

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



“INTEGRACIÓN DEL PRODUCTO DE RAMPAS
FLEXIBLES (PRF) COMO SERVICIO
COMPLEMENTARIO FRENTE A LA ALTA
PENETRACIÓN DE GENERACIÓN VARIABLE EN
EL SING”

DIEGO NICOLÁS GODOY GONZÁLEZ

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

Profesor Guía : Ph.D. Esteban Gil Sagas
Patrocinante (1) : M.Cs. Ricardo Gálvez Cubillos
Patrocinante (2) : Hernán Valenzuela Mejías

NOVIEMBRE - 2016

*Por y para la familia chiquita, Camila y
Maximiliano Siddhartha...*

Agradecimientos

Agradezco a mis padres Edith González y Sergio Godoy por el apoyo y la confianza que me han tenido en cada uno de mis proyectos de vida. Inculcaron en mi la responsabilidad y el poder de sentirme preparado frente a cualquier problema.

Agradezco especialmente a Camila Gallegos por sus ideas, paciencia, amor, resistencia y espera. El momento ha llegado para comenzar el *tiempo*.

También, quisiera agradecer a las personas que expresaron apoyo e interés en el desarrollo de mi memoria, especialmente a Juan Pablo Avalos, David Guacucano y Ricardo Gálvez del CDEC-SING, al Profesor Esteban Gil de la UTFSM y a Hernán Valenzuela de la CNE.

Agradezco además al Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Técnica Federico Santa María, al CDEC-SING y a Conicyt a través de proyecto basal FB0008 (AC3E) y proyecto Fondecyt 1151270.

Finalmente, deseo agradecer a todas las personas de la Universidad, de los diferentes Departamentos, profesores, funcionarios y compañeros, que han sido parte fundamental de mi formación universitaria.

Diego Godoy G.

RESUMEN

Los sistemas eléctricos se enfrentan a nuevos desafíos tanto técnicos como de mercado, debido a que se está en una etapa en que la entrada de generación ERNC variable se encuentra en aumento. Esta generación provoca rampas de carga neta tanto de subida como de bajada a las que deben responder los recursos convencionales. En primera instancia, en esta memoria de titulación se realiza un estudio de los servicios complementarios en diferentes regulaciones y se define la necesidad de tener una respuesta frente a las rampas de carga neta.

Posteriormente, se realiza la implementación del servicio complementario Producto de Rampas Flexibles (PRF) en su formulación matemática, lo cual se modela en el software PLEXOS y se evalúan los principales efectos técnicos y económicos en el SING con 3 escenarios con denominador común una alta penetración de generación ERNC variable. Los escenarios consideran un caso sin restricción de rampa máxima y sin PRF, uno con restricción de rampa máxima y sin PRF y otro con restricción de rampa máxima e implementación del PRF.

Se presentan los resultados de las simulaciones de variables de interés para el PRF y el análisis indica que el impacto técnico y económico de la implementación del PRF es positivo respecto de las condiciones en las que operaría el sistema sin PRF, esto permite concluir que el PRF es una solución factible para hacer frente a las variaciones de carga neta producto de la alta penetración de generación ERNC variable.

Palabras Clave: ERNC, generación variable, carga neta, rampa, producto de rampas flexible, flexibilidad de rampa, rampa de potencia, servicios complementarios, capacidad de rampa, flexibilidad de sistemas eléctricos.

ABSTRACT

Electrical power systems are facing new technical and market challenges, because they are in a stage where the input of variable renewable energy generation is increasing. This generation causes net load ramps both up and down to be fulfilled by conventional resources. In first instance, this thesis project studies international practices in ancillary services and defines the need for a response to net load ramps.

Subsequently, the implementation of ancillary service Flexible Ramp Product (FRP) is performed in its mathematical formulation and is also modeled on the PLEXOS software its main technical and economic effects on the SING are evaluated considering 3 scenarios of high penetration of variable renewable energy generation. These scenarios consider one case without maximum ramp restriction and no FRP, one with maximum ramp restriction and no FRP and another with maximum ramp restriction and FRP implementation.

The results of simulations of relevant variables to the FRP and the analysis indicates that the technical and economic impact of the implementation of the FRP is positive regarding the conditions under which operate the system without FRP, this allows to conclude that the FRP is a feasible solution to address changes in net load due to a high penetration of variable renewable energy generation.

Keywords variable renewable energy generation, net load, ramp, flexible ramp product, ramp flexibility, power ramp, ancillary services, ramp capacity, flexibility of electrical power systems.

Índice de Contenidos

1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del problema	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Estructura del documento	3
2. Servicios Complementarios	4
2.1. Introducción	4
2.2. Chile	5
2.2.1. Marco Regulatorio	5
2.2.1.1. Procedimientos CDEC	6
2.2.1.2. Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios (IDPSSCC)	7
2.2.1.3. Estudio de Costos	8
2.2.2. Categorías de SSCC	8
2.2.3. Remuneración de SSCC	10
2.3. Experiencia internacional - Alemania	10
2.3.1. Marco Regulatorio	10
2.3.2. Categorías de SSCC	12
2.3.3. Remuneración de SSCC	13
2.4. Experiencia internacional - Estados Unidos (CAISO)	13
2.4.1. Marco Regulatorio	13
2.4.1.1. Procedimiento CAISO	14
2.4.2. Categorías de SSCC	15
2.4.3. Remuneración de SSCC	16
2.5. Experiencia internacional - España	16
2.5.1. Marco Regulatorio	16
2.5.1.1. Procedimiento REE	17
2.5.2. Categorías de SSCC	18
2.5.3. Remuneración de SSCC	19
2.6. Conclusiones	20
3. Penetración de energía variable	22
3.1. Introducción	22
3.2. Rampas de Carga Neta	24
3.3. Flexibilidad de SSCC	28

3.4. Conclusión	32
4. Producto de rampas flexibles (PRF)	34
4.1. Introducción	34
4.2. Conceptualización	35
4.3. Formulación de Requerimientos de Rampas	39
4.3.1. Requerimiento Total	39
4.3.2. Requerimiento Δ de la carga neta	40
4.3.3. Requerimiento para incertidumbre de la predicción	41
4.3.3.1. Utilización de datos históricos para incertidumbre de la predicción	42
4.4. Restricciones Rampas Flexible en Recursos	43
4.4.1. Restricciones de Capacidad de Rampa en Recursos	43
4.4.2. Restricciones de Capacidad en Recursos	43
4.5. Restricciones del PRF	44
4.6. Función Objetivo del PRF	44
4.7. Medición de Desempeño	46
4.7.1. Eficiencia de flexibilidad de rampa	46
4.7.2. Error de Previsión de Carga Neta	47
4.8. Remuneraciones del PRF	47
4.9. Implementación de Modelo en Plexos	50
4.9.1. Modelado como Restricciones	50
4.9.2. Metodología del Modelo	53
4.10. Conclusión	54
5. Simulación y análisis de resultados	56
5.1. Introducción	56
5.2. Aspectos de Modelado del Sistema	57
5.2.1. Parque Generador	57
5.2.2. Sistema de Transmisión	59
5.2.3. Demanda	59
5.2.4. Combustibles	60
5.2.5. Perfiles ERNC	61
5.2.6. Incertidumbre previsión de carga neta	62
5.2.7. Interconexión SING-SIC	63
5.2.8. Precio ofertas de PRF	64
5.3. Definición escenarios futuros	65
5.3.1. Metodología	65
5.3.2. Escenarios	66
5.3.2.1. Escenario 1: E1 1hBASE	66
5.3.2.2. Escenario 2: E2 5mRR	67
5.3.2.3. Escenario 3: E3 5mRRPRF	68
5.4. Resultados y Análisis	68
5.4.1. Efectos técnicos	68
5.4.1.1. Generación en recursos de PRF	69
5.4.1.2. Rampas de generación	71

5.4.1.3.	Rampas de subida y bajada del PRF	74
5.4.2.	Efectos económicos	78
5.4.2.1.	Costo Marginal	78
5.4.2.2.	Costos de Operación	80
5.4.2.3.	Modelo de remuneración del PRF	81
5.4.2.3.1.	Remuneraciones	82
5.4.2.3.2.	Pagos	83
5.4.2.3.3.	Ganancia/Pérdida	84
5.5.	Conclusión	85
6.	Conclusiones generales	88
6.1.	Principales conclusiones	88
6.2.	Líneas de trabajo futuros / Comentarios	90
	Bibliografía	92
A.	Datos de Unidades de generación	96
B.	Sistema de Transmisión	101
C.	Ofertas de Rampa	105
D.	Resultados Escenario 1: E1 1hBASE	107
E.	Resultados Escenario 2: E2 5mRR	110
F.	Resultados Escenario 3: E3 5mRRPRF	113
G.	Resumen Ejecutivo	118
G.1.	Resumen de formulación del PRF	125

Índice de Tablas

2.1.	Remuneración de los SSCC. (Fuente: Referencia [14])	10
2.2.	Remuneración de los SSCC en Alemania. (Fuente: Elaboración Propia.)	13
2.3.	Remuneración de los SSCC en California. (Fuente: Elaboración Propia.)	16
2.4.	Remuneración de los SSCC en España. (Fuente: Elaboración Propia.)	20
5.1.	Proyectos de generación convencional considerados. (Fuente: Resolución Exenta N°449, CNE.)	57
5.2.	Proyectos de generación ERNC considerados. (Fuente: Resolución Exenta N°449, CNE.)	58
5.3.	Proyección de precio combustibles fósiles. (Fuente: Informe Técnico Definitivo SING - abril de 2016 [41].)	60
5.4.	Indicadores estadísticos de Histograma de Figura 5.3. (Fuente: Elaboración Propia.) .	63
5.5.	Proyectos de generación ERNC adicionales para el escenario E1 1hBASE. (Fuente: Elaboración Propia.)	67
5.6.	Costos marginales promedio. (Fuente: Elaboración Propia.)	78
5.7.	Costos de operación promedio. (Fuente: Elaboración Propia.)	81
A.1.	Datos técnicos de generación del SING. (Fuente: CDEC-SING.)	98
A.2.	Costos variables de centrales térmicas del SING. (Fuente: Informe Técnico Definitivo SING - abril de 2016 [41].)	100
B.1.	Sistema de transmisión del modelo. (Fuente: Instalaciones incluidas en Decretos de Expansión Troncal.)	104
C.1.	Precio de las ofertas de rampa. (Fuente: CDECSING y referencia [43].)	106
G.1.	Costo marginal y costo de operación promedio diario para cada escenario. (Fuente: Elaboración Propia.)	123

Índice de Figuras

2.1. Marco Regulatorio de los SSCC. (Fuente: Elaboración Propia.)	6
2.2. Marco Regulatorio de los SSCC Alemania. (Fuente: Elaboración Propia.)	11
2.3. Marco Regulatorio de los SSCC EEUU (CAISO). (Fuente: Elaboración Propia.)	14
2.4. Marco Regulatorio de los SSCC España. (Fuente: Elaboración Propia.)	17
3.1. Generación variable hasta a junio de 2018. (Fuente: CDEC-SING y Resolución Exenta N°449, CNE.)	23
3.2. Esquema de rampa de subida. (Fuente: Elaboración Propia.)	26
3.3. Duck Curve - SING. (Fuente: Elaboración Propia.)	27
3.4. Tasa de subida de carga de unidades generadoras. (Fuente: Referencia [32].)	30
3.5. Tasa de bajada de carga de unidades generadoras. (Fuente: Referencia [32].)	30
4.1. Conceptualización del PRF de recurso en base a requerimiento de rampa. (Fuente: Referencia [39].)	36
4.2. Producto de Rampas Flexibles con multiple intervalo. (Fuente: Referencia [39].)	39
4.3. Construcción de Histograma en tiempo real (Fuente: Elaboración Propia.)	42
4.4. Línea temporal del PRF. (Fuente: Elaboración propia.)	48
4.5. Metodología de PRF aplicada en PLEXOS. (Fuente: Elaboración Propia.)	54
5.1. Demanda 02 de noviembre de 2021, considerando al SIC como demanda. (Fuente: Elaboración Propia.)	60
5.2. Perfiles ERNC 02 de noviembre de 2021. (Fuente: Elaboración Propia.)	62
5.3. Histograma de errores sistémicos de las predicciones de generación ERNC. (Fuente: Desempeño ERNC - Boletín trimestre 2-2016 [42].)	63
5.4. Flujo por interconexión SING - SIC para el año 2021. (Fuente: Referencia [28].)	64
5.5. Esquema de metodología utilizada. (Fuente: Elaboración Propia.)	65
5.6. Escenarios evaluados. (Fuente: Elaboración Propia.)	66
5.7. Perfiles ERNC barras tradicionales 02 de noviembre de 2021. (Fuente: Elaboración Propia.)	67
5.8. Carga neta del sistema. (Fuente: Elaboración Propia.)	69
5.9. Perdil de generación U16 y rampas adjudicadas por PRF. (Fuente: Elaboración Propia.)	71
5.10. Comparación de rampas de subida y bajada entre escenarios E1 1hBASE, E2 5mRR y E3 5mRRPRF. (Fuente: Elaboración Propia.)	73
5.11. Comparación de rampa de subida y bajada en recurso U16. (Fuente: Elaboración Propia.)	74
5.12. Requerimientos de rampa de subida del PRF. (Fuente: Elaboración Propia.)	75

5.13. Requerimientos de rampa de bajada del PRF. (Fuente: Elaboración Propia.)	76
5.14. Rampa de subida proporcionadas por recursos del PRF. (Fuente: Elaboración Propia.)	77
5.15. Rampa de bajada proporcionadas por recursos del PRF. (Fuente: Elaboración Propia.)	77
5.16. Comparación de costos marginales de escenarios E1 1hBASE, E2 5mRR y E3 5mRRPRF. (Fuente: Elaboración Propia.)	79
5.17. Comparación de costos de operación de escenarios E1 1hBASE, E2 5mRR y E3 5mRRPRF.. (Fuente: Elaboración Propia.)	80
5.18. Costo marginal del PRF. (Fuente: Elaboración Propia.)	82
5.19. Remuneración por PRF en escenario E3 5mRRPRF para hora de mayor remunera- ción total. (Fuente: Elaboración Propia.)	83
5.20. Pago por PRF en escenario E3 5mRRPRF para hora de mayor pago total. (Fuente: Elaboración Propia.)	84
5.21. Ganancias/Pérdidas por PRF en escenario E3 5mRRPRF, total diario. (Fuente: Elaboración Propia.)	85
D.1. Generación de los recursos despachados. (Fuente: Elaboración Propia.)	107
D.2. Curva de duración de rampas de generación de bajada. (Fuente: Elaboración Propia.)	108
D.3. Curva de duración de rampas de generación de subida. (Fuente: Elaboración Propia.)	109
E.1. Generación de los recursos despachados. (Fuente: Elaboración Propia.)	110
E.2. Curva de duración de rampas de generación de bajada. (Fuente: Elaboración Propia.)	111
E.3. Curva de duración de rampas de generación de subida. (Fuente: Elaboración Propia.)	112
F.1. Generación de los recursos despachados. (Fuente: Elaboración Propia.)	113
F.2. Curva de duración de rampas de generación de bajada. (Fuente: Elaboración Propia.)	114
F.3. Curva de duración de rampas de generación de subida. (Fuente: Elaboración Propia.)	115
F.4. Remuneración por concepto de PRF de cada recurso que apota FRU y/o FRD. (Fuente: Elaboración Propia.)	116
F.5. Pagos por concepto de PRF de cada recurso despachado. (Fuente: Elaboración Propia.)	117
G.1. Duck Curve - SING. (Fuente: Elaboración Propia.)	119
G.2. Escenarios evaluados. (Fuente: Elaboración Propia.)	121
G.3. Comparación de rampas de subida y bajada entre escenarios E1 1hBASE, E2 5mRR y E3 5mRRPRF. (Fuente: Elaboración Propia.)	122
G.4. Ganancias/Pérdidas por PRF en escenario E3 5mRRPRF, total diario. (Fuente: Elaboración Propia.)	124

1 | Introducción

1.1. Planteamiento del problema

Los sistemas eléctricos sufren una evolución tecnológica respecto a la cual deben adaptarse, en consideración a que se encuentran en una etapa en que la entrada de generación a partir de energía solar y eólica es masiva. Estas energías son consideradas renovables no convencionales (ERNC), y más aún, fuentes de generación variables debido a que su recurso energético primario no es controlable. En Chile se prevé una entrada masiva de generación en base a fuentes de ERNC variables. En particular en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) existe un alto potencial fotovoltaico [1, 2].

Las proyecciones de la generación en base a los proyectos en construcción y aquellos en evaluación de impacto ambiental consideran que la penetración de energías variables tendrá magnitudes considerables para el sistema. En este escenario, la salida y puesta del Sol supondrá un rápido aumento o caída, respectivamente, en la cantidad de energía generada, por lo que la carga neta con la que deben responder las tecnologías convencionales presentará cambios relevantes en un tiempo reducido, lo cual se traduce en la necesidad de contar con la flexibilidad suficiente de rampas de bajada y subida [3].

Una posibilidad para satisfacer las necesidades operacionales causadas por potenciales rampas que podrían producirse al aumentar la penetración ERNC variable es a través de mecanismos técnicos y de mercado que permitan adaptar y entregar la flexibilidad necesaria al sistema, en la forma de mecanismos los servicios complementarios (SSCC). Sin embargo, actualmente en la regulación chilena no existe una categoría de servicio complementario que logre cubrir o

considere los requerimientos de flexibilidad de rampa de carga neta.

En los mercados eléctricos a nivel internacional con alta penetración de generación variable actual y proyectada, la consideración de un servicio de rampas flexibles es una realidad. El Operador del Sistema Independiente de California (CAISO) [4] y el Operador del Sistema Independiente del Medio Oeste (MISO) [5] son pioneros en el diseño e implementación del servicio complementario producto de rampas flexibles (PRF) en sus mercados, proporcionando con esto un medio para adquirir la suficiente capacidad de rampa de carga neta a través de ofertas económicas [6].

El propósito de este trabajo de Memoria de Titulación es estudiar la implementación del servicio complementario PRF ajustado al SING y analizar los principales efectos técnicos y económicos que tendría en el sistema para escenarios futuros de alta penetración ERNC variable.

1.2. Objetivos

Los objetivos planteados para la presente Memoria de Titulación son los siguientes:

- Identificar los servicios complementarios existentes en Chile y en países con alta generación variable.
- Definir la necesidad de un servicio complementario para responder a grandes rampas de potencia neta en el SING.
- Establecer el PRF en su formulación matemática y su incorporación a los problemas de predespacho y despacho.
- Implementar el PRF en PLEXOS adaptando la base de datos del SING para escenarios futuros con alta penetración de ERNC.
- Evaluar los principales efectos técnicos y económicos de la utilización de PRF en el SING para distintos escenarios de penetración ERNC.

1.3. Estructura del documento

Los contenidos se abarcan en seis capítulos, en los cuales se presenta para cada uno una estructura básica, consistente en una introducción, desarrollo del tema y conclusiones particulares.

El Capítulo 2 presenta una revisión e identificación de los servicios complementarios tanto a nivel nacional como internacional, considerando países con alta penetración de generación variables. De los SSCC describe el marco regulatorio, las categorías y las remuneraciones.

En el Capítulo 3 se expone las rampas de potencia neta producidas por proyecciones con alta penetración variable. Posteriormente, se analiza como abarcar mediante nuevos servicios complementarios flexibles las necesidades para responder a grandes rampas de potencia neta.

El Capítulo 4 explica la formulación matemática del producto de rampas flexibles y su implementación en el software PLEXOS.

En el Capítulo 5 se presentan la definición de los escenarios futuros con alta penetración ERNC variable junto a la metodología del estudio técnico-económico. Además, se presentan las simulaciones realizadas y los resultados obtenidos de estas, para su correspondiente análisis en base a características técnicas y económicas.

Finalmente, en el Capítulo 6 se exponen las conclusiones principales de esta Memoria de Titulación, señalando además, líneas de trabajo futuro asociadas al tema desarrollado.

2 | Servicios Complementarios

2.1. Introducción

Los SSCC son los recursos de los sistemas eléctricos que permiten el abastecimiento de energía, desde su producción hacia los clientes finales, en condiciones de seguridad y calidad aceptables. El nombre se debe a que los recursos son complementarios al producto principal de los sistemas eléctricos, la comercialización de energía (y potencia) a través de los mercados de generación y transmisión [7–9].

Una correcta regulación y definición de los servicios complementarios permite hacer frente a las contingencias que experimenta un sistema eléctrico. Los SSCC básicos, en cualquier sistema, son los servicios de control de frecuencia y de control de tensión. Respecto del control de frecuencia, estos requieren que la potencia activa producida y/o consumida sea controlada para mantener la carga y la generación balanceada, por lo que se deja una cantidad de potencia activa de reserva para efectos de control. Y respecto al control de tensión, se tiene que mediante dispositivos controlables capaces de generar o absorber potencia reactiva se mantienen los niveles de tensión en las barras del sistema [10]. Sumado a estos, cada sistema introduce servicios que permiten satisfacer necesidades adicionales frente a las contingencias, definiendo así, SSCC como desprendimiento de carga, reserva rodante (en giro) y no rodante y recuperación del servicio.

Los esquemas de regulación de SSCC son variados a nivel mundial, existiendo diferentes definiciones de remuneración, categorías y procedimientos asociados a cada servicio.

En el presente Capítulo se revisa la literatura internacional respecto de los SSCC, para contextualizar la situación actual en este ámbito de los distintos sistemas eléctricos. Se considera la realidad en Chile y en sistemas eléctricos con alta penetración de generación variable (Alemania, España, Estados Unidos (California)).

2.2. Chile

2.2.1. Marco Regulatorio

La legislación chilena en la ley general de servicios eléctricos (D.F.L N°4/20.018) establece en su Artículo 137° que la operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, debe coordinarse con el fin de preservar la seguridad del servicio y garantizar la operación más económica del conjunto de instalaciones en el sistema eléctrico [11]. La coordinación es efectuada por el organismo de coordinación de la operación (hoy CDEC-SIC y CDEC-SING y a partir de 2017 el coordinador independiente del sistema eléctrico nacional) acorde a las normas técnicas que determine la comisión nacional de energía (CNE) y los reglamentos asociados.

La norma técnica de seguridad y calidad de servicio (TNSyCS) [12] presenta los estándares de seguridad y calidad de servicio que debe exigir el coordinador. El Decreto Supremo 130/2011 reglamenta las disposiciones aplicables a los SSCC para cumplir los estándares, y entiende a los servicios como los recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema [13]. El reglamento limita y especifica las funciones y atribuciones del coordinador respecto a los SSCC, fija obligaciones para los coordinados y define las categorías de SSCC y el sistema de precios para la remuneración de estos.

La CNE es la entidad que aprueba los procedimientos, el informe de definición y programación de servicios complementarios (IDPSSCC) y el estudio de costos, ambos desarrollados por los operadores del sistema.

La nueva ley de transmisión (Ley 20.936) incluye un nuevo mecanismo de asignación de SSCC, que complementa el mecanismo actual. El Coordinador debe proponer a la CNE los SSCC necesarios para el sistema indicando los que pueden ser valorizados a través de un proceso de *licitación o subasta* (nuevo mecanismo), o a través del *estudio de costos* (actual mecanismo).

En la Figura 2.1 se presenta la estructura del marco regulatorio de SSCC en Chile.

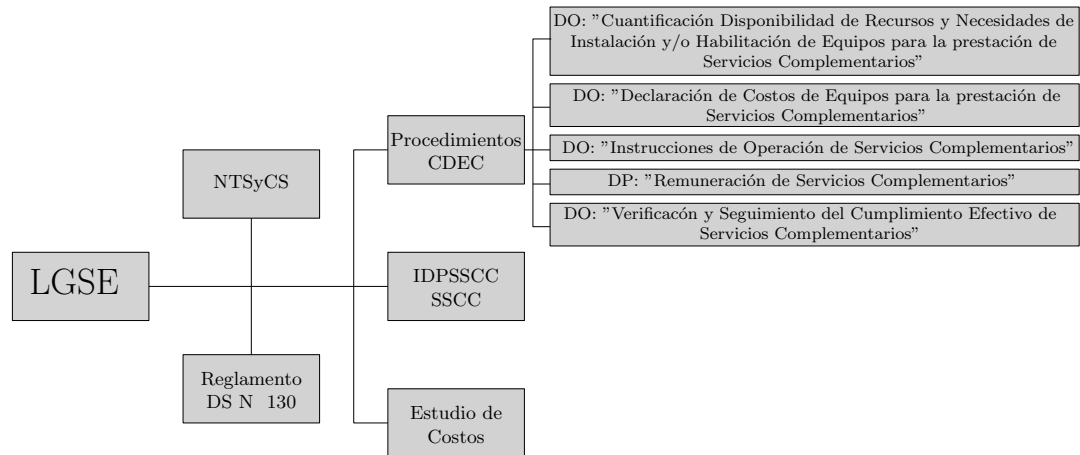


Figura 2.1: Marco Regulatorio de los SSCC.
(Fuente: Elaboración Propia.)

2.2.1.1. Procedimientos CDEC

■ DO: Cuantificación de Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilitación de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios

- Antecedentes técnicos asociados a la disponibilidad de recursos del sistema y el establece las necesidades de instalación y/o habilitación de equipos para la prestación de los SSCC.
- Comunicaciones formales entre la DO del CDEC y Empresas.
- Mecanismo y plazos involucrados.
- Especificación de antecedentes técnicos requeridos y formatos de información para la recopilación de antecedentes.

■ DO: Declaración de Costos de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios

- Comunicaciones formales entre la DO del CDEC y Empresas.

- Mecanismo y plazos involucrados.
 - Criterios a seguir por Empresas para el cálculo y fórmulas de costos que declaren.
 - Formato para la declaración y justificación de los costos.
 - Procedimiento y plazo para que la DO revise los costos declarados.
 - Procedimiento y plazos para verificar costos declarados, a solicitud.
- **DO: Instrucciones de Operación de Servicios Complementarios**
- Tratamiento de instrucciones de operación de activación manual y automática de los SSCC.
 - Comunicaciones para la operación de los SSCC de activación manual tanto en la operación programada como en la operación en tiempo real.
 - Comunicaciones para la operación de los SSCC de activación automática y sus plazos.
- **DP: Remuneración de Servicios Complementarios**
- Fórmulas de que determinan el nivel de remuneración de los SSCC.
 - Condiciones de reajustabilidad de parámetros económicos, de acuerdo a las normas de valorización de transferencias de energía y potencia y normativa vigente.
 - Montos y fechas de pago entre Empresas.
 - Montos y Plazos en los que cada generador debe realizar compensación monetaria clientes por el servicio complementario de desprendimiento de carga.
- **DO: Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios**
- Comunicación y verificación de la presencia en el sistema de las instalaciones instruidas a presar los SSCC.
 - Comunicación y verificación del funcionamiento oportuno de los SSCC instruidos.
 - Fijar procedimiento para realización de pruebas de operatividad de los recursos disponibles para prestación de SSCC.

2.2.1.2. Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios (IDPSSCC)

De acuerdo a lo establecido en el reglamento [13] en su Artículo 43, la DO del Operador debe elaborar anualmente el IDPSSCC, el cual deberá contener la definición de los servicios, según se establece en el Artículo 6º del reglamento, así como las instrucciones de instalación y/o

habilitación de equipos, conforme se señala en el Artículo 13° del mismo. El IDPSSCC se debe realizar dentro de los tres primeros meses de cada año, para su aplicación en el siguiente período anual. Los contenidos del informe son:

- Definición de los SSCC: nombre del servicio, especificación técnica e identificación específica de recursos para la prestación.
- Recursos Disponibles en el Sistema: especificación de recursos disponibles identificando cada instalación, su tipo y el propietario u operador.
- Instrucciones de Instalación y/o Habilitación de Equipos: especificación de equipos que deban ser instalados y/o habilitados, empresa responsable de instalarlo y/o habilitarlo y de mantenerlo operando en el sistema y los plazos para tenerlo operativo.

2.2.1.3. Estudio de Costos

De acuerdo a lo establecido en el reglamento [13] en su Artículo 17, la DO del Operador debe elaborar cada dos años un estudio que determinará el costo de inversión estándar y eficiente asociado a la instalación y/o habilitación de equipos de servicios complementarios, el valor estándar y eficiente para el mantenimiento adicional de los servicios y el costo estándar de operación de instalaciones, componentes o equipos destinados a apoyar planes de recuperación de servicio.

El propósito del Estudio de Costos es contar con un insumo que permita determinar las remuneraciones de cada uno de los SSCC definidos en el IDPSSCC.

