_i se puede escribir como

$$IDD_i = u(1 - C_i^{in}) + \frac{1}{2} u \left(C_i^{in} - C_i^{in} v_i - S_i^{in} + (S_i^{in} - C_i^{in}) \eta_i + C_i^{in} \right). \tag{3.20}$$

Sin embargo, dado que $u - T^R = 0.11$ s, donde $u = 0.12$ s es la duración de la falla y $T^R = 0.01$ s el retardo del convertidor, y que la constante de tiempo del GFL cumple

$T_i^c \ll 0.11$ s, se tiene

$$\eta_i = e^{-\frac{u-T^R}{T_i^c}} \approx 0.$$

Por lo tanto,

$$IDD_i = u(1 - C_i^{in}) + \frac{1}{2}u\left(2C_i^{in} - C_i^{in}v_i - S_i^{in}\right). \tag{3.21}$$

Definiendo $\kappa_i = \frac{X_f}{V_{B_i}^2}$, se obtiene

$$IDD_i = u - u\kappa_i SCL_i + \frac{u}{2}\kappa_i\left(2SCL_i - SCL_i v_i - SCL_i^{GFL}\right). \tag{3.22}$$

El término no lineal $SCL_i v_i$ se reemplaza por el *surrogate* directo

$$H_i = SCL_i e^{-\frac{u}{T_i'}}.$$

Desarrollando y considerando que $\widehat{SCL}_i^{GFL} = \widehat{SCL}_i + \hat{\Delta}_i^{GFL}$, se obtiene

$$\widehat{\mathrm{IDD}}_{i,t} = u - \frac{u}{2}\kappa_i\left(\widehat{\mathrm{SCL}}_{i,t} + \widehat{H}_{i,t} + \hat{\Delta}_{i,t}^{\mathrm{GFL}}\right). \tag{3.23}$$

La restricción operacional se impone como

$$\widehat{IDD}_{i,t} \leq IDD_{i,t}^{\max}, \qquad \forall i \in N^{IDD},\ \forall t \in T.$$

La cota $IDD_{i,t}^{\max}$ se define a partir del despacho obtenido bajo un criterio de referencia (en el Capítulo 4, la restricción de inercia mínima vigente): se resuelve primero el predespacho sujeto a dicho criterio y se evalúa el índice alcanzado en cada nodo y período, de modo que $IDD_{i,t}^{\max} = IDD_{i,t}^{\mathrm{REF}}$. Dado que valores menores del índice corresponden a un mejor desempeño, la restricción asegura, en términos del índice estimado, que la formulación propuesta no admite un desempeño dinámico de tensión inferior al del criterio de referencia en ningún nodo ni período.

Reemplazando explícitamente los estimadores, se tiene

$$\begin{aligned}\widehat{IDD}_{i,t} = u - \frac{u}{2}\kappa_i\Bigg\{&\Bigg[\theta_i + \sum_{k=1}^{N_{gs}}\alpha_{k,i}U_{k,t}^{GS} + \sum_{1\leq p<q\leq N_{gs}}\delta_{pq,i}Z_{pq,t}^{GS} \\ &\quad + \sum_{m=1}^{N_{gfm}}\varepsilon_{m,i}U_{m,t}^{GFM} + \sum_{1\leq m<n\leq N_{gfm}}\eta_{mn,i}Z_{mn,t}^{GFM}\Bigg] \\ &+ \Bigg[\chi_i + \sum_{k=1}^{N_{gs}}h_{k,i}U_{k,t}^{GS} + \sum_{1\leq p<q\leq N_{gs}}\phi_{pq,i}Z_{pq,t}^{GS} \\ &\quad + \sum_{m=1}^{N_{gfm}}\psi_{m,i}U_{m,t}^{GFM} + \sum_{1\leq m<n\leq N_{gfm}}\omega_{mn,i}Z_{mn,t}^{GFM}\Bigg] \\ &+ \sum_{l=1}^{N_{gfl}}\sigma_{l,i}U_{l,t}^{GFL}\Bigg\}.\end{aligned} \tag{3.24}$$

Nótese que la expresión anterior es lineal en las variables del problema, una vez definidos

los productos binarios $Z_{pq,t} = U_{p,t}U_{q,t}$ mediante (3.19). A diferencia de la formulación con exponencial endógena, ya no se requiere introducir T'_i, v_i, variables SOS2 ni productos del tipo $U_k v_i$ o $U_p U_q v_i$.

Finalmente, el problema de optimización queda dado por

$$\begin{aligned} \min \quad & \mathcal{F}_o(U_{g,t}, P_{g,t}) \\ \text{s.a.} \quad & \mathcal{O}(U_{g,t}, P_{g,t}) \\ & \mathcal{E}(V_{g,t}, Q^{tur}_{g,t}, Q^{spi}_{g,t}) \\ & \mathcal{B}(E_{g,t}, P^{\text{ch}}_{g,t}, P^{\text{dis}}_{g,t}) \\ & \mathcal{RLT}(U_{p,t}, U_{q,t}) \\ & \widehat{IDD}_{i,t} \leq IDD^{\max}_{i,t}, \qquad \forall i \in \mathcal{N}_{IDD},\ \forall t \in \mathcal{T}. \end{aligned} \tag{3.25}$$

El indicador derivado permite imponer una cota máxima al IDD, es decir, un desempeño dinámico mínimo de tensión que depende del estado operativo del sistema. Para incorporarlo en la programación de la operación, este requisito se formula como una restricción adicional del predespacho. La reformulación propuesta preserva la estructura lineal del predespacho DC, mantiene la dependencia del IDD respecto del estado de compromiso y evita introducir explícitamente funciones exponenciales y productos binario-continuos dentro del MILP. Con ello, se reduce significativamente el número de variables auxiliares y restricciones adicionales, manteniendo una representación operativamente significativa del comportamiento dinámico de la tensión bajo alta penetración de IBR.

Capítulo 4

Resultados y análisis

4.1. Supuestos

Los principales supuestos utilizados se describen a continuación.

- Las constantes de inercia e impedancias transitorias de los generadores sincrónicos se obtuvieron a partir de información técnica y bases de datos de DIgSILENT utilizadas por el operador del sistema eléctrico chileno.
- Para el cálculo del nivel de cortocircuito, se considera la impedancia transitoria de los generadores sincrónicos.
- Las baterías se modelan como convertidores GFM e inyectan 1.2 p.u. de corriente de cortocircuito durante la falla.
- Se considera que las centrales eólicas y solares PMGD no tienen capacidad de FRT, por lo que no aportan niveles de cortocircuito durante falla.
- Las centrales eólicas y solares que no son PMGD tienen capacidad de FRT e inyectan hasta 1 p.u. durante la falla.
- Las centrales con convertidores GFL aportan corrientes de cortocircuito dependientes de su perfil y no de su despacho.
- Se adopta una impedancia de falla constante de $5\,\Omega$ y un tiempo de despeje de 120 ms.
- No se consideran maniobras de conmutación de líneas de transmisión.
- No se consideran cambios en el modo de operación de los recursos basados en inversores.

4.2. Descripción de los datos de entrada y casos de estudio

Se considera un modelo detallado de operación del Sistema Eléctrico Nacional chileno, compuesto por 227 barras, 313 líneas y 129 cargas. Sobre esta topología común se definen los escenarios de operación descritos a continuación, que difieren en la composición y modelación de los recursos de generación y demanda. La configuración computacional empleada se

detalla en el Anexo G.

En lo que sigue, se consideran dos familias de casos de estudio. La primera familia corresponde a una comparación operativa mensual para el año 2025. En este caso, se modela un día aleatorio de cada mes, con el objetivo de evaluar la restricción propuesta frente a criterios actualmente utilizados en la operación del sistema, en particular restricciones de inercia mínima y niveles de cortocircuito. Esta familia permite analizar el impacto de la formulación basada en IDD sobre los costos de operación, el vertimiento renovable, el compromiso de unidades y los pagos laterales.

La segunda familia corresponde a un caso prospectivo del SEN proyectado al año 2030. En este caso, se simula un día de enero y se evalúa el impacto de los BESS operando en modo GFM. Para aislar el aporte de estos recursos, se mantiene fija una misma cota operacional de IDD y se realiza un barrido de capacidad BESS GFM. De esta forma, las diferencias observadas entre escenarios se explican por el mayor soporte dinámico disponible en el sistema y no por cambios en el criterio de seguridad impuesto.

La organización de los resultados sigue una secuencia progresiva. Primero, se valida la calidad de la aproximación del IDD y de las magnitudes eléctricas utilizadas en la restricción. Luego, se compara la formulación propuesta con criterios operativos tradicionales sobre el sistema 2025, incluyendo una validación dinámica en el dominio del tiempo. Finalmente, se analiza el caso prospectivo 2030, donde se estudia el valor operativo de los BESS GFM, se contrasta la señal entregada por el ESCR y se valida dinámicamente el efecto de estos recursos.

4.2.1. Perfil de demanda y potencial renovable

A continuación, se presentan los perfiles horarios de demanda eléctrica, así como los perfiles de potencial eólico y solar considerados en los casos de estudio. Cada perfil corresponde al día seleccionado para cada mes del año, lo que permite capturar de forma sintética la variabilidad estacional de la demanda y de los recursos renovables.

La Figura 4.1 muestra los perfiles horarios de demanda para los doce meses. Se observa un patrón diario consistente, caracterizado por una disminución de la demanda durante la madrugada, seguida de un incremento progresivo en horas de la mañana y un máximo en el bloque vespertino-nocturno. No obstante, existen diferencias relevantes entre meses, tanto en el nivel medio de demanda como en la amplitud diaria, lo que refleja la influencia de factores estacionales tales como temperatura, actividad económica y hábitos de consumo.

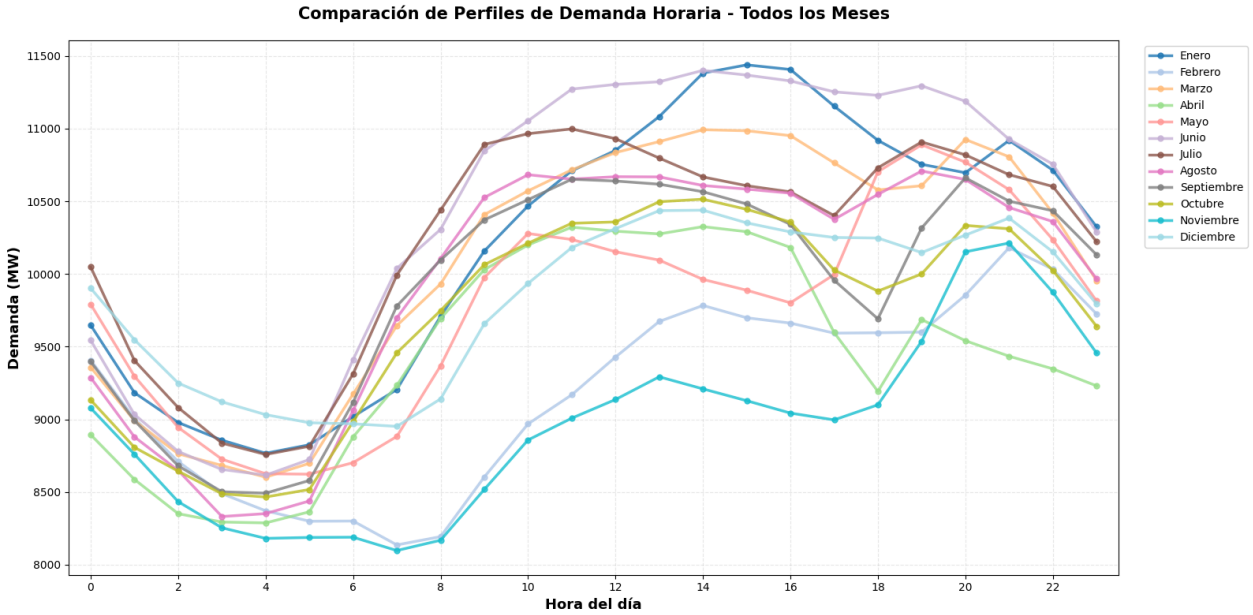


Figura 4.1: Perfiles horarios de demanda para cada mes del año.

En particular, los meses de invierno presentan niveles de demanda más elevados y una mayor persistencia del consumo durante las horas nocturnas, mientras que los meses de verano exhiben perfiles más pronunciados, con mayores diferencias entre horas valle y punta. Esta variabilidad temporal resulta relevante para el análisis operacional del sistema y para la evaluación de las restricciones de fortaleza de red que se implementan.

De manera complementaria, la Figura 4.2 presenta los perfiles horarios de potencial solar y eólico considerados en los casos de estudio. El recurso solar muestra el comportamiento esperado, con generación nula durante la noche y un máximo concentrado en las horas centrales del día, cuya magnitud varía significativamente entre meses. En los meses de verano, el potencial solar alcanza valores elevados y presenta una ventana de generación más extensa, mientras que en invierno se observa una reducción tanto en el nivel máximo como en la duración efectiva de la generación.

Por su parte, el recurso eólico exhibe una mayor dispersión horaria y estacional, sin un patrón diario tan marcado como el solar. En varios meses se observa una mayor disponibilidad del recurso durante horas nocturnas, lo que introduce un efecto parcialmente complementario respecto de la demanda y de la generación solar. Esta característica resulta particularmente relevante desde el punto de vista de la operación del sistema, ya que contribuye a diversificar las fuentes de inyección y a mitigar periodos de baja generación renovable.

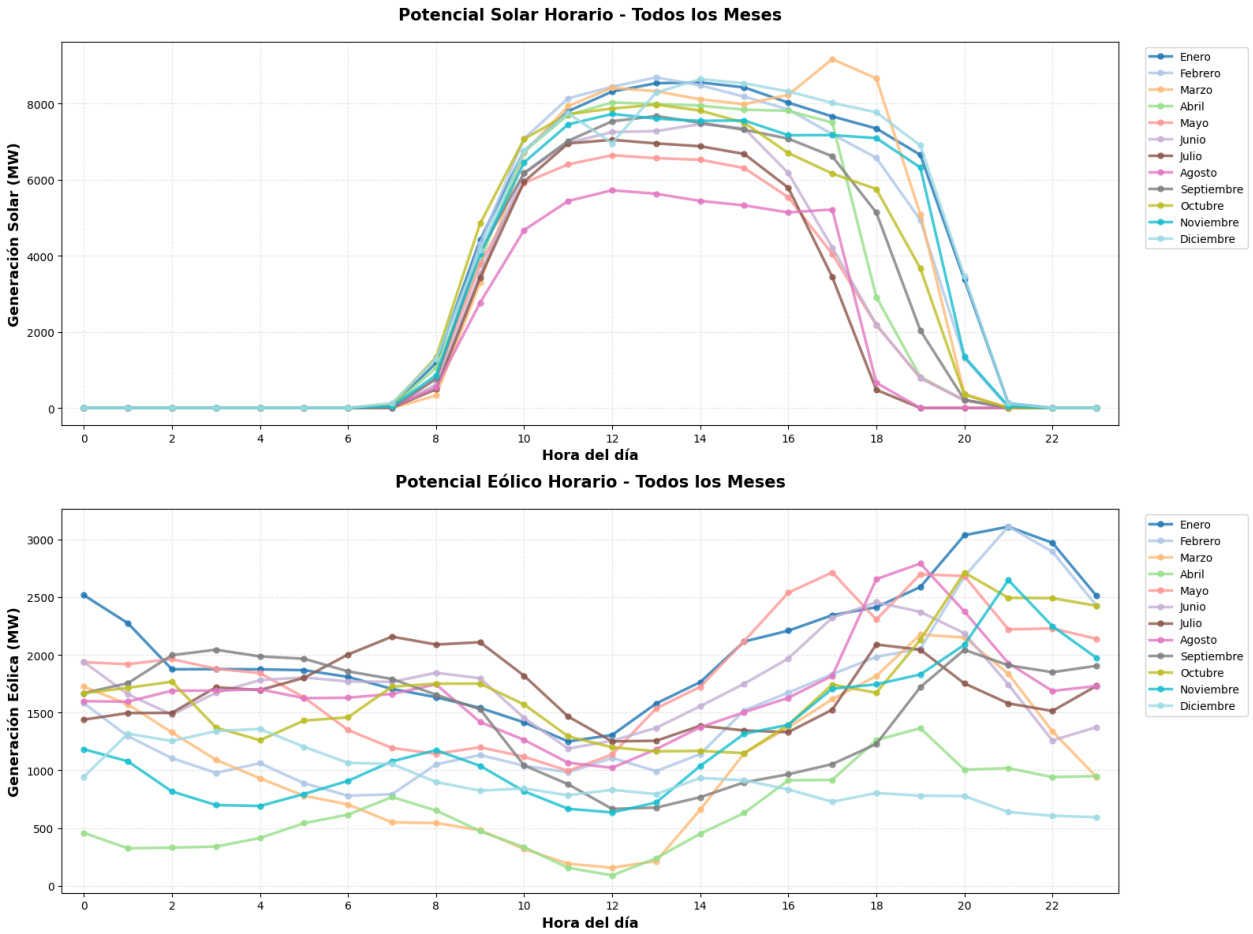


Figura 4.2: Potencial horario eólico y solar para cada mes del año.

En conjunto, los perfiles de demanda y de potencial renovable considerados permiten representar de forma realista la interacción entre consumo y disponibilidad de recursos, proporcionando un marco adecuado para el análisis de la operación, la evaluación de restricciones y el impacto de criterios adicionales como la fortaleza de red.

4.2.2. Penetración por tecnología

El sistema eléctrico considerado en este estudio presenta una matriz de generación diversificada, compuesto por generación solar, eólica, hidráulica y térmica, además de generación distribuida bajo el esquema PMGD. La capacidad instalada total del sistema asciende a 34 282.51 MW, cuya desagregación por tecnología se presenta en la Tabla 4.1.

Como se observa en dicha tabla, la generación térmica constituye la principal fuente de capacidad instalada del sistema, representando un 34.31 % del total, seguida por la generación solar sin PMGD (23.22 %) y la generación hidráulica (20.08 %). La generación eólica aporta un 14.89 % de la capacidad instalada, mientras que la generación PMGD representa un 7.49 %, concentrada mayoritariamente en tecnología solar. Esta composición refleja un sistema en transición, donde coexisten tecnologías convencionales con una penetración creciente de fuentes renovables variables. Adicionalmente, el sistema considera 16 unidades BESS, con una potencia máxima total de 905.57 MW y una capacidad de almacenamiento

Tabla 4.1: Capacidad instalada por tecnología.

Tecnología	**Capacidad [MW]**	**Participación [%]**
Solar (sin PMGD)	7 961.93	23.22
Eólica (sin PMGD)	5 106.30	14.89
Hidro	6 883.94	20.08
Térmica	11 762.91	34.31
PMGD	2 567.42	7.49
Capacidad total	34 282.51	100.00

Nota: no incluye sistemas de almacenamiento (BESS).

de 3 622.28 MWh, lo que equivale a una duración de 4 h en cada unidad.

Desde el punto de vista de la generación térmica, la Figura 4.3 presenta la distribución de la capacidad instalada según el tipo de combustible. Se aprecia un claro predominio de centrales a gas natural licuado (GNL), que concentran aproximadamente el 41 % de la capacidad térmica, seguidas por centrales a carbón (32 %) y diésel (21 %). Las tecnologías basadas en biomasa y otros combustibles presentan una participación marginal. Esta estructura es consistente con la operación del sistema eléctrico chileno, donde el GNL cumple un rol fundamental como tecnología de respaldo y flexibilidad frente a la variabilidad de las fuentes renovables.

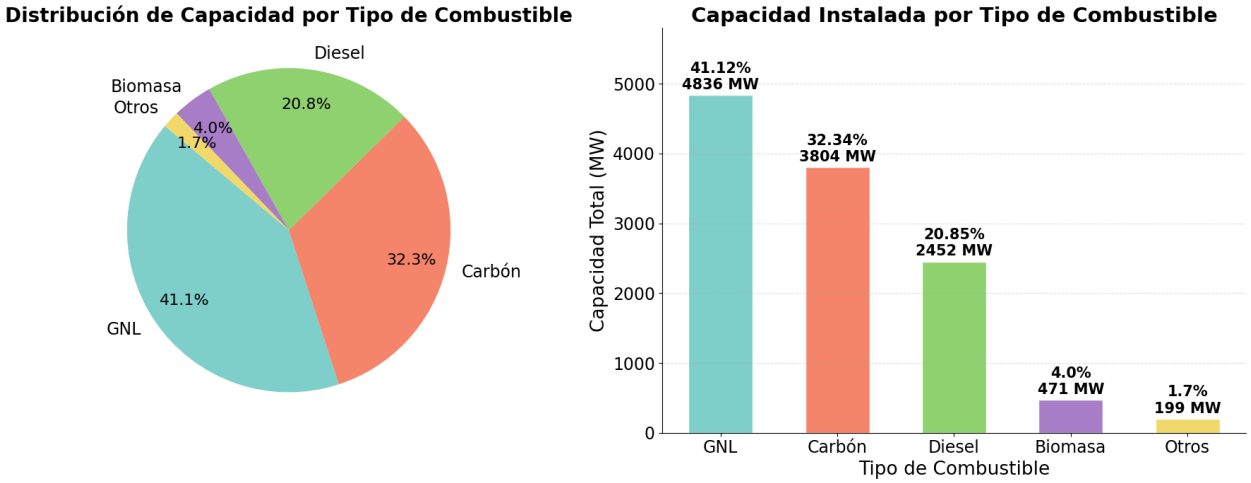


Figura 4.3: Distribución de la capacidad instalada térmica por tipo de combustible.

Complementariamente, la Figura 4.4 muestra la distribución de los costos variables de generación por tecnología térmica. Se observa que las unidades diésel presentan, en promedio, los costos variables más elevados y una alta dispersión, lo que refleja su rol principalmente como generación de punta o de respaldo. Por el contrario, las centrales a carbón y GNL exhiben costos variables más bajos y concentrados, siendo generalmente las tecnologías marginales durante gran parte de la operación. La biomasa presenta costos intermedios, mientras que el grupo clasificado como “otros” muestra una contribución marginal tanto en capacidad como en costos.

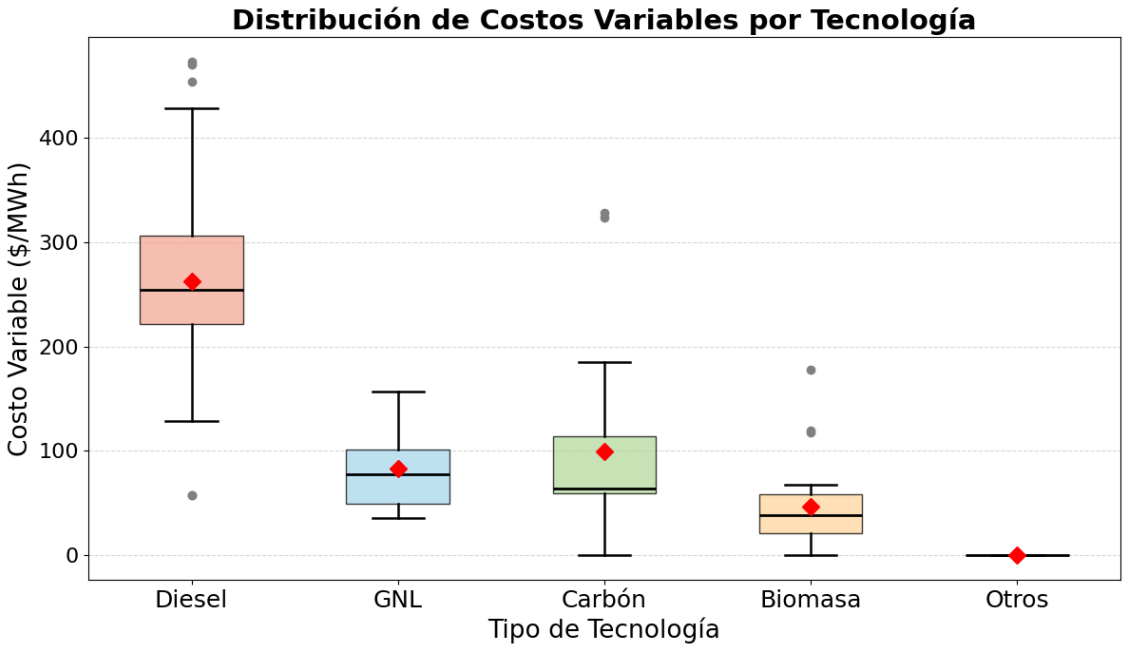


Figura 4.4: Distribución de costos variables de generación por tipo de tecnología térmica.

En conjunto, la información presentada en esta sección permite contextualizar adecuadamente los resultados de operación económica y de fortaleza de red que se analizan en las secciones siguientes, evidenciando un sistema con alta penetración de renovables variables, pero que aún depende significativamente de generación térmica para garantizar seguridad de suministro.

4.3. Resultados

4.3.1. Calidad de la aproximación del IDD

Antes de reportar las métricas de estimación, conviene precisar la construcción del conjunto de datos empleado en la calibración y validación de los modelos *surrogate*. Para cada barra en que se implementa la restricción se generan 100 000 escenarios de compromiso mediante muestreo de Monte Carlo a partir de las probabilidades empíricas suavizadas $\widetilde{p}_g$, sobre los cuales se evalúan las magnitudes físicas SCL_i, Δ_i^{GFL} y H_i a partir de la matriz de impedancia. El conjunto generado se particiona de forma disjunta en entrenamiento (60 %), validación (20 %) y prueba (20 %), lo que corresponde a 60 000, 20 000 y 20 000 escenarios, respectivamente. Los coeficientes de las regresiones se ajustan sobre el conjunto de entrenamiento; el conjunto de validación gobierna la selección del soporte de generadores mediante el criterio de error del Algoritmo 1; y el conjunto de prueba, no utilizado en ninguna etapa de ajuste ni de selección, se reserva exclusivamente para la evaluación final. Todas las métricas de error reportadas en esta sección se calculan sobre este último conjunto. Dado que el Algoritmo 1 entrega un tamaño de soporte distinto para cada barra y función, se adopta de forma conservadora el mayor de ellos, $N_g = 80$, para todas las barras, de modo que ninguna quede con un soporte inferior al requerido por el criterio de error.

A continuación, se evalúa la capacidad de los modelos de estimación propuestos para reproducir el indicador IDD obtenido mediante simulaciones detalladas, cuantificando su error, sesgo y variabilidad en distintas barras del sistema. Esta validación es la que permite confiar en los resultados operativos presentados en las secciones siguientes. La Tabla 4.2 muestra el resumen estadístico del error porcentual del IDD.

Tabla 4.2: Resumen estadístico del error porcentual del IDD por barra (conjunto de prueba $\mathcal{D}_{\text{test}}$, $N_g = 80$).

Barra	Error medio [μ] [%]	P95 [%]	Error máximo [%]
Ajahuel500	0.00	0.66	1.37
Ancoa500	0.00	0.60	1.29
Charrua500	0.00	0.47	1.04
Cumbres500	0.00	0.40	1.13
EntreRios500	0.00	0.49	1.04
Kimal500	0.00	0.19	0.64
LoAguirre500	0.00	0.66	1.36
LosChangos500	0.00	0.37	0.93
NvaCardones500	0.00	0.41	1.10
NvaMaitenc500	0.00	0.49	1.06
NvaPAzucar500	0.00	0.56	1.37
Parinas500	0.00	0.38	0.92
Polpaico500	0.00	0.63	1.28

De la Tabla 4.2 se observa que la estimación del IDD mediante la metodología desarrollada es precisa, con un error medio prácticamente nulo en todas las barras y un error máximo inferior al 1.4 % incluso sobre el conjunto de prueba. El percentil 95 se mantiene bajo el 0.67 % en todos los casos, lo que confirma que el indicador se reproduce con alta precisión sobre escenarios no utilizados en la construcción del modelo. A su vez, la Tabla 4.3 muestra el desempeño de las regresiones de SCL a partir de la formulación dada en la metodología.

Tabla 4.3: Resumen estadístico del error porcentual de SCL por barra (conjunto de prueba $\mathcal{D}_{\text{test}}$, $N_g = 80$).

Barra	Error medio [μ] [%]	P95 [%]	Error máximo [%]
Ajahuel500	0.00	1.73	9.46
Ancoa500	-0.01	1.58	6.62
Charrua500	0.00	1.48	6.32
Cumbres500	0.00	1.70	4.76
EntreRios500	0.00	1.49	6.01
Kimal500	0.00	1.21	5.27
LoAguirre500	0.01	1.74	11.18
LosChangos500	0.00	1.54	6.42
NvaCardones500	0.00	1.40	4.37
NvaMaitenc500	0.01	1.69	5.10
NvaPAzucar500	0.02	1.99	8.98
Parinas500	0.00	1.63	5.56
Polpaico500	0.01	1.87	9.97

Se observa que el error medio es prácticamente nulo y que el percentil 95 del error se mantiene por debajo del 2 % en todas las barras. El error máximo alcanza valores mayores, hasta un 11.2 % en LoAguirre500, lo que responde a una distribución de error con cola pesada: el máximo supera en más de seis veces al percentil 95, de modo que corresponde a escenarios aislados dentro del conjunto de prueba y no al comportamiento típico del estimador. A continuación, la Tabla 4.4 presenta el desempeño de la estimación de SCL^{GFL}.

Tabla 4.4: Resumen estadístico del error porcentual de SCL^{GFL} por barra (conjunto de prueba $\mathcal{D}_{\text{test}}$, $N_g = 80$).

Barra	Error medio [μ] [%]	P95 [%]	Error máximo [%]
Ajahuel500	-0.15	4.51	8.00
Ancoa500	-0.13	4.23	9.21
Charrua500	-0.11	3.85	9.24
Cumbres500	-0.03	2.84	10.56
EntreRios500	-0.11	3.85	9.57
Kimal500	-0.02	2.63	10.61
LoAguirre500	-0.15	4.47	7.84
LosChangos500	-0.04	2.73	10.47
NvaCardones500	-0.05	3.16	7.57
NvaMaitenc500	-0.08	3.75	6.37
NvaPAzucar500	-0.10	4.17	7.00
Parinas500	-0.03	2.70	9.97
Polpaico500	-0.15	4.44	7.35

En el caso de SCL^{GFL}, el error medio se mantiene cercano a cero, aunque sistemáticamente negativo en todas las barras, y los valores de P95 y de error máximo son mayores que para SCL, debido a que esta magnitud agrega la contribución incremental de los recursos *grid-following*. Aun así, el percentil 95 permanece por debajo del 4.6 % y el error máximo no supera el 10.7 %, manteniéndose dentro de rangos aceptables para su incorporación en el predespacho. Finalmente, la Tabla 4.5 muestra el resumen estadístico del error porcentual al estimar el término de desmagnetización H por barra.

Tabla 4.5: Resumen estadístico del error porcentual de H por barra (conjunto de prueba $\mathcal{D}_{\text{test}}$, $N_g = 80$).

Barra	Error medio [μ] [%]	P95 [%]	Error máximo [%]
Ajahuel500	0.02	2.99	11.91
Ancoa500	0.02	3.06	9.18
Charrua500	0.01	2.82	8.79
Cumbres500	0.02	3.54	11.34
EntreRios500	0.02	3.06	9.07
Kimal500	0.00	2.70	9.59
LoAguirre500	0.03	2.96	14.00
LosChangos500	0.02	3.32	9.80
NvaCardones500	0.01	3.04	10.32
NvaMaitenc500	0.04	3.18	10.94
NvaPAzucar500	0.04	3.40	12.97
Parinas500	0.02	3.41	11.86
Polpaico500	0.02	2.91	13.49

Si bien el error medio se mantiene cercano a cero, el error máximo es mayor que en los demás casos (hasta 14.0 % en LoAguirre500), aunque el P95 se mantiene entre 2.7 y 3.5 %, por debajo del obtenido para SCL^{GFL} en varias barras. Esto se debe a que la distribución del error presenta una cola pesada, por lo que el error máximo llega a ser entre tres y cinco veces mayor que el P95. En conjunto, las cuatro magnitudes presentan errores acotados sobre el conjunto de prueba. Dado que este conjunto no interviene en el ajuste ni en la selección del soporte, estos resultados indican que los modelos *surrogate* generalizan adecuadamente a escenarios no observados, lo que respalda su incorporación en el predespacho.

El error medio reportado en las tablas anteriores corresponde al promedio del error porcentual con signo, por lo que sobreestimaciones y subestimaciones se compensan y un valor cercano a cero no implica, por sí solo, alta precisión. Dado que el IDD opera como una restricción de seguridad con cota superior ($\widehat{IDD}_{i,t} \leq IDD_i^{max}$), el error posee además consecuencias asimétricas: una sobreestimación es conservadora, pues puede rechazar despachos que en realidad cumplen el límite dinámico, mientras que una subestimación es potencialmente insegura, ya que el modelo podría declarar factible un despacho cuyo IDD real supere la cota. Por ello, la Tabla 4.6 complementa el error medio con el RMSE, que penaliza los errores de mayor magnitud, y con métricas específicas de subestimación.

Tabla 4.6: Métricas de seguridad de la estimación del IDD por barra (conjunto de prueba $\mathcal{D}_{\text{test}}$, $N_g = 80$, $n = 20\,000$). La columna de subestimación se evalúa sobre los casos en que el estimador se ubica en el lado inseguro de la restricción.

Barra	RMSE [p.u.·s]	RMSE [%]	Tasa subest. [%]	Subest. P95 [%]
Ajahuel500	3.31×10^{-4}	0.340	55.21	0.589
Ancoa500	2.94×10^{-4}	0.298	55.56	0.497
Charrua500	2.32×10^{-4}	0.230	55.54	0.385
Cumbres500	2.02×10^{-4}	0.199	50.22	0.408
EntreRios500	2.41×10^{-4}	0.239	55.02	0.417
Kimal500	1.04×10^{-4}	0.095	53.60	0.168
LoAguirre500	3.29×10^{-4}	0.336	54.74	0.609
LosChangos500	1.87×10^{-4}	0.183	50.61	0.378
NvaCardones500	2.07×10^{-4}	0.203	51.14	0.424
NvaMaitenc500	2.43×10^{-4}	0.239	51.63	0.510
NvaPAzucar500	2.82×10^{-4}	0.280	52.19	0.590
Parinas500	1.88×10^{-4}	0.184	50.70	0.380
Polpaico500	3.19×10^{-4}	0.325	54.34	0.600

Los resultados muestran que el error de estimación se encuentra bien centrado: la subestimación ocurre en el 50–56 % de los escenarios de prueba, lo que es consistente con un promedio cercano a cero. No obstante, esta tasa supera levemente el 50 % en todas las barras, lo que indica una ligera inclinación del estimador hacia el lado inseguro de la restricción. Esta subestimación se encuentra fuertemente acotada en magnitud: el percentil 95 del error de subestimación del IDD no supera el 0.609 % en ninguna barra, y el RMSE porcentual permanece bajo el 0.35 % en todos los casos. Esto indica que, si bien el modelo estima por debajo del valor real en cerca de la mitad de los casos, la magnitud de esas desviaciones es reducida frente a la holgura operativa del indicador. La exposición residual a declarar factible un despacho que exceda el límite real puede acotarse adicionalmente mediante un margen de seguridad δ aplicado sobre la cota, empleando $IDD_i^{max}(1-\delta)$ como umbral efectivo con δ calibrado a partir del percentil de subestimación observado. Su incorporación explícita a la formulación se plantea como una extensión de este trabajo.

En conjunto, la validación sobre el conjunto de prueba independiente muestra que los modelos *surrogate* reproducen el IDD con errores acotados, con un sesgo despreciable y con una exposición controlada a la subestimación. Esto respalda su incorporación como restricción de fortaleza de red dentro del predespacho, cuyos resultados operativos se analizan en las secciones siguientes. Las distribuciones del error por barra se incluyen en el Anexo A.

4.3.2. Efecto de la restricción de IDD en el predespacho

Antes de comparar la restricción de IDD con los criterios operativos vigentes, se ilustra de forma simple el efecto que la restricción propuesta introduce en el predespacho. Para ello, se resuelve un mismo caso de operación —el día de enero— con y sin la restricción de IDD, de modo de aislar su impacto sobre el compromiso de unidades y sobre el desempeño dinámico

de tensión. El caso sin restricción corresponde a un despacho puramente económico, mientras que el caso con IDD incorpora la restricción de fortaleza de red propuesta únicamente en la barra Kimal500. A diferencia de la Sección 4.3.3, donde la restricción se impone en todas las barras del norte grande con la cota equivalente al criterio de inercia.

El primer efecto observable es un cambio en el compromiso de unidades. La Figura 4.5 muestra la ubicación de los generadores encendidos en el norte grande a la hora 13, para ambos casos. Sin la restricción, solo 5 generadores permanecen encendidos en la zona; al incorporar el IDD, esta cifra aumenta a 14, de los cuales 9 corresponden a unidades que se encienden específicamente para satisfacer el requerimiento. Estas unidades adicionales se concentran a lo largo del corredor norte, en las cercanías de Kimal500, lo que es consistente con la naturaleza local de la restricción.

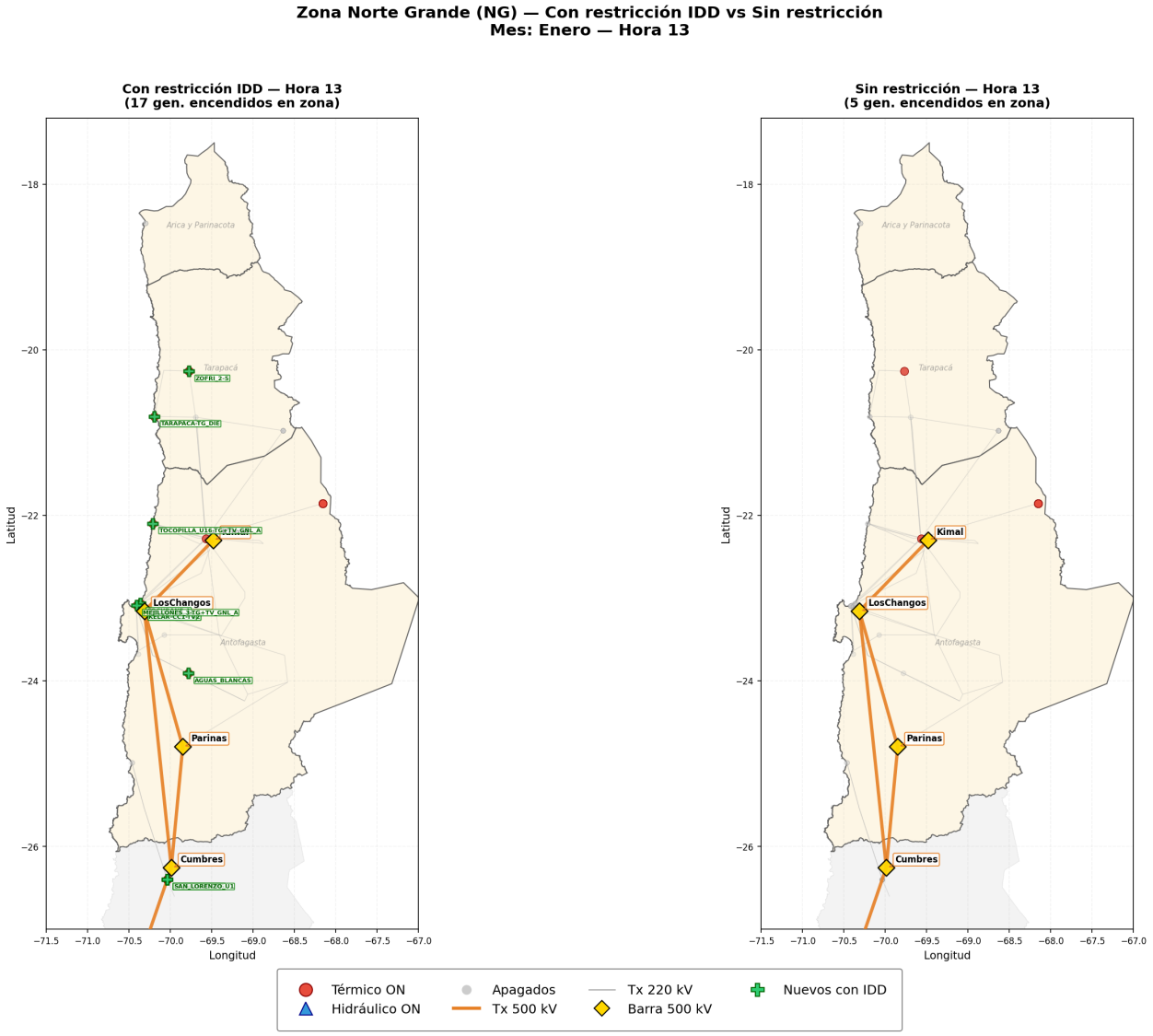


Figura 4.5: Generadores encendidos en el norte grande a la hora 13 (enero), con y sin la restricción de IDD.

Este comportamiento se mantiene a lo largo del día. La Figura 4.6 compara la evolución

horaria del número de generadores encendidos por zona. A diferencia de la Figura 4.5, que considera solo el norte grande, aquí la zona norte incluye el norte grande y el norte chico, por lo que el número de unidades es mayor. En la zona norte, la operación con IDD mantiene sistemáticamente un mayor número de unidades encendidas que el despacho sin restricción. La diferencia es máxima durante las horas de alta generación solar (bloque 10–19), donde el despacho económico apaga gran parte de las unidades convencionales, llegando a 7 unidades, mientras que la restricción de IDD obliga a mantener del orden de 19 a 22 unidades para preservar la fortaleza de red de la zona. En contraste, en la zona centro-sur el efecto es inverso y de menor magnitud: la operación con IDD tiende a comprometer levemente menos unidades, ya que la mayor inyección desde el norte desplaza parte de la generación del resto del sistema. Esto evidencia que la restricción no solo agrega unidades, sino que redistribuye el compromiso hacia donde se requiere soporte de fortaleza, en este caso, las barras del norte grande.

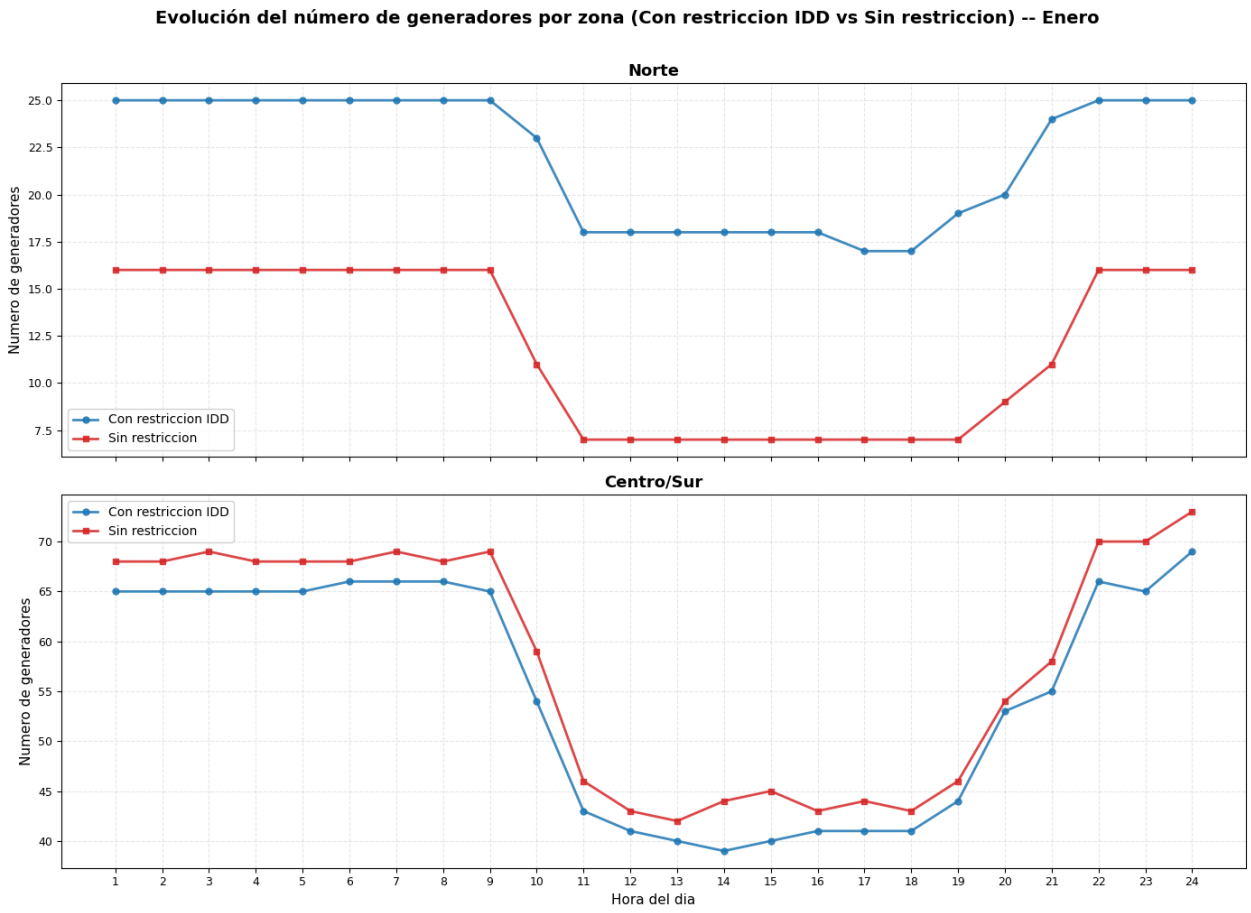


Figura 4.6: Evolución horaria del número de generadores encendidos por zona (norte, que incluye el norte grande y el norte chico, y centro-sur) con y sin la restricción de IDD, para el día analizado de enero.

El mayor compromiso de unidades en el norte se traduce directamente en una mejora del indicador. La Figura 4.7 compara el valor del IDD obtenido con y sin la restricción en cuatro barras de 500 kV de la zona norte. Aunque la restricción se impone solo en Kimal500, en todas ellas la operación con IDD presenta un indicador menor que el despacho sin restricción. La mejora es especialmente marcada durante las horas de alta penetración solar, donde

el caso sin restricción exhibe un aumento pronunciado del IDD producto del bajo número de unidades sincrónicas en servicio. Las reducciones medias del indicador alcanzan entre 0.0026 p.u.·s (Kimal500) y 0.0053 p.u.·s (LosChangos500), confirmando que la restricción cumple su objetivo de acotar el área bajo la curva de tensión tras desbalances de potencia reactiva.

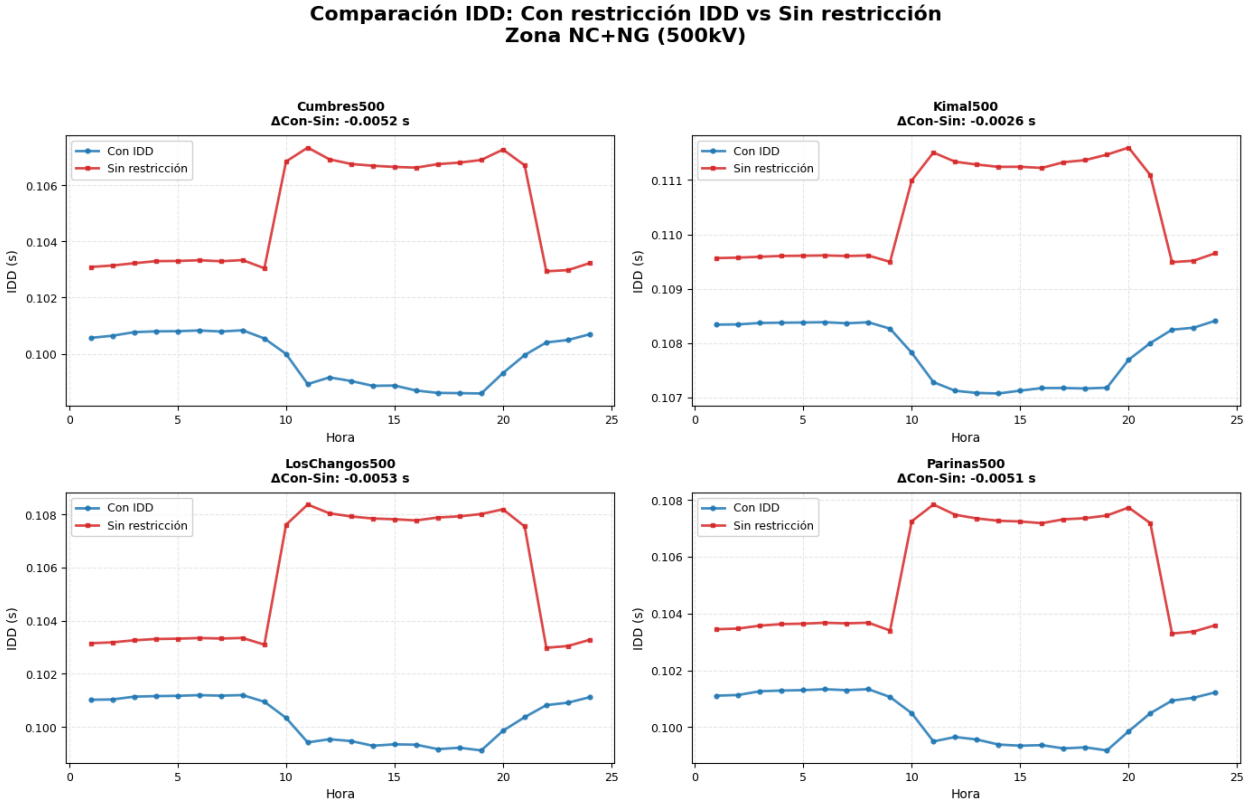


Figura 4.7: Comparación horaria del IDD en barras de 500 kV de la zona norte, con y sin la restricción de IDD. El valor $\Delta_{\text{Con-Sin}}$ indica la reducción media del indicador.

El costo de operación del día analizado aumenta desde 2.14 MMUSD en el despacho sin restricción hasta 2.57 MMUSD con la restricción de IDD, lo que equivale a un sobrecosto de aproximadamente 20.1 % (cercano a 431 000 USD). Este incremento es esperable, ya que el despacho sin restricción ignora por completo la fortaleza de red y, por lo tanto, constituye una cota inferior de costo que no es operacionalmente admisible en un sistema con baja fortaleza de red.

En síntesis, la restricción de IDD modifica el compromiso de unidades de forma localizada, encendiendo unidades adicionales en la zona donde se requiere, reduce el área de desviación de tensión tanto en la barra restringida como en las barras vecinas de 500 kV, y lo hace a un costo mayor que el del despacho puramente económico. La pregunta relevante, abordada en las secciones siguientes, es si este nivel de seguridad dinámica puede alcanzarse de manera más eficiente que con los criterios actualmente utilizados por los operadores, como la inercia mínima.

4.3.3. Comparación con la restricción de inercia mínima

Validada la aproximación, se evalúa la restricción de IDD frente a las medidas operativas utilizadas actualmente para preservar condiciones mínimas de seguridad, en particular la restricción de inercia mínima aplicada en la zona norte del sistema chileno, la cual se usa como *proxy* para garantizar niveles mínimos de fortaleza de red, específicamente $ESCR \geq 1.5$ [44]. La comparación se construye de forma consistente en dos etapas, como indica la metodología. Primero, se resuelve el predespacho con restricción de inercia y se calcula de manera exógena el nivel de IDD resultante en las barras donde se impone la restricción de fortaleza de red. Luego, dicha cota de IDD se utiliza como requisito operacional en una nueva corrida del modelo propuesto. Como referencia adicional, se incluye además una restricción de nivel de cortocircuito (SCL), construida de la misma forma: se impone una cota mínima de cortocircuito obtenida a partir del despacho con restricción de inercia. Esta restricción representa un criterio estático local y permite distinguir, en los resultados, el efecto de la información local de cortocircuito del efecto de la representación dinámica que agrega el IDD.