2.2.2. Categorías de SSCC

■ Control de frecuencia

- Control primario de frecuencia (CPF)
 - Es una rápida regulación automática (de generadores) destinada a mantener el equilibrio instantáneo entre producción y consumo, ante variaciones normales de la oferta y la demanda.
- Control secundario de frecuencia (CSF)

- Es la acción manual o automática (AGC), que permite restablecer el margen de reserva de regulación necesario en los generadores que participan en el control primario de frecuencia.
- Reserva en giro
 - Permite minimizar la necesidad de racionar consumos ante la ocurrencia de contingencias que producen un desbalance repentino y de apreciable magnitud entre generación y demanda.
- **Control de tensión**
 - Corresponde al conjunto de acciones destinadas a mantener la tensión de operación dentro de los niveles de tensión admisibles establecidos en la NTSyCS.
- **Unidades con generación con costo variable de operación superior al costo marginal del sistema**
 - Se refiere a unidades que no alcanzan a cubrir su costo variable al prestar SSCC, como unidades a mínimo técnico (no son consideradas en el despacho).
- **Plan de recuperación del servicio**
 - Proporcionado por instalaciones que permiten restablecer el suministro eléctrico de manera segura, confiable y organizada, en el menor tiempo posible, luego de ocurrido un apagón total o parcial en el sistema.
- **Desprendimiento de carga**
 - Esquema de desprendimiento automático de carga por subfrecuencia (EDACxSubfrecuencia)
 - Esquema de control que emite órdenes de desconexión sobre consumos previamente establecidos.
 - Esquema de desprendimiento manual de carga (DMC)
 - Desprendimiento o limitación de consumo en las instalaciones de distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios.
 - Esquema de desprendimiento automático de carga por contingencia específica (EDACxCE)
 - Desprendimiento o limitación de consumo en las instalaciones de distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios. La especificación técnica del esquema dependerá de la solución específica propuesta con el fin de mitigar la problemática detectada.

- Esquema de desprendimiento automático de carga por subtensión (EDACxSubtensión)
 - Esquema de control que emite órdenes de desconexión sobre consumos, previa operación de un relé de subtensión con medida local.

2.2.3. Remuneración de SSCC

En la Tabla 2.1 se presentan las remuneraciones de los SSCC en Chile.

Categoría	SubCategoría	Remuneración	Financiamiento
Control de Frecuencia	CPF	Costos de Inversión Costos de Mantenimiento	Inyecciones Físicas de Energía
	CSF	Costos de Combustible Adicional	
	Reserva en Giro	Mecanismo de pago entre Gx si la distribución de reserva no es homogénea	
Control de Tensión	-	Costos de Inversión Costos de Mantenimiento	Inyecciones físicas de energía
CV > CMg	-	$R = CV_d \cdot E_i - I_{ng} CM_g$	Retiros Físicos de Energía
PRS	-	Costos de Inversión Costos de Mantenimiento Costos de Operación	C_{inv} y C_{mant} : Potencia de Suficiencia C_{op} : Inyecciones Físicas de Energía
Desprendimiento de Carga	EDACxSubfrecuencia	$R = CFCD \cdot kWh_{desconectado}$	Inyecciones Físicas de Energía
	DMC	Sólo si supera:	
	EDACxCE	SIC: 12 desconexiones o 5[h]	Inyecciones Físicas de Energía (Zona afectada)
	EDACxSubtensión	SING: 25 desconexiones o 8[h]	

Tabla 2.1: Remuneración de los SSCC.
(Fuente: Referencia [14])

2.3. Experiencia internacional - Alemania

2.3.1. Marco Regulatorio

En lo que respecta al marco regulatorio de Alemania, los servicios complementarios están definidos en virtud de los Artículos 12(1,3) y 13(1) de la ley de energía (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) [15] en conjunto con el reglamento específico de acceso a las redes de suministro de electricidad (Stromnetzentgeltverordnung - StromNZV) [16]. Paralelamente, a nivel europeo hay reglamentaciones consideradas, como la de la red europea de operadores de sistemas eléctricos

(ENTSOE)[17].

Desde el 1 de diciembre de 2006, la reserva requerida por los cuatro operadores de Alemania se procesa en una oferta conjunta, existiendo una plataforma web (www.regelleistung.net) para la adjudicación de la prestación de los SSCC. Desde el 1 de mayo de 2010, los operadores trabajan en conjunto bajo una misma plataforma de control del sistema denominada cooperación de control de red (CCG). El objeto de la operación conjunta es la operación en los respectivos territorios manteniendo el control con una visión panorámica a nivel país, esto permite ahorrar reservas de control. La correcta funcionalidad del sistema de Alemania para gestionar las reservas está asegurada por cuatro módulos, cada uno de los cuales se dirige a una optimización técnica y económica diferente.

Por otra parte, en los Artículos 13(4a) y (4b) de la EnWG se establecen las bases legales asociadas a cargas interrumpibles [15]. Mayor detalle se especifica en la ordenanza de cargas interrumpibles (AbLaV), en la cual se listan los criterios, técnicos y económicos, para su aplicación [18]. Así mismo, en el reglamento de plantas de reserva de energía (ResKV) se detallan los requisitos técnicos, geográficos y todo lo asociado a plantas de reserva de energía [19], los cuales son aprobados finalmente para cada interesado por la autoridad regulatoria de electricidad (Bundesnetzagentur).

En la Figura 2.2 se presenta la estructura del marco regulatorio de SSCC en Alemania.

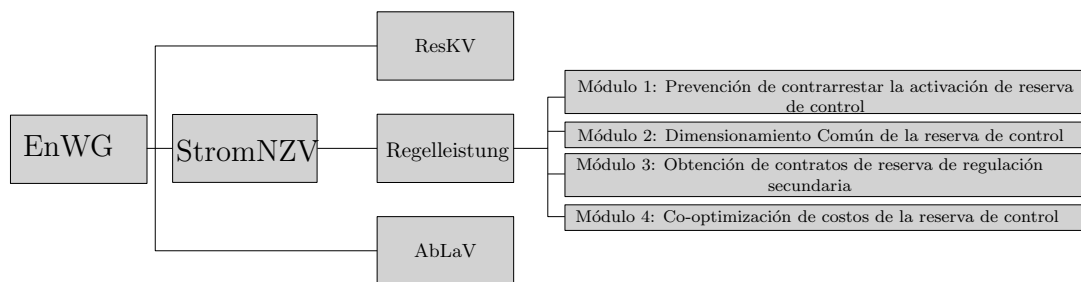


Figura 2.2: Marco Regulatorio de los SSCC Alemania.

(Fuente: Elaboración Propia.)

2.3.2. Categorías de SSCC

■ Control de reserva

● Control primario

- Reserva de potencia activa proporcionada por todos los generadores conectados al sistema.
- Activación automática y completa de la reserva dentro de los primeros 30[s].
- Período por incidente: por el operador afectado con activación completa en tiempo dentro de los primeros 5[*min*].
- Período por incidente: $0[s] < t < 15[*min*]$

● Control secundario

- Control de área (ACE) y control de frecuencia.
- Activación automática por el operador afectado con activación completa en tiempo dentro de los primeros 5[*min*].
- Período por incidente: $30[s] < t < 15[*min*]$

● Control terciario (reserva en minutos)

- Activación basada en lista de mérito realizada por el operador afectado.
- Activación manual completa en tiempo dentro de los primeros 15[*min*].
- Período por incidente: $t < 15[*min*]$ hasta 4[*h*] y cuarto o hasta varias horas en el caso de perturbaciones graves.

■ Cargas interrumpibles

- Cargas interrumpibles se definen como grandes unidades de consumo que están conectados a la red de alta tensión (extra), y que consumen continuamente un gran volumen de energía eléctrica y que pueden, previa solicitud, reducir su demanda a corto plazo gracias a la naturaleza de su proceso de producción.

■ Reserva de red (ResKV)

- Generadores de electricidad e instalaciones de almacenamiento pueden vender reserva de potencia a la red eléctrica. Esta reserva en MW corresponde a la necesaria para la estabilización de la red mediante *redispatch* (intervención en la generación con objeto de aumentar o disminuir la producción de algunas centrales de generación).

2.3.3. Remuneración de SSCC

En la Tabla 2.2 se presentan las remuneraciones de los SSCC en Alemania.

Categoría	SubCategoría	Remuneración	Financiamiento
Control de Reserva	Control Primario	Desviaciones del equilibrio de reserva por área de operador.	Los costos se incluyen en el uso de la red.
	Control Secundario	- Exceso: se paga el ReBAP de las desviaciones. - Déficit: deben pagar el ReBAP de las desviaciones.	
	Control Terciario	El ReBAP, precio único de equilibrio, se calcula cada 15 min.	
Cargas Interrumpibles	-	- Capacidad de desconexión: Monto mensual (2500 [eur/MWcorte]). - Desconexión rápida: Monto por cada desconexión (entre 100 y 400 [eur/MWh])	Contrato de los Operadores con cargas desconectables seleccionadas en base a licitaciones
Reserva de Red (ReskV)	-	Costos de la utilización de las plantas (Operación, control de contaminación, reparación, etc.)	Contrato de los Operadores con plantas de reserva, previa consulta con autoridad regulatoria

Tabla 2.2: Remuneración de los SSCC en Alemania.
(Fuente: Elaboración Propia.)

2.4. Experiencia internacional - Estados Unidos (CAISO)

2.4.1. Marco Regulatorio

En los Estados Unidos, según las disposiciones de la ley federal de energía de 1935 (Public Utility Holding Company Act, PUHCA), los operadores del sistema eléctrico (ISO's) deben operar bajo los términos y condiciones aprobados por la comisión federal reguladora de energía (FERC), que contiene las tarifas, términos y condiciones que rigen todas las áreas del ejercicio de las ISO's, incluyendo dentro de esto los requerimientos para participar en el mercado de los SSCC y las reglas para la determinación de los precios a pagar a los proveedores de electricidad

y servicios, junto a su distribución entre los participantes del sistema.

La Ley de Política Energética del año 2005 que vino a derogar PUHCA, autorizó al FERC a delegar autoridad a la Corporación Norte Americana de Confiabilidad Eléctrica (NERC) para que desarrolle, revise y ponga en práctica las normativas de acuerdo a los marcos legales y además refuerza la autoridad de consejos regionales, como el Consejo Coordinador de Electricidad Oeste (WECC), zona en la cual el operador del sistema interconectado de California (CAISO) opera.

Basado en los estándares del NERC y el WECC, el CAISO establece procedimientos de operación y reglamentos asociados a los servicios complementarios [20].

En la Figura 2.3 se presenta la estructura del marco regulatorio de SSCC en el CAISO.

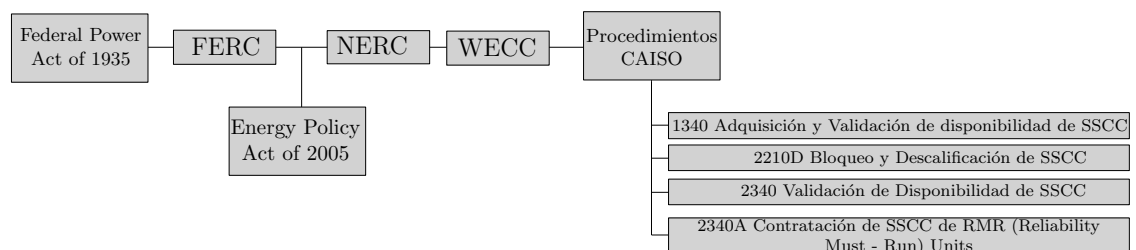


Figura 2.3: Marco Regulatorio de los SSCC EEUU (CAISO).

(Fuente: Elaboración Propia.)

2.4.1.1. Procedimiento CAISO

■ 1340 Adquisición y validación de disponibilidad de servicios complementarios

- Directrices para la adquisición y validación de la disponibilidad de servicios complementarios.
- Aplicabilidad a diferentes responsables en CAISO.
- Detalles de procedimientos para cada servicio complementario.

■ 2210D Bloqueo y descalificación de servicios complementarios

- Procedimiento detallado frente a falla en la telemetría de un servicio complementario.
- Procedimiento detallado frente a que un recurso no pueda proporcionar el servicio complementario o se encuentre limitado por otras condiciones.

■ **2340 Validación de disponibilidad de servicios complementarios**

- Validación de servicios complementarios.
- Detalle de interrupciones forzadas (programadas).

■ **2340A Contratación de servicios complementarios de RMR (Reliability Must - Run) Units**

- Detalle del diagrama de flujo del procedimiento de contratación.

2.4.2. Categorías de SSCC

Las categorías de servicios complementarios reconocidos por la regulación son:

■ **Regulación de subida y bajada**

- El operador hace recopilación del recurso de AGC para cada intervalo de 4[s], cada 15[*min*] y la suma de las desviaciones totales. La capacidad de regulación [MW/min] debe ser gestionada de manera continua por lo menos 60[*min*] en el mercado del día siguiente y 30[*min*] en el real.

■ **Reserva rodante y No rodante**

- Consiste en un mínimo de reserva operacional rodante y no rodante como respaldo del sistema frente a grandes perturbaciones. Cada proveedor de reserva rodante y no rodante debe ser capaz de recibir una instrucción de despacho dentro de 1[*min*] desde el momento que el centro de control de CAISO elige para enviar el recurso de reserva rodante o no rodante, debe garantizar que su recurso puede estar en el nivel operativo dentro de los 10[*min*] después de emisión de la instrucción de despacho.

■ **Control de tensión**

- Determinación de la cantidad requerida sobre una base horaria y ubicación de potencia para control de tensión y reactivos. Pueden participar los generadores, transmisores y cargas del sistema, prestando el servicio al sistema como auto prestándolo. La generación de las dependencias que suministran soporte de voltaje debe tener reguladores de tensión automáticos que pueden corregir las tensiones de la barra para estar dentro de los límites de tensión prescrita y dentro de la capacidad de la máquina en menos de 1[*min*].

■ Capacidad de partida en negro

- Determinación de la cantidad y localización de generación para partida en negro requerida por el plan de restauración del sistema.

2.4.3. Remuneración de SSCC

En la Tabla 2.3 se presentan las remuneraciones de los SSCC en CAISO de EEUU.

Categoría	SubCategoría	Remuneración	Financiamiento
Regulación de subida y bajada	-	<p>La fijación de precios y liquidación de cada SC se basa en el Precio Marginal de SSCC (ASMP). Se realiza para el mercado diario como para el mercado en tiempo real.</p> <p>Los coordinados proveedores de SSCC se asignan por medio de mercado de ofertas. Se reconoce costos de inversión, costos de operación, disminución de eficiencia, entre otros.</p>	<p>Los costos se cargan a los coordinados, en base a sus obligaciones de prestación de SSCC</p>
Reserva rodante y No rodante	-		
Control de tensión	-		
Capacidad de partida en negro	-		

Tabla 2.3: Remuneración de los SSCC en California.

(Fuente: Elaboración Propia.)

2.5. Experiencia internacional - España

2.5.1. Marco Regulatorio

La legislación española en la Ley 54/1997, modificada posteriormente por el Real Decreto de Ley 5/2005 (RDL5/2005), crea el operador del sistema (actualmente Red Eléctrica España, S.A)

y lo establece como operador y responsable del mercado de producción de energía eléctrica [21].

El Real Decreto RD 1454/2005 reglamenta que el operador del mercado de producción, contempla dentro de sus operaciones la gestión de los servicios de ajuste del sistema y la liquidación de los servicios de ajuste, entendiéndose por tales la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos, como lo indica el Artículo 2 [22].

El Artículo 13 del Real Decreto RD 1454/2005 define a los SSCC y se entienden como aquellos que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias. Estos pueden ser obligatorios o potestativos (puede hacerse o dejar de hacerse).

La normativa especifica que, sin perjuicio de otros SSCC que puedan establecerse, tendrán la consideración de SSCC los de regulación, el control de tensión y de reposición del servicio.

Los procedimientos de operación limitan y especifican las características de los SSCC y el sistema de precios para la remuneración de estos, en base a los cuales el operador debe basarse para realizar una adecuada gestión técnica del sistema eléctrico.

En la Figura 2.4 se presenta la estructura del marco regulatorio de SSCC en España.

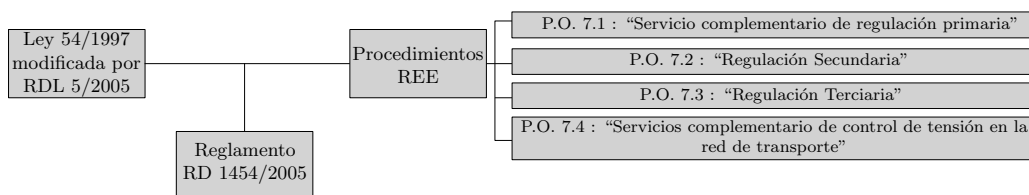


Figura 2.4: Marco Regulatorio de los SSCC España.

(Fuente: Elaboración Propia.)

2.5.1.1. Procedimiento REE

■ P.O. 7.1 Servicio complementario de regulación primaria

- Tiene por objeto la reglamentación de la determinación de las necesidades de regulación primaria del sistema eléctrico y su asignación a los generadores que presten este servicio.

■ P.O. 7.2 Regulación secundaria

- Establece reglamento para la asignación de regulación secundaria.
- Provisión del servicio.
- Asignación, Control y medida de la prestación del servicio.
- Criterios de liquidación económica del servicio.

■ P.O. 7.3 Regulación terciaria

- Reglamenta la restitución de la reserva de regulación secundaria utilizada.
- Provisión del servicio.
- Asignación de la prestación, control y medida de la prestación.
- Criterios de liquidación económica del servicio.

■ P.O. 7.4 Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte

- Establece el modo en que prestará el control de la tensión de la red de transporte.
- Provisión del servicio.
- Asignación de la prestación, control y medida de la prestación.
- Criterios de liquidación económica del servicio.

2.5.2. Categorías de SSCC

Las categorías de servicios complementarios reconocidos por la regulación son:

■ Regulación primaria

- Es de carácter obligatorio y no retribuido aportado por los generadores acoplados, y tiene por objeto corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre producción y consumo.

■ Regulación secundaria

- Es un servicio del sistema de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-consumo, corrigiendo los desvíos respecto a los programas

de intercambio previstos en la interconexiones, y las desviaciones de la frecuencia, respecto al valor de consigna establecido. Su horizonte temporal se extiende desde los 30[s] hasta los 15[*min*]. La prestación se realiza a través de zonas de regulación, correspondientes a agrupación de unidades de producción que tienen capacidad de regular bajo un sistema de control automático de generación (AGC).

■ **Regulación terciaria**

- Es de carácter potestativo y oferta obligatoria (todos los generadores presentan su capacidad de regulación terciaria), que tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada.

■ **Control de tensión de la Red de Transporte:**

- Consiste en el conjunto de actuaciones sobre los recursos de generación y absorción de potencia reactiva (generadores, reactancias, condensadores, etc.) y otros elementos de control de tensión, como los transformadores con cambiador de tap, orientadas a mantener las tensiones en las barras de la red de transmisión dentro de los márgenes especificados para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad del suministro eléctrico.

2.5.3. Remuneración de SSCC

En la Tabla 2.4 se presentan las remuneraciones de los SSCC en España.

Categoría	SubCategoría	Remuneración	Financiamiento
Regulación Primaria	-	No remunerado explícitamente	-
Regulación Secundaria	-	Disponibilidad de Banda de Regulación Utilización de Energía	Mecanismo de Mercado
Regulación Terciaria	-	Mayor precio de energía de unidades utilizadas en periodo considerado, es decir, CM horario de Reg. Terciaria, distinto de reserva a subir con reserva a bajar.	Mecanismo de Mercado
Control de Tensión en Red de Transporte	-	- Generadores: Disponibilidad de banda adicional de banda de reactivos (absorción de reactivos, reactivos en barra de gen.) - Consumidores: Disponibilidad de banda adicional de reactivos (y P. activa). Reactivos entregados (no consumidos) por prestación de servicio.	Costo repartido entre unidades de adquisición (no considera bombeo ni contratos físicos bilaterales), proporcional a energía adquirida en barras de unidades.

Tabla 2.4: Remuneración de los SSCC en España.
(Fuente: Elaboración Propia.)

2.6. Conclusiones

Los SSCC corresponden a recursos fundamentales en los sistemas eléctricos debido a que permiten hacer frente a las contingencias que experimenta un sistema, manteniendo las magnitudes como por ejemplo: frecuencia, tensión, y balance de potencia, en valores fijos o dentro de rangos definidos como seguros y que no degradan la calidad del suministro eléctrico.

Los esquemas de regulación de los SSCC varían fuertemente en función la estructura de mercado de cada país, basada entre otros factores en su historia regulatoria y en su realidad local, sin embargo, tienen en común la ejecución de distintos procedimientos que deben realizar los operadores para la correcta definición, adquisición, operación y remuneración de cada SSCC.

En términos generales, en los países estudiados predominan como SSCC clásicos de los sistemas, aquellos asociados al control de frecuencia, control de tensión, reservas de potencia y cargas interrumpibles. En específico, en Europa los SSCC en común son la regulación (reserva) primaria, secundaria y terciaria, mientras que en el CAISO y Chile se encuentran, además, servicios como recuperación de servicio y reserva en giro (rodante).

La remuneración de cada SC obedece al efecto de este sobre el sistema y en los actores involucrados, existiendo tanto servicios obligatorios no remunerados, servicios remunerados por mecanismo de mercado del sistema eléctrico, servicios asociados a contratos y servicios con mercado de oferta. La forma de remuneración es definida por cada país dependiendo del funcionamiento propio de su sistema. El financiamiento (con que se pagan los servicios prestados) depende de la forma en que se remunera y los actores involucrados, siendo en general los servicios financiados por los coordinados en base a su participación (prestación y uso).

Los SSCC ofrecidos actualmente por los sistemas eléctricos con alta penetración de generación variable ofrecen soluciones similares para las contingencias clásicas de operación, sin embargo, las regulaciones estudiadas, salvo CAISO, enfrentan de manera directa con la implementación de un SC los efectos que puede producir la alta penetración de generación variable desde el punto de vista de las rampas de carga neta. El CAISO se encuentra actualmente introduciendo en operación un SC llamado producto de rampas flexibles, enfocado en las rampas de carga neta.

3 | Penetración de energía variable

3.1. Introducción

El desarrollo del sistema eléctrico en Chile se encuentra en una etapa en que la entrada de generación a partir de energía solar y eólica es masiva, estas son consideradas como fuentes de generación variable debido a que la fuente primaria de energía no es controlable [1, 2].

Los proyectos de ERNC que se encuentran en operación más los que se encuentran en construcción suman, de acuerdo a los datos del 02 de junio de 2016 en la Resolución Exenta N°449, una capacidad instalada al mes junio de 2018 de 1410,14[MW]. A este monto, se le debe agregar los proyectos que logren concretarse de los que actualmente se encuentran en evaluación de impacto ambiental. El crecimiento de la construcción de generación variable es consistente en el tiempo, como se aprecia en la Figura 3.1.

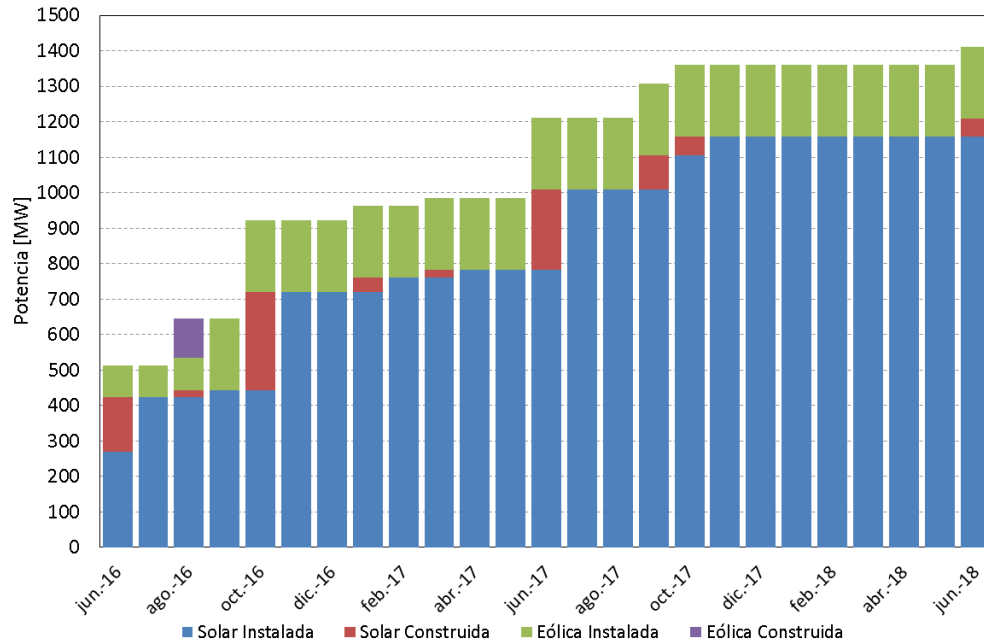


Figura 3.1: Generación variable hasta a junio de 2018.

(Fuente: CDEC-SING y Resolución Exenta N°449, CNE.)

Con magnitudes considerables de penetración de energías variables para el sistema, el escenario crítico lo representan la generación fotovoltaica y eólica. La puesta del Sol supondrá una rápida caída en la cantidad de energía generada por lo que la carga neta con la que deben responder las tecnologías convencionales presentará un aumento elevado en un tiempo reducido, lo cual se traduce en un requerimiento de *flexibilidad de rampa de subida*, y de manera similar, la salida del Sol supondrá un rápido aumento de la energía generada por lo que carga neta con la que deben responder las tecnologías convencionales presentará una disminución considerable en un tiempo reducido, lo cual se traduce en un requerimiento de *flexibilidad de rampa de bajada* [3]. Por su parte, los cambios tanto de magnitud como de dirección del viento no previstos de manera correcta, debido a que los actuales modelos de predicción eólica carecen de exactitud, provocan variaciones rápidas en la producción de energía proveniente del recurso eólico y por tanto también se provocan variaciones de carga neta.

Se define la carga neta del sistema como la diferencia entre la carga prevista y la generación

esperada de los recursos de generación variable.

$$Carga_{Neta} = Carga_{Total_{sistemaPrevista}} - Generación_{Solar_{Esperada}} - Generación_{Eólica_{Esperada}} \quad (3.1)$$

Por tanto, la carga neta representa la potencia que deben suministrar las tecnologías de generación convencionales, mayoritariamente térmica (carbón y ciclos combinados).

Se establece que con la creciente cantidad de penetración de generación variable, las rampas de carga neta sobrepasan la capacidad de los actuales mecanismos para entregar condiciones de seguridad, calidad y flexibilidad aceptables. A nivel mundial, las variabilidades de la generación pueden ser enfrentadas mediante la consideración de nuevos SSCC más flexibles [23].

En este Capítulo se presentan los fundamentos de rampas de carga neta, su potencial efecto en el SING y cómo hacer frente a estas por medio del nuevo servicio de PRF.

3.2. Rampas de Carga Neta

Las rampas de carga neta son cambios en la magnitud de la carga neta del sistema en un periodo de tiempo breve [24]. Pueden ser cambios positivos o negativos, y son provocados por la variabilidad e incertidumbre introducida por la generación a partir de recursos variables, específicamente, generación solar y eólica [25]. La Ecuación 3.1 define la carga neta del sistema.

Al presentarse gráficamente la carga neta generada a lo largo del día, se identifican de manera visual los grandes cambios en tiempos reducidos, pudiendo visualizarse cualitativamente las rampas de carga neta del sistema, asociándolas a pendientes pronunciadas.

Por otra parte, existen diferentes definiciones de rampas que permiten cuantificar el fenómeno, las cuales tienen como regla general, que las rampas son grandes oscilaciones positivas o negativas en la producción de energía dentro de una corta ventana de tiempo. A continuación se presentan algunas definiciones de rampas [26]:

Definición de rampa 1: Una rampa de potencia ocurre si la magnitud que aumenta o disminuye

en la generación de un intervalo ΔT es mayor que un umbral definido con anterioridad (P_θ).

$$P(t + \Delta T) - P(t) > P_\theta \quad (3.2)$$

Definición de rampa 2: La definición anterior solamente se enfoca en el inicio y final del intervalo de tiempo considerado, por lo cual puede omitir eventos de rampas si se producen entre los dos extremos, aunque los extremos por ellos mismos pueden no presentar un gran cambio en la magnitud de la energía generada. Es por esta razón, que esta definición considera el mínimo y máximo valor de generación entre los extremos del intervalo de tiempo considerado (incluyéndolos).

$$\max(P[t, t + \Delta T]) - \min(P[t, t + \Delta T]) > P_\theta \quad (3.3)$$

La resolución temporal de la rampa depende directamente de la elección del intervalo de tiempo (ΔT), el cual generalmente es de 15[*min*], 30[*min*] ó 1[*h*] [27].

Para referencias a rampas en las secciones futuras del documento, se considera la definición de rampa 1 e intervalos de 5[*min*].

En la Figura 3.2 se esquematiza una rampa de subida y de identifican los valores que la caracterizan: inicio de rampa , duración de rampa, tasa de rampa, magnitud de rampa y término de rampa. Para las rampas de bajada los valores característicos son similares, siendo la tasa de rampa negativa [24].

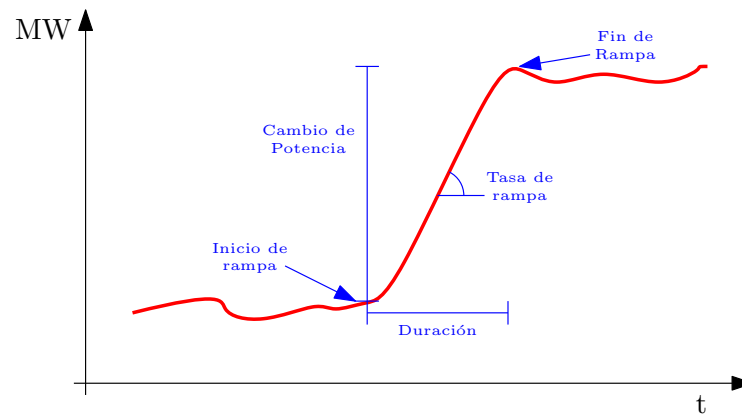


Figura 3.2: Esquema de rampa de subida.
(Fuente: Elaboración Propia.)