Este procedimiento permite comparar ambas formulaciones bajo un nivel equivalente de exigencia. Por lo tanto, las diferencias observadas en costos, vertimiento, compromiso de unidades, costos marginales y pagos laterales no provienen de relajar el criterio de seguridad, sino de cambiar la forma en que dicho criterio es representado dentro del problema de optimización. Mientras la restricción de inercia actúa como un requisito agregado de carácter zonal, la restricción de IDD introduce una condición dependiente de la barra, del estado de compromiso de unidades y de la contribución de recursos basados en inversores.

4.3.3.1. Costos de operación

A modo de introducción, se realiza un barrido de inercia mínima en el norte grande para el mes de enero. La cota operativa real corresponde aproximadamente a 14 [GVA $\cdot$ s]. En la Figura 4.8 se observa el comportamiento de los costos de operación al variar el nivel mínimo de inercia requerido. Cabe mencionar que la restricción de IDD se implementa en las barras del norte grande, con el objetivo de mantener consistencia geográfica con la restricción de inercia utilizada como referencia.

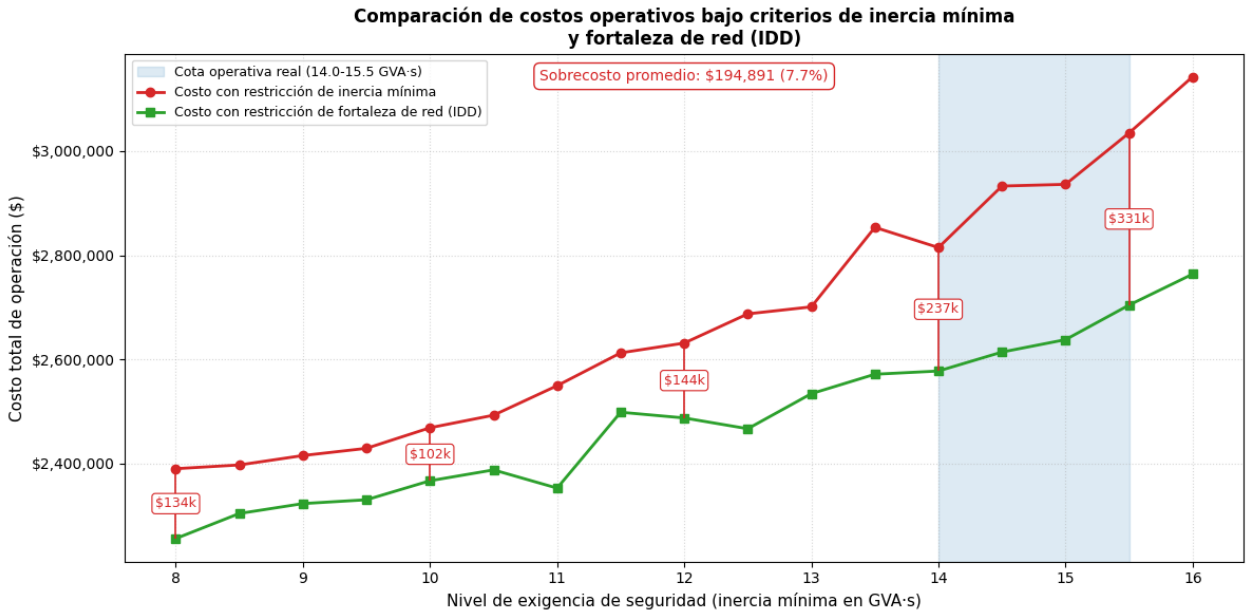


Figura 4.8: Costos de operación bajo barridos de inercia mínima e IDD.

La Figura 4.8 muestra que mayores niveles de exigencia de seguridad se traducen en mayores costos de operación. Este comportamiento es esperable, ya que una cota más restrictiva reduce el espacio factible del predespacho y obliga al sistema a mantener unidades convencionales encendidas por motivos de seguridad, aun cuando no sean necesarias desde el punto de vista puramente económico. Considerando todos los niveles del barrido, la restricción de inercia presenta un sobrecosto promedio de 7.7 % respecto de la restricción de IDD equivalente, lo que corresponde a aproximadamente 194 891 USD.

A partir de la cota de inercia de 14 [GVA · s] se obtiene la cota equivalente de IDD y se aplica la formulación propuesta para cada día aleatorio por mes del año. Los costos de operación resultantes se presentan en la Figura 4.9.

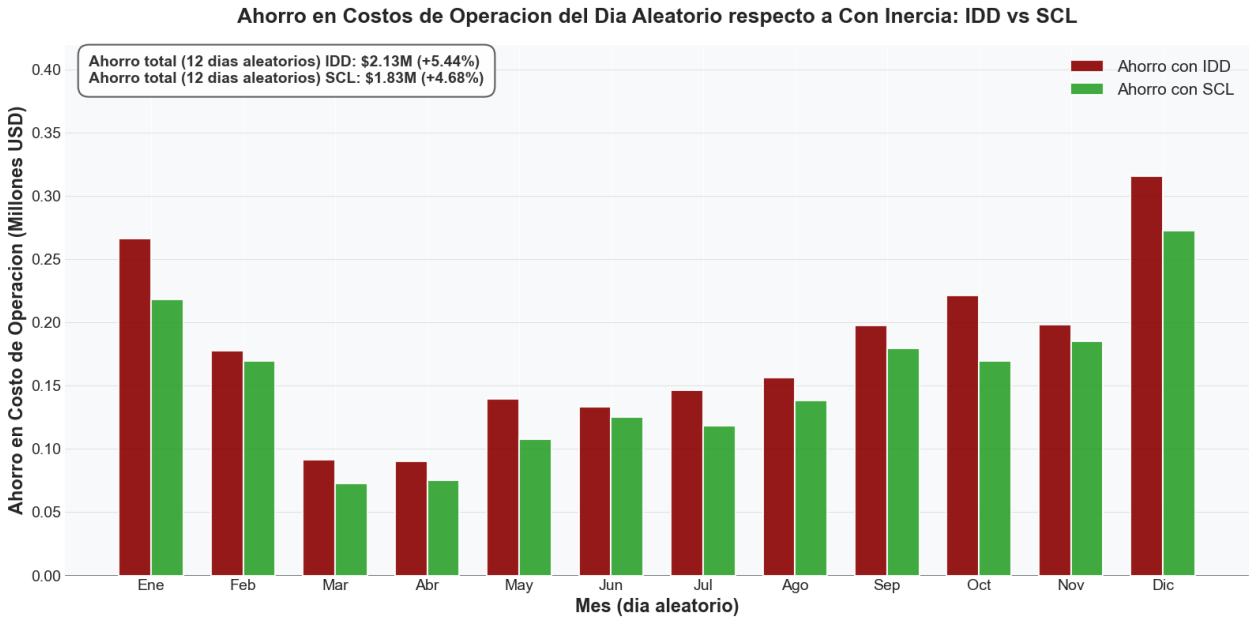


Figura 4.9: Ahorros en costos de operación con respecto a la restricción de inercia.

En todos los días estudiados, la operación con restricción de IDD presenta menores costos que la operación con restricción de inercia mínima. La diferencia promedio entre los valores objetivo de ambas formulaciones alcanza un 5.44 %, lo que equivale aproximadamente a 178 000 USD de ahorro diario. Este resultado muestra que el criterio basado en IDD permite satisfacer un nivel equivalente de desempeño dinámico con una combinación de unidades menos costosa. La reducción de costos se explica por la naturaleza más informativa de la restricción propuesta. Mientras la restricción de inercia impone un requerimiento agregado sobre una zona, el IDD distingue el aporte de cada unidad según su ubicación eléctrica y su efecto sobre la respuesta dinámica de tensión. En consecuencia, el optimizador no necesita mantener encendidas unidades convencionales únicamente para cumplir un criterio zonal, sino que puede seleccionar aquellas combinaciones de recursos que aportan efectivamente a la fortaleza requerida. Los tiempos de cómputo y las brechas de optimalidad de cada instancia se reportan en el Anexo C. En particular, la Tabla C.2 compara el valor objetivo de IDD con la cota inferior del caso con inercia, lo que entrega un ahorro mínimo garantizado de 4.82 % en total, independiente de la tolerancia de optimalidad; por esta razón, es menor que la diferencia entre valores objetivo reportada arriba.

4.3.3.2. Vertimiento renovable

La Figura 4.10 y la Tabla 4.7 muestran el vertimiento renovable mensual obtenido bajo las restricciones de IDD e inercia. La comparación permite evaluar si la reducción de costos observada en la formulación propuesta se obtiene a costa de limitar la integración renovable o si, por el contrario, el criterio dinámico permite una operación más eficiente del parque renovable disponible.

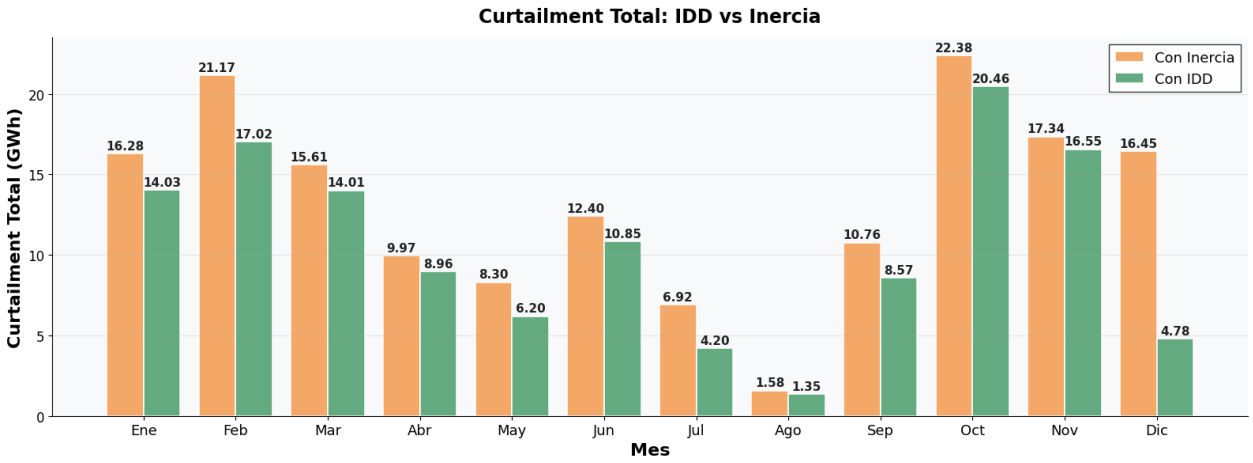


Figura 4.10: Vertimiento renovable mensual: restricción de inercia vs. IDD.

Tabla 4.7: Vertimiento renovable mensual bajo restricciones de IDD e inercia.

	Eólica [MWh]		**Solar [MWh]**		**Total [MWh]**		
Mes	IDD	Inercia	IDD	Inercia	IDD	Inercia	Reducción [%]
Enero	984.12	1 957.04	13 048.73	14 320.63	14 032.85	16 277.67	13.79
Febrero	2 442.83	1 961.80	14 575.68	19 208.12	17 018.52	21 169.92	19.61
Marzo	412.69	493.95	13 601.32	15 112.51	14 014.00	15 606.46	10.20
Abril	453.15	483.01	8 502.02	9 483.90	8 955.17	9 966.90	10.15
Mayo	733.96	1 132.10	5 461.11	7 166.46	6 195.07	8 298.56	25.35
Junio	2 690.59	3 215.90	8 155.37	9 183.11	10 845.96	12 399.01	12.53
Julio	755.24	596.53	3 447.17	6 320.78	4 202.41	6 917.31	39.25
Agosto	171.65	68.21	1 179.89	1 507.19	1 351.53	1 575.40	14.21
Septiembre	315.88	467.23	8 257.91	10 291.25	8 573.79	10 758.47	20.31
Octubre	1 529.82	1 429.63	18 933.65	20 953.44	20 463.46	22 383.06	8.58
Noviembre	1 805.56	2 642.59	14 748.31	14 695.44	16 553.88	17 338.03	4.52
Diciembre	616.22	2 254.97	4 161.72	14 191.88	4 777.94	16 446.84	70.95

Nota: la reducción porcentual corresponde a $100 \cdot (\text{Inercia} - \text{IDD})/\text{Inercia}$, calculada sobre el vertimiento total mensual.

Los resultados muestran que la restricción de IDD reduce el vertimiento renovable total en todos los meses evaluados. La reducción promedio alcanza aproximadamente un 20.8 %, con diferencias especialmente relevantes en diciembre, julio y mayo. Este resultado es consistente con la reducción de costos observada previamente: al representar de manera más precisa el requerimiento de fortaleza, el modelo evita comprometer generación convencional innecesaria y permite una mayor utilización de generación renovable.

El efecto es particularmente claro en la generación solar. En todos los meses, salvo noviembre, donde la diferencia es marginal (14 748 frente a 14 695 MWh), el vertimiento solar disminuye bajo la restricción de IDD respecto del caso con inercia. Esto se explica por dos razones. Primero, la restricción de fortaleza se aplica en la zona norte, donde se concentra gran parte de la generación solar del sistema. Segundo, la formulación propuesta reconoce explícitamente la contribución de recursos con capacidad de FRT al desempeño dinámico de tensión. Por lo tanto, parte del soporte que bajo una restricción de inercia debía ser provisto

mediante generación convencional puede ser reconocido mediante el aporte dinámico de recursos renovables.

En cambio, el vertimiento eólico no sigue un patrón uniforme. En algunos meses aumenta bajo la restricción de IDD, mientras que en otros disminuye. Esto se debe a que la generación eólica se encuentra distribuida principalmente en zonas centro-sur, fuera del área donde se impone la restricción de fortaleza de red en este caso de estudio. En consecuencia, el efecto de la restricción de IDD sobre el recurso eólico es indirecto y depende del despacho económico, de las congestiones de red y de la interacción con el resto de tecnologías.

4.3.3.3. Compromiso de unidades

Con el objetivo de identificar el mecanismo operativo detrás de las diferencias observadas en costos de operación y vertimiento renovable, se analiza el compromiso de unidades resultante bajo las distintas formulaciones. En particular, la Figura 4.11 compara el número horario de generadores térmicos encendidos al utilizar restricciones de inercia, SCL e IDD.

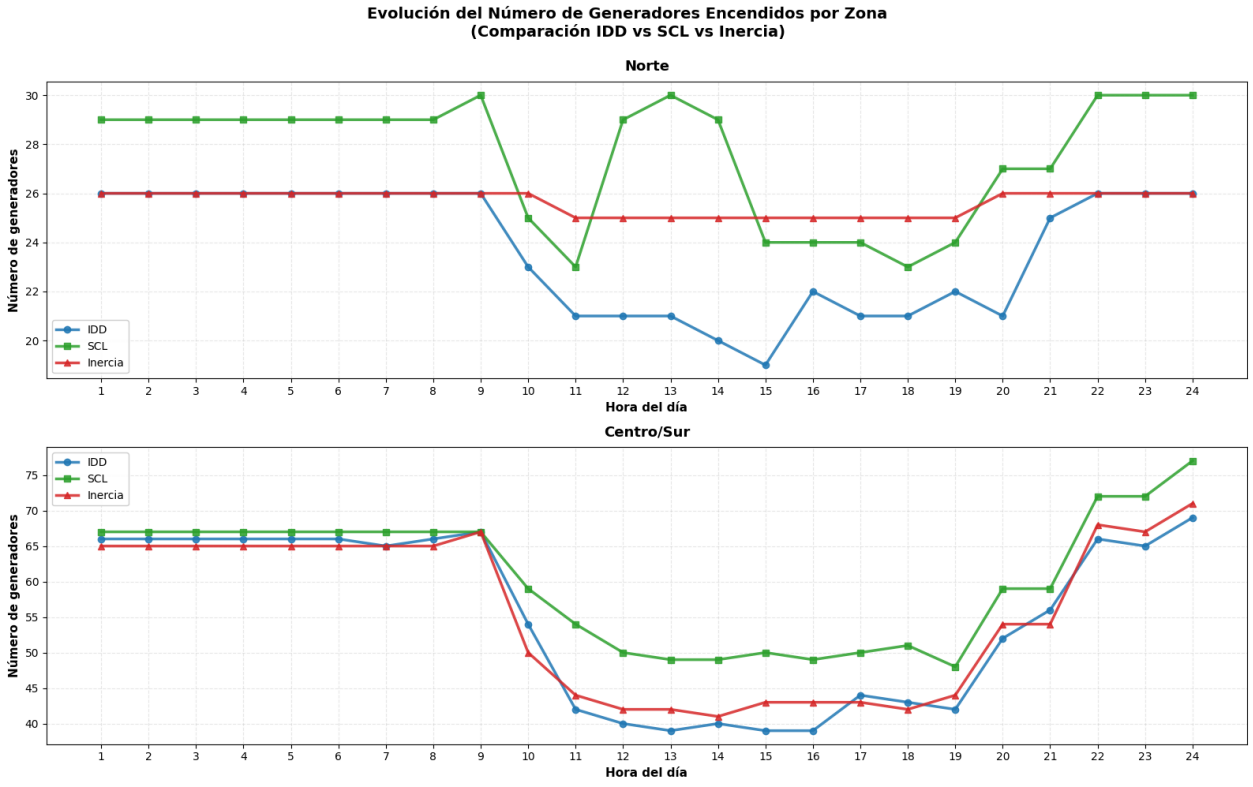


Figura 4.11: Número horario de generadores térmicos encendidos bajo restricciones de IDD, SCL e inercia.

Se observa que, bajo la restricción de inercia, el número de generadores encendidos en la zona norte se mantiene relativamente constante. Esto refleja que la restricción de inercia actúa, en la práctica, como un requerimiento zonal agregado que puede aproximarse a una condición mínima de unidades sincrónicas en servicio. Si bien este criterio es simple y operacionalmente robusto, no distingue adecuadamente la ubicación eléctrica de las unidades ni su aporte efectivo a la fortaleza de red.

La restricción de SCL muestra un comportamiento distinto. Al imponer una cota de cortocircuito derivada del caso con inercia, el modelo tiende a encender un mayor número de generadores en varias horas. Esto ocurre porque el SCL introduce información adicional: no basta con encender unidades con alta inercia, sino que se requiere contar con aportes cercanos a las barras donde se impone la restricción. La Figura 4.12 ilustra este efecto, mostrando cambios de estado entre unidades que no necesariamente coinciden con las de mayor inercia, pero que pueden tener una mayor contribución al nivel de cortocircuito en barras específicas.

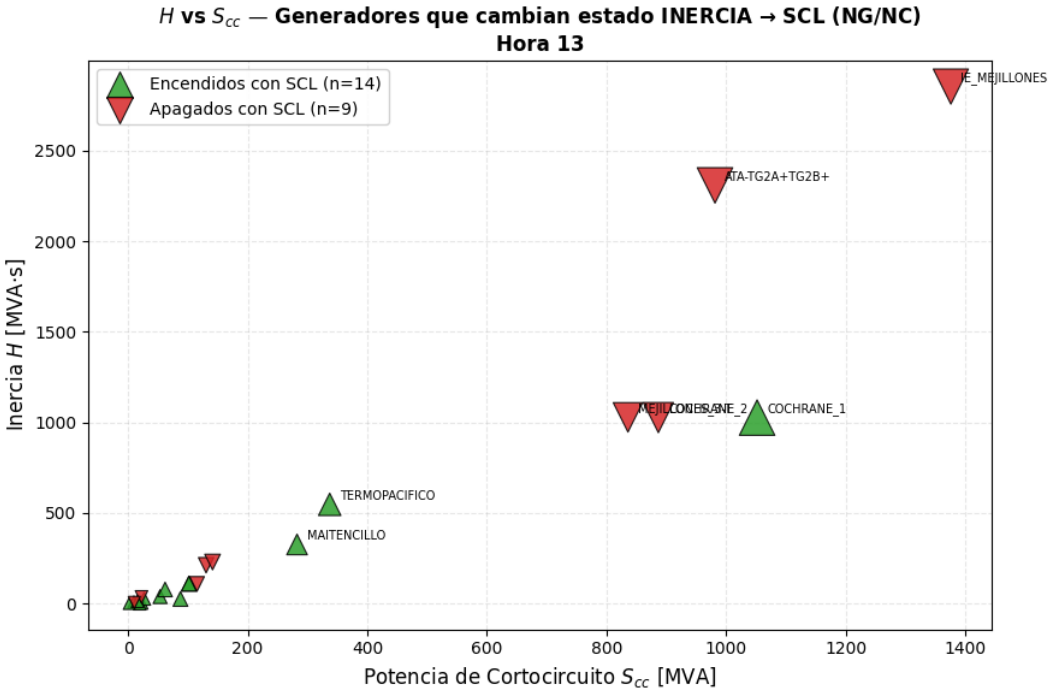


Figura 4.12: Generadores que cambian de estado al imponer la restricción de SCL.

En comparación, la restricción de IDD combina información local de fortaleza de red con una representación del desempeño dinámico de tensión. Durante las horas sin generación solar relevante, el compromiso de unidades es similar al obtenido con la restricción de inercia, ya que el soporte disponible proviene principalmente de generación convencional. Sin embargo, en la zona norte, entre las horas 10 y 21, se observa una reducción del número de generadores encendidos, de hasta seis unidades a la hora 15. En ese bloque horario, que concentra la mayor disponibilidad solar, existe un mayor aporte de recursos con capacidad de FRT al desempeño dinámico representado por el IDD.

Este resultado muestra que la ventaja de la restricción de IDD no proviene únicamente de ser menos exigente, sino de ser más selectiva. La formulación reconoce cuándo el sistema puede satisfacer el requerimiento dinámico mediante recursos no convencionales, evitando comprometer unidades térmicas que serían necesarias bajo una métrica agregada como la inercia o bajo una métrica estática local como el SCL.

4.3.3.4. Costos marginales y pagos laterales

En esta subsección se realiza un análisis dual de la operación con el objetivo de obtener márgenes de generadores y pagos laterales asociados a cada formulación evaluada. Siguiendo el hilo de la sección anterior, el análisis compara directamente la operación obtenida con la restricción propuesta de fortaleza dinámica de red y aquella obtenida mediante la restricción de inercia; la restricción de SCL se incluye como referencia adicional. Para obtener señales marginales consistentes, se consideran los costos marginales nodales como las variables duales asociadas a las restricciones de balance de potencia activa en cada nodo y período de operación. Como las variables duales no están bien definidas en problemas MILP, se fijan las variables de compromiso en sus valores óptimos y se resuelve el problema de despacho lineal resultante, cuyas variables duales entregan los costos marginales. En particular, sea $\lambda_{n,t}$ la variable dual asociada a la restricción de balance nodal en la barra n y tiempo t, dada de forma genérica por:

$$\sum_{g \in \mathcal{G}_n} P_{g,t} - D_{n,t} - \sum_{\ell \in \mathcal{L}_n^{\text{out}}} f_{\ell,t} + \sum_{\ell \in \mathcal{L}_n^{\text{in}}} f_{\ell,t} = 0, \qquad \forall n \in \mathcal{N},\ \forall t \in \mathcal{T}. \tag{4.1}$$

Luego, el costo marginal nodal queda definido como:

$$CMg_{n,t} = \lambda_{n,t}, \qquad \forall n \in \mathcal{N},\ \forall t \in \mathcal{T}. \tag{4.2}$$

A partir de estos costos marginales, se calcula el margen económico de cada generador como la diferencia entre sus ingresos valorizados al costo marginal de su barra y sus costos variables, costos de encendido y costos de apagado. Para un generador g conectado a la barra $n(g)$, el margen total en el horizonte de operación se define como:

$$M_g = \sum_{t \in \mathcal{T}} \left[\left(CMg_{n(g),t} - C_g^{\text{var}} \right) P_{g,t} - C_g^{\text{on}} E_{g,t} - C_g^{\text{off}} A_{g,t} \right], \qquad \forall g \in \mathcal{G}. \tag{4.3}$$

De esta forma, si el margen de un generador resulta negativo, sus ingresos de mercado no son suficientes para cubrir los costos incurridos por su operación. En consecuencia, se define el pago lateral requerido por cada unidad como:

$$PL_g = \max\left\{0, -M_g\right\}, \qquad \forall g \in \mathcal{G}. \tag{4.4}$$

Este análisis permite estudiar cómo la incorporación de restricciones de fortaleza de red modifica las señales marginales, los márgenes de las unidades generadoras y la necesidad de pagos laterales respecto del caso con restricción de inercia. En la Figura 4.13 se muestran los pagos laterales de los generadores del norte grande bajo las distintas formulaciones.

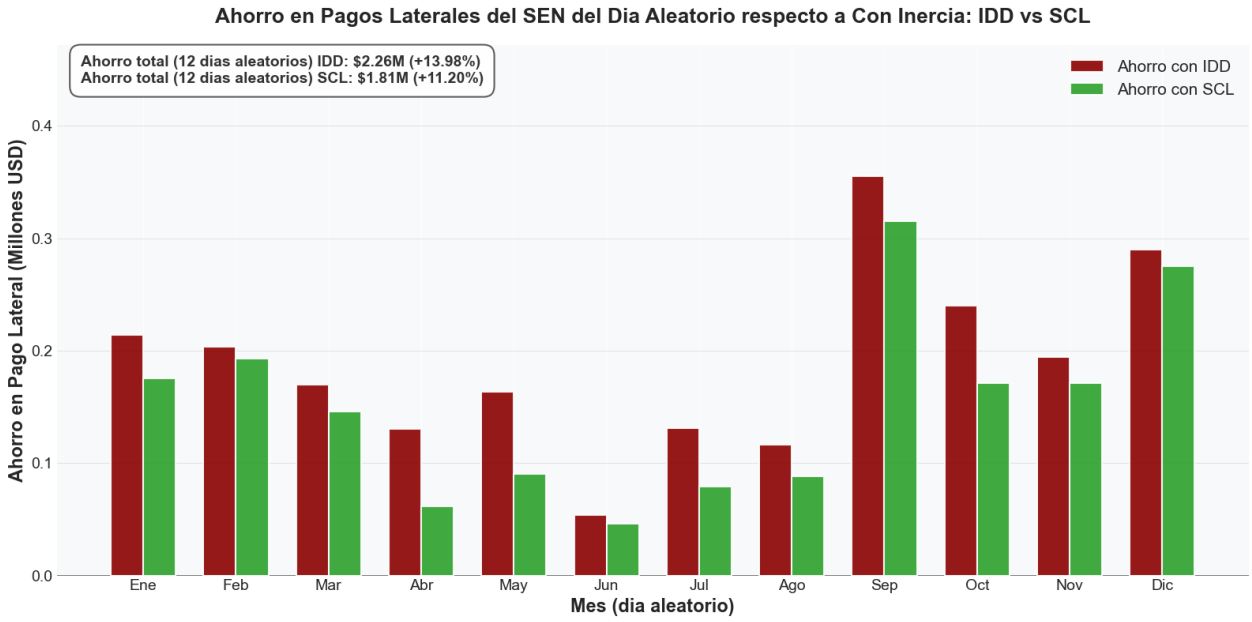


Figura 4.13: Ahorro en pagos laterales de los generadores del norte grande con las restricciones de IDD y SCL, respecto de la restricción de inercia.

La Figura 4.13 muestra que la restricción de IDD y la restricción de SCL reducen la necesidad de pagos laterales en todos los meses analizados en más del 11 % comparado con la restricción de inercia. Este resultado es relevante porque indica que la formulación propuesta no solo reduce el costo total de operación, sino que también disminuye la cantidad de generación comprometida fuera del mérito económico por razones de seguridad.

La reducción de pagos laterales se explica por el menor desacople entre la solución de compromiso y las señales marginales del mercado. Bajo una restricción de inercia, ciertas unidades pueden ser encendidas principalmente para satisfacer un requerimiento agregado de seguridad, aun cuando sus ingresos valorizados al costo marginal no cubran sus costos de operación y encendido. En cambio, la restricción de IDD permite seleccionar unidades con mayor aporte efectivo al desempeño dinámico de tensión, reduciendo la necesidad de compromisos forzados que posteriormente requieren compensación.

Luego, el pago total realizado por la demanda se calcula considerando dos componentes: el pago por energía valorizado al costo marginal nodal y la asignación de pagos laterales requeridos para cubrir los márgenes negativos de las unidades generadoras. Así, el pago de la demanda en la barra n y período t se define como:

$$PD_{n,t}^{\text{energía}} = CMg_{n,t} D_{n,t}, \qquad \forall n \in \mathcal{N},\ \forall t \in \mathcal{T}. \tag{4.5}$$

Por lo tanto, el pago total de la demanda en el horizonte de operación queda dado por:

$$PD^{\text{tot}} = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{n \in \mathcal{N}} CMg_{n,t} D_{n,t} + PL^{\text{tot}}, \tag{4.6}$$

donde el primer término corresponde al pago por energía a costo marginal, mientras que el segundo término representa los pagos laterales necesarios para garantizar la recuperación de

costos de las unidades generadoras que presentan márgenes negativos. En la Figura 4.14 se muestra el pago total de la demanda comparando ambas restricciones.

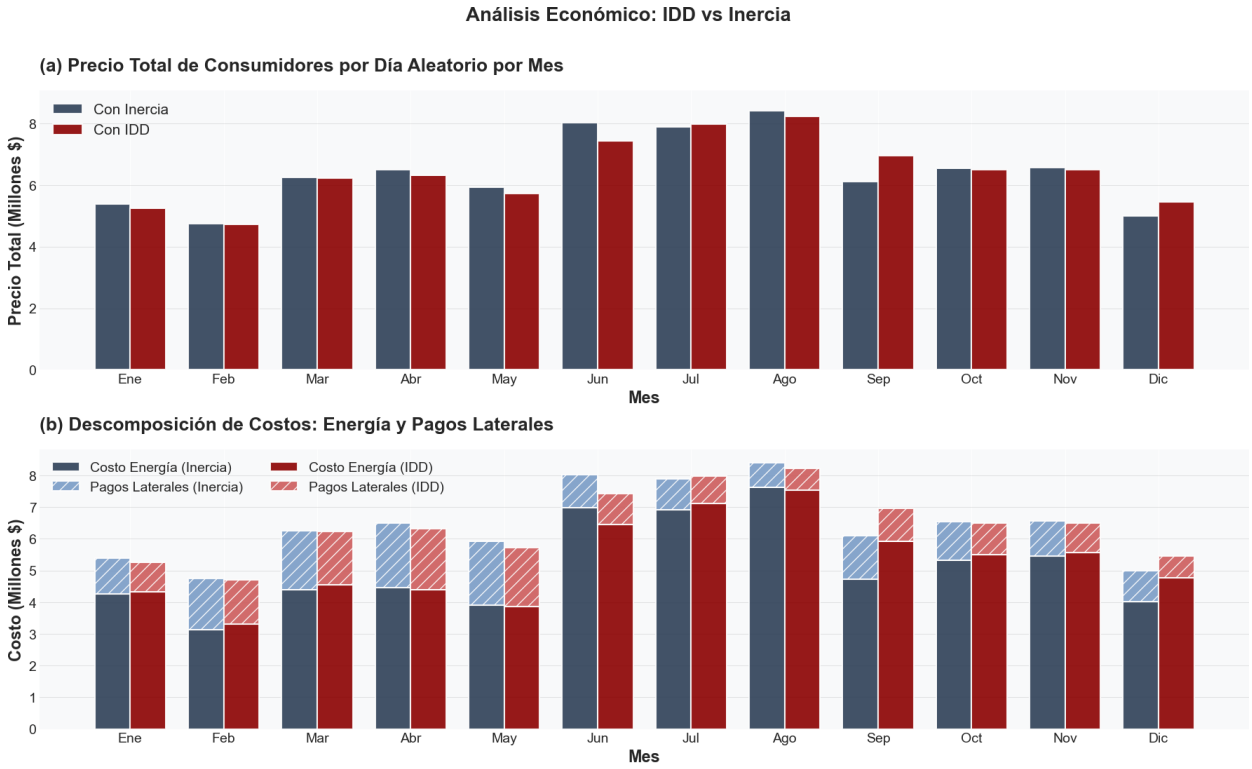


Figura 4.14: Pago total de la demanda bajo restricciones de inercia e IDD.

Aunque los pagos laterales disminuyen bajo la restricción de IDD, el pago total de la demanda no necesariamente sigue la misma tendencia en todos los meses; por ejemplo, en julio, septiembre y diciembre el pago total es mayor con la restricción de IDD. En promedio, se observa una leve disminución, cercana al 0.1 %. Este resultado se explica porque el pago total depende simultáneamente de los pagos laterales y de los costos marginales nodales. Al reducirse el vertimiento renovable, la unidad marginal no siempre corresponde a generación renovable de bajo costo; en algunas horas, el mayor aprovechamiento renovable modifica el despacho y puede elevar levemente los costos marginales en determinadas barras y períodos.

Por lo tanto, la comparación económica debe distinguir tres niveles de análisis. Primero, el costo total de operación disminuye con la restricción de IDD, lo que refleja una solución más eficiente desde la perspectiva del despacho centralizado. Segundo, los pagos laterales también disminuyen, indicando una menor necesidad de compensar unidades comprometidas por seguridad fuera del mérito económico. Tercero, el pago total de la demanda puede aumentar levemente debido a cambios en los costos marginales, mostrando que menores costos de operación y menores pagos laterales no implican necesariamente una reducción directa y proporcional en los pagos de consumidores.

4.3.3.5. Validación dinámica

Los resultados anteriores comparan las formulaciones en términos operativos y económicos, pero no verifican directamente que los despachos obtenidos entreguen un desempeño dinámico de tensión adecuado. Para ello, se realizan simulaciones en el dominio del tiempo sobre los

despachos resueltos con cada formulación, aplicando una falla trifásica en la barra Kimal500 (impedancia de 5 Ω, despejada en 120 ms) y registrando la evolución de la tensión en esa misma barra. Se presenta este caso por tratarse de la barra más débil del sistema (con mayor IDD); los resultados ante fallas en otras barras se presentan en el Anexo D, y los modelos dinámicos utilizados se describen en el Anexo F. La Figura 4.15 y la Tabla 4.8 resumen estos resultados.

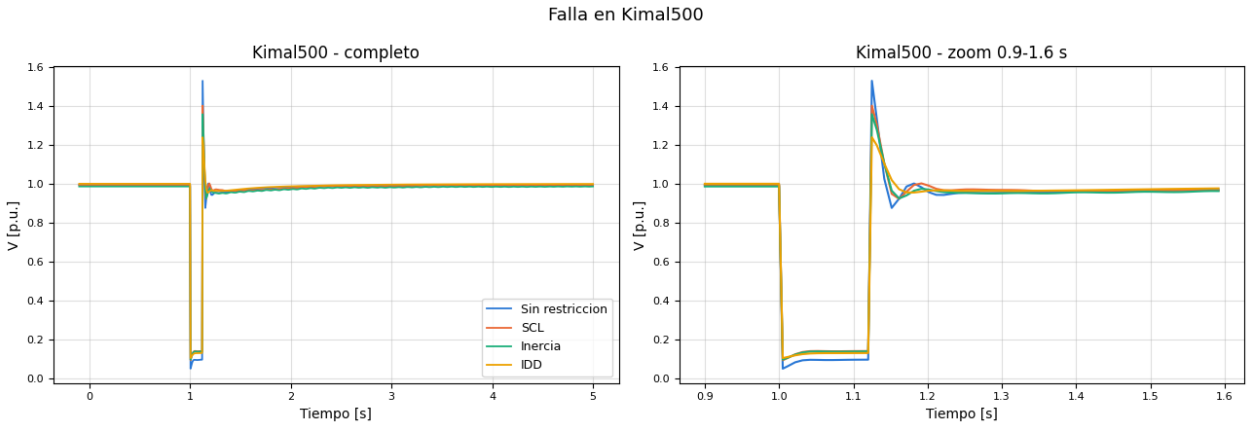


Figura 4.15: Evolución de la tensión ante fallas en Kimal500 en todos los casos.

Tabla 4.8: Tensiones alcanzadas en Kimal500 ante una falla, para las cuatro formulaciones de predespacho.

Formulación	$V_{\min}$ [p.u.]	$V_{\max}$ [p.u.]
Sin restricción	0.050	1.527
SCL	0.093	1.400
Inercia	0.096	1.356
IDD	**0.104**	**1.237**

El resultado más claro es la diferencia entre el despacho puramente económico y las formulaciones con restricción de robustez. El despacho sin restricción presenta el hundimiento más profundo ($V_{\min} = 0.05$ p.u.) y el pico más severo ($V_{\max} = 1.53$ p.u.), lo que es consistente con el bajo número de unidades sincrónicas en servicio en la zona norte durante las horas de alta penetración solar. Las tres formulaciones restringidas mejoran simultáneamente el hundimiento y el sobrepico, confirmando que la incorporación de una restricción de fortaleza de red tiene un efecto en el desempeño dinámico.

Entre las formulaciones restringidas, la basada en IDD entrega el mejor desempeño en este caso: sostiene el mayor valor de tensión durante el hundimiento y contiene el menor valor posterior al despeje, por debajo tanto de SCL como de inercia. No obstante, las diferencias entre las tres formulaciones restringidas son moderadas y dependen de la barra evaluada. Por ello, la ventaja de la formulación propuesta no debe interpretarse como una superioridad en el desempeño dinámico, sino como la capacidad de alcanzar un desempeño dinámico al menos equivalente al de los criterios tradicionales, pero, como se mostró en las secciones anteriores,

a un menor costo de operación y vertimiento renovable.

El efecto de la restricción no se limita a la barra donde ocurre la contingencia. Una falla puede afectar a barras eléctricamente distantes del punto de aplicación. La Figura 4.16 ilustra este comportamiento mediante la respuesta de dos barras de 500 kV ante una falla en Cumbres500: EntreRios500, hacia el sur, y Parinas500, en el norte del sistema.

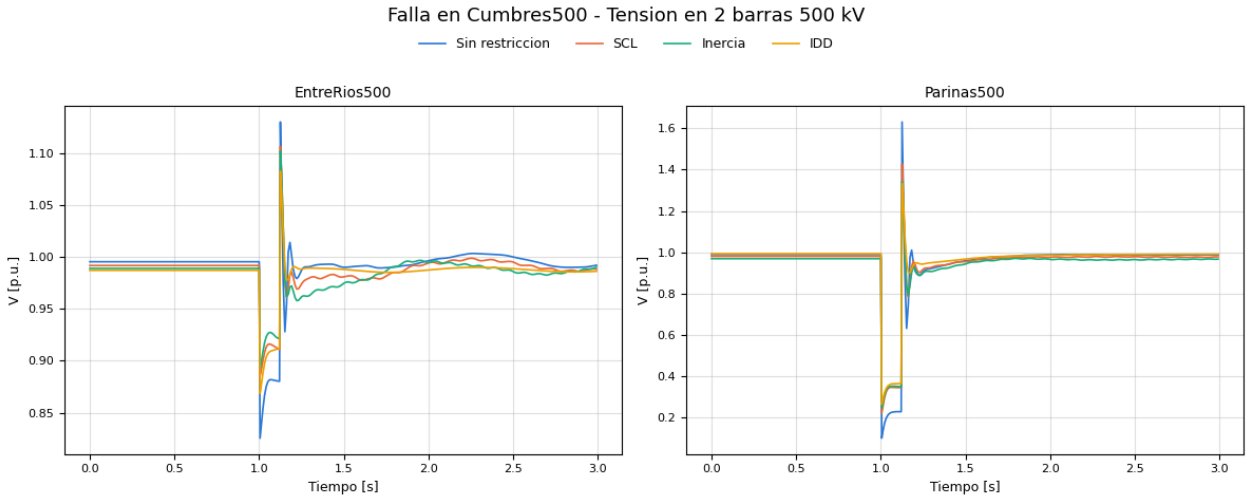


Figura 4.16: Evolución de la tensión en EntreRios500 y Parinas500 ante una falla en Cumbres500.

En ambas barras se observa que en el despacho sin restricción existe mayor severidad: presenta el pico de tensión más pronunciado tras el despeje y una recuperación más lenta, especialmente visible en EntreRios500, más alejada del punto de falla. Esto confirma que el aporte otorgado por las unidades encendidas por criterios de fortaleza de red puede beneficiar la respuesta en otros puntos del sistema. Para extender esta observación al conjunto del sistema, las Figuras 4.17 y 4.18 resumen la severidad en las otras doce barras de 500 kV monitoreadas, es decir, excluida la barra fallada.

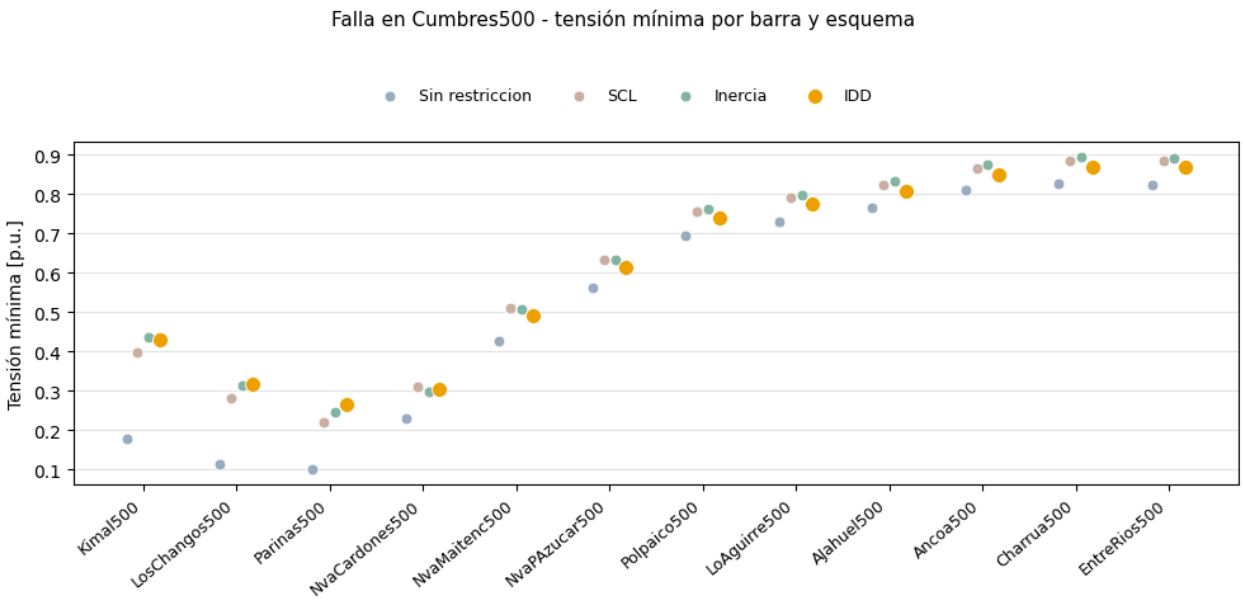


Figura 4.17: Tensión mínima durante la falla, por barra y esquema, ante una falla en Cumbres500.

La Figura 4.17 muestra que el despacho sin restricción alcanza la tensión mínima más baja en la totalidad de las barras evaluadas, con diferencias que superan los 0.2 p.u. respecto de los demás esquemas en las barras más próximas a la falla. Los tres esquemas con restricción de robustez elevan la tensión mínima de manera prácticamente indistinguible entre sí, sin que ninguno domine de forma sistemática. En cuanto a la profundidad del hundimiento durante la falla, las tres formulaciones entregan, por tanto, un nivel de desempeño equivalente.

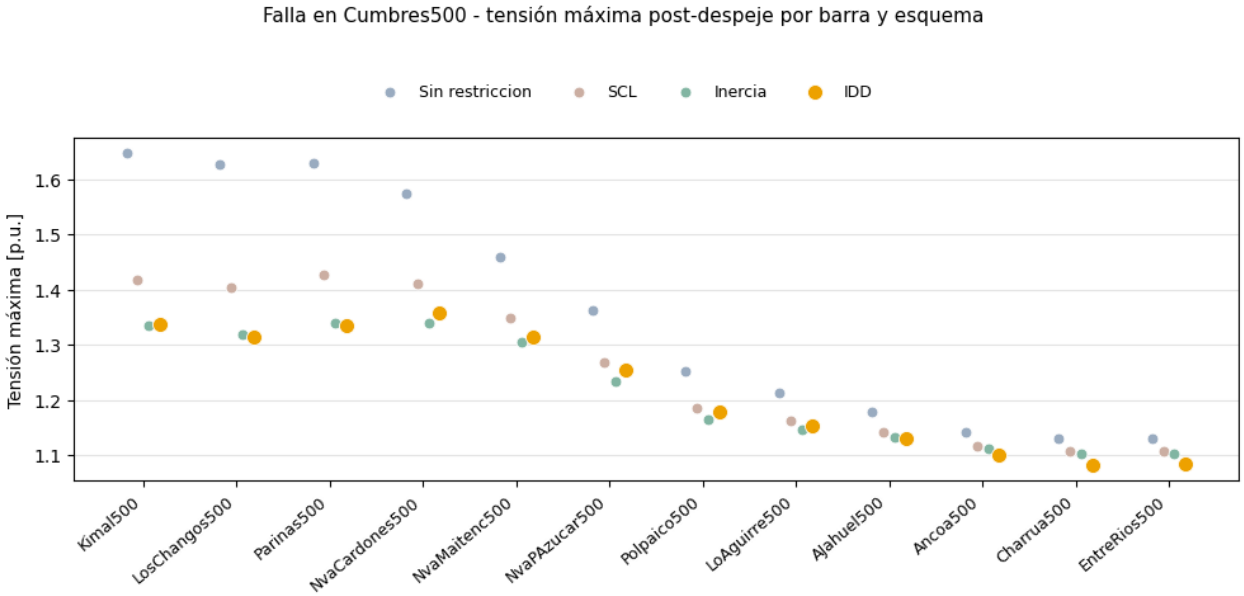


Figura 4.18: Tensión máxima posterior al despeje de la falla, por barra y esquema, ante una falla en Cumbres500.

La Figura 4.18 revela un comportamiento distinto. El despacho sin restricción vuelve a

ser el más severo, con sobretensiones cercanas a 1.65 p.u. en las barras del norte del sistema. Entre los esquemas con restricción, sin embargo, la diferencia ya no es despreciable: el criterio basado en nivel de cortocircuito presenta de forma consistente las sobretensiones más altas en las barras más afectadas, mientras que los despachos obtenidos con la restricción de IDD y con el criterio de inercia contienen el pico posterior al despeje en niveles comparables entre sí y sensiblemente menores. La diferencia se atenúa progresivamente hacia las barras del sur, donde los cuatro esquemas convergen.

Este contraste entre ambas figuras es relevante para la interpretación de los resultados. La profundidad de la tensión durante la falla está determinada principalmente por la potencia de cortocircuito disponible en el punto de aplicación, magnitud que los tres criterios de robustez aseguran de manera similar. La magnitud del sobrepico posterior al despeje, en cambio, depende de la capacidad de las unidades en servicio para sostener la referencia de tensión durante el transitorio de recuperación, característica que los indicadores estáticos no representan de forma explícita.

Esta verificación permite comparar las formulaciones en igualdad de condiciones desde el punto de vista del desempeño dinámico. Dado que las tres restricciones entregan hundimientos comparables y que la restricción de IDD no empeora las sobretensiones respecto de la de inercia, las diferencias económicas analizadas reflejan la eficiencia de cada criterio y no una relajación de la seguridad. La comparación horaria del IDD bajo las tres formulaciones y la respuesta de frecuencia en el caso de menor inercia se presentan en el Anexo B.

4.3.4. Comparación con el ESCR

Los operadores y procesos de planificación suelen emplear métricas estáticas de fortaleza de red basadas en niveles de cortocircuito, tales como el ESCR. Con el objetivo de contrastar la restricción propuesta basada en IDD con este tipo de métrica, en esta sección se analiza el comportamiento del ESCR en el SEN proyectado a 2030, sobre el barrido de capacidad BESS GFM descrito en la Sección 4.2, con una cota operacional de IDD fija. Para una barra i, el ESCR se calcula como

$$ESCR_i = \frac{SCL_i}{P_i^{\text{inst}} + \sum_{j \in \mathcal{N},\, j \neq i} IF_{ji} P_j^{\text{inst}}}, \tag{4.7}$$

donde SCL_i corresponde al nivel de cortocircuito en la barra i, P_i^{inst} es la potencia instalada de recursos basados en inversores conectados en dicha barra, P_j^{inst} es la potencia instalada de recursos basados en inversores conectados en el resto de las barras del sistema, e IF_{ji} representa el factor de interacción eléctrica entre la barra j y la barra i.

La Figura 4.19 presenta la evolución horaria del ESCR en la barra Kimal500 para distintos niveles de capacidad BESS GFM. El ESCR no presenta una mejora sistemática al aumentar la capacidad BESS GFM, a diferencia del costo de operación, que se analiza más adelante (Figura 4.20). De hecho, en varias horas los escenarios con mayor penetración de BESS GFM presentan valores de ESCR menores que escenarios con menor capacidad instalada. Esta diferencia entre ambas señales evidencia una limitación relevante del ESCR: si bien mide fortaleza de red desde una perspectiva estática, no representa explícitamente el modo de control del inversor ni su respuesta dinámica frente a perturbaciones de tensión.

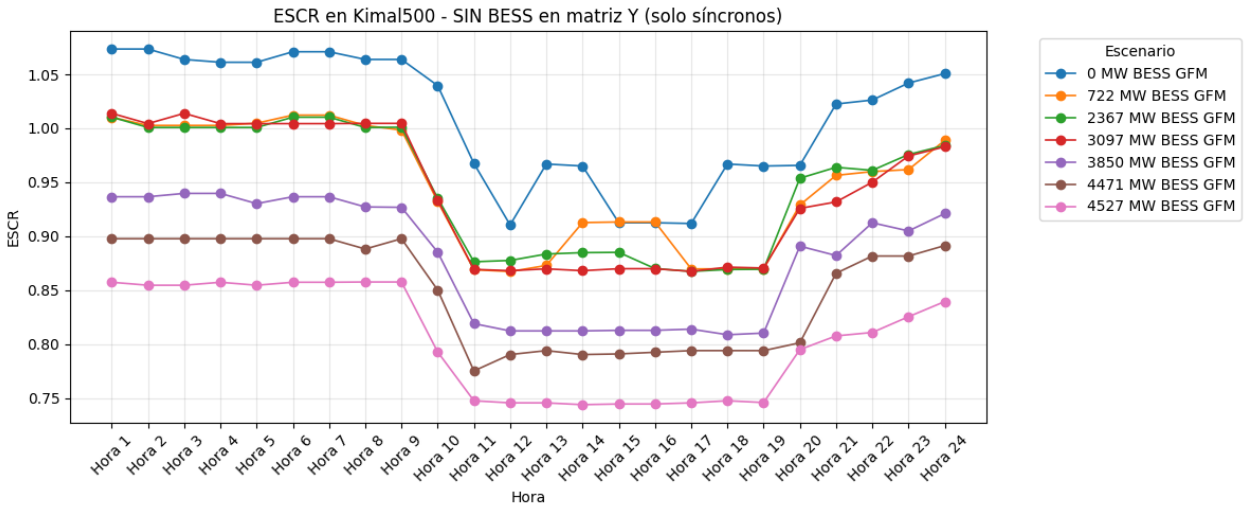


Figura 4.19: Evolución horaria del ESCR para distintos niveles de capacidad BESS GFM.

En particular, un BESS operando en modo GFM y un recurso basado en inversor operando en modo GFL pueden tener una representación similar desde la perspectiva del ESCR, aun cuando su comportamiento dinámico sea sustancialmente distinto. El ESCR se construye a partir de niveles de cortocircuito e interacción eléctrica entre barras, pero no incorpora directamente la capacidad del control GFM para sostener tensión o amortiguar la recuperación posfalla.