El principal factor de variabilidad de las tecnologías solar y eólica recae en las condiciones meteorológicas y de estacionalidad asociadas. De este modo, las fuentes de generación variable introducen rampas en la generación de energía eléctrica debido a la característica propia de los recursos naturales que estas utilizan. La generación solar con la puesta de Sol produce rampas de carga neta positivas y con la salida del Sol rampas de carga neta negativas. La generación eólica depende de las corrientes de viento, lo cual se encuentra estrechamente condicionado por las características del emplazamiento del parque eólico y los vientos a nivel mundial.

En base a una resolución temporal ΔT de 1[h], se presenta en la Figura 3.3 los perfiles de generación de carga neta horaria del SING para diferentes años considerando la generación real informada por el CDEC-SING para los años 2013, 2014, 2015 y lo que va del 2016 y la proyección más desafiante para el sistema considerada en el Estudio de Integración ERNC en el SING: Escenarios 2018 y 2021 [28] para los años 2018 y 2021. El análisis de los datos considera la creación de un histograma para cada hora en cada año con la generación real (o proyectada), donde el intervalo con mayor frecuencia representa la generación más probable del recurso variable.

En el año 2015 se comienza a observar la existencia de pequeñas rampas de carga neta producidas por generación solar. El efecto se acrecienta en lo que va del año 2016 y claramente con el aumento de la inyección de energía variable también aumentan las rampas, obteniendo

que al año 2021 se pronostica una rampa máxima de subida y bajada de $14,23[MW/min]$ y $10,23[MW/min]$, respectivamente.

Para dichos requerimientos de rampas de carga neta, con los servicios complementarios actuales, de acuerdo al Estudio de Integración ERNC en el SING: Escenario 2017, la regulación secundaria realizada de forma manual es impracticable, aún con un ciclo combinado en servicio pues las acciones de control se ejercen en tiempos mayores a $10[min]$. Por lo tanto, necesariamente debe funcionar el AGC, para que el sistema tenga una tasa de toma de carga (bajada) conjunta producto del aporte de todo el parque generador incluido en el esquema de control [29].

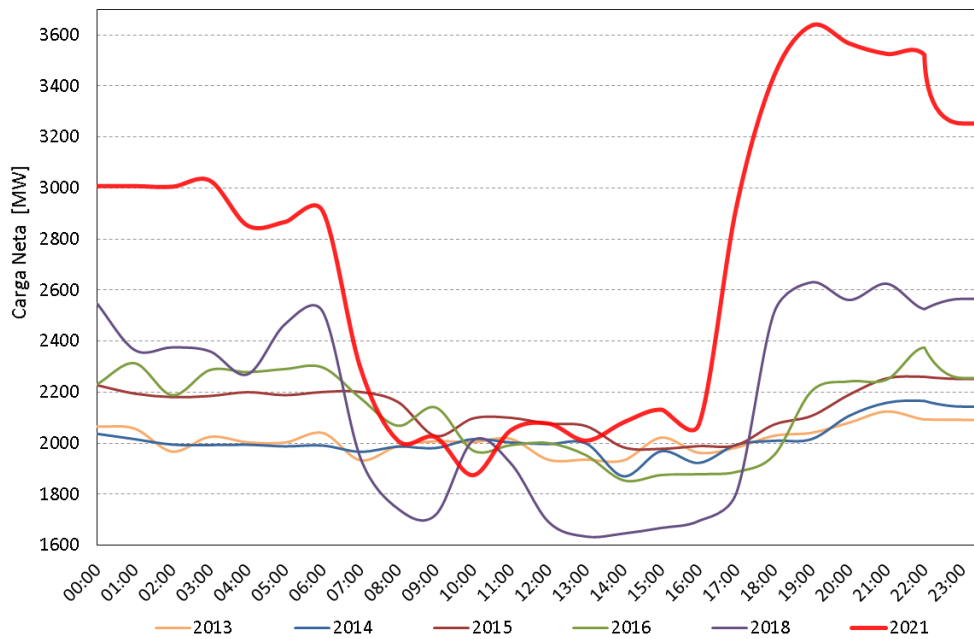


Figura 3.3: Duck Curve - SING.

(Fuente: Elaboración Propia.)

Otros efectos del fenómeno de rampas afectan la operación del sistema, donde sin capacidad de almacenamiento, la generación variable produce efectos en el régimen de predespacho de las unidades de generación: se genera una reducción en los costos medios de operación y se produce un aumento en los costos de encendido/apagado debido al mayor *cycling* de las unidades térmicas para absorber las variabilidades. La alta penetración variable puede llevar a las unidades térmicas a trabajar a mínimo técnico o incluso desconectarse. Al momento de disminuir la generación

variable, las unidades no podrán responder debido a las restricciones de tiempos mínimos de operación y detención. Este impacto es más fuerte en las centrales de ciclo combinado, ya que éstas son más flexibles que las de carbón.

Además de las limitaciones técnicas de los servicios de regulación existentes, existen problemáticas desde una perspectiva económica y de eficiencia de mercado, debido a que la capacidad de generación de algunos recursos debe reservarse para proporcionar la regulación no participando íntegramente en el óptimo del sistema.

Debido a lo presentado en los párrafos precedentes, se hace necesaria la consideración de un mecanismo técnico y de mercado que permita hacer frente de manera óptima a las grandes variabilidades y requerimientos de rampas de carga neta.

3.3. Flexibilidad de SSCC

Tradicionalmente los SSCC han sido proporcionados por los generadores, sin embargo, la integración de la generación variable y el desarrollo de nuevas tecnologías han llevado a diversificar los recursos que se pueden utilizar para proporcionar los servicios [30]. A nivel mundial, las variabilidades de la generación pueden ser enfrentadas mediante la consideración de nuevos servicios complementarios más flexibles [23].

En términos generales, se define la flexibilidad como la capacidad de un sistema en responder a un conjunto de desviaciones que son identificadas por criterios de riesgos a través del despliegue de las acciones de control disponibles dentro de una ventana de tiempo y umbrales de costos definidos [31]. La flexibilidad depende de diferentes factores como la planificación de la generación, la magnitud y frecuencia de rampas de carga neta, las predicciones de los recurso energéticos variables, interconexiones con otros sistemas, capacidad de almacenamiento, capacidades de cambio de inyección de generadores y ventana temporal de análisis.

A medida que la generación en base a energía eólica y solar aumenta, es esperable un incremento de los requerimientos de flexibilidad de rampa. Mientras mayor flexibilidad de rampa

tenga el sistema, mayor monto de variabilidad en la carga neta producto de generación solar y eólica va a poder soportar. Los efectos de los nuevos requerimientos de flexibilidad de rampa exigen mayor reserva rodante, mayor cycling de las unidades térmicas, mayor monto de tasa de toma de carga en conjunto, entre otras; aumentando los inconvenientes técnicos y costos de operación, creando con esto incentivos para el desarrollo de nuevos productos de mercado que logren satisfacer de manera óptima los nuevos requerimientos del sistema.

En las categorías actuales de SSCC los requerimientos de rampa correspondientes a variaciones de potencia más considerables son enfrentadas por medio del Control Secundario de Frecuencia (CSF), destinado a compensar el error final de frecuencia resultante de la acción del CPF. Todas las unidades generadores que participen o aporten CSF deben integrarse en un control automático de generación centralizado (AGC), sin embargo, en tanto no se implemente el AGC, el CSF en el SING se realizará en forma manual, siendo éste ejercido a través de una única unidad generadora, considerando exigencias en lo que respecta a la tasa mínima de subida/bajada de carga asociada a la unidad que realiza el CSF. Sin embargo, dependiendo de la magnitud de la variación de la frecuencia, el CDC podrá requerir el apoyo de una o más unidades generadoras. De acuerdo al Artículo 10-10 de la NTSyCS, considerando el plazo de 3 años, el AGC debe ser implementado en julio de 2017.

Respecto del desempeño de las unidades actuales, en la Figura 3.4 y Figura 3.5 se comparan las tasa de subida/bajada de carga observada y declarada de cada recurso que puede proporcionar rampa de potencia. Al respecto, se observa un desempeño deficiente [32], por lo cual, incluso con un AGC operando, la respuesta frente a grandes requerimientos de tasa de carga (rampas de subida de carga neta) podría no ser satisfactoria.

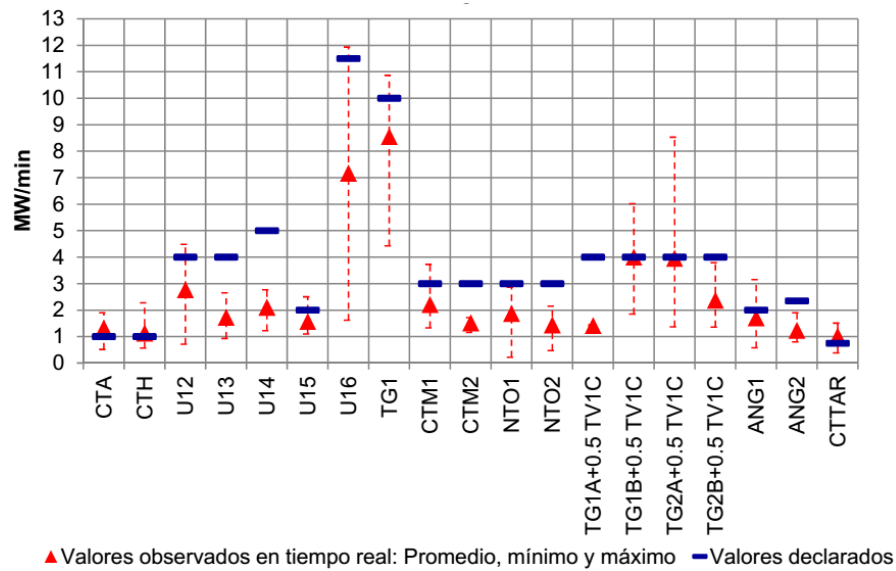


Figura 3.4: Tasa de subida de carga de unidades generadoras.
(Fuente: Referencia [32].)

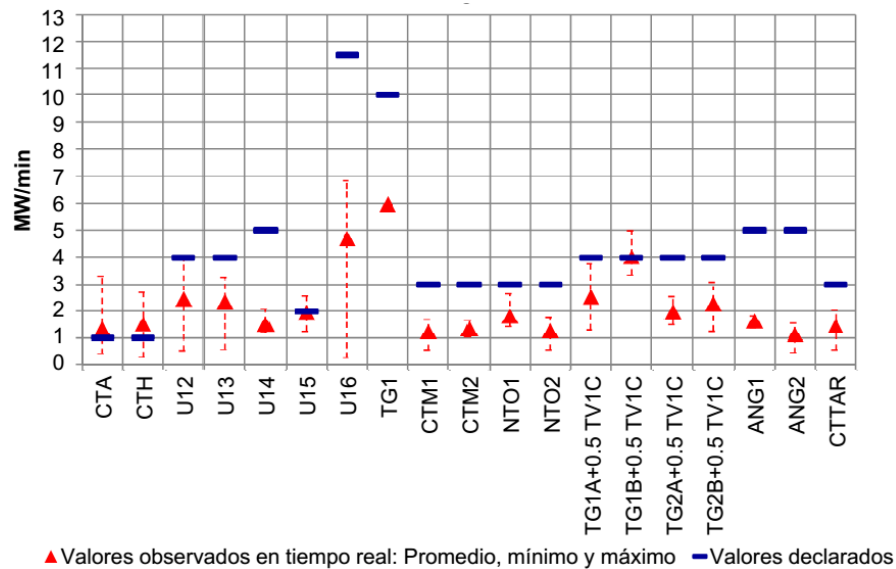


Figura 3.5: Tasa de bajada de carga de unidades generadoras.
(Fuente: Referencia [32].)

Otro factor relevante respecto a la capacidad de flexibilidad de rampa frente a la alta penetración de las energías variables corresponde a la misma naturaleza de estas, esto es, que su generación se basa en modelos de predicción y por tanto, poseen errores asociados [33]. Este fenómeno puede en el peor de los casos, asociado a un error de predicción considerable,

aumentar los requerimientos de rampa de potencia [34, 35]. Adicionalmente, en un futuro con el desarrollo de las iniciativas de Smart Grid y otras tecnologías, por ejemplo, vehículos eléctricos, alta penetración de generación distribuida, entre otras; podría aumentar la incertidumbre y variabilidad del sistema [5].

Los sistemas eléctricos experimentan cambios tecnológicos que introducen nuevos desafíos técnicos y económicos, que son actores relevantes para adaptarse a los nuevos elementos que introducen variabilidad e incertidumbre. Como se revisó en el Capítulo 2, la necesidad de flexibilidad de rampa se aborda a nivel internacional como un SC. En la literatura se definen dos componentes principales de un SC asociado a rampas flexibles:

- Debe tener suficiente capacidad física de generación en tiempo rápido [MW/min].
- Las prácticas de operación y mercado deben asegurar la capacidad física de flexibilidad, pudiendo existir mercados para proporcionar una flexibilidad adicional.

Aunque la flexibilidad adicional se puede obtener de generadores existentes, se pueden imponer costos significativos para ellos y el sistema [36]. Como se ha mencionado, las tecnologías convencionales de generación, en el SING mayoritariamente térmicas, están diseñadas para operar a niveles específicos, con lo cual aumentan los costos al utilizarlas para entregar rampas de potencia.

De este modo, la flexibilidad de rampa requiere la ampliación y/o modificación de los mercados de SSCC, la creación de incentivos o la imposición de nuevos requisitos sobre los generadores.

Algunos mercados eléctricos con alta penetración de generación variable han realizado significativos avances en la creación de un nuevo servicio complementario llamado "**Producto de Rampas Flexibles**" (PRF) como parte de su diseño del mercado. El Operador del Sistema Independiente de California (CAISO) [4] y el Operador del Sistema Independiente del Medio Oeste (MISO) [5] en EEUU, son pioneros en el diseño y la implementación del servicio complementario producto de rampa flexibles en sus mercados, proporcionando un medio para adquirir la suficiente capacidad de rampa a través de ofertas económicas [6]. Con las ofertas económicas

los precios del SC se ajustan según los costos marginales locales y responden eficientemente frente a cambios inesperados en las condiciones de mercado. Así, se establece un precio competitivo y con tendencia a mejorar la eficiencia global del Sistema.

El producto de rampas flexibles está diseñado para administrar las variaciones e incertidumbres en la carga neta del sistema, con el propósito de mantener el equilibrio entre generación y demanda. Conceptualmente, el producto de rampas flexibles tiene por objeto proporcionar capacidad de rampa (flexibilidad de rampa) al sistema en un intervalo de tiempo actual para su uso en intervalo futuro. Esta característica lo hace diferente de los servicios de regulación de frecuencia y reserva rodante (y no rodante), ya que estos productos existentes se llevan a cabo para gestionar las contingencias de sistema en el mismo intervalo de tiempo en el cual ocurren. Por otra parte, cabe destacar que la reserva rodante (y no rodante) sólo puede contribuir para los requerimientos de rampas de subida, mientras que el producto de rampas flexibles hace frente a las rampas de subida y bajada [37].

3.4. Conclusión

Se registra un crecimiento consistente en la construcción de generación variable, lo cual sumado a los proyectos en evaluación de impacto ambiental, en un futuro se proyecta un sistema con una gran penetración ERNC variable. La gran penetración de generación variable plantea importantes desafíos técnicos y económicos, los cuales debe enfrentarse por medio de la consideración de nuevas definiciones, tecnologías e implementaciones que permitan adaptarse a los nuevos requerimientos.

Uno de estos desafíos son las rampas de carga neta, correspondiente a la potencia que deben suministrar las tecnologías de generación convencionales, mayoritariamente térmica (carbón y ciclos combinados), como respuesta a las grandes variaciones en un tiempo reducido de la generación solar y eólica y del error asociado a su predicción.

Se producen efectos en las unidades de generación, como una reducción en los costos medios de operación del sistema y un aumento en los costos de encendido/apagado debido al mayor

cycling de las unidades térmicas para absorber las variabilidades. Las unidades térmicas al trabajar a mínimo técnico e incluso desconectarse, al momento de disminuir la generación variable no podrán responder debido a las restricciones de tiempos mínimos de operación y detención. Frente a todos los efectos de la generación variable, los servicios de regulación existentes tienen problemas desde una perspectiva económica y de eficiencia del mercado, debido a que la capacidad de generación de algunos recursos debe reservarse para proporcionar la regulación no participando íntegramente en el óptimo del sistema.

Se requiere que el sistema posea suficiente flexibilidad de rampa, lo cual implica la ampliación y/o modificación de los mercados de servicios complementarios, la creación de incentivos, o la imposición de nuevos requisitos sobre los generadores. A nivel internacional, Operadores han realizado significativos avances en la creación de un nuevo servicio complementario llamado "*Producto de Rampas Flexibles*"(PRF) como parte de su diseño del mercado.

Conceptualmente, el FRP tiene por objeto proporcionar capacidad de rampa (flexibilidad de rampa de carga neta) al sistema en un intervalo de tiempo actual para su uso en intervalo futuro, dotando al sistema de una herramienta para hacer frente a la alta penetración de generación variable.

4 | Producto de rampas flexibles (PRF)

4.1. Introducción

Con los niveles de generación variable (recursos solar y eólico) en aumento, debido a su naturaleza estocástica se producen variaciones e incertidumbres en la carga neta del sistema eléctrico. Como los recursos varían rápidamente en el tiempo (puesta y salida del Sol, nubes, cambios en el viento, entre otros efectos naturales) el despacho realizado en tiempo real puede estar por debajo de los requerimientos de rampa previstos por el sistema y las unidades no despachadas puede que no sean capaces de responder lo suficientemente rápido [25, 38]. Para gestionar el reto operativo de mantener en tiempo real el balance de potencia, los generadores convencionales deben estar despachados con flexibilidad, es decir, con operación intra-horaria con fundamento en que las variabilidades son rápidas y el sistema debe adaptarse a ellas.

En este Capítulo se aborda el modelo del PRF, teniendo en cuenta todas las restricciones y consideraciones asociadas a este, desarrollando en primera instancia una conceptualización del PRF y posteriormente la especificación en formulación matemática de los requerimientos, capacidad de los recursos que proporcionan rampa, restricciones y función objetivo.

Adicionalmente, se presentan índices de medición del desempeño y la forma de remunerar este servicio complementario ajustado al mercado eléctrico chileno.

Finalmente, se presenta la implementación del modelo de PRF en el software PLEXOS, mediante el cual se evaluará en los capítulos posteriores los efectos técnicos y económicos.

4.2. Conceptualización

El PRF tiene por objeto proporcionar capacidad de rampa (flexibilidad de rampa) tanto de subida como de bajada al sistema en un intervalo de tiempo presente, para su uso en intervalo de tiempo futuro, por tanto, requiere de mirar a una ventana de tiempo por delante, la cual se caracteriza basándose en la previsión de los recursos variables y de demanda del sistema. En palabras simples, en cada ventana de tiempo el sistema eléctrico tiene requerimientos de rampa tanto de subida como de bajada, determinados por la variación en la carga neta del sistema, los cuales deben ser satisfechos por rampas de generación proporcionadas por los recursos del sistema aptos para rampas.

La teoría plantea ventanas de tiempo, que llamaremos intervalos, de diferentes longitudes. Respecto a la longitud adecuada de los intervalos, si bien aquellos que consideran un periodo de tiempo mayor pueden entregar más flexibilidad de rampa. Por ejemplo, en un intervalo de 10[*min*] un recurso puede entregar mayor capacidad de rampa de subida en vista que no se prevén requerimientos de rampas de bajada en el periodo de previsión, mientras que con un intervalo de 5[*min*] el recurso puede preparar menos capacidad de rampa de subida [34]. La consideración de un gran intervalo no es necesaria, ya que en la realidad habrá tiempo suficiente para tomar acciones más apropiadas ajustándose de mejor manera a las variabilidades, como por ejemplo, comprometiéndose recursos de inicio rápido. Así, para el presente documento se define el intervalo de 5[*min*].

Con objeto de ilustrar conceptualmente el producto de rampas flexibles, por simplicidad, no se incluye ningún otro servicio complementario como prestador de reservas, sin embargo, el modelo completo a implementar considera restricciones establecidas por otros SSCC.

Desde el punto de vista del mercado eléctrico, el PRF se basa en ofertas por parte de los recursos que pueden proporcionar rampa flexible y adjudica las rampas, considerando los precios ofrecidos, en la solución conjunta con el despacho óptimo del sistema en cada intervalo. Las adjudicaciones de capacidad de rampa son valorizadas de acuerdo al costo marginal de PRF establecido por las ofertas económicas posteriores al pre-despacho del día anterior, y su remune-

ración se basa en cubrir los costos por recorrido de potencia (*Mileage*) o uso de la unidad para seguir rampa y los costos variables combustibles.

La Figura 4.1 muestra la potencial rampa flexible de subida y de bajada entregada por un recurso que prestará el servicio en el intervalo de t a $t + 1$, basado en los requerimientos de capacidad de rampa previstos para $t + 1$.

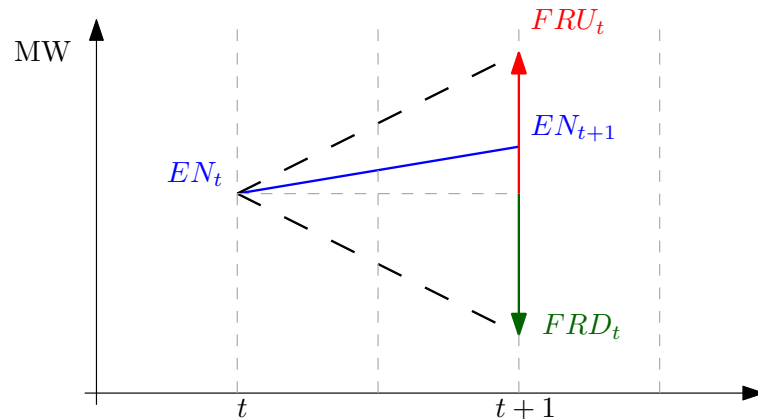


Figura 4.1: Conceptualización del PRF de recurso en base a requerimiento de rampa.
(Fuente: Referencia [39].)

Las líneas punteadas negras representan la capacidad de rampa de subida y de bajada de los recursos a partir de los requerimientos programados. Las adjudicaciones de rampa flexible de subida y de bajada por parte de los recursos que las ofrecen son limitadas superiormente por la capacidad técnica de rampa del recurso en cuestión en base a sus características tecnológicas y protocolos de seguridad. La adjudicación de rampa flexible de cada recurso incluye la capacidad que es necesaria para alcanzar los requerimientos de rampa previstas entre los periodos t y $t + 1$, como producto del despacho óptimo del sistema.

Ambas energías programadas (EN_t , EN_{t+1}) y adjudicaciones de rampa flexible (FRU_t , FRD_t) **son calculadas simultáneamente** por el mecanismo de optimización de mercado. La única excepción es el punto inicial (EN_0), donde el recurso es programado en el periodo $t - 1$, el cual es fijado como una entrada para la programación de los recursos de rampa del periodo t .

Las siguientes variables y restricciones definen conceptualmente las características del PRF

desde el punto de vista de los recursos del sistemas que tienen capacidad de proporcionarlo [39].

$$\max(EN_{i,t} + FRU_{i,t}, EN_{i,t+1}) \leq UEL_{i,t+1} \quad (4.1)$$

$$\min(EN_{i,t} + FRD_{i,t}, EN_{i,t+1}) \geq LEL_{i,t+1} \quad (4.2)$$

$$RRD_i(EN_{i,t}, T) \leq FRD_{i,t} \leq EN_{i,t+1} - EN_{i,t} \quad (4.3)$$

$$EN_{i,t+1} - EN_{i,t} \leq FRU_{i,t} \leq RRU_i(EN_{i,t}, T) \quad (4.4)$$

$$RRD_i(EN_{i,t}, T) \leq EN_{i,t+1} - EN_{i,t} \leq RRU_i(EN_{i,t}, T) \quad (4.5)$$

Donde:

$EN_{i,t}$: Energía del recurso i disponible en t (positivo para generadores y negativo para demandas).

$EN_{i,t+1}$: Energía programada del recurso i para $t + 1$ (positivo para generadores y negativo para demandas).

$FRU_{i,t}$: Rampa flexible de subida adjudicada por recurso i en t .

$FRD_{i,t}$: Rampa flexible de bajada adjudicada por recurso i en t .

$UEL_{i,t}$: Límite económico superior del recurso i en t .

$LEL_{i,t}$: Límite económico inferior del recurso i en t .

$RRU_i(EN_{i,t}, T)$: Límite superior de capacidad de rampa de subida del recurso i en el intervalo de duración T .

$RRD_i(EN_{i,t}, T)$: Límite superior de capacidad de rampa de bajada del recurso i en el intervalo de duración T .

Desde el punto de vista de los requerimientos de rampa flexible, el PRF procura satisfacer en tiempo real los cambios en la carga neta asociados a lo programado en base a las previsiones de generación variable y de demanda, sumando además la incertidumbre asociada a las previsiones de carga neta. En este sentido, solo los recursos pre-despachados pueden proporcionar la porción de PRF asociada a la incertidumbre y aquellos no pre-despachados podrían eventualmente asociarse a requerimientos de las previsiones de rampa, como complemento de los pre-despachados. En el modelo aplicado, considerando las restricciones de tiempo y costos de partida de los recursos del sistema, solo los pre-despachados pueden proporcionar PRF.

La capacidad de flexibilidad de rampa debe cubrir la previsión de carga neta, la cual está constituida por:

- La variación de la carga neta entre intervalos consecutivos.
- El error esperado de la previsión de la carga neta, con intervalo de confianza de un 95 % (incertidumbre de la predicción).

La función de distribución de probabilidad del error esperado de la previsión de la carga neta es aproximada por un histograma construido a partir de observaciones históricas, obtenido de la ejecución de intervalos consecutivos que representan condiciones similares al tiempo real y datos en tiempo real.

El FRU tiene permitido ser negativo cuando el recurso debe ser despachado en menor cantidad durante el siguiente intervalo debido a una disminución del límite de operación. Así mismo, el FRD tiene permitido ser positivos cuando el recurso debe ser despachado en mayor cantidad durante el siguiente intervalo debido a un aumento del límite de operación. Esto es, si se adjudicó FRU para un intervalo siguiente y debido a condiciones de operación del sistema se debe disminuir la potencia, aquel FRU puede comportarse de forma negativa.

La Figura 4.2 muestra como la optimización en múltiples intervalos trata el PRF en cada intervalo de adjudicación en tiempo real. Se aprecia que en cada intervalo de adjudicación reserva el cambio de la carga neta entre intervalos sucesivos más una parte para el error en la programación de la carga neta (incertidumbre de la predicción), usando una curva de demanda específica por cada intervalo.

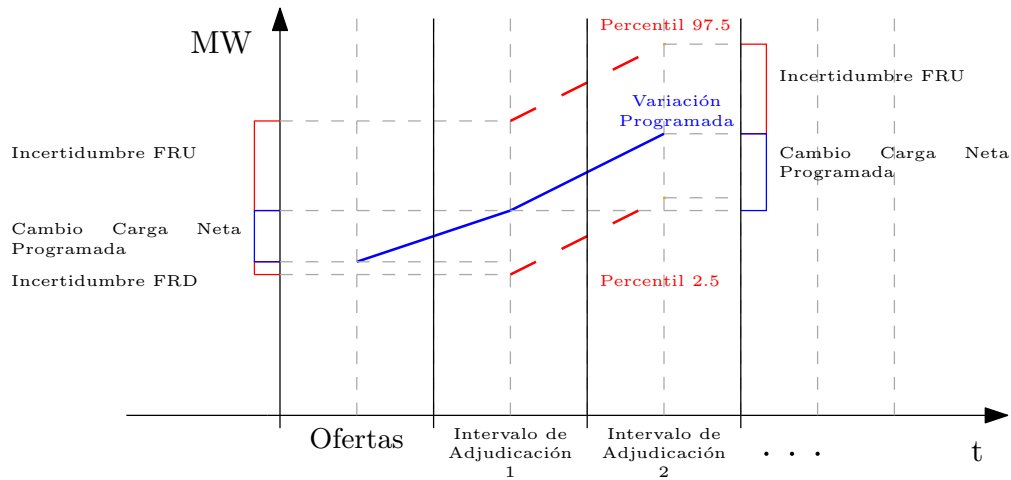


Figura 4.2: Producto de Rampas Flexibles con multiple intervalo.
(Fuente: Referencia [39].)

En las siguientes secciones se revisa la formulación matemática del PRF.