Esta diferencia se vuelve más clara al analizar el impacto económico del barrido de capacidad BESS GFM. La Figura 4.20 muestra que el costo operativo disminuye a medida que aumenta la capacidad instalada de BESS GFM. En particular, el costo pasa desde aproximadamente 3.1 MMUSD en el caso base hasta valores cercanos a 2.4 MMUSD para los escenarios con mayor capacidad GFM. Esta reducción se explica porque los BESS GFM permiten satisfacer la restricción de IDD con menor necesidad de mantener unidades convencionales encendidas por motivos de seguridad dinámica.

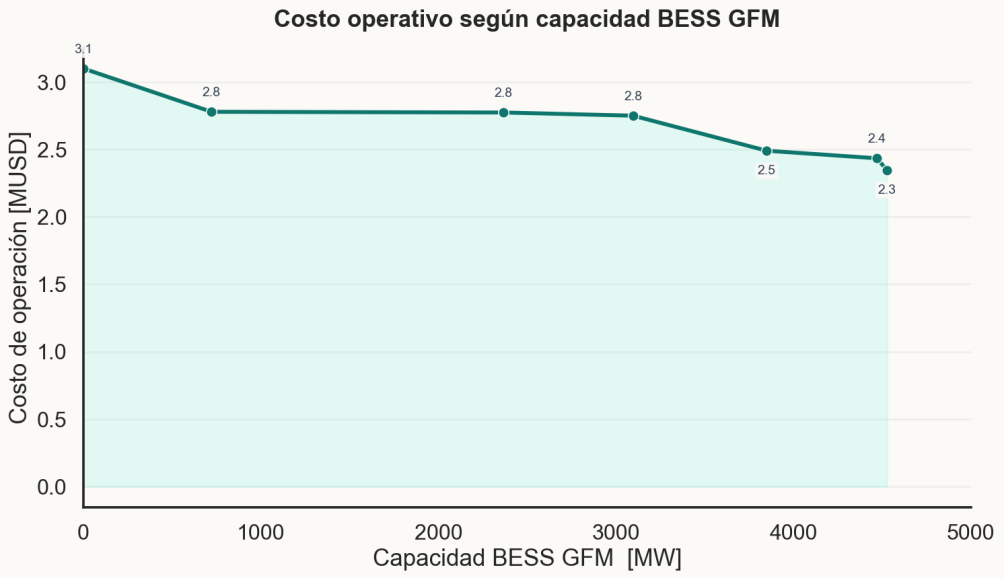


Figura 4.20: Costo de operación en función de la capacidad instalada de BESS GFM.

Sin embargo, la reducción de costos no es lineal. La mayor disminución se observa en los primeros niveles de capacidad BESS GFM, mientras que para capacidades más altas el beneficio marginal comienza a atenuarse. Esto sugiere que, una vez que la restricción de IDD deja de ser vinculante en una mayor cantidad de horas o zonas del sistema, la incorporación adicional de capacidad GFM entrega beneficios operacionales decrecientes. Por lo tanto, este resultado debe interpretarse como una sensibilidad operacional y no como una decisión óptima de expansión, ya que no considera costos de inversión ni criterios de localización óptima.

Desde el punto de vista operativo, este comportamiento evidencia que el valor del GFM no depende únicamente de la cantidad total de capacidad instalada, sino del grado en que dicha capacidad permite relajar restricciones activas de fortaleza de red. En consecuencia, los primeros incrementos de capacidad GFM tienen un mayor impacto económico al sustituir despacho convencional requerido por seguridad, mientras que los incrementos posteriores presentan retornos marginales menores.

Para complementar el análisis económico, se valida en el dominio del tiempo el comportamiento dinámico de los despachos obtenidos. Esta validación permite analizar si la factibilidad impuesta por el IDD se traduce efectivamente en una respuesta de tensión adecuada y, además, si dos despachos que satisfacen una misma cota de IDD pueden presentar diferencias dinámicas producto de la tecnología que entrega el soporte de fortaleza de red.

La Figura 4.21 compara la evolución temporal de la tensión en Kimal500, Cumbres500, LosChangos500 y Parinas500, considerando fallas aplicadas en cada una de estas barras. Se observa que, durante la falla, las trayectorias de tensión de ambos casos son prácticamente equivalentes. Esto indica que la restricción de IDD induce niveles similares de desempeño frente al hundimiento de tensión considerado por el indicador, aun cuando la composición tecnológica del despacho sea distinta.

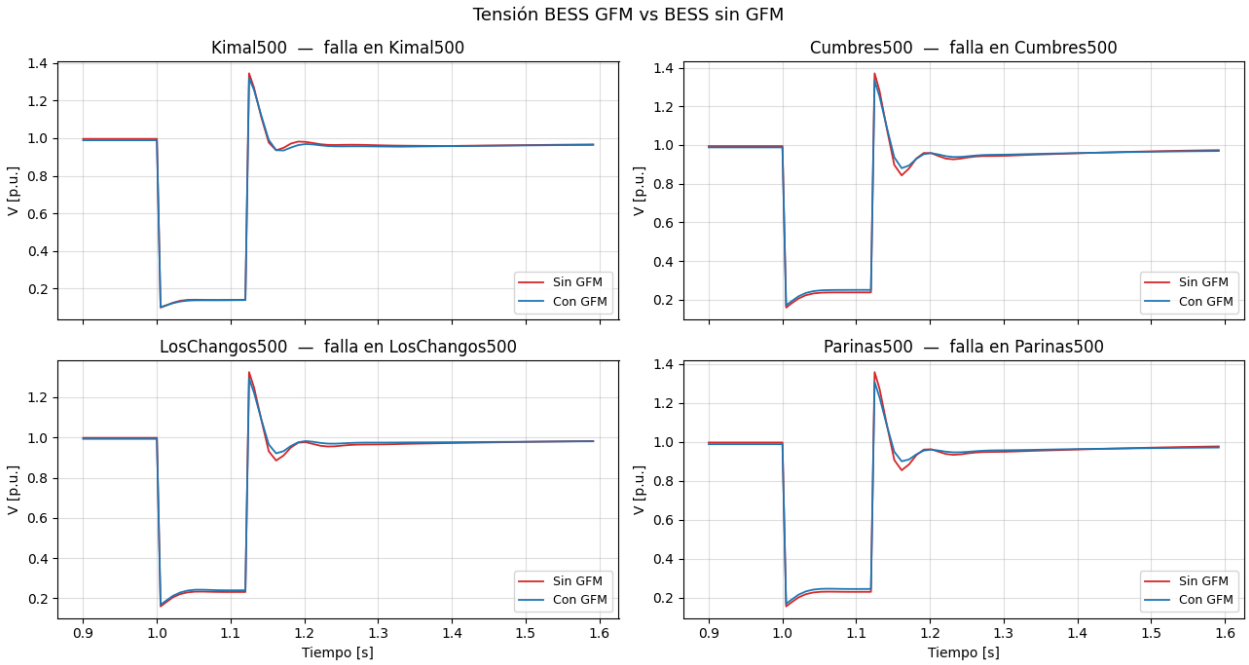


Figura 4.21: Respuesta dinámica de tensión en barras de 500 kV ante fallas aplicadas en la misma barra, para despachos con y sin BESS GFM.

No obstante, este resultado no implica que ambos despachos sean dinámicamente equivalentes en todo el sistema. Para evaluar la propagación de la perturbación hacia otras barras, la Figura 4.22 presenta la respuesta de tensión del resto de barras de 500 kV ante una falla aplicada en Kimal500.

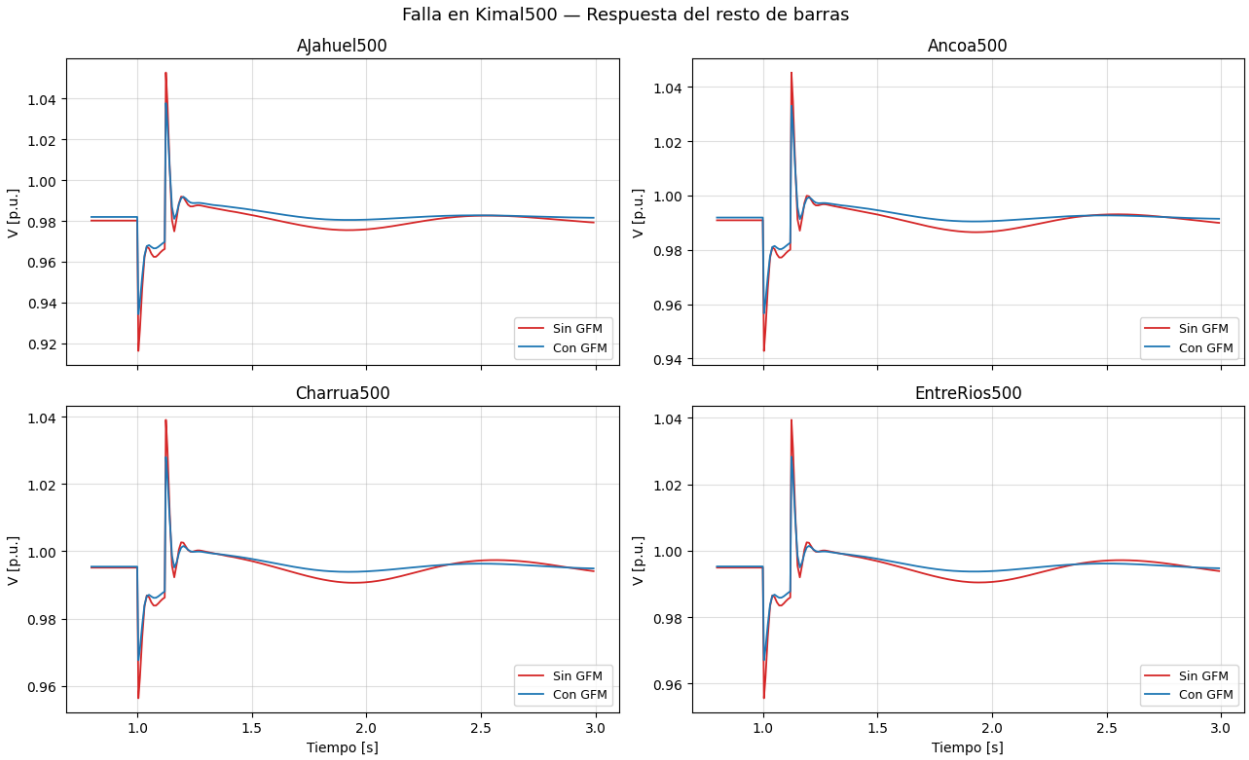


Figura 4.22: Respuesta dinámica de tensión del resto de barras de 500 kV ante una falla en Kimal500, para despachos con y sin BESS GFM.

A partir de la Figura 4.22, se observa que la diferencia entre ambos despachos no se limita a la barra donde ocurre la contingencia. En la mayoría de las barras analizadas, el caso sin GFM presenta un menor nivel de tensión inmediatamente después del despeje de la falla, seguido de una recuperación con mayor sobreoscilación. Esta respuesta es particularmente visible en barras como Ajahuel500, Ancoa500, Charrua500 y EntreRios500. Esto se debe a que, en el caso sin GFM, se encienden más unidades sincrónicas para satisfacer la restricción de IDD, lo que da lugar a una respuesta posfalla de naturaleza más oscilatoria. En contraste, el caso con BESS GFM muestra una recuperación más contenida, con menores excursiones de tensión y un mayor amortiguamiento posterior al despeje de la falla. Las respuestas ante fallas en otras barras se presentan en el Anexo E.

Por lo tanto, dos despachos equivalentes desde el punto de vista de la factibilidad impuesta por el IDD pueden presentar diferencias dinámicas relevantes. La provisión de fortaleza de red no depende únicamente de alcanzar un nivel agregado del indicador, sino también de la tecnología que entrega dicho soporte. En particular, los BESS operando en modo GFM permiten reducir la necesidad de encender generación sincrónica adicional por motivos de fortaleza de red, disminuyendo el costo operativo y mejorando la respuesta posfalla en distintas zonas del sistema.

En este contexto, la comparación con el ESCR refuerza una conclusión central de esta tesis. Aunque el ESCR entrega una medida estática de fortaleza de red, no distingue explícitamente entre modos de operación GFM y GFL ni representa su contribución dinámica frente a perturbaciones de tensión. Por ello, puede no reflejar adecuadamente el valor operativo de

recursos formadores de red en procesos de planificación, operación o licitación de servicios complementarios. En contraste, la restricción basada en IDD permite vincular directamente la operación del sistema con una medida de desempeño dinámico de tensión. En consecuencia, el valor de los recursos GFM no debe evaluarse únicamente a partir de su contribución al nivel de cortocircuito, sino también a partir de su capacidad para mejorar la respuesta dinámica del sistema y reducir la necesidad de despacho convencional por restricciones de fortaleza de red.

Capítulo 5

Conclusiones y trabajo futuro

Esta tesis propuso una formulación de predespacho con restricciones de fortaleza de red basadas en el desempeño dinámico de la tensión, considerando explícitamente el modo de operación de recursos basados en inversores. A diferencia de criterios tradicionales basados en métricas estáticas, tales como inercia mínima, SCL o ESCR, la metodología desarrollada incorpora una restricción asociada al IDD, indicador que permite representar la respuesta dinámica de la tensión ante perturbaciones de potencia reactiva.

Los resultados permiten validar las dos hipótesis planteadas en el Capítulo 1. Respecto de la Hipótesis 1, el despacho puramente económico, sin restricciones de robustez, presentó el peor desempeño dinámico en todas las simulaciones: un hundimiento de tensión de hasta 0.05 p.u. en Kimal500 y sobretensiones posteriores al despeje cercanas a 1.65 p.u. en las barras del norte. Todas las formulaciones con restricción de robustez mejoraron ambos indicadores, lo que confirma que, en sistemas con alta penetración de IBR, es necesario incorporar restricciones de fortaleza de red en el predespacho. Respecto de la Hipótesis 2, la restricción basada en IDD, que distingue el aporte de recursos sincrónicos, *grid-forming* y *grid-following*, alcanzó un desempeño dinámico al menos equivalente al del criterio de inercia mínima y, al mismo tiempo, redujo los costos de operación en 5.44 % en promedio, el vertimiento renovable en 20.8 % en promedio y los pagos laterales. El único matiz es que estos beneficios no siempre se traducen en un menor pago total de la demanda, debido a cambios en los costos marginales.

Desde el punto de vista metodológico, el principal aporte consistió en transformar una expresión dinámica no lineal del IDD en una restricción compatible con programación enteromixta. Para ello, se desplazó la carga computacional hacia una etapa *offline*, en la cual se generaron escenarios Monte Carlo, se calcularon parámetros eléctricos dependientes de la red y se calibraron modelos *surrogate* para representar el nivel de cortocircuito, la contribución de recursos *grid-following* y el término efectivo asociado a la desmagnetización de generadores sincrónicos. Los resultados de validación muestran que la aproximación reproduce adecuadamente el IDD, con errores acotados en las barras analizadas, permitiendo su incorporación en un problema de predespacho de gran escala.

En el primer caso de estudio, la restricción basada en IDD mostró ventajas económicas y operacionales frente a la restricción de inercia mínima. Para una cota dinámica equivalente, la formulación propuesta redujo los costos de operación respecto del caso con restricción de inercia, con un ahorro promedio cercano al 5.44 %, equivalente a aproximadamente 178 000

USD diarios. Esta reducción se explica porque la restricción de IDD identifica de forma más localizada las necesidades de fortaleza de red, evitando encender generación convencional únicamente por criterios zonales agregados. Además, la formulación propuesta redujo el vertimiento renovable en todos los meses evaluados. Este efecto fue especialmente relevante para la generación solar, debido a su ubicación en la zona norte del sistema, donde se implementó la restricción de fortaleza de red. En consecuencia, el IDD no solo permite mantener un nivel adecuado de desempeño dinámico, sino que también habilita una mayor integración de generación renovable al reconocer aportes dinámicos que no son capturados por métricas tradicionales. El análisis dual permitió estudiar el efecto de la restricción sobre costos marginales, márgenes de generadores y pagos laterales. Los resultados muestran que la restricción de IDD reduce la necesidad de pagos laterales respecto de la restricción de inercia, lo que indica que las unidades comprometidas bajo la formulación propuesta presentan una mejor recuperación de costos en el mercado marginalista. Sin embargo, el pago total de la demanda no disminuye necesariamente, debido a que los costos marginales pueden aumentar levemente en algunos escenarios. Esto evidencia que la reducción de costos de operación y pagos laterales no se traduce de forma automática en menores pagos de consumidores, ya que estos dependen simultáneamente de los costos marginales, del despacho resultante y de la asignación de pagos laterales.

En el segundo caso de estudio, se analizó el impacto de BESS operando en modo GFM. Los resultados muestran que aumentar la capacidad BESS GFM reduce los costos de operación, al permitir cumplir la cota de IDD con menor necesidad de despacho convencional por motivos de seguridad dinámica. No obstante, este beneficio presenta retornos marginales decrecientes: los primeros incrementos de capacidad GFM generan reducciones relevantes de costo, mientras que niveles adicionales entregan beneficios menores una vez que la restricción de IDD deja de ser vinculante en una mayor cantidad de horas o zonas del sistema. La comparación con el ESCR evidenció una limitación importante de las métricas estáticas de fortaleza de red. A pesar de que la incorporación de BESS GFM mejora el desempeño operativo y dinámico del sistema, el ESCR no presenta una mejora sistemática con el aumento de capacidad GFM. Esto ocurre porque el ESCR no representa explícitamente el modo de control del inversor ni su capacidad de soporte dinámico de tensión. Por lo tanto, su uso como métrica única en procesos de planificación o licitación de servicios complementarios podría subvalorar el aporte de tecnologías formadoras de red.

Finalmente, las simulaciones dinámicas mostraron que dos despachos factibles bajo una misma cota de IDD pueden presentar diferencias relevantes en la respuesta posfalla. En particular, el caso con BESS GFM presentó una recuperación de tensión más amortiguada y con menores oscilaciones posteriores al despeje de la falla. Esto confirma que el valor de los recursos GFM no se limita a su aporte equivalente de cortocircuito, sino que también depende de su capacidad para modificar la dinámica posfalla del sistema. En conjunto, los resultados permiten concluir que la restricción basada en IDD constituye una herramienta útil para incorporar criterios dinámicos de fortaleza de red en el predespacho, manteniendo escalabilidad computacional y distinguiendo el aporte de recursos GFM y GFL.

5.1. Trabajo futuro

Una primera línea de trabajo futuro consiste en definir cotas operacionales de IDD de forma empírica y directa. En esta tesis, las cotas utilizadas se obtienen a partir de una equivalencia entre la práctica operacional vigente basada en inercia y el nivel de IDD resultante. Si bien este procedimiento permite comparar de forma consistente la restricción propuesta con criterios actualmente utilizados, no representa necesariamente una frontera óptima de seguridad dinámica. Por ello, resulta necesario construir cotas de IDD a partir de estudios dinámicos, considerando múltiples contingencias, condiciones operativas y criterios de aceptabilidad de tensión.

Una segunda extensión relevante corresponde a ampliar la definición del indicador para capturar explícitamente el área posfalla. Los resultados dinámicos muestran que, aun cuando dos despachos satisfacen una misma cota de IDD, pueden presentar diferencias en la sobreoscilación y amortiguamiento posterior al despeje de la falla. Por lo tanto, una posible mejora consiste en complementar el indicador actual con una componente adicional de desempeño posfalla, por ejemplo,

$$IDD_i^{\text{post}} = \int_{t_d}^{t_{\text{fin}}} \left| V_i(t) - V_i^{\text{ref}} \right| dt, \tag{5.1}$$

donde t_{fin} corresponde al término de la ventana de evaluación posterior al despeje, de modo de capturar no solo el hundimiento de tensión durante la contingencia, sino también la calidad de la recuperación posterior. Asimismo, la exposición residual a la subestimación del IDD identificada en la Sección 4.3.1 podría acotarse incorporando explícitamente un margen de seguridad δ sobre la cota, es decir, utilizando $IDD_i^{\max}(1-\delta)$ como umbral efectivo, con δ calibrado a partir del percentil de subestimación observado.

Otra línea de investigación consiste en incorporar la localización óptima de recursos GFM. En esta tesis se evalúa el impacto de distintos niveles de capacidad BESS GFM, pero no se resuelve un problema de expansión ni de ubicación óptima. Dado que el valor de la fortaleza de red es altamente dependiente de la ubicación eléctrica, futuros trabajos podrían formular un problema conjunto de inversión y operación que determine dónde instalar capacidad GFM y cuánto valor aporta en términos de reducción de costos, vertimiento y pagos laterales.

También resulta relevante extender la formulación hacia esquemas de valorización de servicios complementarios. Los resultados muestran que métricas estáticas como el ESCR pueden no reconocer adecuadamente el aporte dinámico de recursos GFM. Por ello, una extensión natural es estudiar mecanismos de remuneración basados en indicadores dinámicos, evaluando cómo distintas métricas de fortaleza de red afectan los pagos laterales, los costos de consumidores y los incentivos de inversión en tecnologías formadoras de red.

Finalmente, se propone incorporar incertidumbre operacional en la formulación. La metodología desarrollada utiliza un día por mes y escenarios determinísticos de operación, pero en sistemas con alta penetración renovable la incertidumbre de demanda, generación solar, generación eólica y disponibilidad de unidades puede modificar significativamente los requerimientos de fortaleza de red. En este sentido, una extensión futura corresponde a formular versiones estocásticas o robustas del predespacho con restricciones de IDD, permitiendo evaluar el desempeño de la metodología bajo condiciones operativas inciertas.

Bibliografía

[1] IRENA, "Renewable energy statistics 2024". https://www.irena.org/Publications, 2024. [Último acceso: 15 de enero de 2025].

[2] IEA, "Renewables 2023: Analysis and forecast to 2028". https://www.iea.org/reports/renewables-2023, 2023. [Último acceso: 20 de enero de 2025].

[3] Coordinador Eléctrico Nacional, "Reportes". https://www.coordinador.cl/reportes/documentos/reporte-energetico/2024/, 2024. [Último acceso: 6 de enero de 2025].

[4] Coordinador Eléctrico Nacional, "Informe de propuesta de expansión de la transmisión". https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/desarrollo-de-la-transmision/propuesta-expansion-transmision-2024/, 2024. [Último acceso: 15 de marzo de 2025].

[5] Dozein, M., Mancarella, P., Saha, T., y Yan, R., "System strength and weak grids: Fundamentals, challenges, and mitigation strategies", en 2018 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), (Auckland), 2018.

[6] Milano, F., Dörfler, F., Hug, G., Hill, D., y Verbic, G., "Foundations and challenges of low-inertia systems", en Power Systems Computation Conference (PSCC), (Dublin), 2018.

[7] Bhardwaj, A., Kamboj, V. K., Shukla, V. K., Singh, B., y Khurana, P., "Unit commitment in electrical power system—A literature review", en IEEE International Power Engineering and Optimization Conference, (Melaka, Malaysia), 2012.

[8] Coordinador Eléctrico Nacional, "Estudio de restricciones en el sistema de transmisión". https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/restricciones-en-el-sistema-de-transmision/, 2024. [Último acceso: 25 de marzo de 2025].

[9] Coordinador Eléctrico Nacional, "Resumen de los estudios y definición de requerimientos para el fortalecimiento de la red en el SEN". https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/09/Resumen-Estudios-de-Analisis-y-Definicion-Requerimientos-Minimos-SEN-2025-2030.pdf, 2022. [Último acceso: 25 de marzo de 2025].

[10] Coordinador Eléctrico Nacional, "Reporte anual de desempeño del Sistema Eléctrico Nacional, año 2025 (Art. 72-15)". https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2026/04/CEN-Reporte-Art-72-15-ano-2025-21-04-2026.pdf, 2026. [Último acceso: 24 de septiembre de 2026].

[11] EirGrid y SONI, "Operational policy roadmap 2025–2035", rep. tec., EirGrid plc and SONI Limited, 2025. [Último acceso: 24 de septiembre de 2026].

[12] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), "Otras disposiciones". https://www.boe.es/boe/dias/2025/10/21/pdfs/BOE-A-2025-21198.pdf, 2025. [Último

acceso: 15 de mayo de 2026].

[13] National Grid ESO, "Operability strategy report: A system operability framework document", rep. tec., National Grid ESO, 2018. https://www.neso.energy/document/134161/download.

[14] EirGrid, "System non-synchronous penetration: Definition and formulation". EirGrid plc. https://cms.eirgrid.ie/system-non-synchronous-penetration-definition-and-formulation.

[15] Australian Energy Market Operator (AEMO), "System strength requirements methodology: System strength requirements & fault level shortfalls", rep. tec., AEMO, 2018. https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/System-Security-Market-Frameworks-Review/2018/System_Strength_Requirements_Methodology_PUBLISHED.pdf.

[16] Sun, H., Guo, Q., Zhang, B., Wu, W., y Wang, B., "Voltage control challenges on weak grids with high penetration of wind generation: ERCOT experience", en IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012. https://ieeexplore.ieee.org/document/6344713/.

[17] PJM Interconnection, "Manual 03: Transmission operations", rep. tec., PJM Interconnection. https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m03.pdf.

[18] California Independent System Operator (CAISO), "Appendix l: Method to assess available transfer capability", rep. tec., CAISO, 2023. https://www.caiso.com/documents/appendixl-1-method-to-assess-available-transfer-capability-nov1-2023.pdf.

[19] Conejo, A. y Baringo, L., Power Systems Operations. Springer, 2018.

[20] Kundur, P., Howell, F., Wang, L., y Chung, C., "Generation rescheduling methods to improve power transfer capability constrained by small-signal stability", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 1, 2004.

[21] Liu, J. y Yu, J., "Explicit data-driven small-signal stability constrained optimal power flow", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 37, no. 5, 2022.

[22] Huang, Z., Wang, K., Wang, Y., Han, J., y Liang, J., "Small-signal stability constrained optimal power flow considering eigenvalue distribution", Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 12, no. 4, 2024.

[23] Ding, L., Men, Y., Huang, H., y Lu, X., "Small-signal stability constrained optimal power flow of inverter-dominated power systems with flexible operation mode selection", en 2024 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2024.