4.3. Formulación de Requerimientos de Rampas

4.3.1. Requerimiento Total

El requerimiento total de PRF es calculado como la suma de los cambios en la carga neta prevista durante un intervalo más la suma de la incertidumbre asociada a la previsión, con un intervalo de confianza de un 95 %. La incertidumbre es determinada usando datos históricos de previsión de carga neta para la construcción de un histograma. Las expresiones de la Figura 5.12 y Figura 5.13 muestran los requerimientos para cada intervalo del despacho en tiempo real.

$$FRUR_t = FRUR_{NDt} + FRUR_{Ut} \quad (4.6)$$

$$FRDR_t = FRDR_{NDt} + FRDR_{Ut} \quad (4.7)$$

Donde:

t : Tiempo $t = 1, 2, \dots, N - 1$ que define intervalos.

$FRUR_t$: Requerimiento rampa flexible total de subida en t .

$FRUR_{NDt}$: Requerimiento de rampa flexible de subida dada la variación de carga neta en t .

$FRUR_{Ut}$: Requerimiento de rampa flexible de subida dada la incertidumbre de carga neta en t .

$FRDR_t$: Requerimiento rampa flexible total de bajada (negativo) en t .

$FRDR_{ND_t}$: Requerimiento de rampa flexible de bajada (negativo) dada la variación de carga neta en t .

$FRDR_{U_t}$: Requerimiento de rampa flexible de bajada dada la incertidumbre de carga neta en t .

4.3.2. Requerimiento Δ de la carga neta

El mínimo requerimiento de PRF es la previsión de la rampa real requerida entre intervalos. Para cada intervalo de adjudicación, el mercado usa los requerimientos descritos en la Ecuación 4.8 y Ecuación 4.9 para tener suficiente flexibilidad de rampa para satisfacer lo previsto.

El requerimiento de rampas Flexibles para variación de la carga neta sólo existe en la dirección de los cambios en la carga neta, siendo cero en la otra dirección.

$$FRUR_{ND_t} = \max(0, \Delta ND_t) \quad (4.8)$$

$$FRDR_{ND_t} = \min(0, \Delta ND_t) \quad (4.9)$$

Donde:

$$\Delta ND_t = ND_{t+1} - ND_t$$

t : Tiempo $t = 1, 2, \dots, N - 1$ que define intervalos.

ND_t : Carga neta en t .

ND_{t+1} : Carga neta en $t + 1$.

$FRUR_{ND_t}$: Requerimiento de rampa flexible de subida dada la variación de carga neta en t .

$FRDR_{ND_t}$: Requerimiento de rampa flexible de bajada (no positivo) dada la variación de carga neta en t .

El operador sólo puede establecer un requerimiento de subida ó bajada en un evento tal que la carga neta se mueva sólo en la misma dirección de subida ó bajada, respectivamente. Es decir, si la carga neta esta aumentando, no puede existir un requerimiento de bajada, y vice versa. Sin embargo, no se limita que ya adjudicada rampa de subida esta pueda, frente a eventos particulares, actuar como de bajada, y vice versa.

4.3.3. Requerimiento para incertidumbre de la predicción

Se adiciona una flexibilidad de capacidad de rampa basada en la incertidumbre de la previsión de la carga neta del intervalo siguiente. Si el precio de la oferta es bajo, el PRF procura definir un requerimiento máximo de rampa. Si el precio de la oferta es alto, el PRF procura definir un requerimiento mínimo de rampa.

El requerimiento de rampas flexibles para incertidumbre es calculado como muestra la Ecuación 4.10 y Ecuación 4.11.

$$FRUR_{U_t} = \max(0, EU_t + FRDR_{ND_t}) \quad (4.10)$$

$$FRDR_{U_t} = \min(0, ED_t + FRUR_{ND_t}) \quad (4.11)$$

Donde:

$$EU_t = \max(0, PU_t)$$

$$\int_{-\infty}^{PU_t} p(\varepsilon) d\varepsilon = CLU$$

$$ED_t = \max(0, PD_t)$$

$$\int_{-\infty}^{PD_t} p(\varepsilon) d\varepsilon = CLD$$

t : Tiempo $t = 1, 2, \dots, N - 1$ que define intervalos.

$FRUR_{U_t}$: Requerimiento de rampa flexible de subida dada la incertidumbre de carga neta en t .

$FRDR_{U_t}$: Requerimiento de rampa flexible de bajada dada la incertidumbre de carga neta en t .

$FRUR_{ND_t}$: Requerimiento de rampa flexible de subida dada la variación de carga neta en t .

$FRDR_{ND_t}$: Requerimiento de rampa flexible de bajada (no positivo) dada la variación de carga neta en t .

EU_t : Incertidumbre de rampa flexible de subida en el nivel de confianza superior especificado en t .

ED_t : Incertidumbre de rampa flexible de bajada (negativo) en el nivel de confianza inferior especificado en t .

$p(\varepsilon)$: Función de distribución de probabilidad para el promedio de los errores de previsión aproximado por un histograma de observaciones históricas.

PU_t : Probabilidad acumulada del error de previsión de carga neta, igual o menor al nivel de confianza superior en t .

PD_t : Probabilidad acumulada del error de previsión de carga neta, igual o menor al nivel de confianza inferior en t .

CLU : Nivel de confianza superior de rampa flexible (ej: 97.5 %).

CLD : Nivel de confianza inferior de rampa flexible (ej: 2.5 %).

4.3.3.1. Utilización de datos históricos para incertidumbre de la predicción

Se construye un histograma como una aproximación de la distribución de probabilidad del error de la previsión de la carga neta para ser usado para proporcionar la componente del requerimiento asociada a la incertidumbre ($FRUR_{U_t}$ y $FRDR_{U_t}$). Es un histograma para rampa de subida y otro para para rampa de bajada, por cada periodo.

El histograma en tiempo real es construido comparando la carga neta del intervalo de adjudicación con el siguiente intervalo en el cual se utiliza lo programado en la adjudicación. Por ejemplo, la Figura 4.3 muestra dos intervalos consecutivos en el mercado, D_1 y D_2 . Para la construcción del histograma se resta la carga neta pactada en la adjudicación de D_1 con la carga neta usada en el sistema en el intervalo de adjudicación de D_2 .

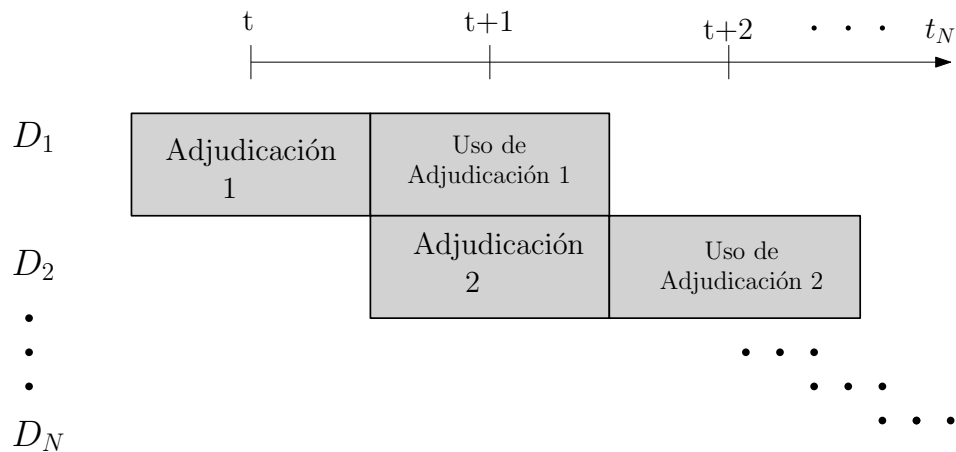


Figura 4.3: Construcción de Histograma en tiempo real
(Fuente: Elaboración Propia.)

El registro, para una amplia ventana de tiempo de los errores en la previsión, permite establecer con mayor certeza la incertidumbre asociada. Se recomienda una ventana de tiempo móvil de un mes hacia atrás, respecto al intervalo de adjudicación.

4.4. Restricciones Rampas Flexible en Recursos

4.4.1. Restricciones de Capacidad de Rampa en Recursos

Las restricciones de capacidad de rampa de los recursos del sistema son presentadas en la Ecuación 4.12 y Ecuación 4.13, donde se especifica el valor mínimo del recurso como lo disponible de recorrido de potencia en cada periodo, y el máximo por los límites técnicos (y económicos) de los recursos.

$$EN_{i,t+1} - EN_{i,t} \leq FRU_{i,t} \leq RRU_i(EN_{i,t}, T) \quad (4.12)$$

$$RRD_i(EN_{i,t}, T) \leq FRD_{i,t} \leq EN_{i,t+1} - EN_{i,t} \quad (4.13)$$

Donde:

i : Índice del recurso.

t : Tiempo $t = 1, 2, \dots, N - 1$ que define intervalos.

$EN_{i,t}$: Energía del recurso i disponible en t (positivo para generadores y negativo para demandas).

$EN_{i,t+1}$: Energía programada del recurso i para $t + 1$ (positivo para generadores y negativo para demandas).

$FRU_{i,t}$: Rampa flexible de subida adjudicada por recurso i en t .

$FRD_{i,t}$: Rampa flexible de bajada adjudicada por recurso i en t .

$RRU_i(EN_{i,t}, T)$: Límite superior de capacidad de rampa de subida del recurso i en intervalo de duración T .

$RRD_i(EN_{i,t}, T)$: Límite superior de capacidad de rampa de bajada del recurso i en intervalo de duración T .

4.4.2. Restricciones de Capacidad en Recursos

Un recurso debe tener la capacidad de suministrar la energía comprometida para ser elegible para PRF. Existen restricciones impuestas por el sistema sobre los recursos que proporcionan flexibilidad de rampa, distinguiendo aquellos recursos que participan en esquemas de regulación y los que no. Los primeros, poseen más restricciones debido a que deben dejar margen de potencia para prestar otros servicios complementarios como reserva en giro, por ejemplo.

4.5. Restricciones del PRF

Las restricciones para satisfacer los requerimientos de rampa son presentadas en la Ecuación 4.14 y Ecuación 4.15.

$$\sum_i FRU_{i,t} \geq FRUR_t \quad (4.14)$$

$$\sum_i FRD_{i,t} \leq FRDR_t \quad (4.15)$$

Donde:

i : Índice del recurso.

t : Tiempo $t = 1, 2, \dots, N - 1$ que define intervalos.

$FRU_{i,t}$: Rampa flexible de subida adjudicada por recurso i en t .

$FRD_{i,t}$: Rampa flexible de bajada adjudicada por recurso i en t .

$FRUR_t$: Requerimiento rampa flexible total de subida en t .

$FRDR_t$: Requerimiento rampa flexible total de bajada en t .

4.6. Función Objetivo del PRF

La función objetivo que minimiza los costos del sistema corresponde a la mostrada en la Ecuación 4.16.

$$\text{mín Costos Sistema} = \sum_h \text{Costo Energía} + \text{Costos Contratos} + \text{Costos SSCC} + \text{Otros} \quad (4.16)$$

Sujeto a:

- Restricciones de balance de energía
- Restricciones de reservas
- Emisiones
- Contratos de energía
- ...etc.

De la Ecuación 4.16 se asocia a la componente *Costos SSCC* los costos asociados a los servicios complementarios clásicos de control de frecuencia, de tensión, etc.

Respecto al PRF, matemáticamente el problema se puede incorporar a la optimización del sistema. Entonces, considerando una componente adicional en la función objetivo (FR_T) igual al *costo total* para suministrar el requerimiento total de rampa, el problema completo se ve como se muestra en la Ecuación 4.17.

$$\text{mín Costos Sistema} = \sum_h \text{Costo Energía} + \text{Costos Contratos} + \text{Costos SSCC} + \text{Otros} + FR_T \quad (4.17)$$

Sujeto a:

- Restricciones de Ecuación 4.16
- Restricciones de rampa
- Restricciones del PRF

El costo total se compone de la suma de los costos de proporcionar PRF de subida y de bajada de cada recurso del sistema, FU_i y FD_i respectivamente, en cada periodo de tiempo. Por tanto, la componente incorporada a la función objetivo del sistema corresponde a:

$$FR_{T_t} = \sum_i FU_{i,t} + \sum_i FD_{i,t} \quad (4.18)$$

$$FU_{i,t} = CU_{i,t} \cdot FRU_{i,t} \quad (4.19)$$

$$FD_{i,t} = -CD_{i,t} \cdot FRD_{i,t} \quad (4.20)$$

Donde:

i : Índice del recurso.

t : Tiempo $t = 1, 2, \dots, N - 1$ que define intervalos.

$CU_{i,t}$: Precio de oferta de rampa de subida de cada recurso i en t .

$CD_{i,t}$: Precio de oferta de rampa de bajada de cada recurso i en t .

$FRU_{i,t}$: Rampa flexible de subida entregada por el recurso i en t .

$FRD_{i,t}$: Rampa flexible de bajada entregada por el recurso i en t .

4.7. Medición de Desempeño

El desempeño del servicio complementario PRF es determinado en base a dos factores: Para cada uno de los recursos se considera el *Índice de flexibilidad de rampa* y a nivel sistema se utiliza el *error de previsión de demanda neta*.

4.7.1. Eficiencia de flexibilidad de rampa

La eficiencia de flexibilidad de rampa corresponde al cociente entre la rampa entregada realmente por cada recurso en el intervalo $t + 1$ con lo adjudicado por el recurso en el tiempo t . En la Ecuación 4.21 y Ecuación 4.22 se presenta la formulación matemática para el índice en rampa de subida y de bajada.

$$FlexRampU_{i,t+1} = \frac{FRUr_{i,t+1}}{FRU_{i,t}} \quad (4.21)$$

$$FlexRampD_{i,t+1} = \frac{FRDr_{i,t+1}}{FRD_{i,t}} \quad (4.22)$$

Donde:

i : Índice del recurso.

t : Tiempo $t = 1, 2, \dots, N - 1$ que define intervalos.

$FlexRampU_{i,t+1}$: Eficiencia de flexibilidad de rampa de subida por recurso i .

$FlexRampD_{i,t+1}$: Eficiencia de flexibilidad de rampa de bajada por recurso i .

$FRU_{i,t}$: Rampa flexible de subida adjudicada por recurso i en t .

$FRD_{i,t}$: Rampa flexible de bajada adjudicada por recurso i en t .

$FRUr_{i,t+1}$: Rampa flexible de subida entregada por recurso i en $t + 1$ (la adjudicada en t).

$FRDr_{i,t+1}$: Rampa flexible de bajada entregada por recurso i en $t + 1$ (la adjudicada en t).

En los índices de flexibilidad de rampa un valor unitario corresponde al índice óptimo, un índice menor a uno indica que lo generado realmente es menor a lo programado y un índice mayor a uno indica que lo generado realmente es mayor a lo programado.

4.7.2. Error de Previsión de Carga Neta

El error de previsión de carga neta corresponde al error respecto al valor programado en la adjudicación del requerimiento total de flexibilidad de rampa tanto de subida como de bajada. Registra a nivel sistema la efectividad del producto de rampas flexibles, y su función es proporcionar el monto de incertidumbre asociada a la previsión de carga neta, para su consideración en los futuros requerimientos de rampa de carga neta.

La obtención del error de provisión de carga neta se detalla en la Subsubsección 4.3.3.1.

4.8. Remuneraciones del PRF

La rampa flexible de cada recurso se remunera para cada una de las 24[h] del día siguiente a través de un mecanismo de ofertas económicas tanto de flexibilidad de rampa de subida como de bajada, que responden a cubrir los costos incurridos por los recursos en ramping, en general a lo asociado al desgaste técnico del recurso debido a su utilización para variaciones de generación reiteradas y los costos variables combustibles propios de gasto de combustible por la generación. Los recursos que participan del PRF corresponden a todos aquellos disponibles en la operación real del sistema del siguiente día. Esto lo constituyen las unidades generadoras pre-despachadas y aquellos nuevos recursos tecnológicos que permitan entregar flexibilidad de rampa al sistema, como bancos de baterías, etc. El precio de la oferta económica es constante a todos los intervalos, de 5[*min*], del día de adjudicaciones del producto de rampas flexibles. En la Figura 4.4 se ejemplifica la línea temporal del PRF.

Se realiza la optimización del sistema considerando las ofertas y restricciones de rampas para determinar en cada intervalo de 5[*min*] el costo tanto para la rampa de subida como de bajada, el cual corresponde a un costo único llamado *Costo Marginal del Producto de Rampas Flexibles* (CMg_{PRF}).

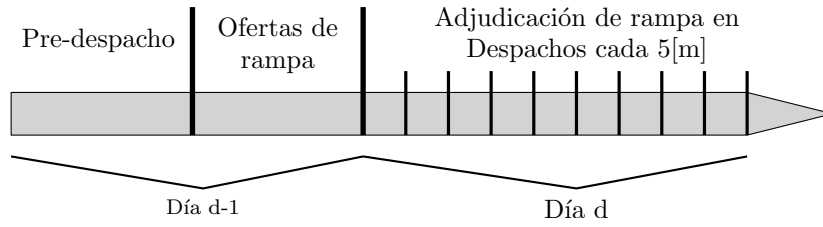


Figura 4.4: Línea temporal del PRF.
(Fuente: Elaboración propia.)

En el esquema propuesto de remuneración del PRF se paga sólo a los recursos que prestaron el servicio, debido a que la energía utilizada corresponde al remanente de los despachos óptimos en cada periodo al considerar este todas las restricciones del sistema y de rampa. El PRF no corresponde a una reserva de potencia por parte de los recursos del sistema, por lo tanto, se determina que no se debe remunerar la capacidad de potencia guardada.

La valorización del PRF se realiza al Costo Marginal del Producto de Rampas Flexibles por periodo:

$$ValPRF_{i,t} = CMg_{PRF_t} \quad (4.23)$$

Donde:

i : Índice del recurso.

t : Tiempo $t = 1, 2, \dots, 288$ que define intervalos.

$ValPRF_{i,t}$: Valorización del recurso i en t con oferta de rampa en $[USD/MWh]$.

CMg_{PRF_t} : Costo Marginal del Producto de Rampas Flexibles en t en $[USD/MWh]$.

Para cada recurso se determina la remuneración horaria por PRF, la cual se basa en el recorrido de potencia del recurso por prestación de rampa ajustado, por su eficiencia de flexibilidad de rampa. Es decir, se remuneran las variaciones en la generación de cada recurso en cada periodo, entre tiempos t y $t + 1$.

$$RemPRF_{i,T} = \sum_t ValPRF_{i,t} \cdot (FRU_{i,t} \cdot FlexRampU_{i,t+1} + |FRD_{i,t}| \cdot FlexRampD_{i,t+1}) \cdot \frac{1}{N} \quad (4.24)$$

Donde:

i : Índice del recurso.

t : Tiempo $t = 1, 2, \dots, 12$ que define intervalos de 5[*min*] con participación en PRF en una hora.

T : Tiempo $T = 1, 2, \dots, 24$ que define intervalos de 1[*h*].

N : Índice $N = 1, 2, \dots, 12$ que define cantidad de intervalos con participación en PRF en cada hora.

$RemPRF_{i,T}$: Remuneración del recurso i con oferta de rampa en [*USD/h*].

$ValPRF_{i,t}$: Valorización del recurso i en t con oferta de rampa en [*USD/MWh*].

$FRU_{i,t}$: Rampa flexible de subida entregada por recurso i en t en [*MW*].

$|FRD_{i,t}|$: Valor absoluto de rampa flexible de bajada entregada por recurso i en t en [*MW*].

$FlexRampU_{i,t,t+1}$: Eficiencia de flexibilidad de rampa de subida adjudicada por recurso i .

$FlexRampD_{i,t,t+1}$: Eficiencia de flexibilidad de rampa de bajada adjudicada por recurso i .

Para cada recurso se define el *pago horario* por PRF, según corresponda, de acuerdo a lo siguiente:

- Todos los recursos del sistema que se encuentran inyectando energía, exceptuando la unidad marginal del sistema y aquellas que operen a un costo variable de operación superior al costo marginal, se distribuyen a prorata de su ganancia relativa respecto al costo marginal de generación del sistema, el pago para la acumulación de los recursos económicos destinados a las remuneraciones del producto de rampas flexibles.

Lo anterior queda representado por la Ecuación 4.25:

$$PagoPRF_{Total_i} = \sum_T RemPRF_{Total_T} \cdot \frac{GanRelat_{i,T}}{\sum_i GanRelat_{i,T}} \quad (4.25)$$

Donde:

$$RemFRP_{Total_T} = \sum_i (RemPRF_{i,T})$$

$$GanRelat_{i,T} = CM_{gSistema_T} - CV_{i,T}$$

i : Índice del recurso.

T : Tiempo $T = 1, 2, \dots, 24$ que define intervalos de 1[*h*].

$PagoPRF_{Total_i}$: Pago diario del recurso i por PRF en [*USD*] en la hora "*h*".

$RemPRF_{Total,T}$: Remuneración total a pagar por el sistema por PRF en T en $[USD/h]$.

$RemPRF_{i,T}$: Remuneración del recurso i con adjudicación de oferta de rampa en T en $[USD/h]$.

$CMg_{Sistema,T}$: Costo marginal del sistema en T en $[USD/MWh]$.

$CV_{i,T}$: Costo variable de cada recurso i en T en $[USD/MWh]$.

Las ofertas económicas se realizan en licitaciones diarias que serán posteriores al predespacho y las cuales se definen en conformidad al nuevo mecanismo de valorización permitido por la Ley 20.936 que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional.

4.9. Implementación de Modelo en Plexos

Para el estudio del impacto técnico y económico de la implementación del PRF en el sistema eléctrico, se realiza un modelo en PLEXOS 7.300 R02 x64 Edition, mediante la creación de objetos en las clases de restricción y de variables de decisión.

Por otra parte, se describen la metodología diseñada para la correcta utilización del modelo de PRF implementado, las restricciones y variables de decisión modeladas.

4.9.1. Modelado como Restricciones

En la **clase variables de decisión** se crean sub-categorías que contienen el objeto de variable de decisión asociado a las variables definidas en la formulación matemática, y variables auxiliares que permiten calcular o determinar valores de interés. Se consideran *time-lag* para variables asociadas a los periodos de tiempo $t + 1$. A continuación se presentan las sub-categorías y las variables de decisión creadas con su respectiva descripción:

▸ Generation_i

χ Generation_Gen_i(t): Generación del recurso de rampa i e t .

χ Generation_Gen_i(t+1): Generación del recurso de rampa i en $t + 1$.

⋮

χ Generation_Gen_n(t): Generación del recurso de rampa $i = n$ en t .

χ Generation_Gen_n(t+1): Generación del recurso de rampa $i = n$ en $t + 1$.

► FRU_i

χ FRU(t): Rampa flexible de subida total de los recursos del sistema en t .

χ FRU_Gen_i(t): Rampa flexible de subida del recurso i en t .

⋮

χ FRU_Gen_n(t): Rampa flexible de subida del recurso $i = n$ en t .

► FRD_i

χ FRD(t): Rampa flexible de bajada total de los recursos del sistema en t .

χ FRD_Gen_i(t): Rampa flexible de bajada del recurso i en t .

⋮

χ FRD_Gen_n(t): Rampa flexible de bajada del recurso $i = n$ en t .

► FRUR

χ FRUR(t): Requerimiento total de rampa flexible de subida en t .

χ FRUR_ND(t): Requerimiento de rampa flexible de subida producto de variación de carga neta en t .

χ FRUR_U(t): Requerimiento de rampa flexible de subida producto de la incertidumbre en el error de la previsión de carga neta en t .

► FRDR

χ FRDR(t): Requerimiento total de rampa flexible de bajada en t .

χ FRDR_ND(t): Requerimiento de rampa flexible de bajada producto de variación de carga neta en t .

χ FRDR_U(t): Requerimiento de rampa flexible de bajada producto de la incertidumbre en el error de la previsión de carga neta en t .

► Net Demand

χ ND(t): Demanda neta del sistema en t .

χ ND(t+1): Demanda neta del sistema en $t + 1$.

En la **clase restricciones** se crean sub-categorías que contienen el objeto de restricción asociado a la definición de una variable de decisión o una restricción del PRF. A continuación se presentan las sub-categorías y restricciones creadas con su respectiva descripción:

▷ Generation_i Definition

- ≈ Generation_{Gen_i}(t) Definition: Definición de la variable de decisión Generation_{Gen_i}(t).
- ≈ Generation_{Gen_i}(t+1) Definition: Definición de la variable de decisión Generation_{Gen_i}(t+1).
- ⋮
- ≈ Generation_{Gen_n}(t) Definition: Definición de la variable de decisión Generation_{Gen_n}(t).
- ≈ Generation_{Gen_n}(t+1) Definition: Definición de la variable de decisión Generation_{Gen_n}(t+1).

▷ FRU_i Definition

- ≈ FRU(t) Definition: Definición de la variable de decisión FRU(t) como la sumatoria de todos los FRU_{Gen_i}(t).
- ≈ FRU_{Gen_i}(t) Definition: Definición de la variable de decisión FRU_{Gen_i}(t) como Generation_{Gen_i}(t+1) - Generation_{Gen_i}(t).
- ⋮
- ≈ FRU_{Gen_n}(t) Definition: Definición de la variable de decisión FRU_{Gen_n}(t) como Generation_{Gen_n}(t+1) - Generation_{Gen_n}(t).

▷ FRD_i Definition

- ≈ FRD(t) Definition: Definición de la variable de decisión FRD(t) como la sumatoria de todos los FRD_{Gen_i}(t).
- ≈ FRD_{Gen_i}(t) Definition: Definición de la variable de decisión FRD_{Gen_i}(t) como Generation_{Gen_i}(t+1) - Generation_{Gen_i}(t).
- ⋮
- ≈ FRD_{Gen_n}(t) Definition: Definición de la variable de decisión FRD_{Gen_n}(t) como Generation_{Gen_n}(t+1) - Generation_{Gen_n}(t).

▷ FRUR Definition

- ≈ FRUR(t) Definition: Definición de la variable de decisión FRUR(t).
- ≈ FRUR_{ND}(t) Definition: Definición de la variable de decisión FRUR_{ND}(t) como ND(t+1) - ND(t).
- ≈ FRUR_U(t): Definition: Definición de la variable de decisión FRUR_U(t) como la variable de incertidumbre de subida.

▷ FRDR Definition

- ≈ FRDR(t) Definition: Definición de la variable de decisión FRDR(t).
 - ≈ FRDR_ND(t) Definition: Definición de la variable de decisión FRDR_ND(t) como $ND(t+1) - ND(t)$.
 - ≈ FRDR_U(t): Definition: Definición de la variable de decisión FRDR_U(t) como la variable de incertidumbre de bajada.
- Net Demand Definition
- ≈ ND(t) Definition: Definición de la variable de decisión ND(t).
 - ≈ ND(t+1) Definition: Definición de la variable de decisión ND(t+1).
- Constraints
- ≈ RAMP DOWN: Restricción de rampa de bajada planteada en la Ecuación 4.15.
 - ≈ RAMP UP: Restricción de rampa de subida planteada en la Ecuación 4.14.

En las variables de decisión FRU_Gen_i(t) y FRD_Gen_i(t) el valor del *coeficiente de su función objetivo* corresponde al precio ofertado por el recurso correspondiente.

Por otra parte, en el modelo se activan las restricciones de rampa de subida y de bajada que determinan las limitantes de $[MW/min]$ de cada recurso.

4.9.2. Metodología del Modelo

El modelo implementado del producto de rampas flexibles considera en el despacho periodos de optimización cada $5[min]$, y como datos iniciales de entrada la previsión de demanda diaria segmentada por periodos, la previsión de generación variable (eólica + solar) por periodos y las ofertas económicas de rampa de subida y de bajada de cada unidad despachada. Conocidos los periodos de rampa se introduce como dato la incertidumbre asociada al error de previsión de carga neta para dichos periodos. Luego, se realiza la optimización del sistema considerando el PRF determinando la adjudicación de rampa para, finalmente realizar la especificación de los beneficios de remuneraciones y responsabilidades de pagos de las unidades del sistema.

La metodología de la implementación del PRF se presenta en Figura 4.5.

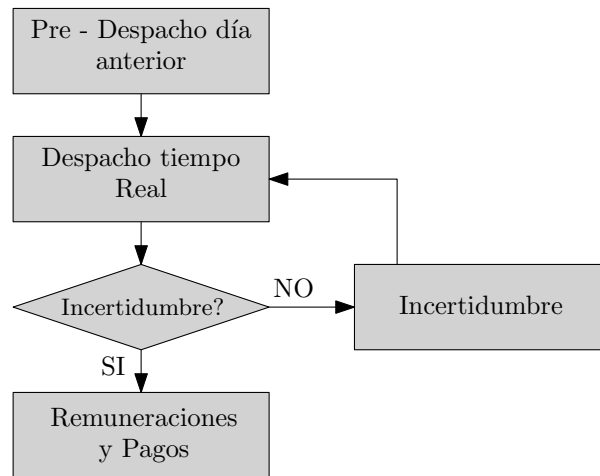


Figura 4.5: Metodología de PRF aplicada en PLEXOS.
(Fuente: Elaboración Propia.)