[24] Restrepo, J. y Galiana, F., "Unit commitment with primary frequency regulation constraint", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 4, pp. 1836–1842, 2005.

[25] Wen, Y., Li, W., Huang, G., y Liu, X., "Frequency dynamics constrained unit commitment with battery energy storage", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 6, pp. 5115–5125, 2016.

[26] Chávez, H., Baldick, R., y Sharma, S., "Governor rate-constrained OPF for primary frequency control adequacy", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 29, no. 3, pp. 1473–1480, 2014.

[27] Ahmadi, H. y Ghasemi, H., "Security-constrained unit commitment with linearized system frequency limit constraints", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 29, no. 4,

pp. 1536–1545, 2014.

[28] Teng, F., Trovato, V., y Strbac, G., "Stochastic scheduling with inertia-dependent fast frequency response requirements", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 2, pp. 1557–1566, 2016.

[29] Xu, W., Chu, Z., Capitanescu, F., y Teng, F., "On the incorporation of stability constraints into sequential operational scheduling", arXiv preprint arXiv:2411.11652, 2024.

[30] Paturet, M., Markovic, U., Delikaraoglou, S., Vrettos, E., Aristidou, P., y Hug, G., "Stochastic unit commitment in low-inertia grids", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 35, no. 5, pp. 3448–3458, 2020.

[31] Zhang, Z., Du, E., y Teng, F., "Modeling frequency dynamics in unit commitment with a high share of renewable energy", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 35, 2020.

[32] Marrazi, E., Yang, G., y Weinreich-Jensen, P., "Allocation of synchronous condensers for restoration of system short-circuit power", Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 6, no. 1, pp. 17–26, 2018.

[33] Jia, J., Yang, G., Nielsen, A. H., Weinreich-Jensen, P., Muljadi, E., y Gevorgian, V., "Synchronous condenser allocation for improving system short circuit ratio", en Proceedings of the 5th International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems, 2018.

[34] Hadavi, S., Saunderson, J., Mehrizi-Sani, A., y Bahrani, B., "A planning method for synchronous condensers in weak grids using semi-definite optimization", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 38, no. 2, pp. 1632–1641, 2023.

[35] Chu, Z. y Teng, F., "Stability constrained optimization in high IBR-penetrated power systems—part I: Constraint development and unification", arXiv preprint arXiv:2307.12151, 2023.

[36] Chu, Z. y Teng, F., "Voltage stability constrained unit commitment in power systems with high penetration of inverter-based generators", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 38, no. 2, 2023.

[37] Lin, Y., Wang, B., y Guo, Q., "Short-circuit ratio and short-term voltage security constrained unit commitment in high wind power-penetrated power systems", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 39, no. 4, 2024.

[38] Wang, J., Zhang, J., Zhang, N., y Strbac, G., "Unit commitment considering static voltage stability through worst-case condition detection", en 2024 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), 2024.

[39] Jia, H., Hou, Q., Yong, P., y Teng, F., "Learning multiple convex voltage stability constraints for unit commitment", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 40, no. 1, 2025.

[40] Pareek, P. y Nguyen, H., "A convexification approach for small-signal stability constrained optimal power flow", IEEE Transactions on Control of Network Systems, vol. 8, no. 4, 2021.

[41] Hadavi, S., Mansour, M. Z., y Bahrani, B., "Optimal allocation and sizing of synchronous condensers in weak grids with increased penetration of wind and solar farms", IEEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems, vol. 11, no. 1, 2021.

[42] Richard, L., Nahid, A.-M., y Saha, T., "Optimal allocation of synchronous condensers in wind dominated power grids", IEEE Access, vol. 8, pp. 45400–45410, 2020.

[43] Nahmías, E., "Indicador de robustez en SEP con altos niveles de convertidores", tesis de magíster, Universidad de Chile, 2026.

[44] Coordinador Eléctrico Nacional, "Minuta DAOP N.º 04/2025", rep. tec., Coordinador Eléctrico Nacional, 2025.

Anexos

Anexo A: Errores de estimación

En este anexo se presentan los gráficos complementarios asociados al desempeño de los modelos de estimación utilizados para la restricción de fortaleza de red (fase de prueba).

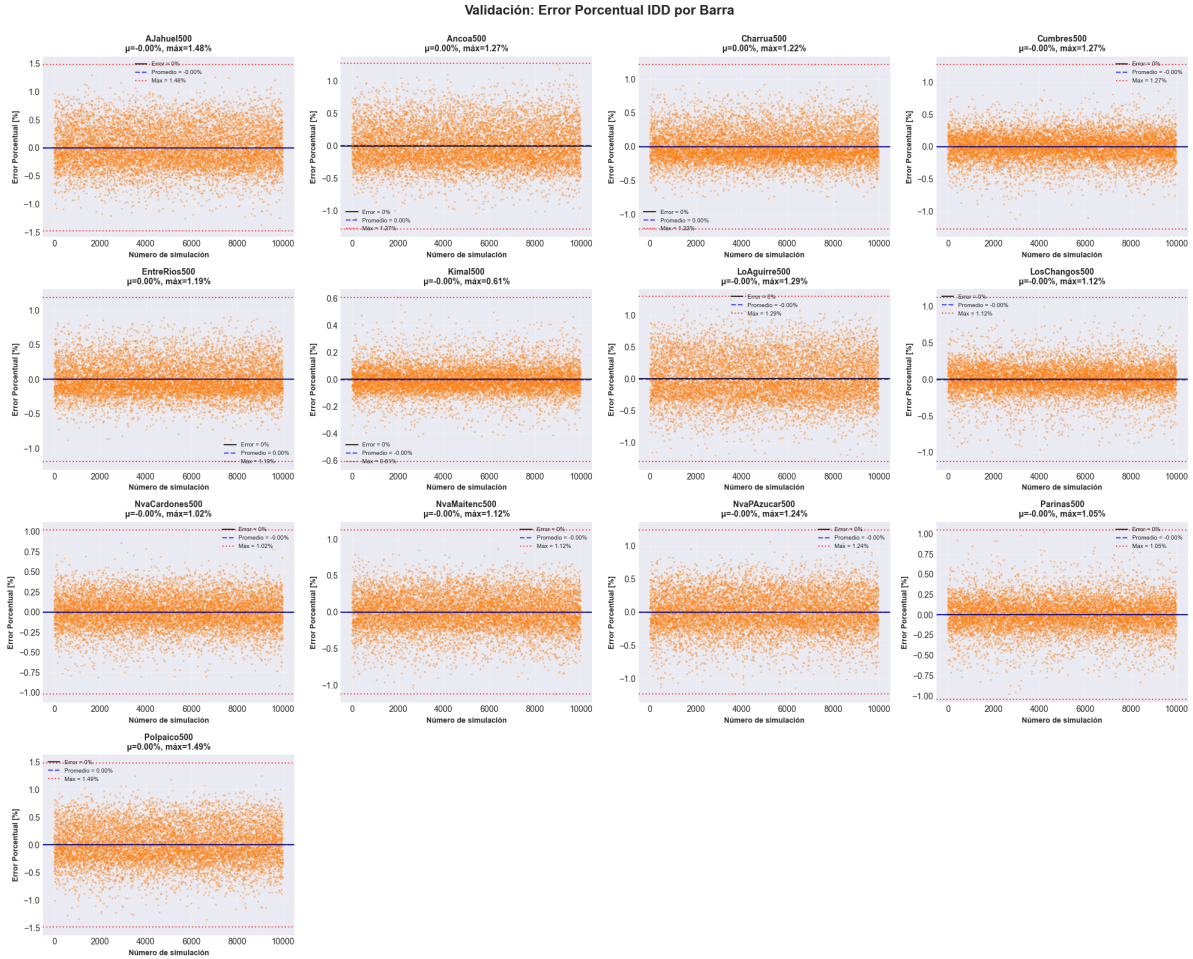


Figura A.1: Resumen del error porcentual de estimación del IDD por barra.

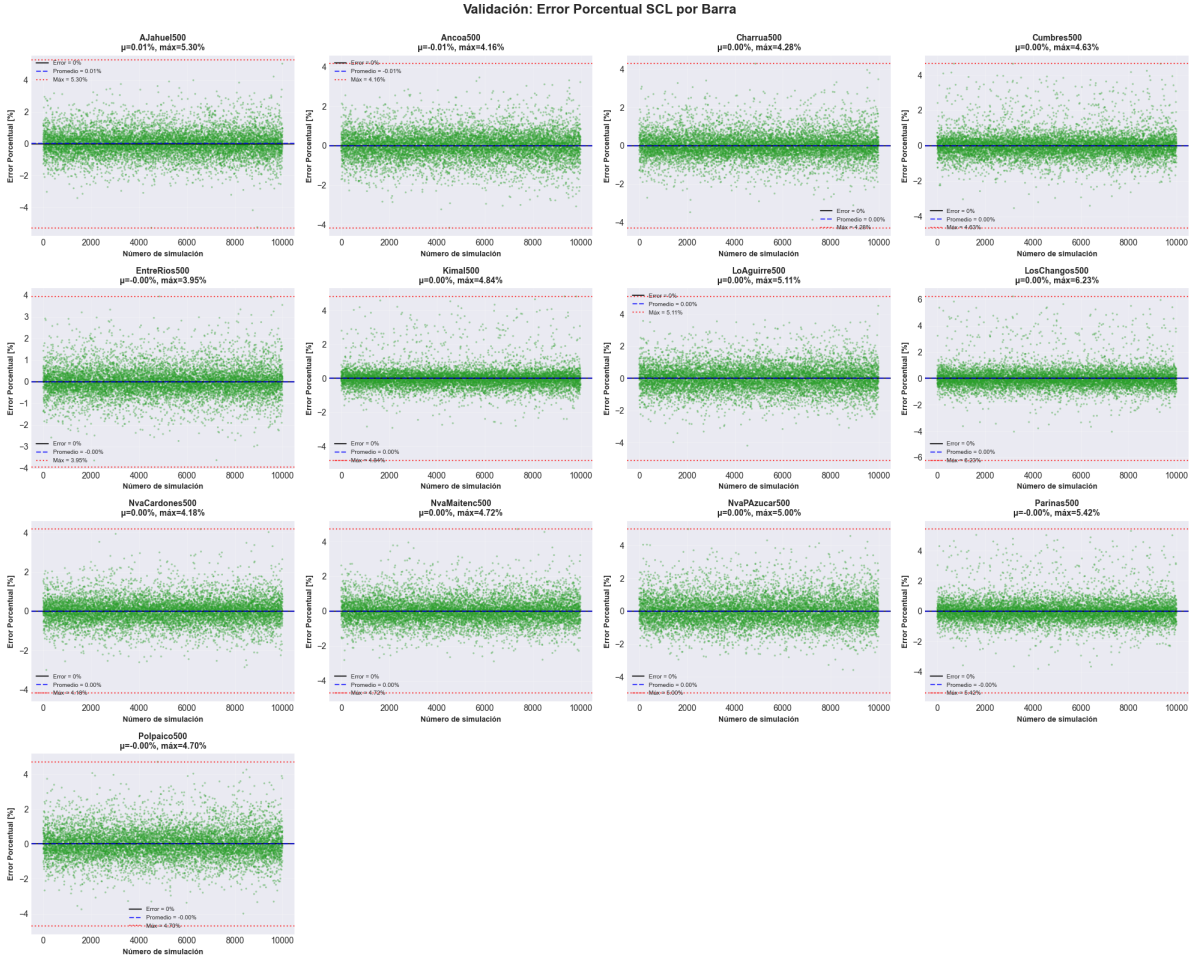


Figura A.2: Resumen del error porcentual de estimación del SCL por barra.

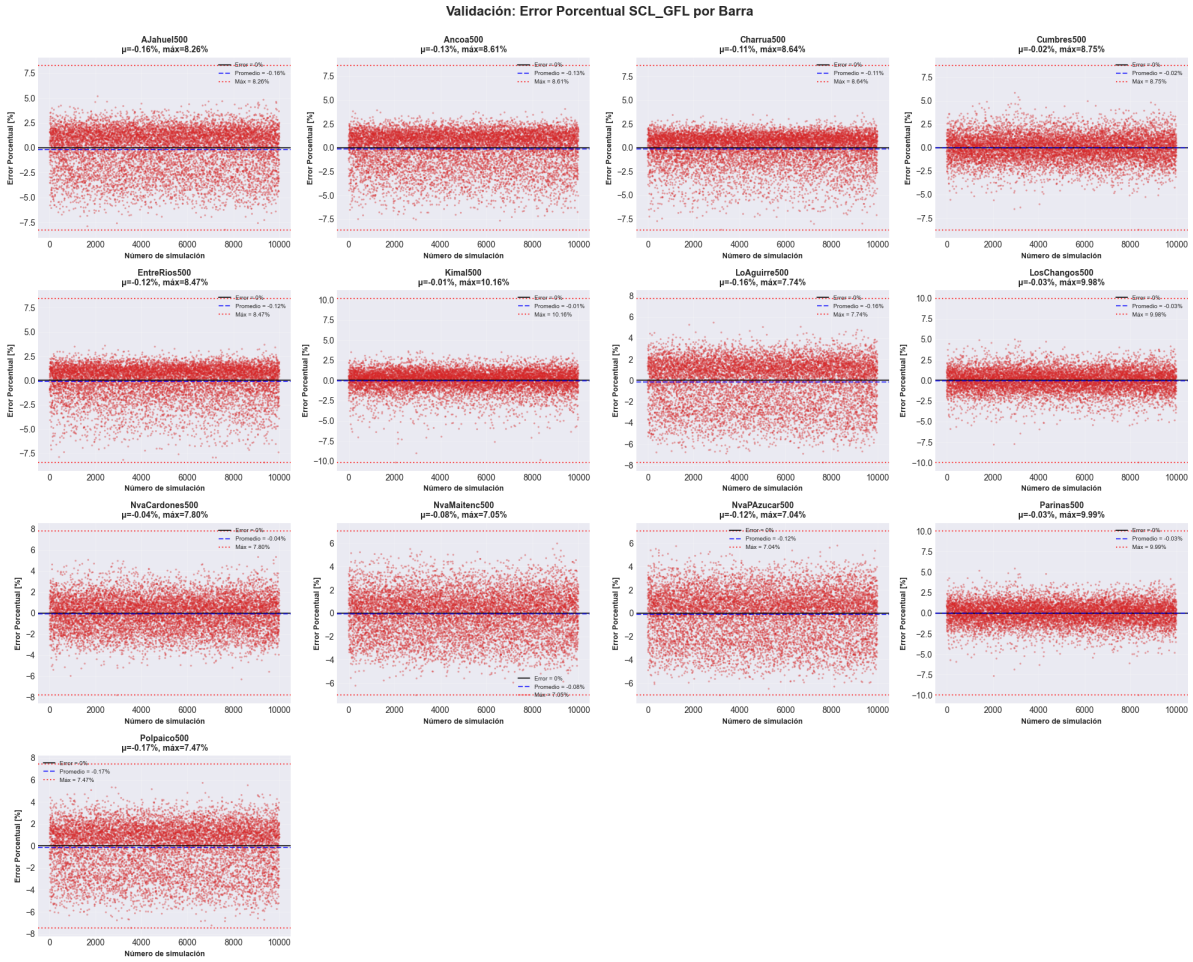


Figura A.3: Resumen del error porcentual de estimación del SCL^{GFL} por barra.

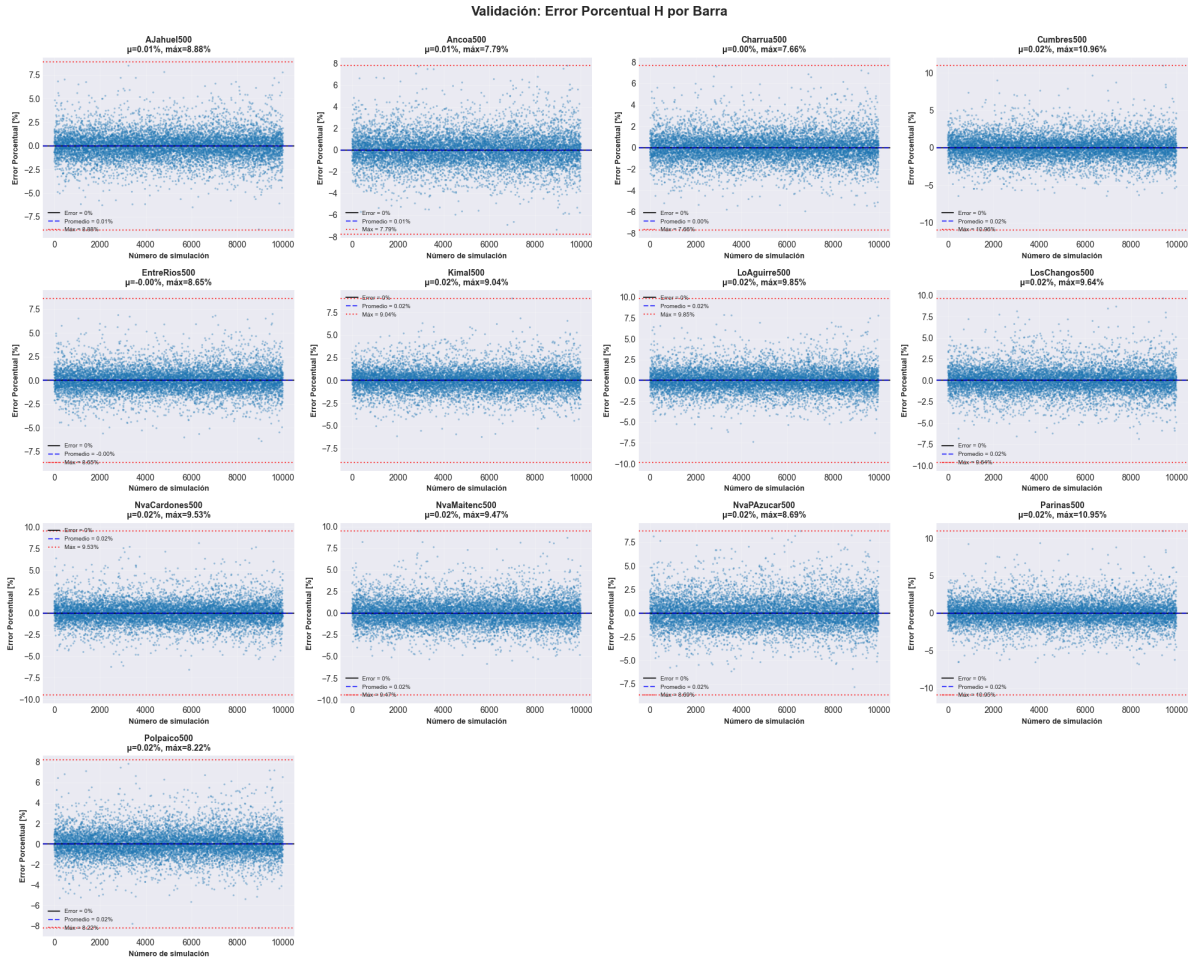


Figura A.4: Resumen del error porcentual de estimación de H por barra.

Anexo B: Comparación horaria de IDD entre restricciones de SCL, IDD e inercia

En este anexo se presenta la comparación horaria del indicador IDD obtenido bajo las formulaciones con restricción de SCL, restricción de IDD y restricción de inercia para la barra Kimal500, considerando los doce días aleatorios del año. También se muestran la inercia horaria y la simulación dinámica de la frecuencia ante la desconexión de la unidad de generación más grande despachada (280 MW) en el caso con menor inercia.

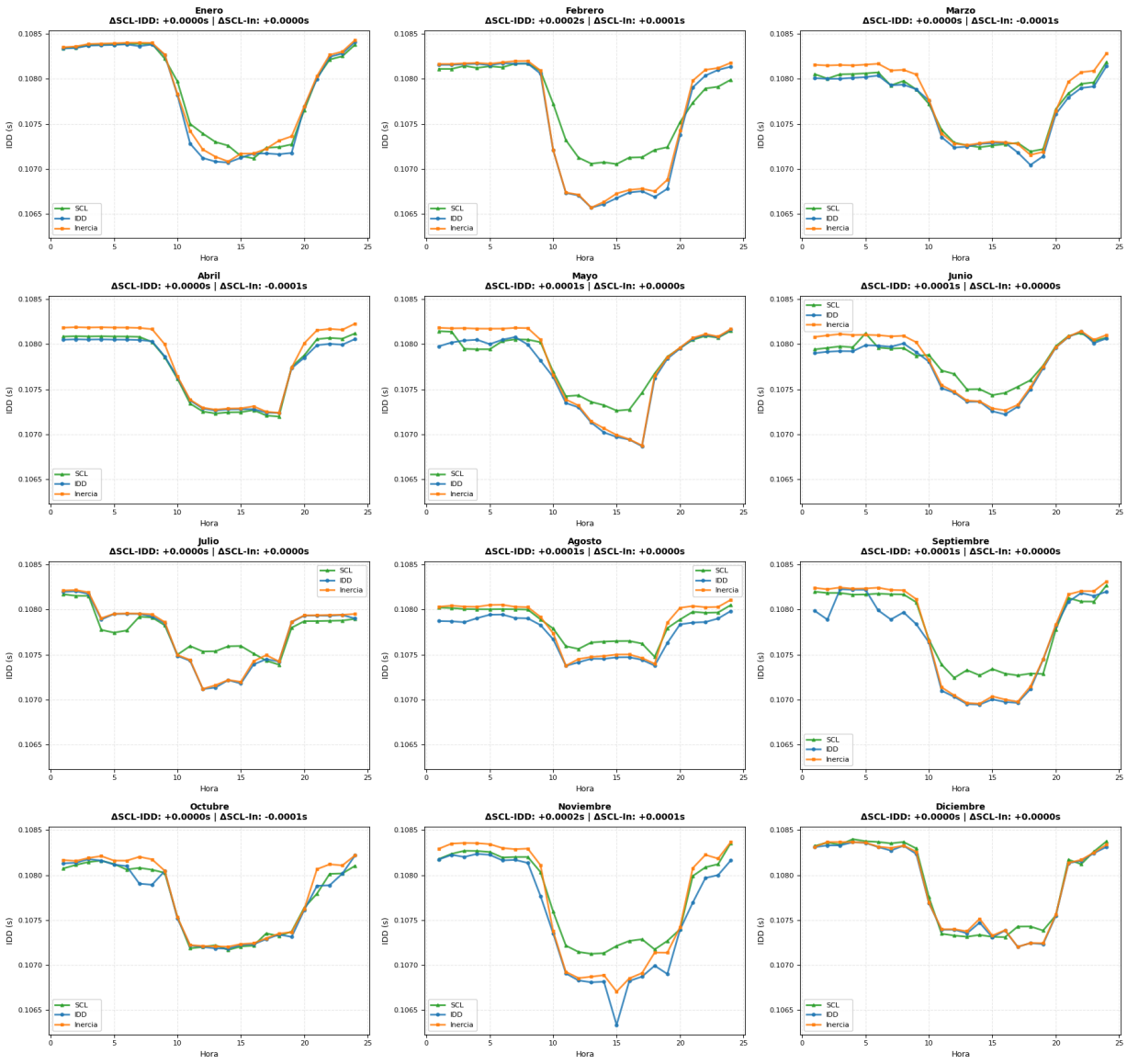


Figura B.1: Comparación horaria del IDD para las formulaciones SCL, IDD e inercia en la barra Kimal500 para todos los meses.

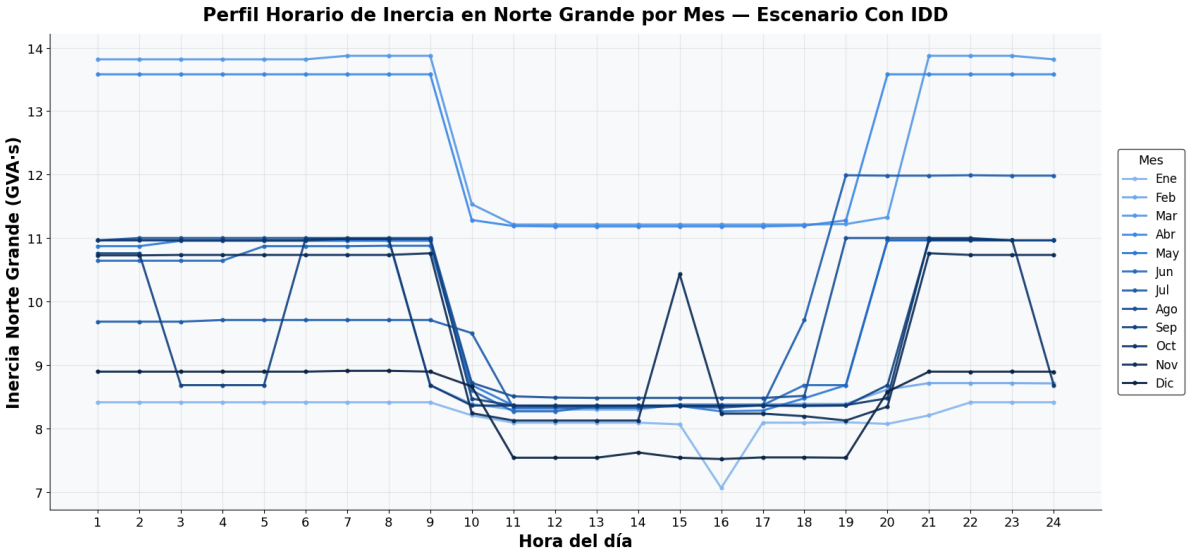


Figura B.2: Inercia horaria en el norte grande con la restricción de IDD.

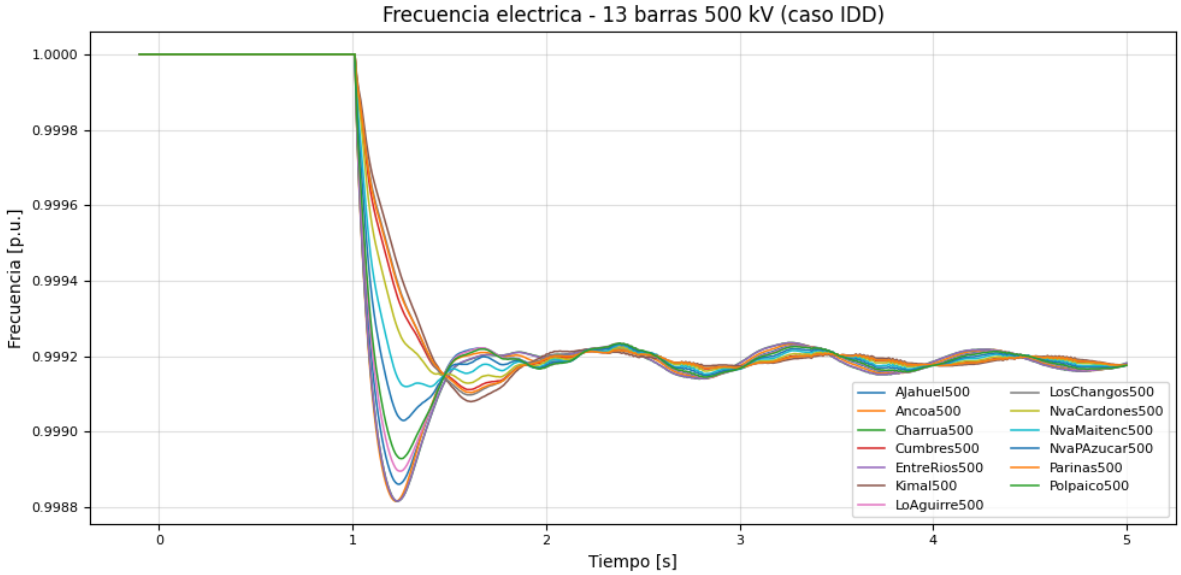


Figura B.3: Frecuencia ante la mayor pérdida de generación en el caso de menor inercia con la restricción de IDD.

Anexo C: Tiempos de cómputo y brechas de optimalidad por instancia

Tabla C.1: Tiempos de cómputo por instancia para las formulaciones IDD, inercia y SCL.

Mes	**IDD [s]**	**Inercia [s]**	**SCL [s]**
Enero	612.0	22.6	301.8
Febrero	371.5	9.2	185.3
Marzo	1 091.5	19.9	216.8
Abril	959.4	13.1	198.4
Mayo	267.7	15.0	203.3
Junio	412.3	16.2	129.1
Julio	489.8	13.4	212.1
Agosto	313.2	8.2	137.2
Septiembre	428.9	12.0	679.3
Octubre	1 505.5	11.1	1 287.3
Noviembre	234.2	27.0	99.3
Diciembre	1 600.0	45.6	1 664.8
Promedio	**690.5**	**17.8**	**442.9**
Máximo	**1 600.0**	**45.6**	**1 664.8**
Total	**8 286.0**	**213.3**	**5 314.7**

Tabla C.2: Ahorro mínimo demostrable del esquema IDD respecto del criterio de inercia. La comparación se realiza entre el valor objetivo alcanzado por IDD y la cota inferior del esquema con restricción de inercia, por lo que el resultado es independiente de la tolerancia de optimalidad empleada. Valores monetarios en miles de USD.

	IDD		**Inercia**			
Mes	**Valor obj.**	**Brecha [%]**	**Cota inf.**	**Brecha [%]**	**Margen**	**Ahorro [%]**
Enero	2 548.3	0.591	2 814.7	0.000	266.4	9.46
Febrero	2 871.3	0.486	3 025.8	0.755	154.4	5.10
Marzo	4 435.7	0.731	4 509.2	0.397	73.5	1.63
Abril	4 632.2	0.883	4 678.8	0.920	46.6	1.00
Mayo	3 286.1	0.520	3 413.9	0.348	127.9	3.74
Junio	3 825.7	0.983	3 930.1	0.736	104.4	2.66
Julio	3 592.6	0.965	3 704.3	0.927	111.7	3.02
Agosto	3 019.0	0.499	3 155.9	0.603	137.0	4.34
Septiembre	2 579.8	0.902	2 749.4	1.000	169.6	6.17
Octubre	2 315.4	0.945	2 511.1	0.997	195.7	7.79
Noviembre	2 276.1	0.800	2 470.4	0.148	194.3	7.87
Diciembre	1 669.5	0.828	1 966.4	0.921	296.9	15.10
Total	**37 051.6**	0.761*	**38 929.9**	0.646*	**1 878.3**	**4.82**

* Promedio de las brechas por instancia. Tolerancia de optimalidad: 1 %.

Anexo D: Respuesta dinámica de tensión bajo las distintas formulaciones

En este anexo se presentan resultados complementarios de la validación dinámica de la Sección 4.3.3.5, comparando la respuesta de tensión de los despachos obtenidos con las cuatro formulaciones de predespacho (sin restricción, SCL, inercia e IDD) ante fallas aplicadas en distintas zonas del Sistema Eléctrico Nacional.

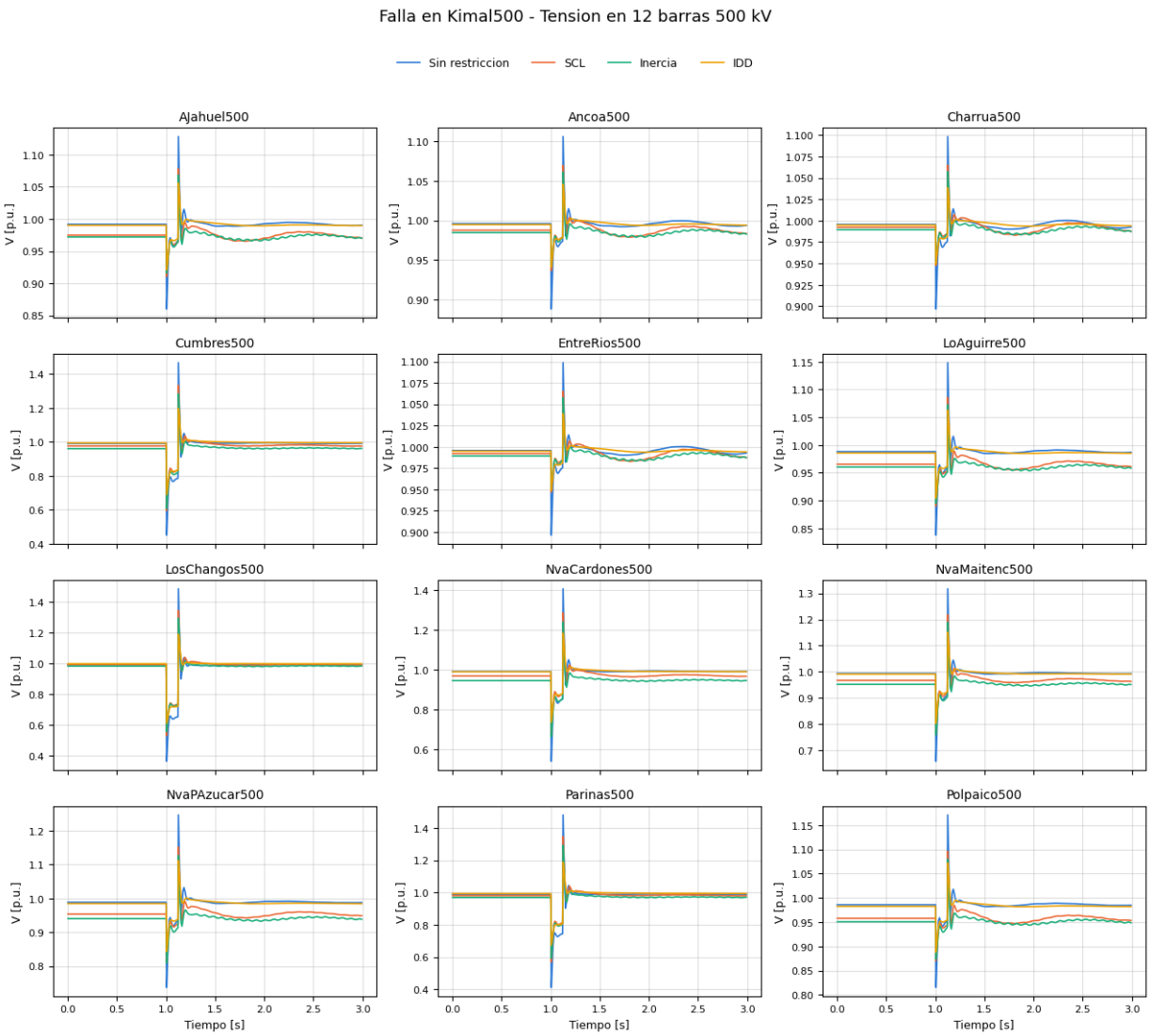


Figura D.1: Falla en Kimal500 (zona norte): respuesta de las barras de 500 kV bajo las formulaciones sin restricción, SCL, inercia e IDD.

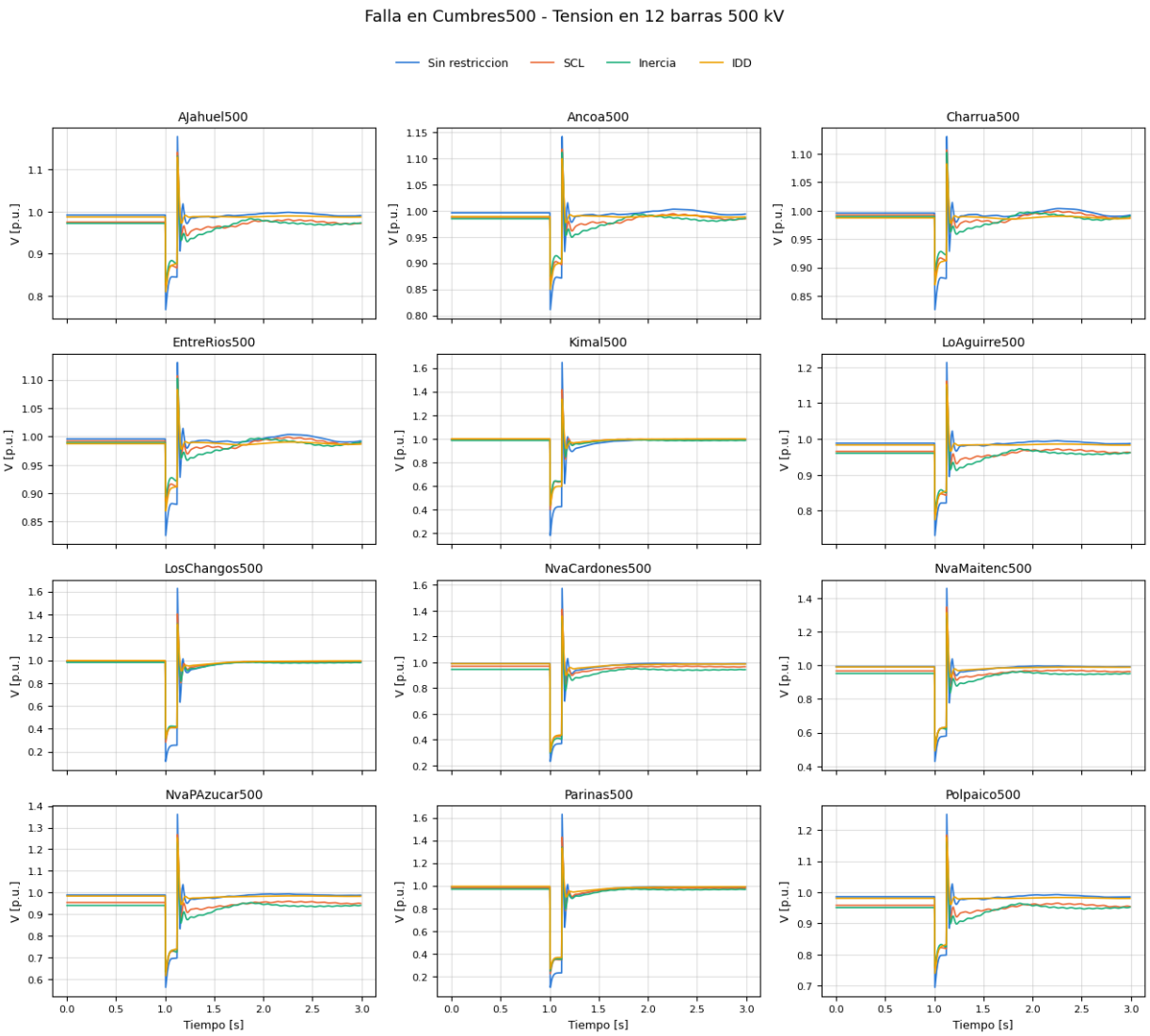


Figura D.2: Falla en Cumbres500 (zona centro): respuesta de las barras de 500 kV bajo las formulaciones sin restricción, SCL, inercia e IDD.

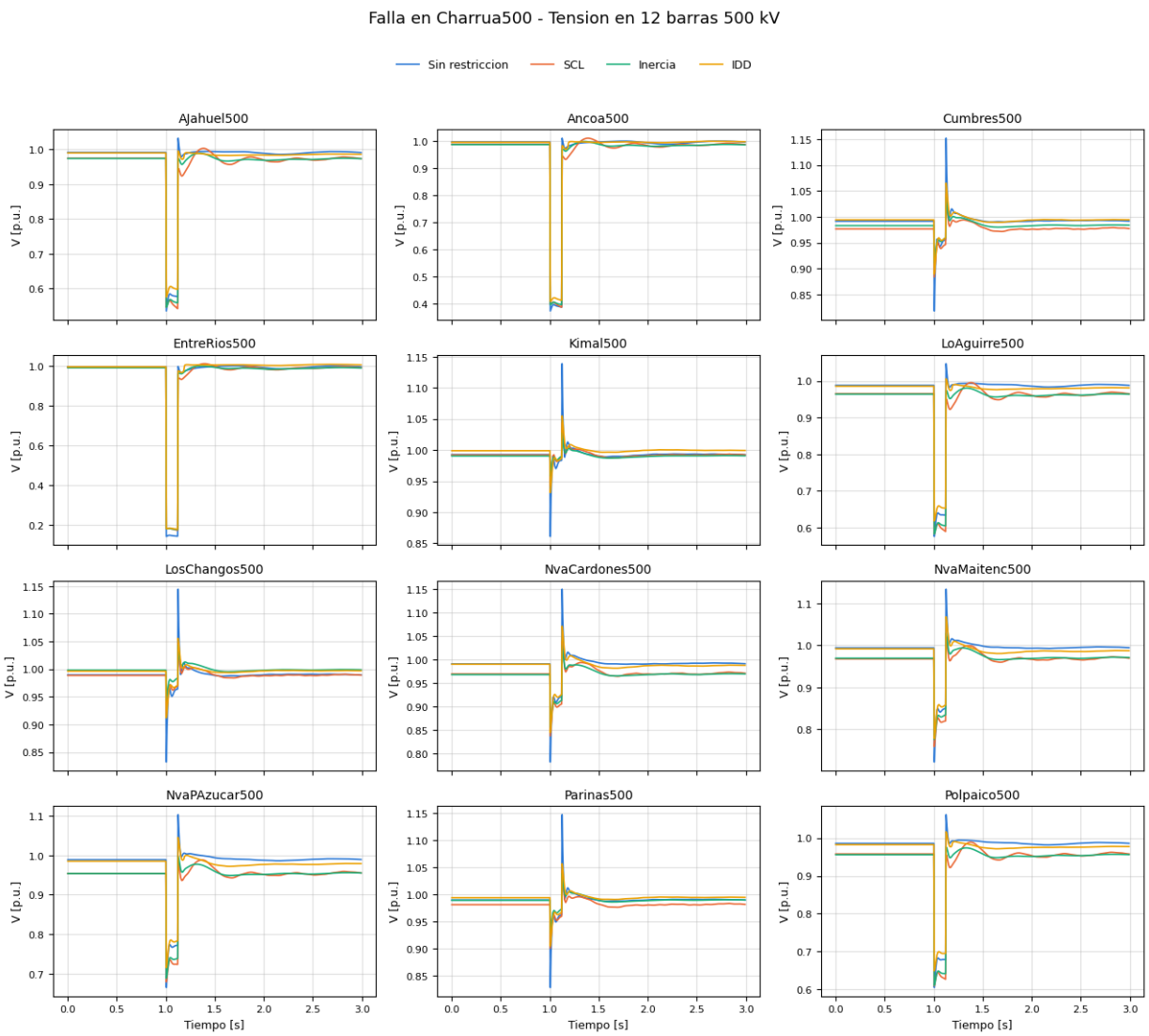


Figura D.3: Falla en Charrua500 (zona sur): respuesta de las barras de 500 kV bajo las formulaciones sin restricción, SCL, inercia e IDD.

Anexo E: Respuesta dinámica de tensión ante fallas (caso con y sin GFM)

En este anexo se presentan resultados complementarios de simulaciones dinámicas del caso prospectivo 2030, mostrando la respuesta de tensión del resto de las barras de 500 kV ante distintas fallas, comparando los despachos con y sin BESS operando en modo *grid-forming* (GFM).

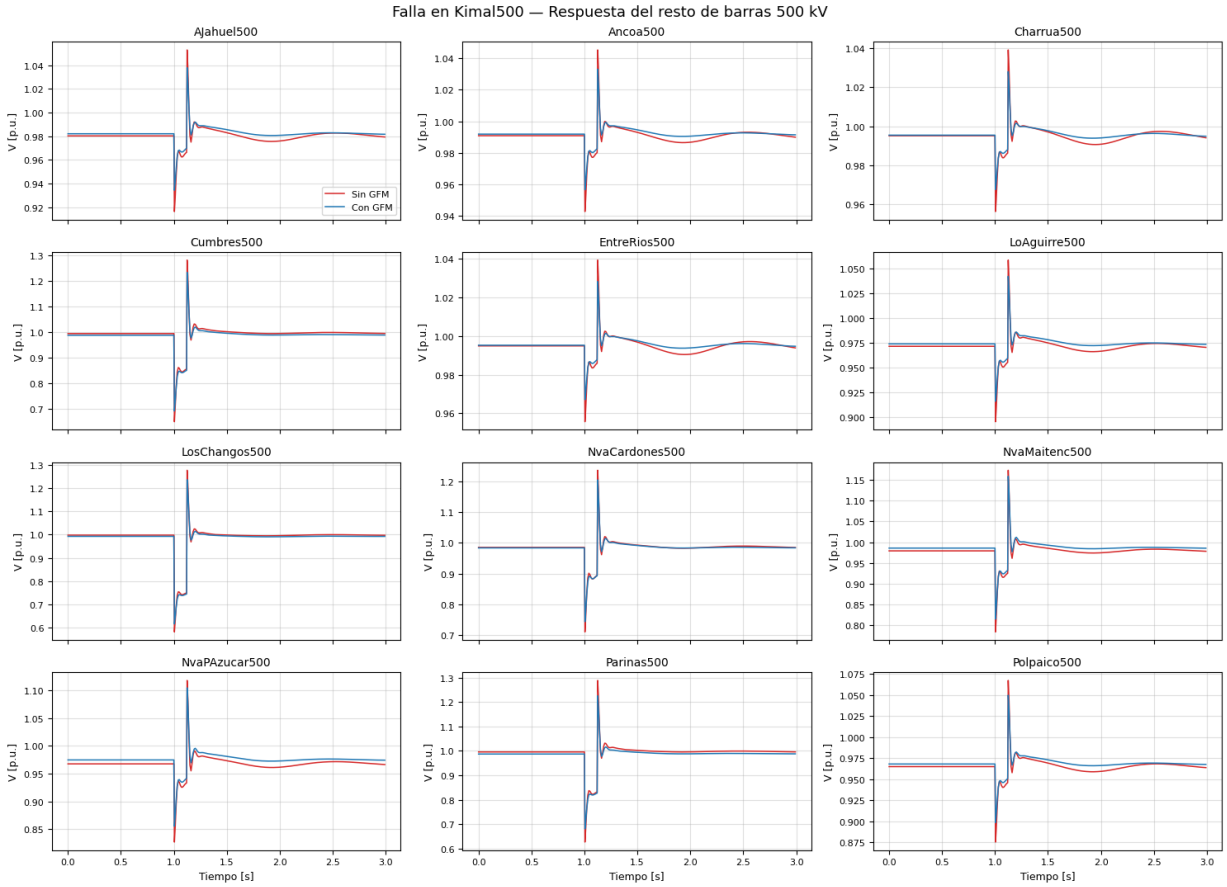


Figura E.1: Falla en Kimal500: respuesta del resto de barras de 500 kV (con y sin GFM).

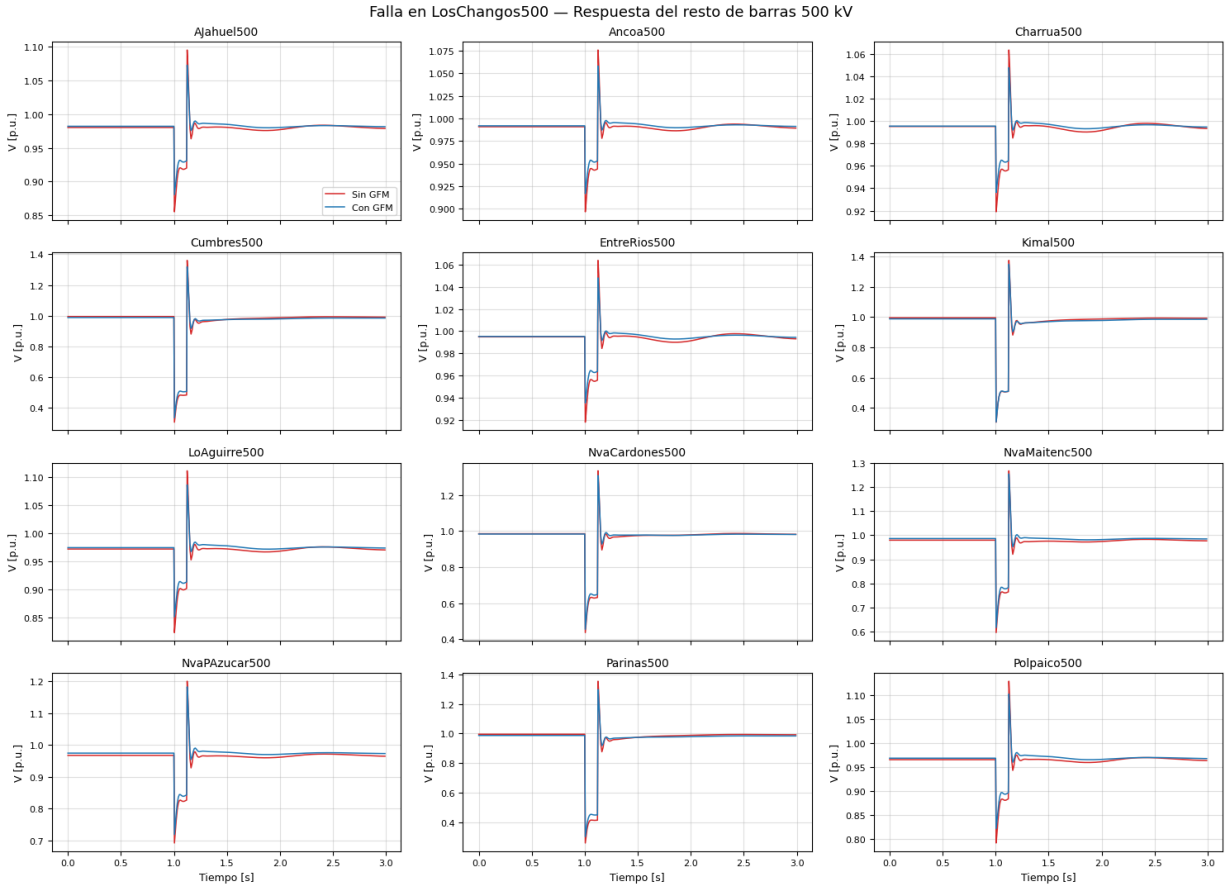


Figura E.2: Falla en LosChangos500: respuesta del resto de barras de 500 kV (con y sin GFM).

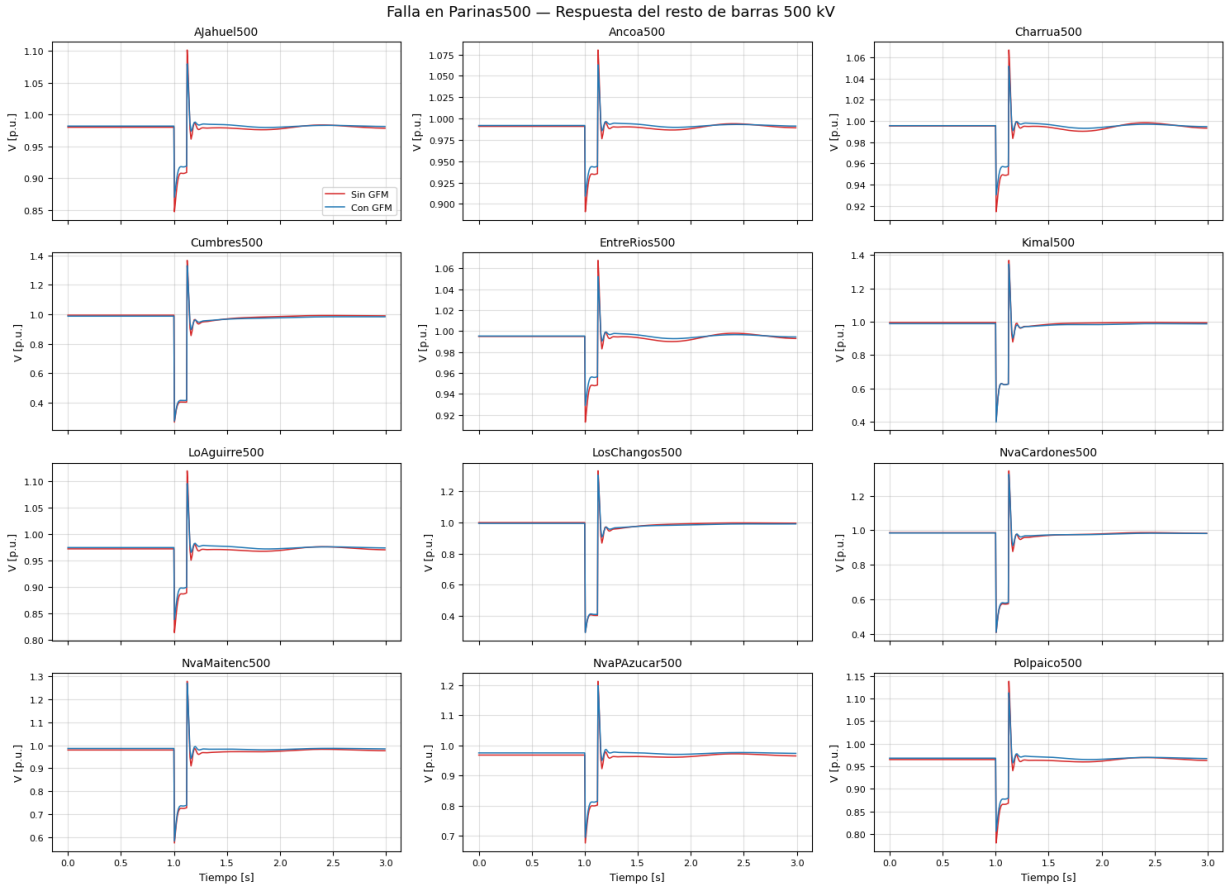


Figura E.3: Falla en Parinas500: respuesta del resto de barras de 500 kV (con y sin GFM).