En el pre-despacho se definen aquellas unidades que pueden ser despachadas al siguiente día y que podrían aportar a los requerimientos de PRF. Con estas unidades se realiza el despacho incluidas las restricciones del PRF pero sin la componente asociada a la incertidumbre del error de previsión de carga neta, de modo que se obtiene la respuesta sólo frente a variaciones de carga neta y los periodos en que esto ocurre. La incertidumbre producto de registros históricos se ajusta a los periodos en los que ocurren variaciones de carga neta y se realiza nuevamente el despacho el cual entrega resultados considerando el PRF implementado en su totalidad. Con los resultados del despacho se calculan las remuneraciones y los pagos, lo cual se realiza en una planilla de cálculo diseñada de acuerdo al modelo de la Sección 4.8

4.10. Conclusión

El PRF considera un intervalo de tiempo futuro de previsión de carga neta y una incertidumbre asociada a dicha previsión que se refiere a él como requerimiento, y con el cual determina el nivel de rampa necesario para ese intervalo con que deben aportar los recursos del sistema. Los recursos del sistema realizan ofertas posterior al pre-despacho en el día anterior y son despachados con esta consideración de forma conjunta el PRF y despacho óptimo.

El PRF posee además de su implementación definida en base a su formulación matemática, un esquema de remuneración y verificación de desempeño, convirtiéndolo en un producto de

servicio complementario para el sistema eléctrico.

El modelo de restricciones implementado en PLEXOS, realizado para estudiar los efectos de la implementación del PRF, opera de manera correcta pero es sensible a los valores de borde superiores de las variables de decisión, por lo cual, dependiendo de las características del sistema eléctrico en particular modelado, los valores máximos deben ajustarse.

5 | Simulación y análisis de resultados

5.1. Introducción

El presente Capítulo da cuenta del estudio técnico - económico realizado para estudiar los efectos de la implementación del servicio complementario PRF y las consideraciones y supuestos del modelo del sistema eléctrico y el estudio en sí.

La implementación del PRF se realiza en el software para simulación de la operación económica de sistemas eléctricos PLEXOS ®, versión 7.300 R02 x64 Edition, en el cual se trabaja un modelo de 117 Barras, 162 líneas y 82 unidades de generación (incluyendo distintas configuraciones de centrales).

El análisis se desarrolla en base a 3 escenarios definidos con denominador común de alta penetración de ERNC. Se considera un escenario base con resolución de 1[h] sin PRF ni restricciones de rampa de los recursos activada, otro escenario con resolución de 5[*min*] sin PRF y con restricciones de rampa activada y finalmente, un escenario con resolución de 5[*min*] con PRF activado y con restricciones de rampa.

Para cerrar el Capítulo, se encuentran los resultados del estudio, el análisis y la comparación de cada escenario, con el fin de concluir respecto al PRF.

5.2. Aspectos de Modelado del Sistema

El estudio para analizar el impacto técnico y económico del PRF considera el modelo del SING con foco en escenarios de alta participación de centrales ERNC en la matriz energética, que en su mayoría son variable. Además, se utilizan antecedentes y supuestos que proyectan el sistema eléctrico a noviembre de 2021.

5.2.1. Parque Generador

A las unidades que ya se encuentran en operación en el sistema se suman las unidades convencionales de generación declaradas en construcción según la Resolución Exenta N°449 de la CNE del 02 de junio de 2016, las cuales son mostradas en la Tabla 5.1.

Tecnología	Proyecto	Fecha PES	Potencia MW
Carbón	Cochrane II	Oct-16	263
GNL	Kelar	Jun-16	517
Carbón	IEM 1	Jun-18	375
Total			1155

Tabla 5.1: Proyectos de generación convencional considerados.
(Fuente: Resolución Exenta N°449, CNE.)

Respecto al parque generador ERNC, se suman a lo instalado las unidades declaradas en construcción según la Resolución Exenta N°449 de la CNE del 02 de junio de 2016, las cuales son mostradas en la Tabla 5.2.

Tecnología	Proyecto	Fecha PES	Potencia MW
Solar FV	Bolero Etapa I	jun-16	42
Solar FV	Bolero Etapa II	jun-16	42
Solar FV	Finis Terrae II	jun-16	69
Solar FV	Bolero Etapa III	ago-16	21
Eólico	Sierra Gorda	ago-16	112
Solar FV	Blue Sky 2	oct-16	34
Solar FV	Bolero Etapa IV	oct-16	41
Solar FV	Uribe solar	oct-16	50
Solar FV	Blue Sky 1	oct-16	52
Solar FV	PV Cerro Dominador	oct-16	100
Solar FV	Arica Solar I Etapa I y II	ene-17	40
Solar FV	Quillagua I	mar-17	23
Solar FV	Planta Solar Paruma	jun-17	21
Solar FV	Planta Solar Pular	jun-17	29
Solar FV	Planta Solar Lascar Etapa I y II	jun-17	65
Solar Térmica	CSP Cerro Dominador	jun-17	110
Solar FV	Huatacondo	sep-17	98
Solar FV	Usya	oct-17	25
Solar FV	Quillagua II	oct-17	27
Solar FV	Quillagua III	jun-18	50
Total			1050.5

Tabla 5.2: Proyectos de generación ERNC considerados.
(Fuente: Resolución Exenta N°449, CNE.)

La capacidad instalada de ERNC corresponde a 360[MW], la cual más los proyectos en construcción presentados, proyectan a junio de 2018 una capacidad instalada de 1410[MW].

Para noviembre de 2021 se consideran los proyectos hasta junio de 2018 como capacidad instalada fija y se suman proyectos en barras tradicionales de inyección de ERNC, los cuales contabilizan en conjunto montos instalados superiores a la obligación establecida en la Ley 20/25, de acuerdo a los criterios señalados en el Artículo 1° transitorio de la Ley 20.257 modificado por el Artículo 2° de la Ley 20.698. *Los escenarios son descritos con mayor detalle en la Subsección 5.3.2.*

El parque generador completo, sin considerar las unidades propias de cada escenario, se presentan en la Tabla A.1.

5.2.2. Sistema de Transmisión

El sistema de transmisión considerado corresponde a instalaciones superiores a 66[kV] que actualmente están en operación, más nuevas obras y refuerzos a instalaciones existentes que se encuentran en construcción o incluidas en algún Decreto de Expansión Troncal.

En algunas zonas específicas del SING, como la zona Tocopilla, Zona Centro y la Zona Norte, se consideran restricciones de transmisión de acuerdo a las Políticas de Operación vigentes en el SING, a fin de mantener los estándares de seguridad y calidad de servicio. Específicamente, se consideran limitaciones de exportación de flujo desde la zona Tocopilla y Restricciones $N - 1$ en Andes, Atacama-Encuentro y Zona Norte.

El sistema de transmisión se presenta en la Tabla B.1.

5.2.3. Demanda

La demanda se basa en la construida por la Dirección de Peajes (DP) de CDEC-SING en el Informe de Propuesta de Expansión del Sistema de Transmisión del SING de septiembre de 2015 [40], en base a la información solicitada a los clientes del SING relativa tanto a la proyección de sus consumos existentes, como a los nuevos consumos previstos en un horizonte de 15 años.

La demanda máxima del SING para el año 2021 corresponde a 3305[MW] y 4100[MW], sin considerar la exportación al SIC como demanda y considerando la exportación al SIC como demanda, respectivamente.

Se realiza *interpolación por splines* cúbicos para traspasar la demanda horaria a periodos de 5[*min*], lo cual se presenta en la Figura 5.1.

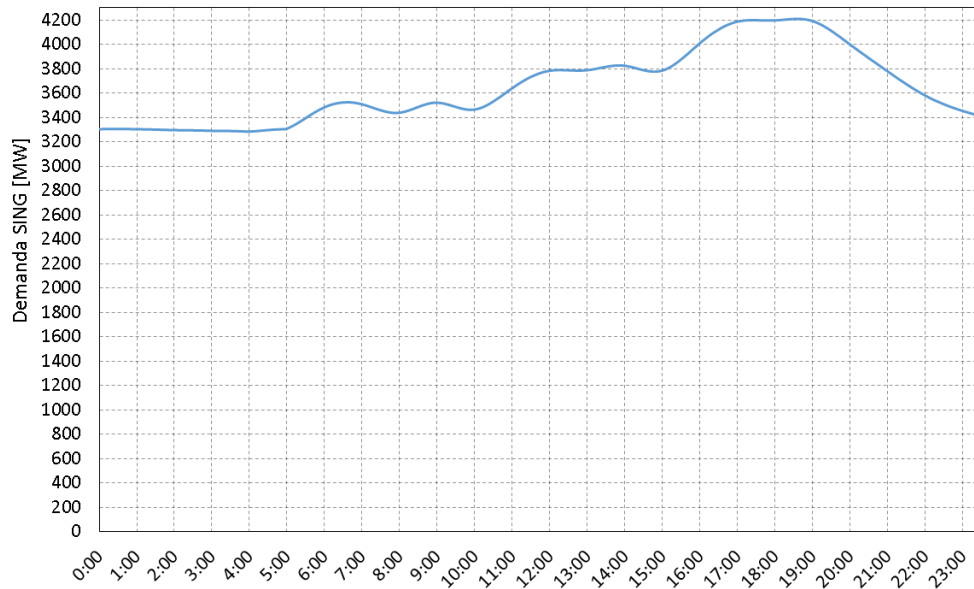


Figura 5.1: Demanda 02 de noviembre de 2021, considerando al SIC como demanda.
(Fuente: Elaboración Propia.)

La demanda producto de la exportación al SIC se aprecia en la Figura 5.4.

5.2.4. Combustibles

El precio de los combustibles del SING, así como los consumos específicos de las unidades generadoras corresponden a lo informado por la CNE en su Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Abril 2016 [41] y son ajustados para el año 2021 través de coeficientes de modulación determinados en el mismo informe, los cuales se presentan en la Tabla 5.3.

Año 2021			
	Carbón	GNL	Diesel
Factor de modulación	1,058	1,127	1,144

Tabla 5.3: Proyección de precio combustibles fósiles.
(Fuente: Informe Técnico Definitivo SING - abril de 2016 [41].)

El costo de los combustibles antes del ajuste con la aplicación del Factor de modulación se presenta en la Tabla A.2.

En el caso de centrales generadoras ERNC su costo variable no combustible es de 7,7[USD/MWh]

para centrales eólicas y $6[USD/MWh]$ para centrales solares fotovoltaicas. Los valores corresponden a los utilizados por el CDEC-SING en los estudios de integración de ERNC al sistema.

5.2.5. Perfiles ERNC

Los perfiles de generación ERNC son ajustados a partir de los desarrollados por el CDEC-SING para sus estudios de Integración ERNC en el SING: Escenarios 2018 y 2021 [28]. Los perfiles del recurso primario (radiación y viento) se transforman a potencia eléctrica considerando curvas de potencia de un generador solar fotovoltaico con seguimiento en un eje y la curva de una turbina eólica de velocidad variable. En el caso de la central de concentración solar se utiliza un perfil constante equivalente al 90 % de su potencia nominal.

Se realiza interpolación por *splines cúbicos* para traspasar los perfiles de generación horaria a periodos de $5[min]$ y se ajusta el horario de salida y puesta del Sol. Los perfiles se presentan en la Figura 5.2.

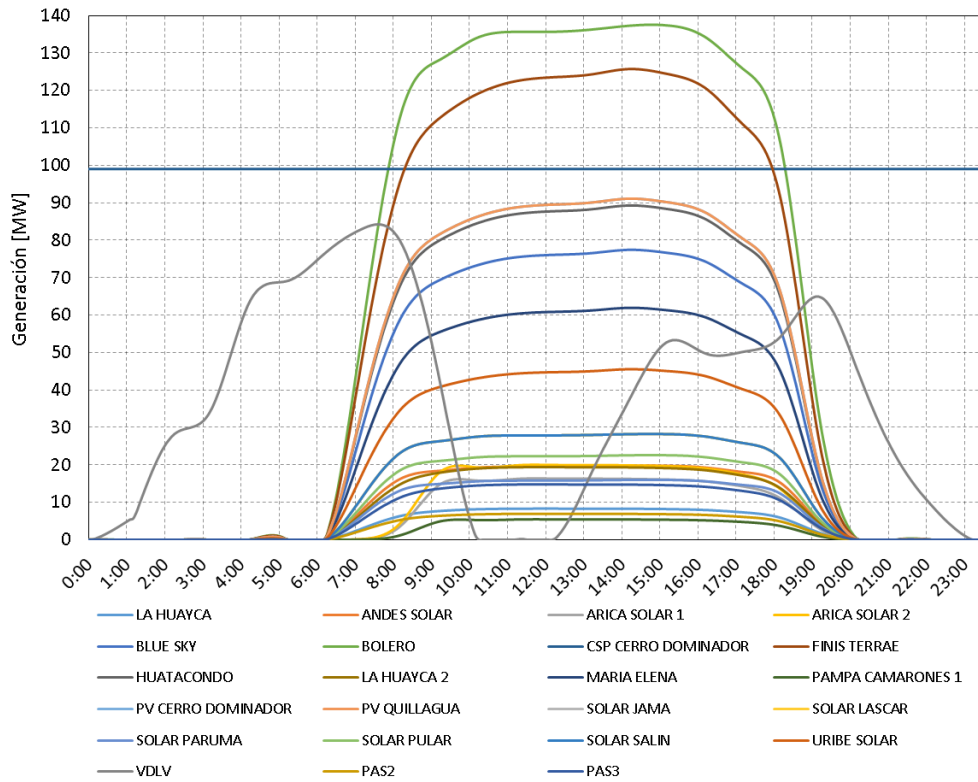


Figura 5.2: Perfiles ERNC 02 de noviembre de 2021.
(Fuente: Elaboración Propia.)

5.2.6. Incertidumbre previsión de carga neta

Para la incertidumbre asociada a la previsión de carga neta, se realiza la consideración de que los errores en la previsión de carga neta están definidos por el error en la previsión de los recursos ERNC. Así, en base al histograma de la Figura 5.3 se determinan los estadísticos que representan la distribución de probabilidad, los cuales son presentados en la Tabla 5.4.

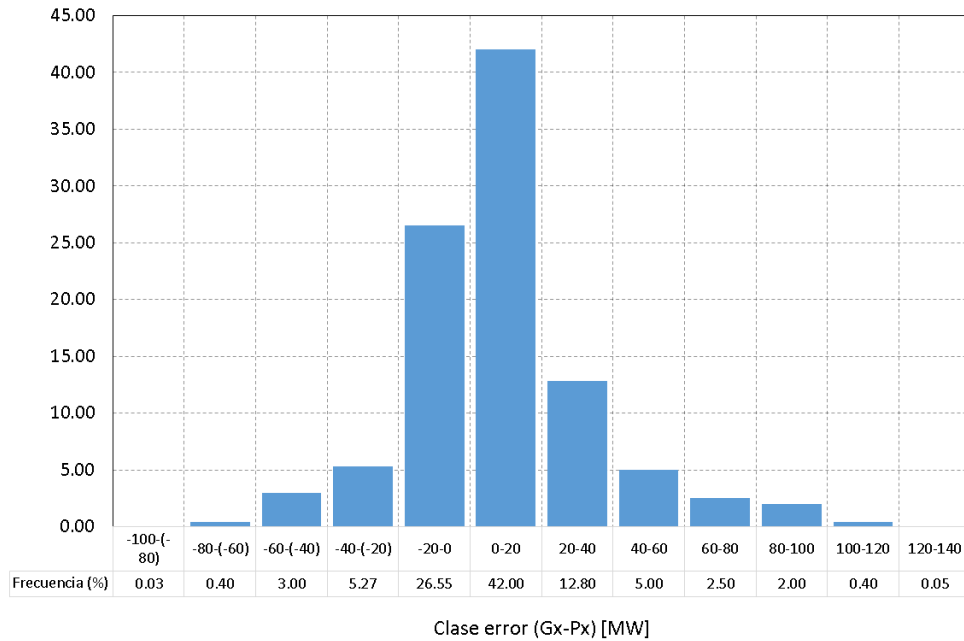


Figura 5.3: Histograma de errores sistémicos de las predicciones de generación ERNC.
(Fuente: Desempeño ERNC - Boletín trimestre 2-2016 [42].)

Mediana	1.91
Media	8.28
Desviación	26.10
Varianza	681.00

Tabla 5.4: Indicadores estadísticos de Histograma de Figura 5.3.
(Fuente: Elaboración Propia.)

Considerando los valores estadísticos se genera un vector aleatorio correspondiente a un conjunto de valores escalares que se ajusta al histograma en función de los indicadores estadísticos de la Tabla 5.4 y que representa la incertidumbre de la previsión de carga neta.

5.2.7. Interconexión SING-SIC

El objetivo no es el estudio de la operación unificada entre SING y SIC, por tanto, se considera un monto de flujo representativo de exportación e importación con el SIC, basado en una simulación de largo plazo de la operación conjunta de ambos sistemas realizada en [40].

En la Figura 5.4 se presenta el perfil del flujo por interconexión SING-SIC para el año 2021, en la cual los valores positivos corresponden a flujo SING → SIC y valores negativos corresponden a flujo SIC → SING.

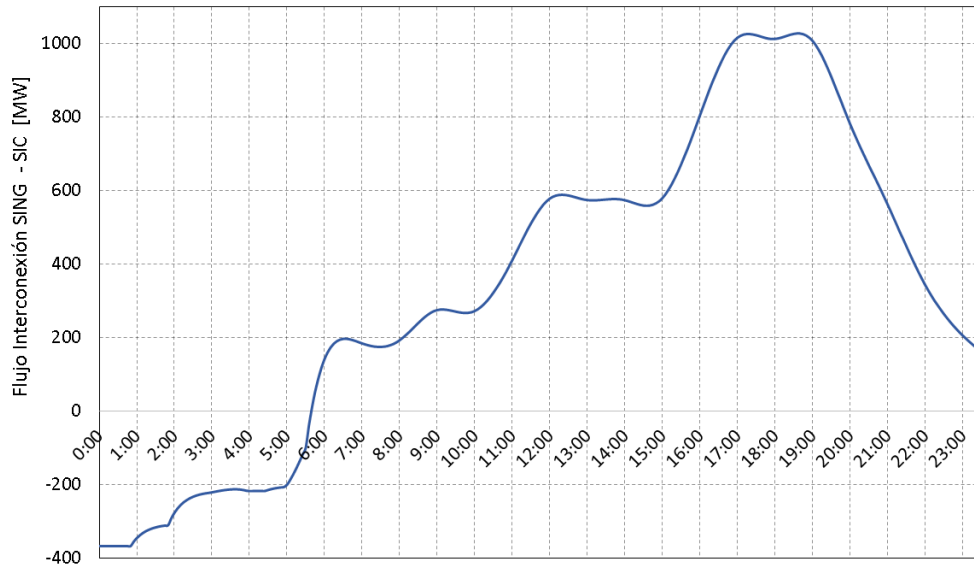


Figura 5.4: Flujo por interconexión SING - SIC para el año 2021.
(Fuente: Referencia [28].)

5.2.8. Precio ofertas de PRF

El precio de las ofertas se compone de cubrir los costos variables combustibles más el cycling o desgaste de la unidad producto del seguimiento de la rampa. Los costos para cada una de las unidades se presentan en la Tabla C.1.

Cabe mencionar que los costos presentados del desgaste por seguimiento de la rampa son costos promedio para seguimiento de cualquier rampa significativa. El autor del estudio de referencia [43] ha visto un cambio de tendencia en los últimos tiempos con una mayor generación de energía renovable en los sistemas, por lo que plantea que esto dará lugar a mayores costos y debe ser analizado en un estudio futuro y especializado.

5.3. Definición escenarios futuros

5.3.1. Metodología

La Figura 5.5 muestra la metodología secuencial del proceso con el cual se realiza el estudio del impacto de la implementación del PRF.

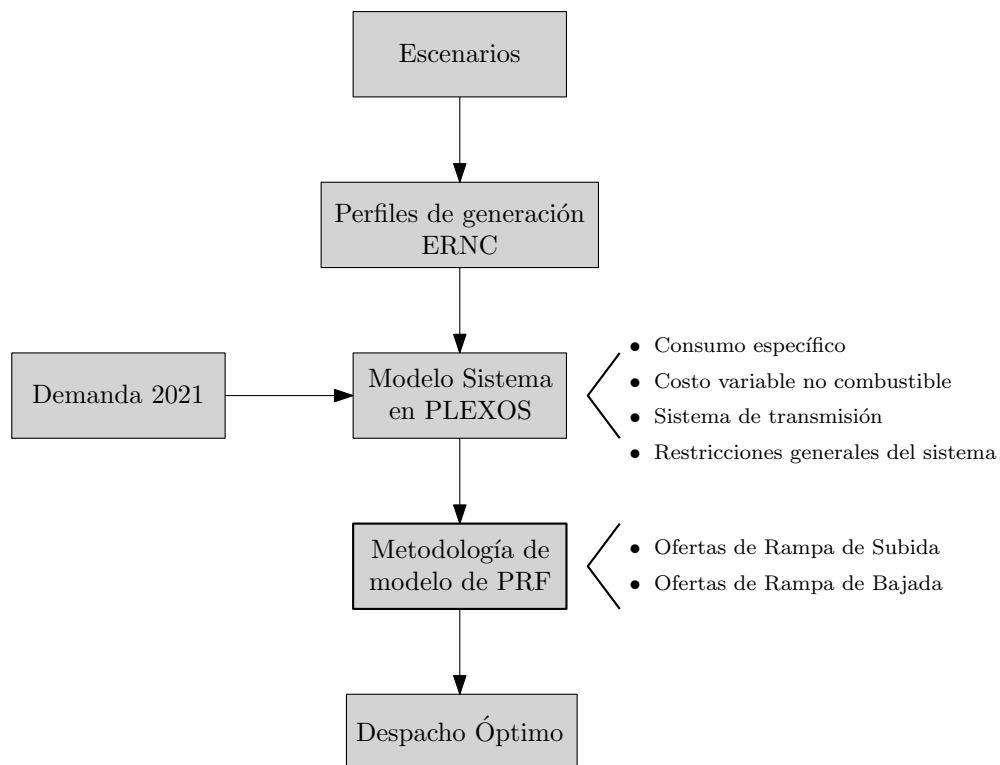


Figura 5.5: Esquema de metodología utilizada.

(Fuente: Elaboración Propia.)

La metodología de modelo de PRF se detalla en Figura 4.5.

5.3.2. Escenarios

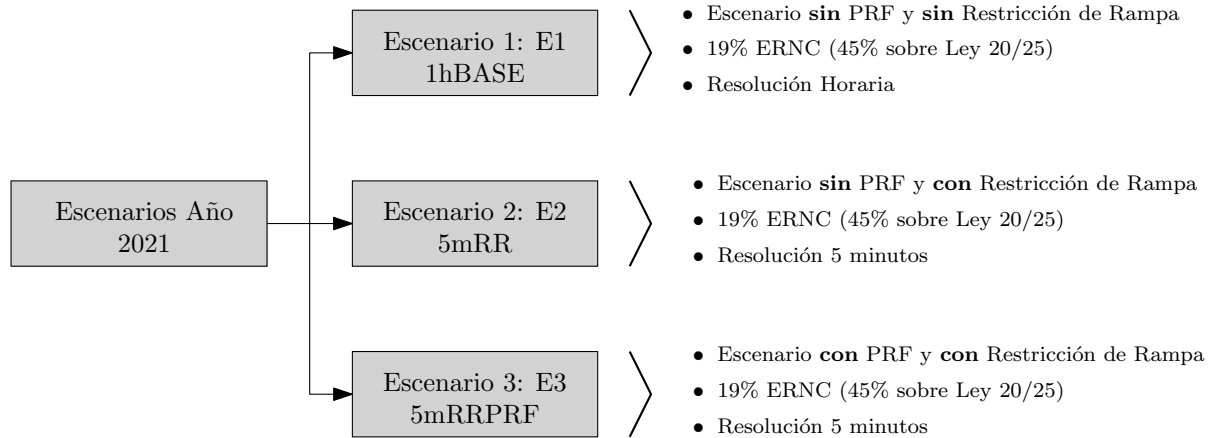


Figura 5.6: Escenarios evaluados.

(Fuente: Elaboración Propia.)

5.3.2.1. Escenario 1: E1 1hBASE

Este escenario tiene por objetivo establecer un punto de comparación del sistema al momento de la implementación del PRF. Se define una resolución horaria y se representa el sistema en las condiciones actuales de operación en relación a las rampas de potencia, esto es, sin restricciones de rampas máximas. Se sitúa el escenario en el año 2021 ante una masiva participación de proyectos ERNC conectados en barras tradicionales de conexión de este tipo de tecnologías. El total de ERNC del escenario lo componen lo instalado al año 2018 definido en la Subsección 5.2.1 más la potencia instalada adicional propia del escenario, correspondiente a un 19 % de ERNC, equivalente a aproximadamente 751[MW], por lo que este escenario totaliza una potencia instalada de ERNC de 2161[MW].

En la Tabla 5.5 se presentan la generación ERNC adicional en barras tradicionales, determinada bajo los mismos criterios de la Subsección 5.2.5.

Central	Tecnología	Potencia [MW]
PE_CALAMA	Eólica	156.0
PV_ARICA	Solar	12.0
PV_CALAMA	Solar	72.0
PV_CONDORES	Solar	67.0
PV_CRUCERO_ENCUESTRO	Solar	100.0
PV_LAGUNAS	Solar	170.0
PV_PARINACOTA	Solar	150.0
PV_POZO_ALMONTE	Solar	24.0

Tabla 5.5: Proyectos de generación ERNC adicionales para el escenario E1 1hBASE.
(Fuente: Elaboración Propia.)

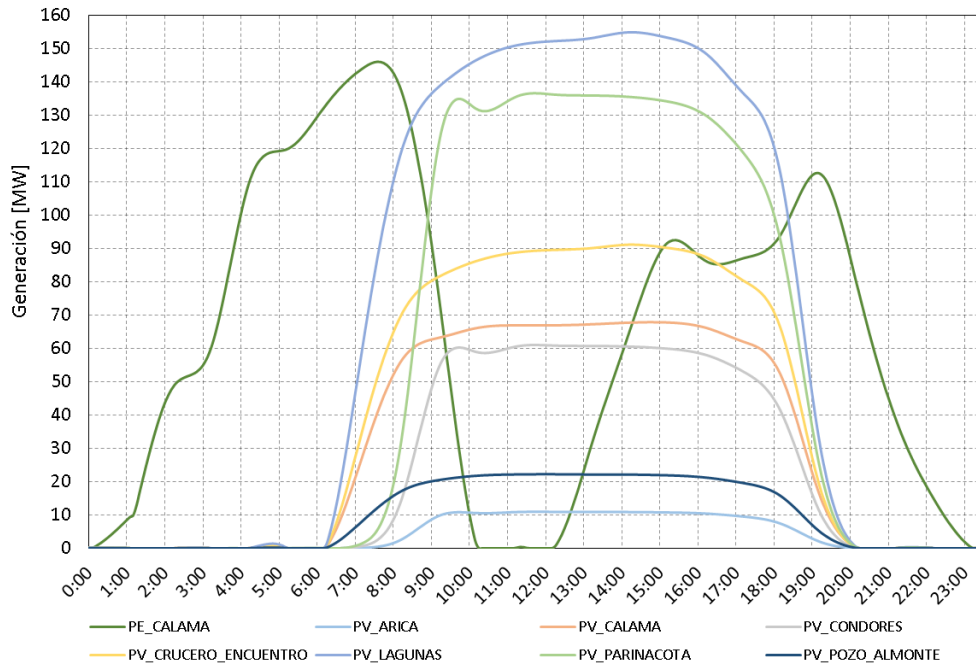


Figura 5.7: Perfiles ERNC barras tradicionales 02 de noviembre de 2021.
(Fuente: Elaboración Propia.)

5.3.2.2. Escenario 2: E2 5mRR

Este escenario tiene por objetivo el análisis de una mejora en la resolución del despacho a 5[*min*] y la consideración de las restricciones de rampas máximas de subida y de bajada. Este escenario tiene la misma cantidad de ERNC adicional que el E1 1hBASE.

5.3.2.3. Escenario 3: E3 5mRRPRF

Este escenario tiene por objetivo analizar el efecto del PRF, permitiendo comparar la operación del sistema con y sin el nuevo servicio complementario implementado. Se mantiene la misma cantidad de ERNC adicional que el escenario E1 1hBASE y E2 5mRR, se considera resolución de 5[*min*] en el despacho y se activa el PRF.

5.4. Resultados y Análisis

De la implementación del PRF realizada en PLEXOS se obtienen los resultados presentados a continuación, los cuales se separan en efectos técnicos y efectos económicos.

5.4.1. Efectos técnicos

Las implicancias del PRF en el comportamiento técnico del sistema se enfocan en analizar la generación de las unidades, los perfiles de rampas de cada recurso y los requerimientos de rampas del sistema.

Se presentan las variaciones de la carga neta para todos los escenario modelos en la Figura 5.8, donde la rampa máxima de subida y bajada es de 13,12[MW/*min*] y 12,15[MW/*min*], respectivamente. Se aprecia en el área de color verde el aporte de los recursos ERNC variables.

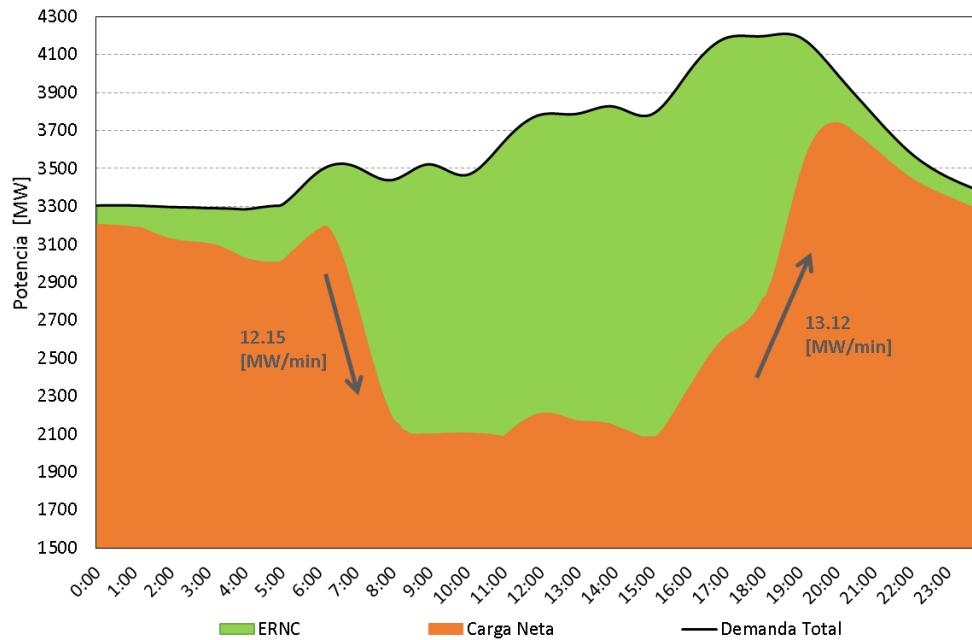


Figura 5.8: Carga neta del sistema.

(Fuente: Elaboración Propia.)

5.4.1.1. Generación en recursos de PRF

Con el PRF implementado, la generación de los recursos de rampa del sistema y por tanto, la generación total del sistema, se encuentra guiada por los requerimientos de rampa de subida y de bajada proporcionados por el PRF. La generación de cada recurso no tiene rampas superiores a las establecidas por la restricción de rampa máxima, cuyos valores se detallan en la Tabla A.1. El no superar las restricciones de rampas máximas de los recursos indica que los recursos disponibles en el sistema son capaces de proporcionar la flexibilidad de rampa requerida.

En el escenario E1 1hBASE la generación sólo debe satisfacer la demanda más las pérdidas del sistema sin considerar las variaciones que se producen por las ERNC. Al tener resolución de despacho horaria, las unidades no pueden ajustarse de manera correcta a las variaciones, de modo que frente a variaciones de carga neta, el sistema enciende unidades para lograr generar las rampas de potencia requeridas. En los perfiles de generación mostrados en la Figura D.1 se observa que en algunos periodos existen unidades encendidas que, de acuerdo a los escenarios E2 5mRR y E3 5mRRPRF, no son necesarias.

El escenario E2 5mRR considera restricciones de rampas máximas de subida y de bajada, lo cual permite variar de forma controlada la generación de las unidades y ajustarse a las rampas que puedan existir en el sistema. En este escenario los recursos se enfrentan a generar rampas durante varios periodos de tiempo al día. En otros periodos, de alta penetración variable, las unidades térmicas operan en mínimo técnico, tal como se observa en la Figura E.1. Con la restricción de rampa máxima activada, la generación de las unidades se ajusta de mejor manera a las variaciones de carga neta del sistema, sin embargo, como se revisa en las siguientes secciones, no sigue efectivamente la variación de carga neta del sistema.

En el escenario E3 5mRRPRF los recursos obtienen del PRF la señal de los requerimientos de rampas que ocurrirán en el sistemas en el siguiente intervalo de despacho, lo cual permite que los recursos puedan en conjunto seguir las rampa de manera controlada, utilizando las rampas de potencia únicamente necesarias. En la Figura 5.9 se presenta el caso específico del recurso U16-TG+U16-TV, donde se ve en el eje primario el perfil de generación y en el eje secundario lo adjudicado de rampa de subida y de bajada por PRF para ese recurso. Se determina que la generación del recurso obedece a la señal que entrega el PRF, aumentando su generación en caso de requerimientos de subida o disminuyéndola en caso de requerimientos de bajada. Observar que lo adjudicado de PRF se utiliza en el intervalo siguiente, ya que el PRF considera la previsión de variación de carga neta del intervalo $t + 1$ y la adjudica en el intervalo t , para su utilización en el intervalo $t + 1$. En la Figura F.1 se observa como los perfiles de generación de los recursos despachados varían respecto al escenario E2 5mRR, lo cual ocurre sólo por efecto del PRF.

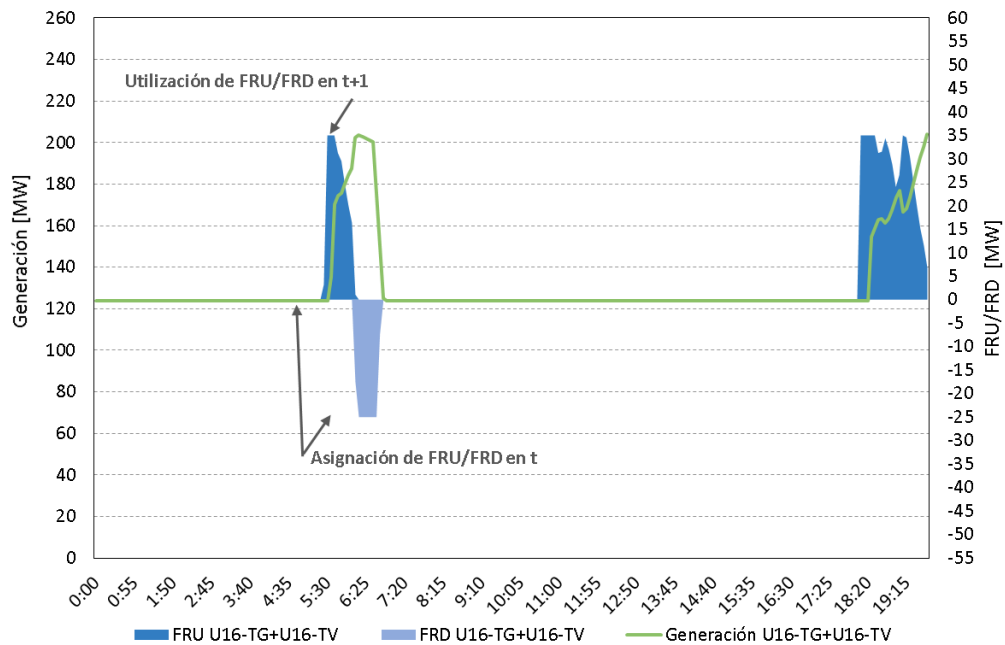


Figura 5.9: Perdil de generación U16 y rampas adjudicadas por PRF.

(Fuente: Elaboración Propia.)

5.4.1.2. Rampas de generación

En esta sección se estudia la rampa total del sistema en los 3 escenarios. Cabe mencionar que las rampas del sistema no corresponden exclusivamente a las rampas de requerimientos de PRF, si no que a las rampas propias de cada recurso asociadas a su variación de generación, lo cual puede incluir las variaciones de la demanda total, variaciones del nivel de generación por costos de la unidad, etc. Se definen las rampas de generación como $RampUp = MAX(0, Generación_t - Generación_{t-1})$ y $RampDown = MAX(0, Generación_{t-1} - Generación_t)$.

Las variabilidades introducidas por las ERNC se ven reflejados en la curva de carga neta, por tanto, se espera que frente a una alta penetración ERNC variable los recursos del sistema logren seguir la carga neta y así, dar seguridad y flexibilidad al sistema de manera óptima desde el punto de vista técnico y económico. En la Figura 5.10 se aprecia la curva de carga neta y las rampas tanto de subida como de bajada de los 3 escenarios analizados.

En los todos los escenarios (E1 1hBASE, E2 5mRR y E3 5mRRPRF) las rampas aumentan

o disminuyen en los periodos en los cuales la variación de la carga neta es considerable. Sin embargo, el escenario E1 1hBASE no logra considerar correctamente las variaciones de carga neta, debido a la resolución horaria del despacho, lo que provoca que se enciendan unidades de costos variables más elevados para enfrentar las variabilidades entre una hora y la siguiente.

El escenario E2 5mRR debido a su resolución de 5[*min*] en los despachos logra considerar las rampas de carga neta y responder a ellas, sin embargo, lo realiza de una manera que no es controlada. Como se aprecia la curva de área verde de la Figura 5.10, frente a variaciones de carga neta de bajada, la generación responde con rampas de generación de subida y bajada, y vice versa. Esto indica que para aumentar la generación de ciertas unidades que pueden proporcionar rampa, disminuye la generación en otras, lo cual, aumenta sin justificación el ramping de todas las unidades del sistema.

El seguimiento de las variaciones de carga neta se consigue con la implementación del PRF. Al analizar la curva amarilla de la Figura 5.10, se observa que las rampas de generación tanto de subida como de bajada se producen sólo en los periodos donde la carga neta es de subida o de bajada, respectivamente. Las magnitudes de las rampas son controladas de acuerdo a lo requerido por la variación de la carga neta y no se aumenta ni disminuye innecesariamente la generación de los recursos, lo cual no ocurre en escenarios sin PRF.

Finalmente, se determina que con la implementación del PRF se optimiza la generación de rampas en el sistema, lo cual se traduce en un aumento en la flexibilidad y seguridad del sistema, además de beneficios implícitos como la optimización del ramping de las unidades. En general, con la implementación del PRF se realiza a nivel sistema la optimización de la utilización de los recursos, al calcular en un proceso unificado los requerimientos de rampa y los despachos.

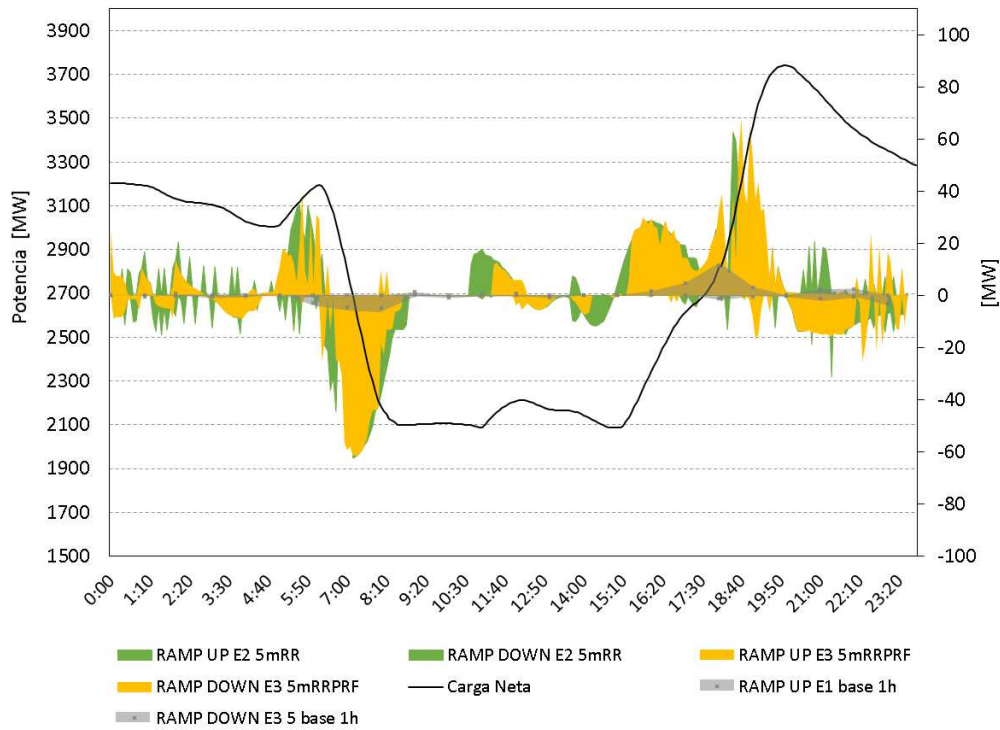


Figura 5.10: Comparación de rampas de subida y bajada entre escenarios E1 1hBASE, E2 5mRR y E3 5mRRPRF.

(Fuente: Elaboración Propia.)

Un efecto importante de analizar corresponde a las restricciones de rampa. Considerando una unidad característica que entrega rampa se observa en la Figura 5.11 que en ninguno de los 3 escenarios se sobrepasa el límite de rampa del recurso. En el escenario E1 1hBASE la rampa es reducida en comparación al límite de rampa máxima (recordar que en este escenario no existe restricción de rampa por lo cual perfectamente se podría superar el límite). Pero al contrario, debido a la resolución horaria del despacho, la unidad no alcanza a aumentar su rampa, por lo que se determina que para seguir la rampa, al menos, se debe considerar despachos en periodos más reducidos como 5[*min*], 10[*min*] ó 15[*min*].

En las Figuras D.3, D.2, E.3, E.2, F.3 y F.2 se aprecia para cada escenario todos los recursos despachados en el día. En ninguno de los escenarios se sobrepasan los límites de rampa máxima de cada unidad mas se activan las restricciones en los escenarios con resolución de 5[*min*]. Se determina que con las tecnologías actuales es posible realizar un seguimiento de rampa frente a una alta penetración de generación variable si se incluyen en un sistema coordinado para dar

respuesta a los requerimientos de rampa.

Por otra parte, con PRF la unidad que mayor tiempo está generando rampa ronda el 34 % del día para rampa de subida y el 13 % del día para rampa de bajada. En promedio todas las unidades tienen una duración de rampa de subida de $5,7 \% \pm 7,1 \%$ del día y del $5,0 \% \pm 3,59 \%$ del día para rampa de bajada.

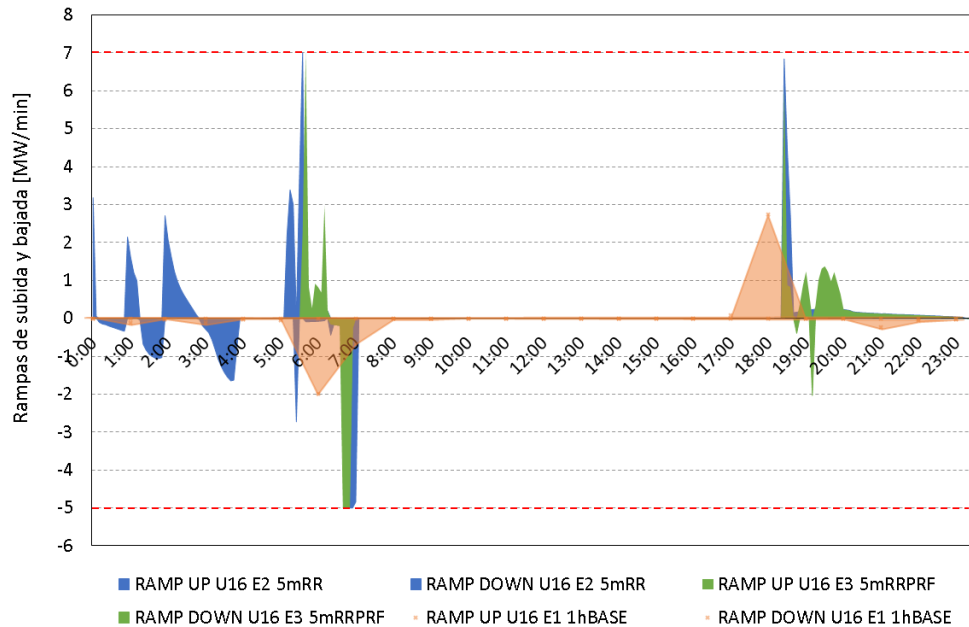


Figura 5.11: Comparación de rampa de subida y bajada en recurso U16.
(Fuente: Elaboración Propia.)

5.4.1.3. Rampas de subida y bajada del PRF

En la Figura 5.12 y Figura 5.13 se presentan los requerimientos de rampa de subida (*FRUR*) y bajada (*FRDR*) desagregando la componente asociada a la variación de carga neta e incertidumbre. Además, se muestra el aporte de los recursos (*FRU* y *FRD*) a los requerimientos de acuerdo a las restricciones definidas en la Ecuación 4.14 y Ecuación 4.14, respectivamente.

Para la rampa de subida, el aporte de los recursos es siempre mayor o igual al requerimiento, de modo que se cumple la restricción asociada al PRF. De manera similar, para la rampa de bajada el aporte de los recursos es siempre menor al requerimiento, cumpliéndose también la

restricción del PRF. Observar que tanto para subida como bajada, el aporte de la incertidumbre ocurre únicamente si existe una previsión de variación de carga neta.

La rampa de subida se produce principalmente debido a la puesta de sol que implica una rápida disminución de la generación solar fotovoltaica, esto se confirma al observar la Figura 5.12 donde se aprecia que el máximo del requerimiento de rampa de subida se produce entre las 18:00[h] y las 20:00[h]. La rampa de bajada se produce principalmente producto de la salida de sol que implica un rápido aumento de la generación solar fotovoltaica, lo cual se confirma al observar la Figura 5.13 donde se aprecia que el máximo del requerimiento de rampa de bajada se produce entre las 6:00[h] y las 7:00[h]. La aparición de rampas de subida a lo largo del día que no tienen relación con el ciclo solar diario en la tierra, corresponden a efectos de la generación eólica, como lo que se aprecia a las 5:00[h] para la rampa de subida y entre las 20:00[h] y 00:00[h] para la rampa de bajada.

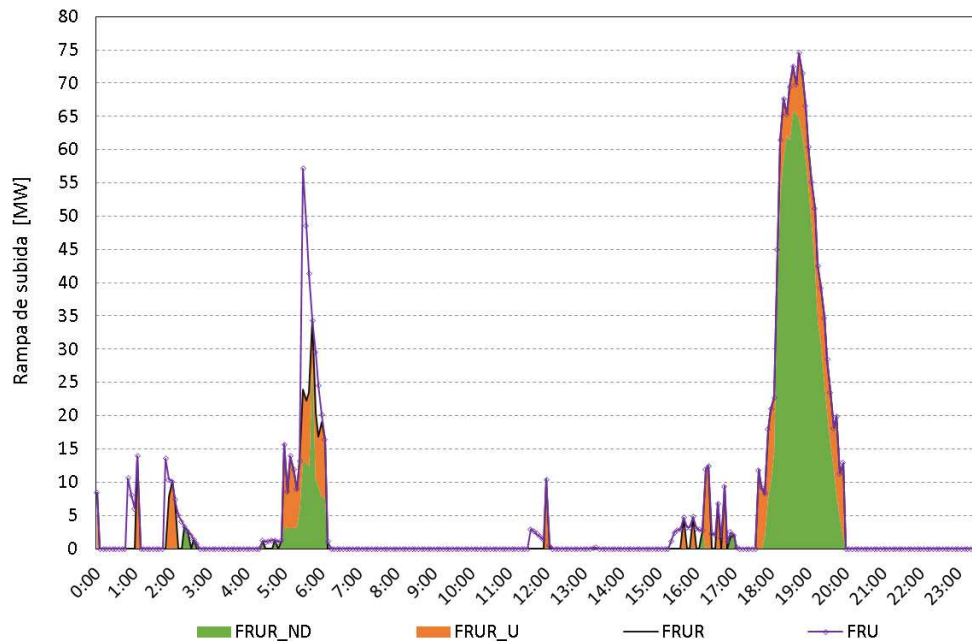


Figura 5.12: Requerimientos de rampa de subida del PRF.
(Fuente: Elaboración Propia.)

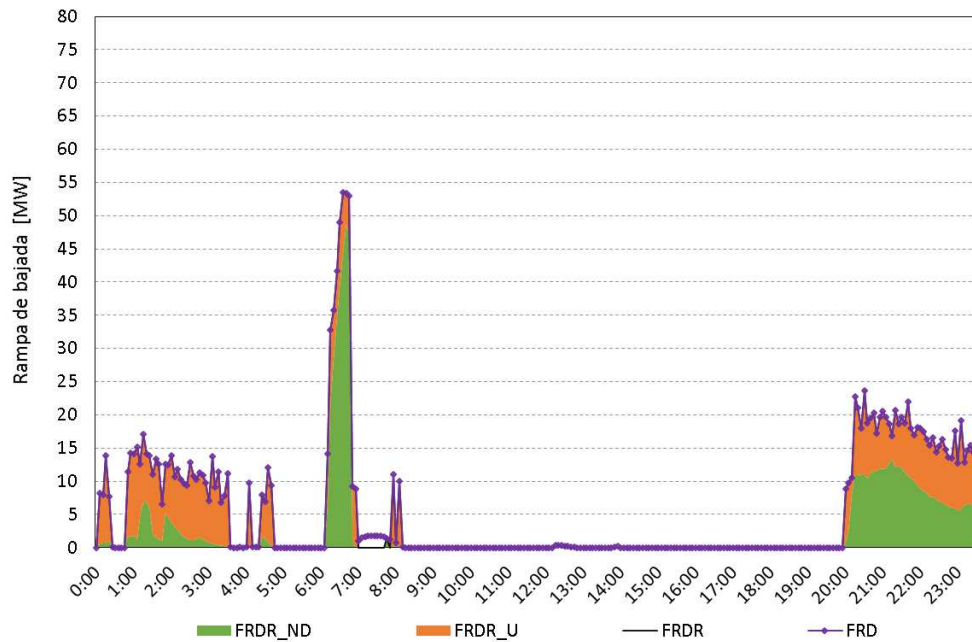


Figura 5.13: Requerimientos de rampa de bajada del PRF.

(Fuente: Elaboración Propia.)

Los recursos que proporcionan rampa se presentan en la Figura 5.14 para subida y Figura 5.15 para bajada. Debido a los costos de oferta y características técnicas frente a las variaciones de potencia en los sistemas, las primeras unidades en utilizarse para el PRF corresponden a unidades de ciclo combinado con combustible GNL.

Cada rampa proporcionada por los recursos de PRF, para cada intervalo comienza desde el valor final de rampa en el intervalo anterior, así, en intervalos sucesivos un recurso puede hacer seguimiento de la rampa de subida hasta que su potencia máxima lo permita y a tasas definidas por las restricciones de rampas máximas.

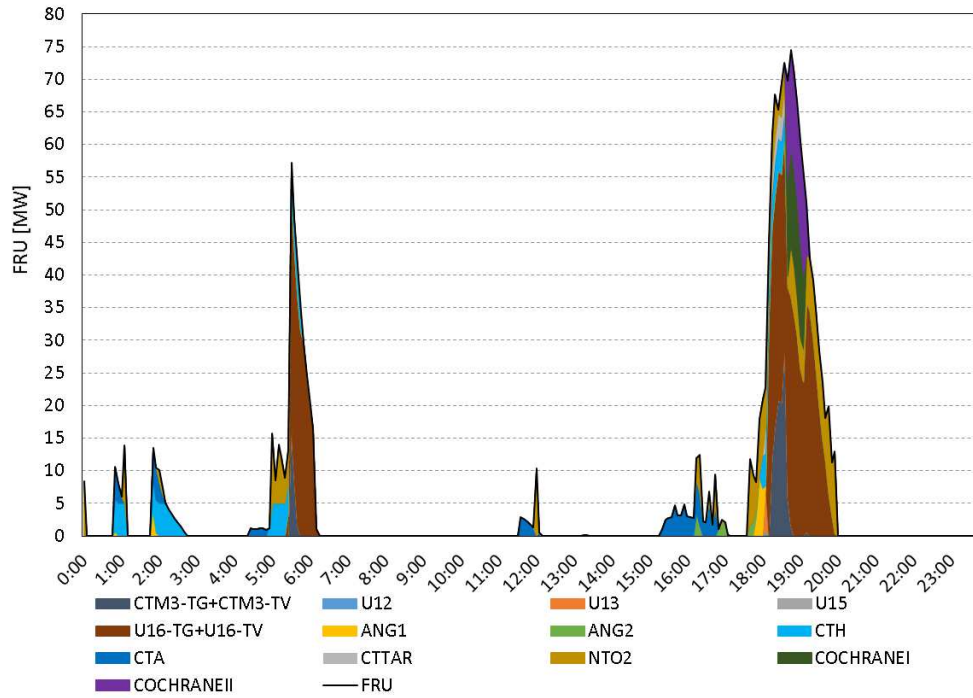


Figura 5.14: Rampa de subida proporcionadas por recursos del PRF.
(Fuente: Elaboración Propia.)

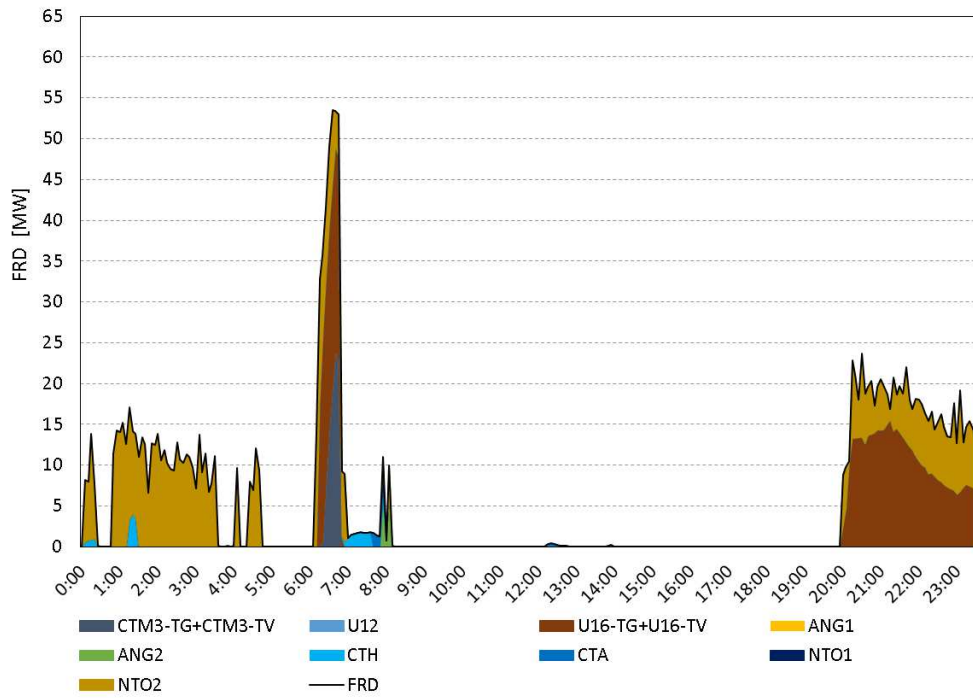


Figura 5.15: Rampa de bajada proporcionadas por recursos del PRF.
(Fuente: Elaboración Propia.)

5.4.2. Efectos económicos

Las implicancias del PRF en el comportamiento económico del sistema se enfocan en analizar los costos marginales, costos de operación y el sistema de remuneraciones del PRF, del cual se considera la remuneración, la obligación de pago y las ganancias o pérdidas de cada recurso.

5.4.2.1. Costo Marginal

Es importante conocer las consecuencias de la implementación del PRF en el costo marginal del sistema, debido a que naturalmente, al satisfacer un requerimiento de potencia mayor o menor, que en este caso correspondiente al satisfacer rampas de subida o bajada, los costos marginales de generación sufrirán variaciones. Además, agregar restricciones adicionales al sistemas, como restricciones de rampas, en teoría aumenta los costos.

En la Figura 5.16 se presentan los costos marginales de los tres escenarios analizados (E1 1hBASE, E2 5mRR y E3 5mRRPRF) para el día estudiado. Los costos marginales promedio diarios se presentan en la Tabla 5.6.

Escenario	CM_g Promedio [USD/MWh]
E1 1hBASE	54,88
E2 5mRR	40,95
E3 5mRRPRF	30,80

Tabla 5.6: Costos marginales promedio.
(Fuente: Elaboración Propia.)

Con el PRF, los costos marginales en promedio disminuyen en un 43,86 % respecto al escenario E1 1hBASE. Esto ocurre debido a que el PRF deja en más intervalos unidades a mínimo técnico al disminuir la generación para satisfacer rampas de carga neta. Las unidades a mínimo técnico no se consideran en la determinación del costo marginal, pero contribuyen a un aumento de los costos de operación del sistema con respecto a la condición de operación, por lo que para analizar el efecto económico en el sistema, estos últimos se deben considerar también el análisis. El efecto del mínimo técnico se refleja claramente en la curva celeste de la Figura 5.16.

En el escenario E1 1hBASE debido a su resolución horaria no se aprecian cambios en el costo marginal en las horas de Sol, lo cual se debe a que se mantienen encendidas unidades marginando a un valor superior del que se establecería si se ajustará la generación en función de la penetración de ERNC variable. El E2 5mRR ajusta los despachos en intervalos que permiten un mejor seguimiento de la generación ERNC y permite un mejor control de la generación de las unidades requeridas para satisfacer la demanda, disminuyendo el costo marginal en periodos de alta ERNC variable. El E3 5mRRPRF aumenta y disminuye la generación de unidades en ocasiones dejándolas por debajo del mínimo técnico, por lo cual el costo marginal disminuye considerablemente en dichos intervalos.

En definitiva, el PRF desde el punto de vista de los costos marginales tiene un impacto económico positivo, debido a que disminuye en promedio los costos marginales, sin embargo, se debe considerar el impacto que produce el PRF en los costos de operación del sistema.