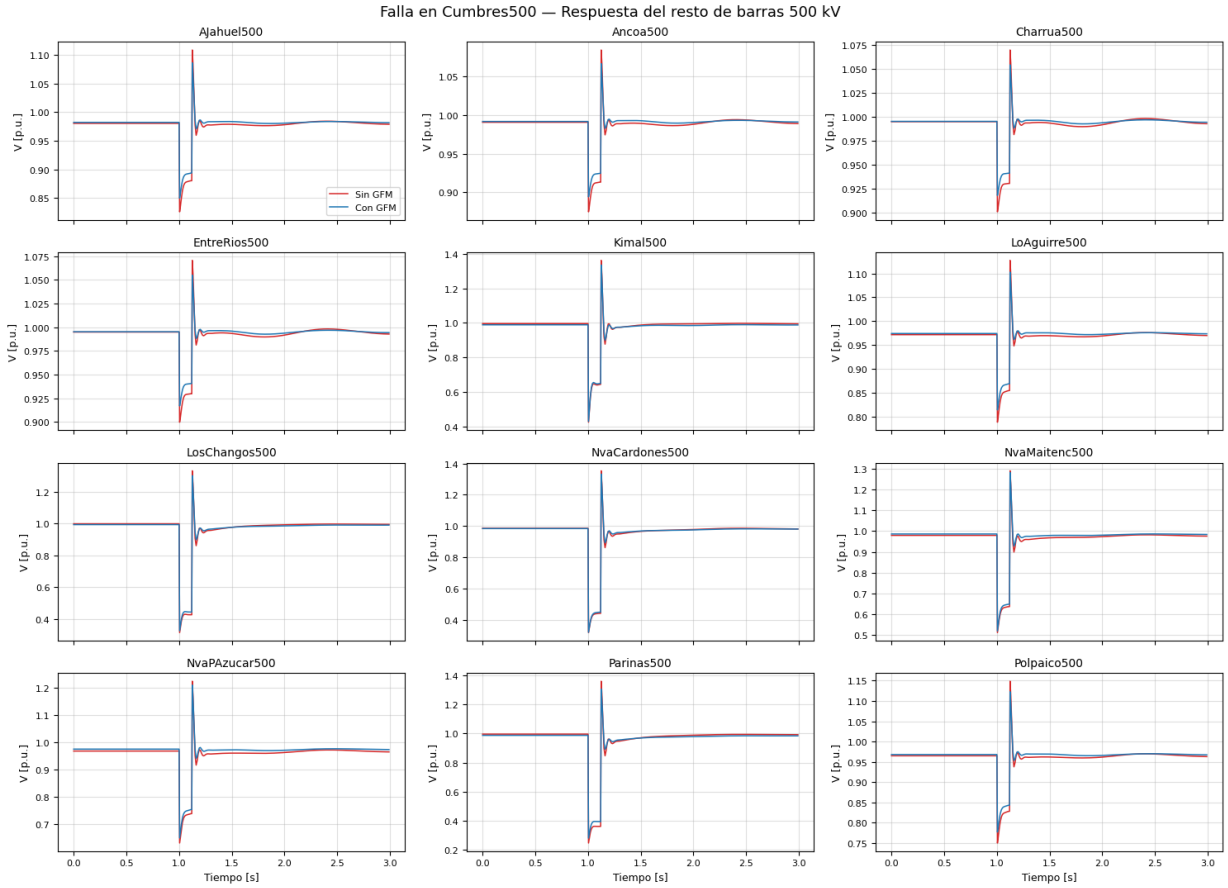


Figura E.4: Falla en Cumbres500: respuesta del resto de barras de 500 kV (con y sin GFM).

Anexo F: Modelos dinámicos utilizados

En este anexo se resumen los modelos dinámicos utilizados para representar las unidades sincrónicas y las tecnologías basadas en convertidores consideradas en las simulaciones dinámicas. Estas simulaciones se realizaron en modalidad RMS, utilizando un paso de integración de 1 ms. El énfasis se pone en la estructura de control de cada modelo y en su rol dentro de la respuesta dinámica del sistema.

Modelos de unidades sincrónicas

Las unidades sincrónicas se representaron mediante una máquina sincrónica equipada con sistema de excitación, regulador de velocidad y estabilizador de potencia. Se distinguieron dos configuraciones principales: centrales térmicas y centrales hidráulicas.

Modelo térmico

Las centrales térmicas fueron modeladas mediante un sistema de excitación AC4A, un regulador de velocidad TGOV4 y un estabilizador de potencia STAB3.

El sistema de excitación AC4A representa una fuente de excitación alterna con rectificador controlado por tiristores. Este modelo incorpora el filtrado de la tensión terminal, la comparación con una referencia de tensión, la señal estabilizante proveniente del PSS, bloques de

adelanto-atraso, límites de corriente y límites de tensión de campo. Su función principal es regular la tensión terminal de la máquina durante condiciones normales y perturbadas.

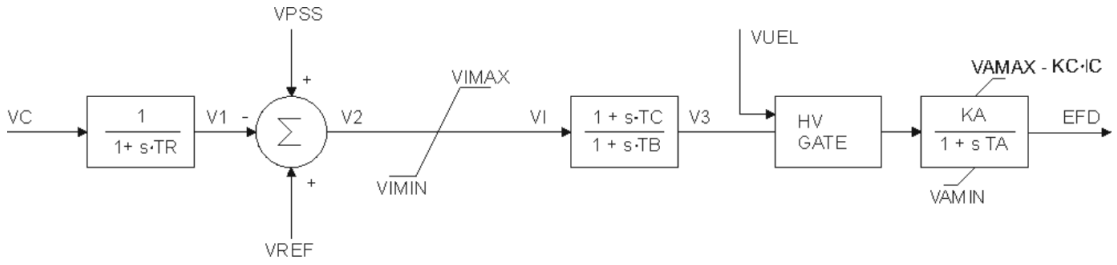


Figura F.1: Sistema de excitación AC4A.

El regulador de velocidad TGOV4 representa la dinámica de una turbina de vapor junto con su sistema de control. Este modelo considera el estatismo permanente, constantes de tiempo asociadas al sistema turbina-regulador, límites operacionales y bloques lógicos vinculados al control de la admisión de vapor. Su salida corresponde a la potencia mecánica aplicada al eje de la máquina.

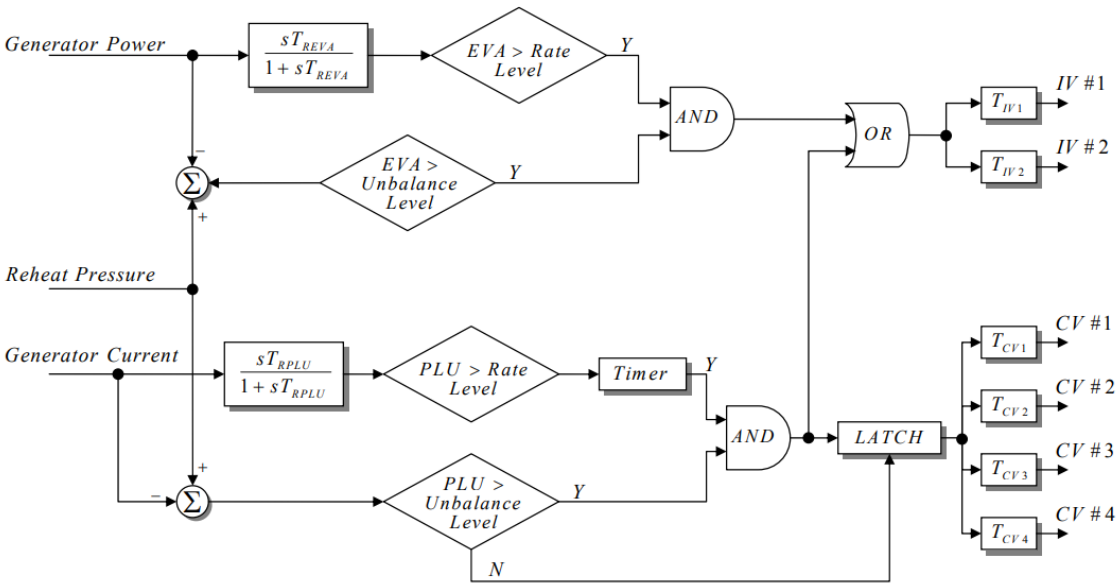


Figura F.2: Regulador de velocidad TGOV4.

El estabilizador de potencia STAB3 entrega una señal suplementaria al sistema de excitación con el objetivo de amortiguar oscilaciones electromecánicas. Este modelo utiliza como señales de entrada la potencia de referencia y la potencia eléctrica inyectada por el generador.

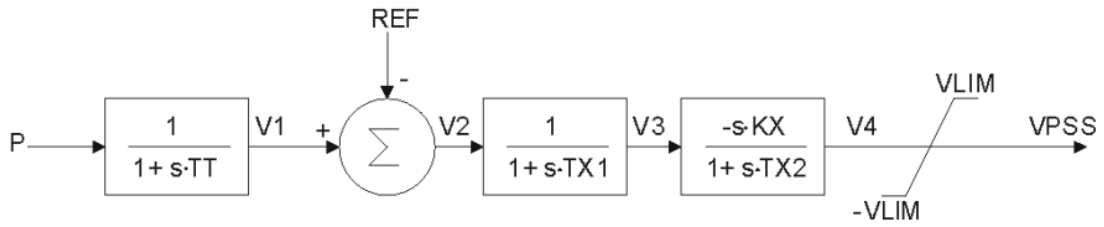


Figura F.3: Estabilizador de potencia STAB3.

Modelo hidráulico

Las centrales hidráulicas fueron modeladas mediante un sistema de excitación AC2A, un regulador de velocidad PIDGOV y un estabilizador de potencia STAB1.

El sistema de excitación AC2A representa una fuente de excitación alterna con regulación de tensión. A diferencia del modelo AC4A, incorpora la saturación de campo, permitiendo representar de forma más detallada la relación no lineal entre corriente y tensión de campo.

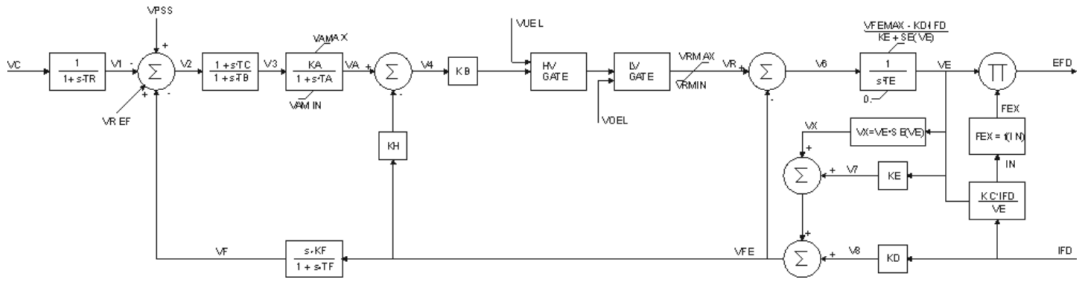


Figura F.4: Sistema de excitación AC2A.

El regulador de velocidad PIDGOV representa la dinámica de una turbina hidráulica. Sus entradas principales son la frecuencia medida, la frecuencia de referencia y la potencia de referencia, mientras que su salida corresponde al torque mecánico. Este modelo incorpora una compensación interna asociada a la dinámica hidráulica, permitiendo representar el efecto de la inercia del agua sobre la respuesta mecánica.

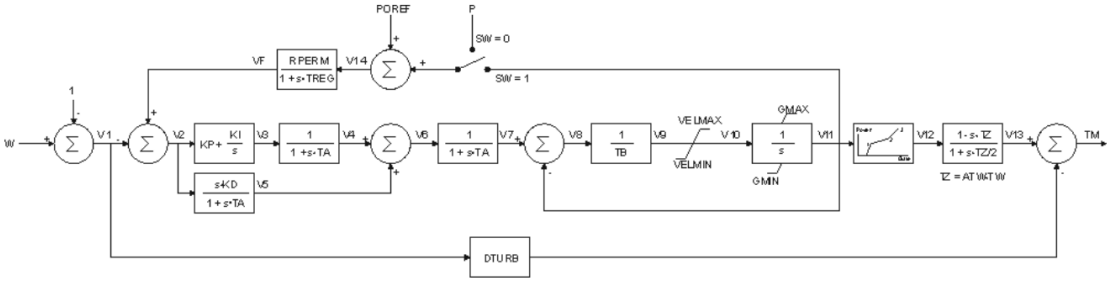


Figura F.5: Regulador de velocidad PIDGOV.

El estabilizador de potencia STAB1 utiliza como señal de entrada la velocidad de la máquina y entrega una señal estabilizante al sistema de excitación. Su objetivo es contribuir

al amortiguamiento de oscilaciones de baja frecuencia.

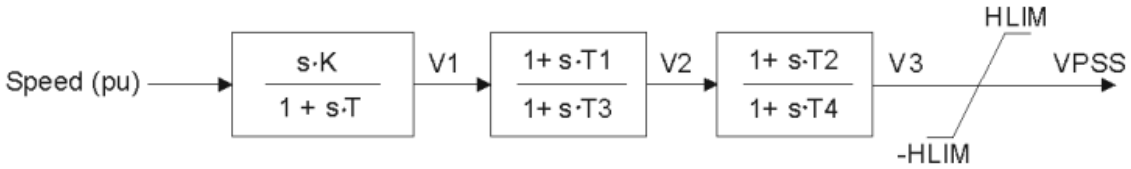


Figura F.6: Estabilizador de potencia STAB1.

Modelos de tecnologías basadas en convertidores

Las tecnologías basadas en convertidores fueron representadas mediante modelos *grid-following* y *grid-forming*. Los primeros operan sincronizados a la red a través de un PLL, mientras que los segundos imponen una referencia interna de tensión y frecuencia.

Modelos *grid-following*

Los modelos *grid-following* considerados corresponden a unidades fotovoltaicas y eólicas de convertidor completo. En ambos casos, el control se basa en la medición de variables eléctricas en el punto de conexión, la sincronización mediante PLL y la regulación de potencia activa y reactiva.

Para las unidades fotovoltaicas se utilizó el modelo DIgSILENT *PV System 3PH 50Hz*. Este modelo permite representar la conversión fotovoltaica, el control de potencia y las respuestas dinámicas asociadas a variaciones de tensión, frecuencia, irradiancia y temperatura.

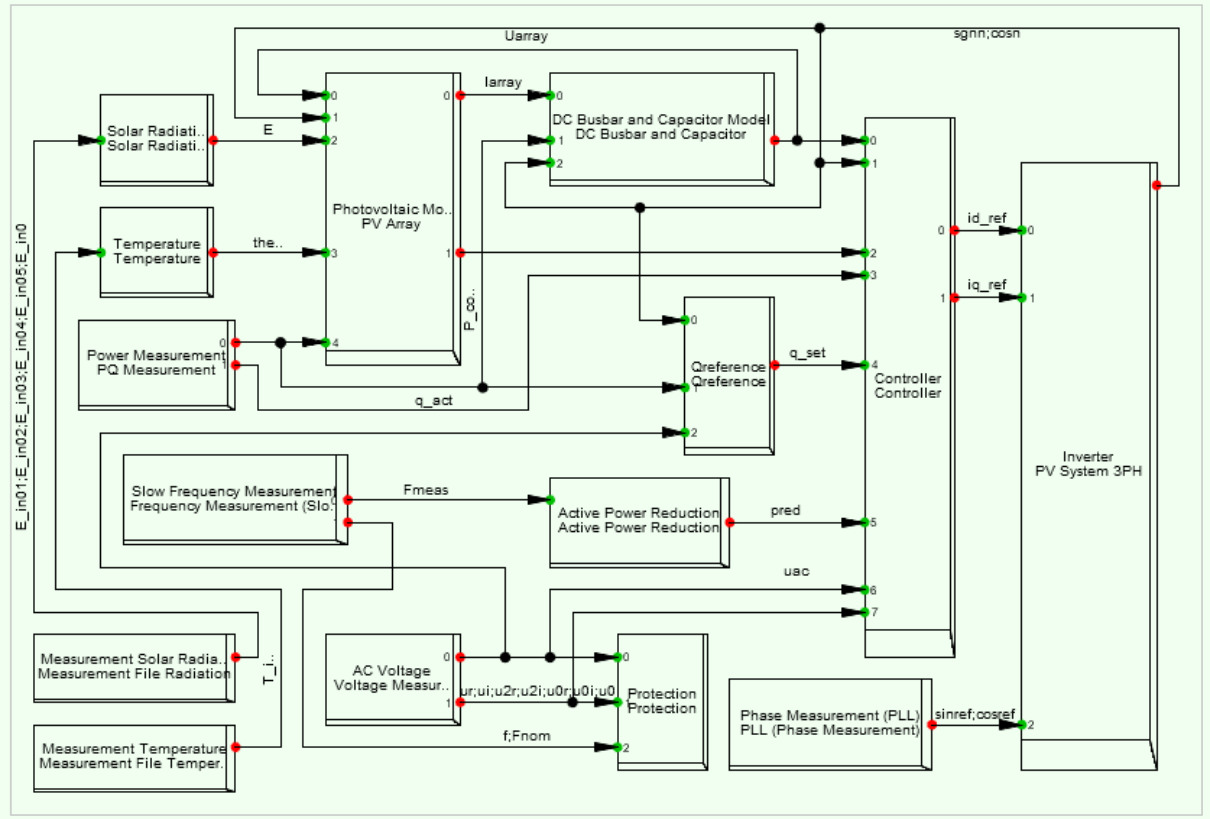


Figura F.7: Diagrama de control del modelo fotovoltaico *grid-following*.

Para las unidades eólicas se utilizó el modelo DIgSILENT *FullyRatedConv WTG 5.0MW 50Hz*. Este modelo representa un aerogenerador conectado mediante convertidor de potencia completa, con control de corriente y potencia desacoplado de la dinámica mecánica directa de la red.

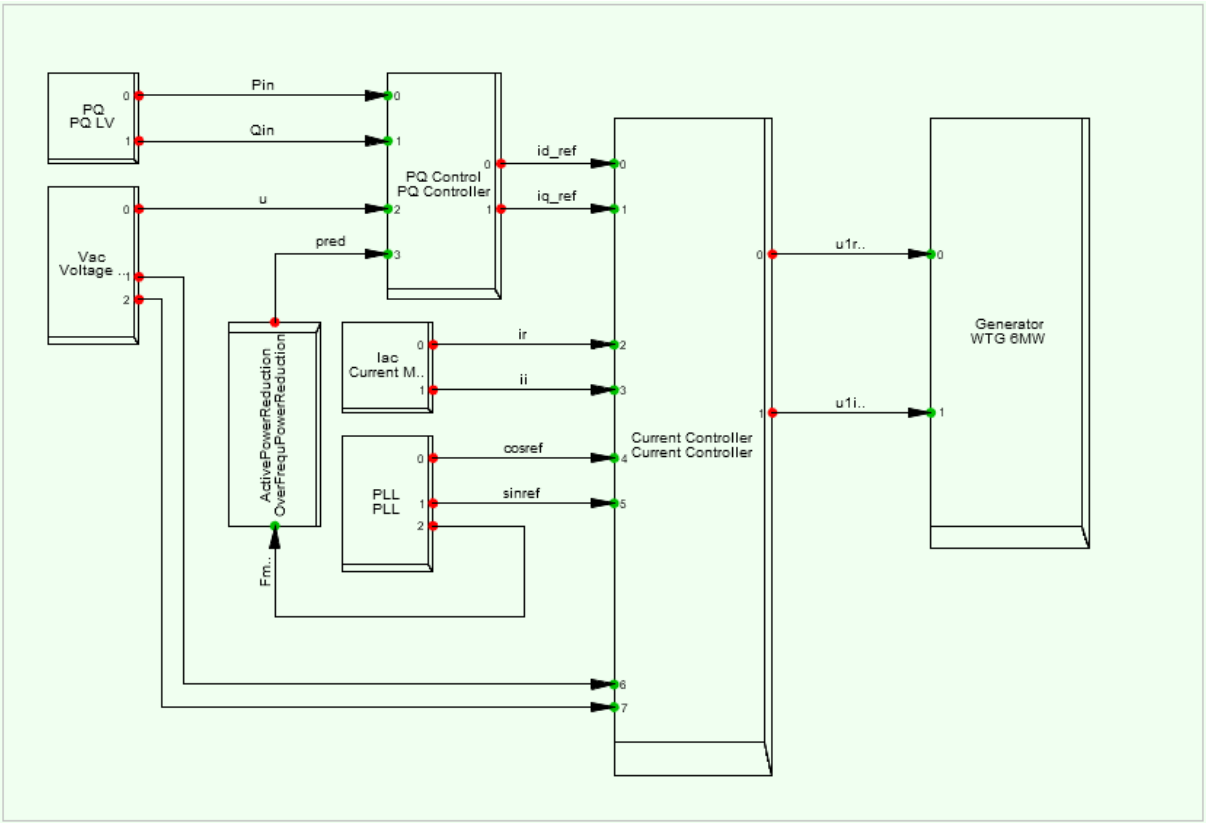


Figura F.8: Diagrama de control del modelo eólico *grid-following* de convertidor completo (*full converter*).

Modelo *grid-forming*: Synchronverter

El modelo *grid-forming* utilizado corresponde al Synchronverter. Este control busca reproducir, mediante un convertidor, algunas propiedades dinámicas de una máquina sincrónica, en particular la relación entre potencia activa, frecuencia e inercia virtual. La dinámica principal del Synchronverter se expresa como

$$\ddot{\theta} = \frac{1}{J}\left(T_m - T_e - D_p\dot{\Delta\theta}\right), \tag{F.1}$$

donde J representa la inercia virtual, T_m y T_e corresponden al torque mecánico virtual y eléctrico, respectivamente, y D_p es el coeficiente de amortiguamiento asociado al control de potencia activa. En términos de control, el Synchronverter considera un lazo asociado a frecuencia/potencia activa y otro asociado a tensión/potencia reactiva. Esta estructura permite que el convertidor contribuya a la formación de tensión y frecuencia, a diferencia de los modelos *grid-following*, que dependen de una referencia externa de red.

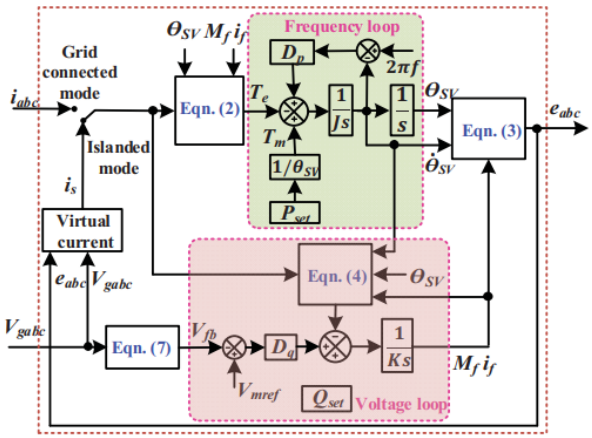


Figura F.9: Lazos de control del modelo *grid-forming* Synchronverter.

Anexo G: Configuración computacional de la optimización

Los modelos de optimización fueron implementados en Julia utilizando la interfaz de modelación JuMP y resueltos mediante el *solver* Gurobi 10. Para todas las instancias se consideró una brecha de optimalidad relativa máxima de 1 % y un límite de tiempo de resolución de 30 minutos por instancia. Además, se configuró el uso del método dual simplex para la resolución de las relajaciones lineales y de los nodos del árbol de *branch-and-bound*. La configuración utilizada se resume en la Tabla G.1.

Tabla G.1: Configuración computacional utilizada en la resolución de los modelos de optimización.

Elemento	**Configuración**	**Descripción**
Lenguaje de programación	Julia	Implementación de las formulaciones de optimización y procesamiento de resultados.
Interfaz de modelación	JuMP	Construcción algebraica de las variables, restricciones y función objetivo.
Solver	Gurobi 10	Resolución de los modelos de programación lineal entera mixta.
Brecha de optimalidad	`MIPGap = 0.01`	Criterio de término relativo para el problema entero mixto, equivalente a una brecha máxima de 1 %.
Límite de tiempo	`TimeLimit = 1800`	Tiempo máximo de resolución por instancia, equivalente a 30 minutos.
Método para relajaciones LP	`Method = 1`	Uso del método dual simplex para resolver las relajaciones lineales.
Método en nodos del árbol B&B	`NodeMethod = 1`	Uso del método dual simplex en los nodos del árbol de *branch-and-bound*.