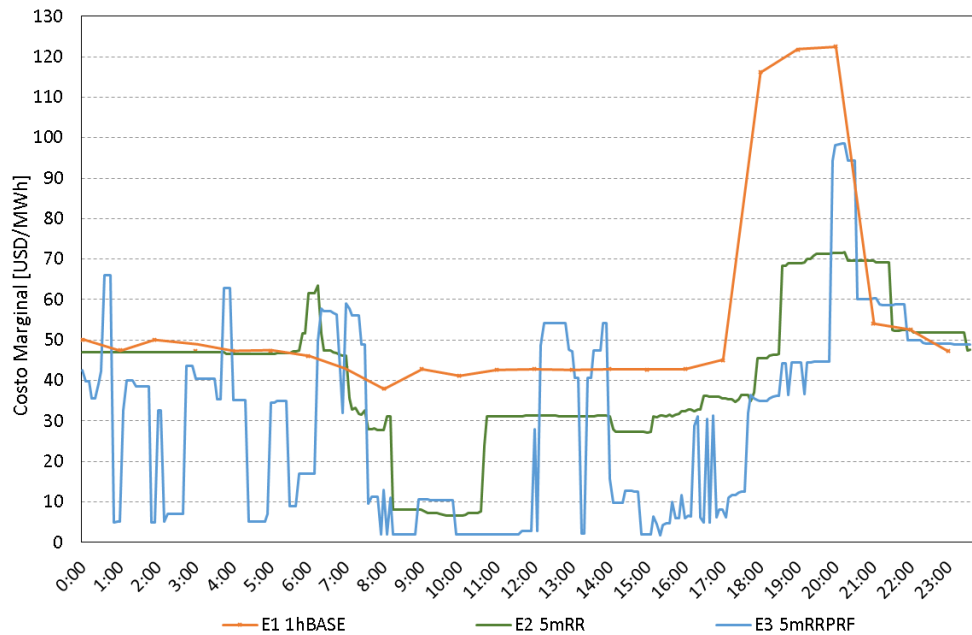


Figura 5.16: Comparación de costos marginales de escenarios E1 1hBASE, E2 5mRR y E3 5mRRPRF. (Fuente: Elaboración Propia.)

5.4.2.2. Costos de Operación

En la Figura 5.17 se muestran para todo el día en estudio los costos de operación de los 3 escenarios. Se aprecia que los costos de operación del escenario E1 1hBASE disminuyen en los intervalos con sol, esto producto de la alta penetración de generación fotovoltaica, sin embargo, en el momento de las rampas de carga neta de subida los costos aumentan considerablemente debido a que entre horas no se advirtió la necesidad de aumentar la generación, y el cambio en el nivel de generación de los recursos es repentino. Al considerar la restricción de rampa máxima activada, es decir, el escenario E2 5mRR y E3 5mRRPRF, en los intervalos de alta penetración ERNC variable el costo de operación aumenta por sobre el E1 1hBASE. Al implementar el PRF, lo que prevalece en el aumento de los costos de operación es el efecto de la restricción de rampa, dejando un aumento mínimo comparativamente por concepto de PRF.

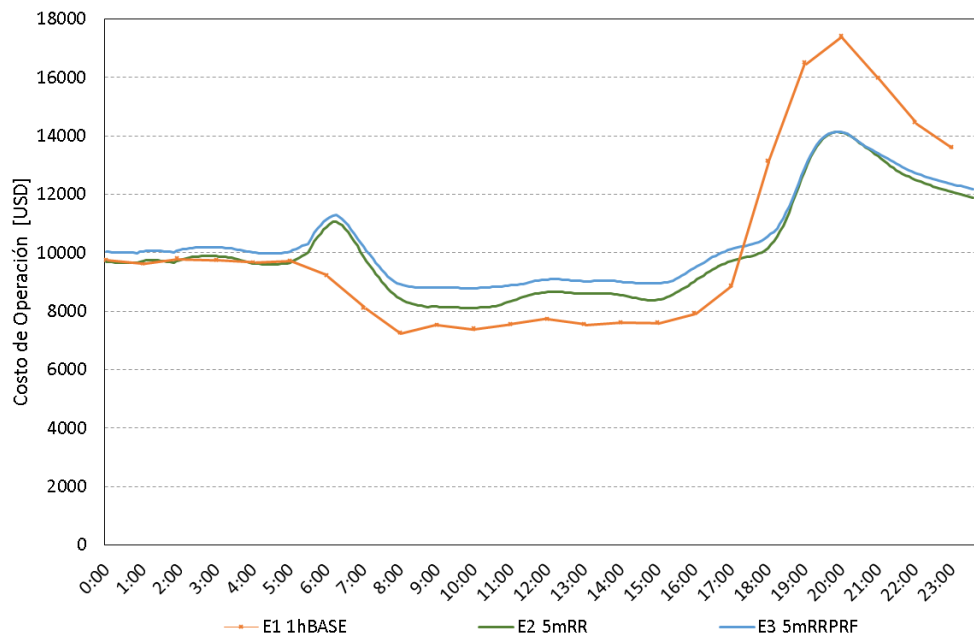


Figura 5.17: Comparación de costos de operación de escenarios E1 1hBASE, E2 5mRR y E3 5mRRPRF. (Fuente: Elaboración Propia.)

El promedio diario de los costos de operación se muestra en la Tabla 5.7. El PRF introduce un aumento en los costos de operación del sistema en promedio de $225,79[USD]$ respecto al caso base.

Escenario	Costos de Operación Promedio [USD]
E1 1hBASE	10173,19
E2 5mRR	10032,61
E3 5mRRPRF	10398,99

Tabla 5.7: Costos de operación promedio.
(Fuente: Elaboración Propia.)

El balance del impacto económico neto considerando que con PRF implementado, los costos marginales en promedio disminuyen y que los costos de operación en promedio aumentan, es positivo, debido a que al introducir un nuevo servicio complementario al sistema (el cual lleva consigo restricciones propias que se optimizan en conjunto con los despachos) se esperaría un aumento en los costos al hacer más restrictivo el problema, sin embargo, el aumento en los costos de operación es sólo de un 2,21 % respecto al sistema en las condiciones de operación actual (condiciones de E1 1hBASE). Además, la implementación del PRF proporciona al sistema de flexibilidad de rampa para responder a la alta penetración ERNC variable de manera controlada, prevista y segura, cuyos beneficios en la práctica se estima que superen los costos adicionales de operación del PRF.

5.4.2.3. Modelo de remuneración del PRF

Con los resultados de las simulaciones del modelo para los distintos escenarios, en base a la Sección 4.8 se determina cuando y con cuánto deben ser remunerados los recursos que proporcionan PRF, cuánto deben pagar todos los recursos pre-despachados para cubrir las remuneraciones (pagos) y las ganancias o pérdidas de cada recurso.

Para la aplicación del modelo de remuneraciones los *índices de eficiencia de flexibilidad de rampa de subida y bajada* se consideran unitarios, debido a que dicho índice se determina bajo condiciones reales de operación de los recursos.

El PRF se remunera al Costo Marginal de PRF (CM_{PRF}), que es el precio de oferta de la unidad proporcionado rampa de subida o de bajada de mayor costo. Este precio como se detalla en las secciones anteriores de formulación del PRF, considera los costos variables combustibles

más los costos por desgaste producto de seguimiento de rampa. El CM_{PRF} existe siempre que se requieran rampas, en caso contrario es nulo, así, el perfil del CM_{PRF} es similar al perfil de la carga neta, debido a que dicho costo se establece en función de los requerimientos de variación tanto de subida como de bajada de carga neta.

En la Figura 5.18 se presenta el CM_{PRF} para el día de análisis, en base al cual se definen las remuneraciones por concepto de PRF de acuerdo a la formulación de remuneraciones (Sección 4.8)

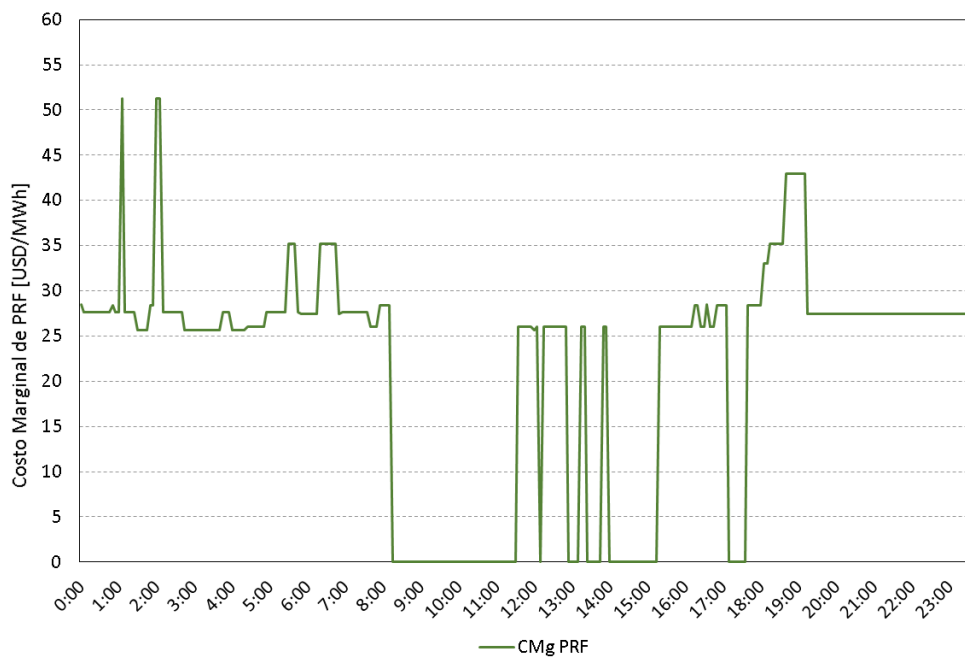


Figura 5.18: Costo marginal del PRF.

(Fuente: Elaboración Propia.)

5.4.2.3.1 Remuneraciones

Las remuneraciones del día completo separadas por hora se presentan en la Figura F.4. En la Figura 5.19 se presenta la hora con mayor requerimiento de PRF y se muestran las remuneraciones percibidas por los recursos que prestaron rampa tanto de subida como de bajada en esa hora. La magnitud de la remuneración total por hora es proporcional a la cantidad de rampa entregada por los recursos, por lo que en las horas de rampa de subida y bajada los montos a remunerar son mayores. Se determina que las unidades que más remuneraciones por concepto

de PRF reciben son aquellas con oferta de PRF más baja pero que además, posean restricciones de rampas máximas de subida y bajada considerables para las variaciones del sistema.

El total diario de remuneraciones por concepto de PRF es de 14569,6589[USD], por tanto, se estima que los montos diarios se encontrarían en la magnitud de dicho valor.

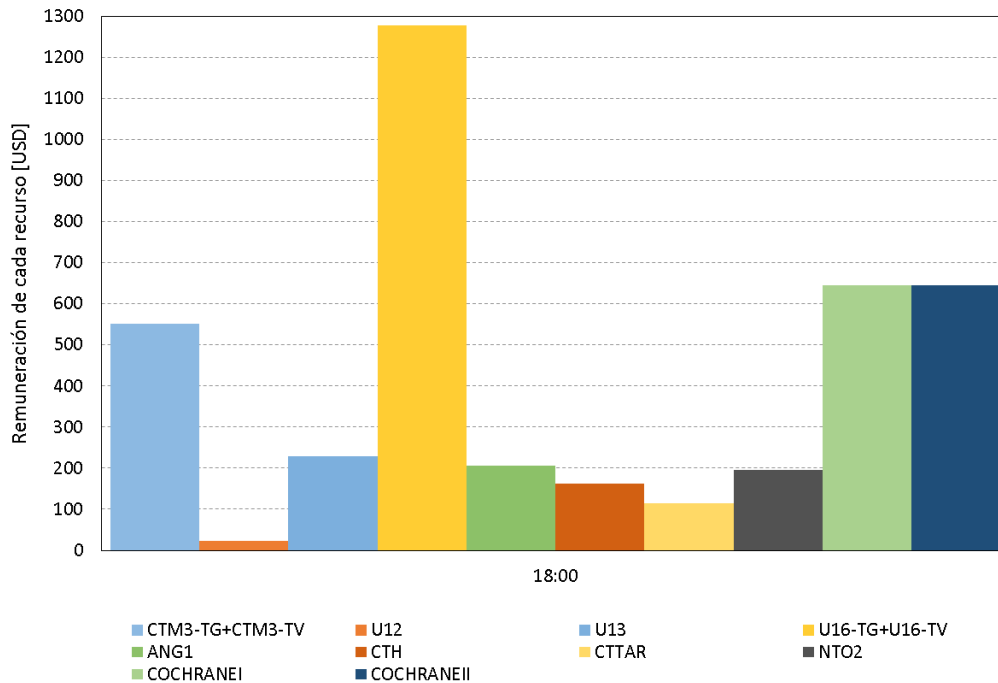


Figura 5.19: Remuneración por PRF en escenario E3 5mRRPRF para hora de mayor remuneración total. (Fuente: Elaboración Propia.)

5.4.2.3.2 Pagos

El pago se define en base a que todos los recursos del sistema que se encuentran inyectando energía, exceptuando la unidad marginal y aquellas que operen a un costo variable superior al costo marginal, se distribuyan a prorata de su ganancia relativa respecto al costo marginal de generación del sistema, el pago para la acumulación de los recursos económicos destinados a las remuneraciones del producto de rampas flexibles, como se presentó en la Ecuación 4.25.

Los pagos del día completo separados por hora se presentan en la Figura F.5. En la Figura 5.20 se presenta la hora con mayor requerimiento de PRF. Se observa que el esquema de

En base a la Figura 5.21 se determina que los recursos que más ganancias tienen por concepto de PRF (proporcionar FRU y/o FRD) son aquellos que utilizan combustibles GNL y posteriormente los recursos con combustible carbón y luego aquellos que utilizan diésel. Así mismo, los recursos que provocan las variabilidades generan pérdidas.

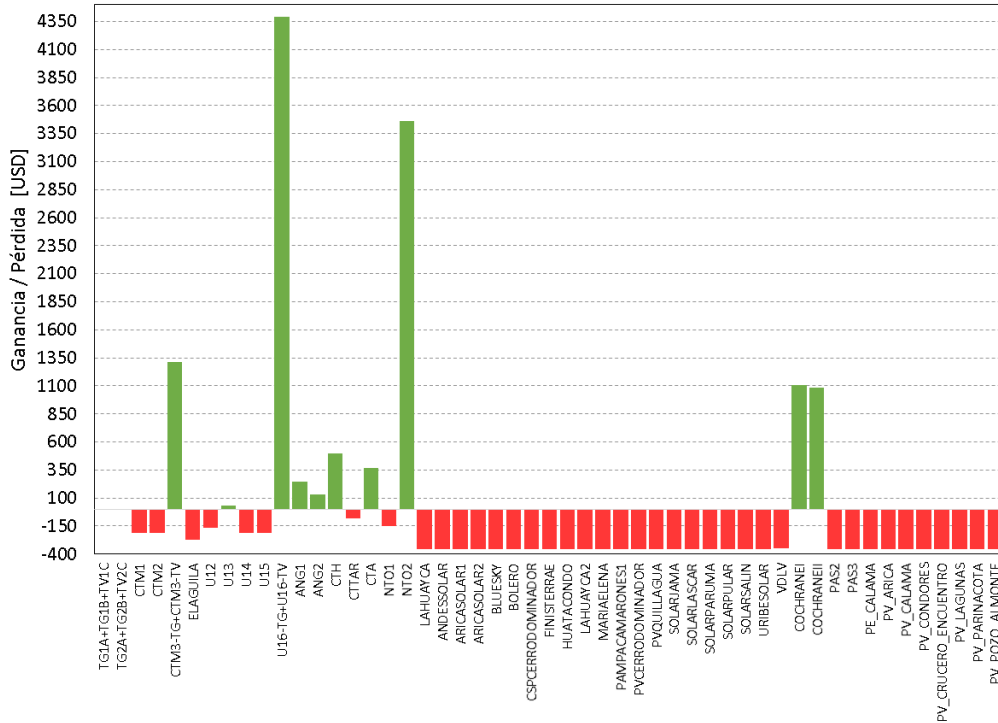


Figura 5.21: Ganancias/Pérdidas por PRF en escenario E3 5mRRPRF, total diario.
(Fuente: Elaboración Propia.)

5.5. Conclusión

En el precio de las ofertas, compuesto por los costos variables combustibles más el desgaste por seguimiento de rampa, este último de acuerdo al autor del estudio que lo define, requiere de mayor análisis en su definición debido a que la alta penetración de generación ERNC variable probablemente eleve dicho costo. El precio de oferta de rampa es un valor que debería auto-regularse por condiciones de mercado debido a que, establecer ofertas elevadas para tener una alta remuneración por concepto de PRF también implicaría altos pagos por PRF.

Se producen rampas considerables de carga neta en las horas de la salida y puesta del Sol,

sin embargo, el efecto del viento es un factor relevante a considerar debido a que la variabilidad que induce este recurso es de mayor magnitud, debido a que las capacidades instaladas de cada recurso son mayores. Esto provoca rampas durante todo el día, y no sólo en la salida y puesta del Sol.

Se determina que los recursos de rampa satisfacen en todo momento los requerimientos del sistema y siempre son utilizados aquellos recursos de menores costos por sobre los de mayores costos de oferta, esto considerando que la capacidad y la característica de rampa de los recursos logre cubrir el requerimiento, lo cual se asegura con la optimización conjunta del PRF y el despacho de las unidades.

Cada rampa proporcionada por los recursos de PRF, para cada intervalo comienza desde el valor final de rampa en el intervalo anterior, así, en intervalos sucesivos un recurso puede hacer seguimiento de la rampa de subida hasta que su potencia máxima lo permita y a tasas definidas por las restricciones de rampas máximas.

Con PRF la unidad que mayor tiempo está generando rampa ronda el 34 % del día para rampa de subida y el 13 % del día para rampa de bajada. En promedio todas las unidades tienen una duración de rampa de subida de $5,7 \% \pm 7,1 \%$ del día y el $5,0 \% \pm 3,59 \%$ del día para rampa de bajada.

El PRF desde el punto de vista de los costos marginales que en promedio corresponden a $30,80[USD/MWh]$ disminuyendo en un 43,86 % y desde el punto de vista de los costos de operación que ascienden a $10398,99[USD]$ registrando un aumento en los costos de un 2,21 %, ambos respecto al sistema en las condiciones de operación actual (condiciones de E1 1hBASE), económicamente impacta de forma positiva. Así, se determina que la implementación del PRF proporciona al sistema de flexibilidad de rampa de manera controlada, prevista y segura, cuyos beneficios en la práctica se estima que superen los costos adicionales de operación del PRF.

El modelo de remuneraciones distribuye las remuneraciones y obligaciones de pago de manera justa en base al origen de las rampas y quien aporta para solucionarlas. Los que más remuneraciones reciben por concepto de PRF (proporcionar FRU y/o FRD) son aquellos que

utilizan combustibles GNL y posteriormente los recursos con combustible carbón y diésel. Así mismo, los recursos que provocan las variabilidades (solares y eólicos) generan pérdidas. Los montos de dinero transados que llegan a un valor total diario de 14569,65[*USD*] son completamente razonables y no representarían mayores pérdidas para las empresas generadoras debido a que no se comparan con los montos producto de la generación de energía.

6 | Conclusiones generales

6.1. Principales conclusiones

En esta memoria de título se propone un nuevo servicio complementario llamado producto de rampas flexibles (PRF), del cual se ha determinado que trae beneficios técnicos y económicos al sistema. El PRF implementado soluciona el problema de rampas de carga neta producidas por la alta penetración de generación ERNC variable y se transforma en una herramienta relativamente simple de implementar con la tecnología actual del sistema eléctrico, debido a que utiliza la capacidad de las mismas unidades generadoras. Desde el punto de vista económico del sistema, el PRF disminuye los costos marginales en un 43,86 % y aumenta los costos de operación en un 2,21 %, respecto al sistema en las condiciones de operación actual (escenario E1 1hBASE).

En la identificación de los SSCC existentes en Chile y en países con alta generación ERNC variable, se estudió el caso de Alemania, España y CAISO (EEUU - California). En términos generales sólo el CAISO enfrenta, actualmente, de manera directa los efectos de las rampas de carga neta con la implementación de un SC el cual es llamado producto de rampas flexibles. En este mismo contexto, los esquemas de regulación varían fuertemente en función de la estructura de mercado de cada país, basada entre otros factores en su historia regulatoria y realidad local. Por tanto, Chile debe diseñar un modelo de SSCC que se ajuste a las necesidades propias del Sistema Eléctrico Nacional.

Estudiando las proyecciones de generación, se registra un crecimiento consistente en la construcción de generación variable, lo cual, sumado a los proyectos en evaluación de impacto ambiental, implica que en un futuro la realidad del sistema será de gran penetración variable. De-

bido a esto, uno de los desafíos técnicos corresponde a que el sistema posea suficiente capacidad de flexibilidad de rampa, lo cual implica la ampliación y/o modificación del mercado de SSCC, la creación de incentivos o la imposición de nuevos requisitos sobre los generadores. De todas las alternativas, a nivel internacional, hay sistemas que han realizado significativos avances en la creación de un nuevo servicio complementario llamado producto de rampas flexibles como parte de su diseño de mercado.

El PRF diseñado e implementado posee un esquema de remuneración, verificación de desempeño, cuantificación de disponibilidad y de declaración de costos para su prestación, convirtiéndolo en un producto de servicio complementario para el sistema eléctrico en Chile. Considerando la implementación en el SING, se demuestra que el PRF opera correctamente considerando las previsiones de carga neta más la incertidumbre asociada para cada intervalo y asigna, asegurando el mínimo costo en base al marginal de PRF, los recursos para satisfacer los requerimientos de rampa del sistema. En otras palabras, se cumplen todas las restricciones de la formulación del PRF agregadas al despacho.

La generación de los recursos no solo considera la señal del PRF, también tiene como principal objetivo satisfacer la demanda total del sistema más las pérdidas por transmisión. Por ello, la optimización ajusta la generación de la mejor manera para satisfacer ambas necesidades y de esta manera quedan recursos para los cuales en algunos periodos las variaciones de la demanda total son prioridad por sobre las variaciones de carga neta. Con PRF la unidad que mayor tiempo está generando rampa ronda el 34 % del día para rampa de subida y el 13 % del día para rampa de bajada. En promedio todas las unidades tienen una duración de rampa de subida de $5,7 \% \pm 7,1 \%$ del día y el $5 \% \pm 3,59 \%$ del día para rampa de bajada.

Cada rampa proporcionada por los recursos de PRF, para cada intervalo comienza desde el valor final de rampa en el intervalo anterior. Así, en intervalos sucesivos un recurso puede hacer seguimiento de la rampa de subida hasta que su potencia máxima lo permita y a tasas definidas por las restricciones de rampas máximas.

El modelo de remuneraciones distribuye las remuneraciones y obligaciones de pago de

manera justa en base al origen de las rampas y quien aporta para solucionarlas. Los que más remuneraciones reciben por concepto de PRF (proporcionar FRU y/o FRD) son aquellos que utilizan combustibles GNL y posteriormente los recursos con combustible carbón y diésel. Así mismo, los recursos que provocan las variabilidades (solares y eólicos) generan pérdidas. Los montos de dinero transados que llegan a un valor total diario de 14569,65[USD] son completamente razonables y no representarían pérdidas mayores para las empresas generadoras debido a que no se comparan con los montos producto de la generación de energía.

Finalmente, los resultados obtenidos respaldan la intención teórica del modelo implementado y confirman que un SC basado en el Producto de Rampas Flexibles es una solución factible para que las variaciones de carga neta, producto de la alta penetración de generación ERNC variable, sean manejables por el Sistema Eléctrico.

6.2. Líneas de trabajo futuros / Comentarios

El modelo de PRF implementado corresponde a un modelo simple y ajustado a la realidad del sistema eléctrico en Chile, lo cual no impide que este se pueda aumentar en alcance y complejizarse en función de los requerimientos específicos de seguridad, confiabilidad y optimización del sistema.

Independiente del PRF, se recomienda que como país se comiencen a considerar horizontes de optimización más reducidos de 5[*min*], 10[*min*] ó 15[*min*]. Al tener grandes cantidades de generación ERNC se debe hacer una caracterización correcta de los perfiles y como se desenvuelve todo el sistema en el corto plazo.

Dadas las características técnicas de los recursos que pueden proporcionar rampa, el PRF fomentaría la construcción e implementación de un sistema de almacenamiento en el SING. Se pueden utilizar centrales de acumulación por bombeo (PHS) que para efectos del PRF funcionan como centrales hidráulicas de embalse y sistemas de baterías (BESS). Se deben incluir este tipo de tecnologías en los estudios del PRF y de integración de ERNC en el sistema eléctrico.

Los perfiles de generación solares utilizados en esta memoria corresponden a perfiles *sin* seguimiento. Si los recursos poseen seguimiento en un eje hacen más desafiantes las rampas que provocan. Si los nuevos parques solares implementan seguimiento ya sea en uno ó dos ejes, el efecto sobre de las rampas de carga neta se debe considerar en estudios futuros.

La implementación real del PRF en el sistema debe considerar la capacidad de coordinación de la rampa de potencia de los recursos. Para tales efectos, se recomienda el estudio de la operación conjunta del PRF con el control automático de generación (AGC), de modo que las rampas sean definidas por el PRF y ejecutadas y controladas por el AGC.

Bibliografía

- [1] CIFES. Energías renovables en el mercado chileno. In *Informe CENTRO DE INNOVACIÓN Y FOMENTO DE LAS ENERGÍAS SUSTENTABLES*, Santiago, mayo de 2016. 1.1, 3.1
- [2] CDECSING. Desempeño ernc. In *Informe Centro de despacho económico de carga del norte grande*, Boletín trimestre 1-2016. 1.1, 3.1
- [3] CAISO/CommPR/HS California ISO. What the duck curve tells us about managing a green grid. Octubre de 2013. 1.1, 3.1
- [4] K. H. Abdul-Rahman, H. Alarian, M. Rothleder, P. Ristanovic, B. Vesovic, and B. Lu. Enhanced system reliability using flexible ramp constraint in caiso market. In *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pages 1–6, July 2012. doi: 10.1109/PESGM.2012.6345371. 1.1, 3.3
- [5] N. Navid and G. Rosenwald. Market solutions for managing ramp flexibility with high penetration of renewable resource. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 3(4):784–790, Oct 2012. ISSN 1949-3029. doi: 10.1109/TSTE.2012.2203615. 1.1, 3.3
- [6] CAISO/M&ID/DT/EK. Flexible ramping product - revised draft final proposal. Technical report, California Independent System Operator, 17 de diciembre de 2015. 1.1, 3.3
- [7] M. A. Bolton Zammit, D. J. Hill, and R. J. Kaye. Designing ancillary services markets for power system security. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(2):675–680, May 2000. ISSN 0885-8950. doi: 10.1109/59.867158. 2.1
- [8] H. Singh and A. Papalexopoulos. Competitive procurement of ancillary services by an independent system operator. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(2):498–504, May 1999. ISSN 0885-8950. doi: 10.1109/59.761872.
- [9] Marija D. Ilic, Frank C. Graves, Lester H. Fink, and Albert M. DiCaprio. A framework for operations in the competitive open access environment. *The Electricity Journal*, 9(3):61–69, 1996. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619096804106>. 2.1
- [10] Y. G. Rebours, D. S. Kirschen, M. Trotignon, and S. Rossignol. A survey of frequency and voltage control ancillary services mdash;part i: Technical features. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(1):350–357, Feb 2007. ISSN 0885-8950. doi: 10.1109/TPWRS.2006.888963. 2.1

- [11] MINISTERIO DE ENERGÍA. Decreto con fuerza de ley 4/20.018. De : 29 de enero de 2015, 12 de mayo de 2006. URL <http://www.leychile.cl/N?i=258171&f=2015-01-29&p=>. 2.2.1
- [12] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. Norma técnica de seguridad y calidad de servicio. Santiago, enero de 2016. 2.2.1
- [13] MINISTERIO DE ENERGÍA. Decreto supremo 130. 31 de diciembre de 2012, 22 de diciembre de 2011. URL <http://www.leychile.cl/N?i=1047565&f=2012-12-31&p=>. 2.2.1, 2.2.1.2, 2.2.1.3
- [14] Hernán Valenzuela M. Presentación: Servicios complementarios. In *CNE*, Noviembre de 2015. (document), 2.1
- [15] República Federal Alemana. Gesetz über die elektrizitäts- und gasversorgung (energie-wirtschaftsgesetz - enwg). 19 de febrero de 2016, 07/07/2005. URL https://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf. 2.3.1
- [16] Republica Federal Alemana. Verordnung über die entgelte für den zugang zu elektrizitäts-versorgungsnetzen (stromnetzentgeltverordnung - stromnev). 21 de diciembre de 2015, 25 de julio de 2005. URL <https://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromnev/gesamt.pdf>. 2.3.1
- [17] EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY (ENTSOE). Continental europe operation handbook. 24 de junio de 2004. URL <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx>. 2.3.1
- [18] REPUBLICA FEDERAL ALEMANA. Verordnung über vereinbarungen zu abschaltbaren lasten (verordnung zu abschaltbaren lasten). 28 de diciembre de 2012. URL <https://www.gesetze-im-internet.de/ablaV/BJNR299800012.html>. 2.3.1
- [19] REPUBLICA FEDERAL ALEMANA. Verordnung zur regelung des verfahrens der beschaffung einer netzreserve sowie zur regelung des umgangs mit geplanten stilllegungen von energierzeugungsanlagen zur gewährleistung der sicherheit und zuverlässigkeit des elektrizitätsversorgungssystems (reservekraftwerksverordnung - reskv). 27 de junio de 2013. URL <http://www.gesetze-im-internet.de/reskv/BJNR194700013.html>. 2.3.1
- [20] CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR CORPORATION. Fifth replacement ferc electric tariff. 25 de abril de 2016. URL http://www.aiso.com/Documents/ConformedTariff_asof_Apr25_2016_v2.pdf. 2.4.1
- [21] JEFATURA DE ESTADO ESPAÑA. Real decreto-ley 5/2005. 19 de junio de 2015, 14 de marzo de 2015. URL <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2005-4172>. 2.5.1
- [22] TURISMO Y COMERCIO ESPAÑA MINISTERIOS DE INDUSTRIA. Real decreto rd 1454/2005. 23 de diciembre de 2005. URL https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2005-21100. 2.5.1

- [23] A. S. Chuang and C. Schwaegerl. Ancillary services for renewable integration. In *Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System, 2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium*, pages 1–1, July 2009. 3.1, 3.3
- [24] R. Sevlian and R. Rajagopal. Detection and statistics of wind power ramps. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(4):3610–3620, Nov 2013. ISSN 0885-8950. doi: 10.1109/TPWRS.2013.2266378. 3.2, 3.2
- [25] J. B. Rosenkranz, C. B. Martinez-Anido, and B. M. Hodge. Analyzing the impact of solar power on multi-hourly thermal generator ramping. In *2016 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*, pages 153–158, April 2016. doi: 10.1109/GreenTech.2016.35. 3.2, 4.1
- [26] C. Kamath. Understanding wind ramp events through analysis of historical data. In *IEEE PES T D 2010*, pages 1–6, April 2010. doi: 10.1109/TDC.2010.5484508. 3.2
- [27] M. Lange U. Focken. Wind power forecasting pilot project in alberta, canada: Final report. May 2008. URL www.uwig.org/Finalreportemsyslv.pdf. 3.2
- [28] CDECSING. Estudio de integración ernc en el sing: Escenarios 2018 y 2021. 2016. (document), 3.2, 5.2.5, 5.4
- [29] CDECSING. Estudio de integración ernc en el sing: Escenario 2017. 2015. 3.2
- [30] Enrique Lobato Miguélez, Ignacio Egido Cortés, Luis Rouco Rodríguez, and Gerardo López Camino. An overview of ancillary services in spain. *Electric Power Systems Research*, 78(3):515 – 523, 2008. ISSN 0378-7796. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2007.03.009>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779607000685>. 3.3
- [31] T. Zheng, J. Zhao, F. Zhao, and E. Litvinov. Operational flexibility and system dispatch. In *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pages 1–3, July 2012. doi: 10.1109/PESGM.2012.6344684. 3.3
- [32] CDECSING. Estudio control de frecuencia y determinación de reservas - informe año 2013. 2013. (document), 3.3, 3.4, 3.5
- [33] Matthias Huber, Desislava Dimkova, and Thomas Hamacher. Integration of wind and solar power in europe: Assessment of flexibility requirements. *Energy*, 69:236 – 246, 2014. ISSN 0360-5442. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.109>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214002680>. 3.3
- [34] M. Milligan E. ela and B. Kirby. Operating reserves and variable generation. 2011. URL <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/51978.pdf>. 3.3, 4.2
- [35] E. Lannoye, M. Milligan, J. Adams, A. Tuohy, H. Chandler, D. Flynn, and M. O’Malley. Integration of variable generation: Capacity value and evaluation of flexibility. In *IEEE PES General Meeting*, pages 1–6, July 2010. doi: 10.1109/PES.2010.5589889. 3.3
- [36] NREL. The importance of flexible electricity supply. In *SOLAR ENERGY TECHNOLOGIES PROGRAM*, volume 1-3 of *Solar Integration Series*, 2011. 3.3

- [37] C. Wu, G. Hug, and S. Kar. A functional approach to assessing flexible ramping products' impact on electricity market. In *Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2015 IEEE Power Energy Society*, pages 1–5, Feb 2015. doi: 10.1109/ISGT.2015.7131912. 3.3
- [38] Jennifer DeCesaro, Kevin Porter, and Michael Milligan. Wind energy and power system operations: A review of wind integration studies to date. *The Electricity Journal*, 22(10):34 – 43, 2009. ISSN 1040-6190. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2009.10.010>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619009002668>. 4.1
- [39] CAISO/GA&EK&DT. Flexible ramping product: Draft final technical appendix. *Technical Appendix Documents*, January 25, 2016. (document), 4.1, 4.2, 4.2
- [40] CDECSING. Propuesta de expansión del sistema de transmisión sing. Septiembre de 2015. 5.2.3, 5.2.7
- [41] CNE. Fijación de precios de nudo de corto plazo de abril 2016. 2016. (document), 5.2.4, 5.3, A.2
- [42] CDECSING. Desempeño ernc. In *Informe Centro de despacho económico de carga del norte grande*, Boletín trimestre 2-2016. (document), 5.3
- [43] N. Kumar, P. Besuner, S. Lefton, and D. Agan and D. Hilleman. Power plant cycling costs. *NREL Technical Monitor: Debra Lew*, April 2012. (document), 5.2.8, C.1

A | Datos de Unidades de generación

Central/Unidad	Pmax[MW]	Pmin[MW]	Consumo [MW]	Max subida [MW/min]	Max bajada [MW/min]	Combustible
TG1A + 0.5 TV1C	194.390	155.000	4.200	1.200	2.500	Gas Natural
TG1A + 0.5 TV1C (Diésel)	196.810	155.000	6.100	1.200	2.500	Diésel
TG1A + TG1B + TV1C	395.900	310.000	6.400	4.900	4.900	Gas Natural
TG1A + TG1B + TV1C (Diésel)	399.700	310.000	6.500	4.900	4.900	Diésel
TG2A + 0.5 TV2C	189.090	155.000	4.200	4.000	2.000	Gas Natural
TG2A + 0.5 TV2C (Diésel)	198.000	155.000	6.100	1.200	2.000	Diésel
TG2A + TG2B + TV2C	384.700	310.000	6.400	4.900	8.000	Gas Natural
TG2A + TG2B + TV2C (Diésel)	400.000	310.000	6.500	4.900	8.000	Diésel
CHAP	10.200	2.000	0.016	6.000	6.000	Agua
CTM1	165.900	90.000	11.000	2.000	1.400	Carbón
CTM2	175.000	90.000	11.000	1.500	1.400	Carbón
CTM3-TG + CTM3-TV	250.750	160.000	7.523	6.000	6.000	Gas Natural
CTM3-TG + CTM3-TV (Diésel)	250.750	160.000	7.523	6.000	6.000	Diésel
CUMMINS	0.722	0.722	0.000	1.000	1.000	Diésel
DEUTZ	1.959	0.653	0.000	1.000	1.000	Diésel
EL AGUILA	2.000	0.000	0.000	-	-	Sol
GMAR	8.400	2.100	0.006	40.000	0.400	Diésel
M1AR	2.997	0.999	0.013	30.000	0.900	Diésel
M2AR	2.924	1.462	0.019	20.000	1.000	Diésel
MAIQ	5.936	5.936	0.300	10.000	10.000	Diésel - Fuel Oil N°6
MIIQ	2.924	1.462	0.028	20.000	10.000	Diésel
MIMB	28.640	6.000	0.036	3.000	0.100	Diésel - Fuel Oil N°6
MSIQ	6.200	6.200	0.300	10.000	10.000	Diésel - Fuel Oil N°6
SUIQ	4.200	1.400	0.023	30.000	30.000	Diésel
SUTA	103.680	8.000	0.000	1.000	1.000	Fuel Oil N°6
TG1	24.698	10.000	0.097	8.500	5.800	Diésel
TG2	24.931	10.000	0.097	8.500	5.800	Diésel
TG3 (Diésel)	37.500	10.000	0.300	8.500	10.000	Diésel
TG3 (Gas Natural)	37.500	10.000	0.300	8.500	5.800	Gas Natural
TGIQ	23.750	10.000	0.190	10.000	10.000	Diésel
U10	37.500	15.000	1.500	6.000	6.000	Fuel Oil N°6
U11	37.500	15.000	1.500	6.000	6.000	Fuel Oil N°6
U12	85.300	50.000	5.720	2.800	2.500	Carbón
U13	85.500	50.000	5.730	1.800	2.200	Carbón
U14	136.400	75.000	8.210	2.000	1.800	Carbón
U15	132.400	75.000	8.340	1.500	2.000	Carbón
U16-TG + U16-TV	400.000	124.000	7.000	7.000	5.000	Gas Natural
U16-TG + U16-TV (Diésel)	400.000	124.000	7.000	7.000	5.000	Diésel
ANG1	259.000	150.000	28.325	1.800	1.800	Carbón
ANG2	259.000	150.000	28.325	1.100	1.200	Carbón
CTH	165.000	100.000	16.200	1.000	1.200	Carbón

Central/Unidad	Pmax[MW]	Pmin[MW]	Consumo [MW]	Max subida [MW/min]	Max bajada [MW/min]	Combustible
TV10-2CC	226.800	117.000	4.000	7.000	7.000	Gas Natural
TV10-CC	113.000	70.000	4.000	7.000	7.000	Gas Natural
INACAL	6.800	0.850	0.022	10.000	10.000	Fuel Oil N°6
ESTANDARTES	1.600	0.000	0.000	20.000	10.000	Diésel
ZOFRI-1-6	0.900	0.360	0.000	1.800	1.800	Diésel
ZOFRI-2-5	5.160	1.030	0.000	10.320	10.320	Diésel
ZOFRI-7-12	4.800	0.800	0.000	1.000	1.000	Diésel
CTTAR	158.000	100.000	9.480	0.750	1.500	Carbón
TGTAR	23.750	8.000	0.100	-	-	Diésel
CTA	167.000	100.000	16.200	1.000	1.000	Carbón
CAVA	2.602	0.500	0.010	10.000	10.000	Agua
NTO1	136.300	65.000	8.860	1.800	2.000	Carbón
NTO2	141.040	65.000	9.170	1.200	1.400	Carbón
INGENOVA	2.000	0.000	0.000	20.000	10.000	Diésel
MHAH	1.190	0.000	0.000	0.000	0.000	Agua
MHT2	1.190	0.000	0.000	0.000	0.000	Agua
NORACID	26.500	0.000	0.000	20.000	20.000	Calor Residual
LA HUAYCA	9.000	0.000	0.000	-	-	Sol
ANDES SOLAR	21.000	0.000	0.000	-	-	Sol
ARICA SOLAR 1	18.000	0.000	0.000	-	-	Sol
ARICA SOLAR 2	22.000	0.000	0.000	-	-	Sol
BLUE SKY	85.000	0.000	0.000	-	-	Sol
BOLERO	146.000	0.000	0.000	-	-	Sol
CSP CERRO DOMINADOR	110.000	0.000	0.000	-	-	Sol
FINIS TERRAE	138.000	0.000	0.000	-	-	Sol
HUATACONDO	98.000	0.000	0.000	-	-	Sol
LA HUAYCA 2	21.000	0.000	0.000	-	-	Sol
MARIA ELENA	68.000	0.000	0.000	-	-	Sol
PAMPA CAMARONES 1	6.000	0.000	0.000	-	-	Sol
PV CERRO DOMINADOR	100.000	0.000	0.000	-	-	Sol
PV QUILLAGUA	100.000	0.000	0.000	-	-	Sol
SOLAR JAMA	30.000	0.000	0.000	-	-	Sol
SOLAR LASCAR	30.000	0.000	0.000	-	-	Sol
SOLAR PARUMA	17.000	0.000	0.000	-	-	Sol
SOLAR PULAR	24.000	0.000	0.000	-	-	Sol
SOLAR SALIN	30.000	0.000	0.000	-	-	Sol
URIBE SOLAR	50.000	0.000	0.000	-	-	Sol
VDLV	90.000	0.000	0.000	-	-	Viento
KELAR 1TG+0.5TV	258.000	116.000	0.000	6.000	6.000	Gas natural
KELAR 2TG+1TV	516.000	232.000	0.000	6.000	6.000	Gas natural
COCHRANE I	259.000	150.000	28.325	3.000	3.000	Carbón
COCHRANE II	259.000	150.000	28.325	3.000	3.000	Carbón
PAS2	7.500	0.000	0.000	-	-	Sol
PAS3	16.000	0.000	0.000	-	-	Sol
TECNET 1-6	3.000	2.100	0.000	-	-	Sol
IEM	375.000	225.000	37.500	-	-	Carbón

Tabla A.1: Datos técnicos de generación del SING.
(Fuente: CDEC-SING.)

ANEXO A. DATOS DE UNIDADES DE GENERACIÓN

Central/Unidad	Unidad Heat Rate Incr	Heat Rate Incr	Unidad Fuel Price	Fuel Price	VO&M Charge [USD/MWh]
TG1A + 0.5 TV1C	[MBtu/MWh]	7.503	[USD/MBtu]	7.300	4.390
TG1A + 0.5 TV1C (Diésel)	[m3/MWh]	0.215	[USD/m3]	337.200	7.830
TG1A + TG1B + TV1C	[MBtu/MWh]	7.503	[USD/MBtu]	7.300	4.390
TG1A + TG1B + TV1C (Diésel)	[m3/MWh]	0.215	[USD/m3]	337.200	7.830
TG2A + 0.5 TV2C	[MBtu/MWh]	7.503	[USD/MBtu]	7.300	4.390
TG2A + 0.5 TV2C (Diésel)	[m3/MWh]	0.215	[USD/m3]	337.200	7.830
TG2A + TG2B + TV2C	[MBtu/MWh]	7.503	[USD/MBtu]	7.300	4.390
TG2A + TG2B + TV2C (Diésel)	[m3/MWh]	0.215	[USD/m3]	337.200	7.830
CHAP	-	0.000	-	0.000	0.000
CTM1	[ton/MWh]	0.435	[USD/ton]	63.800	2.080
CTM2	[ton/MWh]	0.415	[USD/ton]	63.800	2.560
CTM3-TG + CTM3-TV	[MBtu/MWh]	7.109	[USD/MBtu]	4.860	4.650
CTM3-TG + CTM3-TV (Diésel)	[m3/MWh]	0.248	[USD/m3]	301.800	7.210
CUMMINS	[m3/MWh]	0.353	[USD/m3]	304.700	14.000
DEUTZ	[m3/MWh]	0.388	[USD/m3]	304.700	15.000
EL AGUILA	-	0.000	-	0.000	6.000
GMAR	[m3/MWh]	0.295	[USD/m3]	311.400	9.200
M1AR	[m3/MWh]	0.302	[USD/m3]	311.400	9.200
M2AR	[m3/MWh]	0.301	[USD/m3]	311.400	9.200
MAIQ	[ton/MWh]	0.257	[USD/ton]	237.700	7.900
MIIQ	[m3/MWh]	0.302	[USD/m3]	297.900	9.900
MIMB	[ton/MWh]	0.237	[USD/ton]	406.700	22.990
MSIQ	[ton/MWh]	0.228	[USD/ton]	236.100	4.700
SUIQ	[m3/MWh]	0.326	[USD/m3]	297.900	9.900
SUTA	[ton/MWh]	0.225	[USD/ton]	212.500	12.660
TG1	[m3/MWh]	0.398	[USD/m3]	303.000	0.990
TG2	[m3/MWh]	0.398	[USD/m3]	303.000	0.990
TG3 (Diésel)	[m3/MWh]	0.314	[USD/m3]	303.000	0.990
TG3 (Gas Natural)	[MBtu/MWh]	12.378	[USD/MBtu]	4.860	0.990
TGIQ	[m3/MWh]	0.381	[USD/m3]	297.900	1.700
U10	[ton/MWh]	0.297	[USD/ton]	206.800	1.190
U11	[ton/MWh]	0.297	[USD/ton]	206.800	1.190
U12	[ton/MWh]	0.511	[USD/ton]	59.900	2.970
U13	[ton/MWh]	0.489	[USD/ton]	59.900	2.970
U14	[ton/MWh]	0.451	[USD/ton]	59.900	2.000
U15	[ton/MWh]	0.434	[USD/ton]	59.900	2.000
U16-TG + U16-TV	[MBtu/MWh]	6.870	[USD/MBtu]	3.900	6.370
U16-TG + U16-TV (Diésel)	[m3/MWh]	0.195	[USD/m3]	303.000	85.350
ANG1	[ton/MWh]	0.419	[USD/ton]	61.900	5.630
ANG2	[ton/MWh]	0.419	[USD/ton]	61.900	4.220
CTH	[ton/MWh]	0.386	[USD/ton]	65.200	5.740
TV10-2CC	[MBtu/MWh]	7.000	[USD/MBtu]	4.000	0.540
TV10-CC	[MBtu/MWh]	7.000	[USD/MBtu]	4.000	0.350
INACAL	[ton/MWh]	0.231	[USD/ton]	553.900	9.060
ESTANDARTES	[m3/MWh]	0.260	[USD/m3]	324.400	17.280
ZOFRI-1-6	[m3/MWh]	0.263	[USD/m3]	324.400	19.390
ZOFRI-2-5	[m3/MWh]	0.260	[USD/m3]	324.400	17.510
ZOFRI-7-12	[m3/MWh]	0.231	[USD/m3]	324.400	19.390
CTTAR	[ton/MWh]	0.446	[USD/ton]	68.600	1.400
TGTAR	[m3/MWh]	0.393	[USD/m3]	320.200	0.410

Central/Unidad	Unidad Heat Rate Incr	Heat Rate Incr	Unidad Fuel Price	Fuel Price	VO&M Charge [USD/MWh]
CTA	[ton/MWh]	0.397	[USD/ton]	59.300	5.910
CAVA	-	0.000	-	0.000	0.000
NTO1	[ton/MWh]	0.401	[USD/ton]	58.400	1.660
NTO2	[ton/MWh]	0.397	[USD/ton]	58.400	1.630
INGENOVA	[m3/MWh]	0.309	[USD/m3]	533.800	14.150
MHAH	-	0.000	-	0.000	0.000
MHT2	-	0.000	-	0.000	0.000
NORACID	-	-	-	-	1.980
LA HUAYCA	-	0.000	-	0.000	6.000
ANDES SOLAR	-	0.000	-	0.000	6.000
ARICA SOLAR 1	-	0.000	-	0.000	6.000
ARICA SOLAR 2	-	0.000	-	0.000	6.000
BLUE SKY	-	0.000	-	0.000	6.000
BOLERO	-	0.000	-	0.000	6.000
CSP CERRO DOMINADOR	-	0.000	-	0.000	6.000
FINIS TERRAE	-	0.000	-	0.000	6.000
HUATACONDO	-	0.000	-	0.000	6.000
LA HUAYCA 2	-	0.000	-	0.000	6.000
MARIA ELENA	-	0.000	-	0.000	6.000
PAMPA CAMARONES 1	-	0.000	-	0.000	6.000
PV CERRO DOMINADOR	-	0.000	-	0.000	6.000
PV QUILLAGUA	-	0.000	-	0.000	6.000
SOLAR JAMA	-	0.000	-	0.000	6.000
SOLAR LASCAR	-	0.000	-	0.000	6.000
SOLAR PARUMA	-	0.000	-	0.000	6.000
SOLAR PULAR	-	0.000	-	0.000	6.000
SOLAR SALIN	-	0.000	-	0.000	6.000
URIBE SOLAR	-	0.000	-	0.000	6.000
VDLV	-	0.000	-	0.000	7.700
KELAR 1TG+0.5TV	[MBtu/MWh]	7.208	[USD/MBtu]	8.160	3.200
KELAR 2TG+1TV	[MBtu/MWh]	7.208	[USD/MBtu]	8.160	3.200
COCHRANE I	[ton/MWh]	0.425	[USD/ton]	95.320	6.000
COCHRANE II	[ton/MWh]	0.425	[USD/ton]	95.320	6.000
PAS2	-	0.000	-	0.000	6.000
PAS3	-	0.000	-	0.000	6.000
TECNET 1-6	-	0.249	-	474.3	16.070
IEM	[ton/MWh]	0.397	[USD/ton]	95.320	6.000

Tabla A.2: Costos variables de centrales térmicas del SING.
(Fuente: Informe Técnico Definitivo SING - abril de 2016 [41].)

B | Sistema de Transmisión

Línea	Desde	Hasta	Flujo max [MW]	R (pu)	X (pu)
Alto Hospicio 110->Cerro Dragon 110	Alto Hospicio 110	Cerro Dragon 110	104.4	0.00294	0.00728
Andes 220->Nueva Zaldivar 220	Andes 220	Nueva Zaldivar 220	727.8	0.00356	0.0258
Andes 220->Oeste 220	Andes 220	Oeste 220	277	0.00709	0.03265
Andes 345->Andes 220	Andes 345	Andes 220	750	0	0.0152
Angamos 220->Laberinto 220 I	Angamos 220	Laberinto 220	700	0.00736	0.08423
Angamos 220->Laberinto 220 II	Angamos 220	Laberinto 220	700	0.00736	0.08423
Antofagasta 013->Antofagasta 110	Antofagasta 013	Antofagasta 110	30	0	0.38554
Antofagasta 110->Capricornio 110	Antofagasta 110	Capricornio 110	137.2	0.03034	0.09858
Antofagasta 110->Desalant 110	Antofagasta 110	Desalant 110	121.9	0.01497	0.03735
Antofagasta 110->La Negra 110	Antofagasta 110	La Negra 110	121.9	0.02507	0.0622
Arica 110->Arica 066	Arica 110	Arica 066	30	0	0.197
Arica 110->Vitor 110	Arica 110	Vitor 110	34.6	0.13	0.182
Barril 110->Mantos de la Luna 110	Barril 110	Mantos de la Luna 110	70.7	0.06034	0.08792
Barril 220->Barril 110	Barril 220	Barril 110	30	0	0.4
Barril 220->La Cruz 220	Barril 220	La Cruz 220	426.8	0.0021	0.017
Capricornio 110->El Negro 110	Capricornio 110	El Negro 110	137.2	0.04009	0.12594
Capricornio 220->Capricornio 110	Capricornio 220	Capricornio 110	240	0	0.241995
Capricornio 220->Mantos Blancos 220	Capricornio 220	Mantos Blancos 220	377.2	0.00265	0.01356
CD Antofagasta 013->Antofagasta 013	CD Antofagasta 013	Antofagasta 013	28	0.10574	0.18278
CD Arica 066->Arica 066	CD Arica 066	Arica 066	41	0.04666	0.06617
CD Iquique 066->Iquique 066	CD Iquique 066	Iquique 066	48	0.00872	0.01497
Central Atacama 220->Domeyko 220	Central Atacama 220	Domeyko 220	246	0.02097	0.087
Central Atacama 220->Encuentro 220	Central Atacama 220	Encuentro 220	386	0.00756	0.0477
Central Atacama 220->Esmeralda 220	Central Atacama 220	Esmeralda 220	197.4	0.01283	0.05876
Chacaya 110->GNL Mejillones 110	Chacaya 110	GNL Mejillones 110	121.9	0.003	0.009
Chacaya 220->Capricornio 220	Chacaya 220	Capricornio 220	377.2	0.0083	0.04239
Chacaya 220->Chacaya 110	Chacaya 220	Chacaya 110	100	0	0.1
Chacaya 220->Crucero 220	Chacaya 220	Crucero 220	327.7	0.03152	0.13169
Chacaya 220->El Cobre 220	Chacaya 220	El Cobre 220	700	0.006	0.05648
Chacaya 220->Mejillones 220	Chacaya 220	Mejillones 220	377.2	0.00022	0.0011
Chacaya 220->Molycop 220	Chacaya 220	Molycop 220	327.7	0	0.0006
Chapiquina 066->El Aguila 066	Chapiquina 066	El Aguila 066	32.4	0.20165	0.35378
Chuquicamata 110->A 110	Chuquicamata 110	A 110	198.1	0.00001	0.00001
Chuquicamata 110->KM6 110	Chuquicamata 110	KM6 110	111.1	0.0057	0.0239
Chuquicamata 220->Chuquicamata 110	Chuquicamata 220	Chuquicamata 110	240	0	0.05833
Collahuasi 220->Quebrada Blanca 220	Collahuasi 220	Quebrada Blanca 220	197.4	0.00311	0.02014
Condores 110->Alto Hospicio 110	Condores 110	Alto Hospicio 110	104.4	0.00341	0.00843
Condores 110->Pacífico 110	Condores 110	Pacífico 110	104.4	0.01454	0.03545

Línea	Desde	Hasta	Flujo max [MW]	R (pu)	X (pu)
Condores 110->Palafitos 110	Condores 110	Palafitos 110	104.4	0.01105	0.02735
Condores 220->Condores 110	Condores 220	Condores 110	195	0	0.071
Condores 220->Parinacota 220	Condores 220	Parinacota 220	197.4	0.04108	0.18821
Crucero 220->Chuquicamata 220	Crucero 220	Chuquicamata 220	442	0.00744	0.05953
Crucero 220->El Abra 220	Crucero 220	El Abra 220	457.3	0.01244	0.08454
Crucero 220->Encuentro 220	Crucero 220	Encuentro 220	1000	0.00004	0.00038
Crucero 220->Laberinto 220 I	Crucero 220	Laberinto 220	293	0.02199	0.11269
Crucero 220->Laberinto 220 II	Crucero 220	Laberinto 220	377	0.01992	0.11003
Crucero 220->Radomiro Tomic 220	Crucero 220	Radomiro Tomic 220	457.3	0.0101	0.06883
Crucero 220->Salar 220	Crucero 220	Salar 220	442	0.00791	0.06359
Desalant 110->Pampa 110	Desalant 110	Pampa 110	121.9	0.02668	0.06658
Dolores 110->Pozo Almonte 110	Dolores 110	Pozo Almonte 110	34.6	0.1941	0.27206
Domeyko 220->Escondida 220	Domeyko 220	Escondida 220	245.8	0.00145	0.00601
Domeyko 220->Laguna Seca 220	Domeyko 220	Laguna Seca 220	245.8	0.00287	0.01117
Domeyko 220->Sulfuros 220	Domeyko 220	Sulfuros 220	293	0.00021	0.00085
El Aguila 066->Arica 066	El Aguila 066	Arica 066	32.4	0.25615	0.44939
El Cobre 220->Gaby 220	El Cobre 220	Gaby 220	327.7	0.01022	0.04649
El Negro 110->Alto Norte 110	El Negro 110	Alto Norte 110	137.2	0.00769	0.02417
Encuentro 220->El Tesoro 220	Encuentro 220	El Tesoro 220	327.7	0.01967	0.07743
Encuentro 220->Ministro Hales 220	Encuentro 220	Ministro Hales 220	216	0.0122	0.0634
Encuentro 220->Sierra Gorda 220	Encuentro 220	Sierra Gorda 220	225.2	0.00609	0.03172
Encuentro 220->Spence 220	Encuentro 220	Spence 220	318	0.01011	0.0562
Esmeralda 110->Centro 110	Esmeralda 110	Centro 110	104.4	0.00069	0.00179
Esmeralda 110->La Portada 110	Esmeralda 110	La Portada 110	104.4	0.02956	0.08539
Esmeralda 110->Sur 110	Esmeralda 110	Sur 110	104.4	0.00772	0.02286
Esmeralda 110->Uribe 110	Esmeralda 110	Uribe 110	104.4	0.02865	0.08346
Esmeralda 220->Esmeralda 110	Esmeralda 220	Esmeralda 110	195	0	0.071
Esperanza 220->El Cobre 220 I	Esperanza 220	El Cobre 220	179.1	0.01503	0.0707
Esperanza 220->El Cobre 220 II	Esperanza 220	El Cobre 220	179.1	0.01503	0.0707
Esperanza 220->El Tesoro 220	Esperanza 220	El Tesoro 220	293.4	0.00258	0.01072
Iquique 066->Pozo Almonte 066	Iquique 066	Pozo Almonte 066	41	0.10511	0.18246
La Cruz 220->Crucero 220	La Cruz 220	Crucero 220	426.8	0.0006	0.0048
La Negra 110->Alto Norte 110	La Negra 110	Alto Norte 110	122	0.00627	0.01555
Laberinto 220->El Cobre 220	Laberinto 220	El Cobre 220	361	0.00039	0.00214
Laberinto 220->Lomas Bayas 220	Laberinto 220	Lomas Bayas 220	272.1	0.0019	0.0086
Laberinto 220->Mantos Blancos 220	Laberinto 220	Mantos Blancos 220	272.1	0.01307	0.06023
Laberinto 220->Nueva Zaldivar 220 I	Laberinto 220	Nueva Zaldivar 220	293	0.01566	0.08025
Laberinto 220->Nueva Zaldivar 220 II	Laberinto 220	Nueva Zaldivar 220	377	0.01093	0.06039
Lagunas 220->Lagunas 023	Lagunas 220	Lagunas 023	93	0	0.79556
Lagunas 220->Pozo Almonte 220	Lagunas 220	Pozo Almonte 220	194.7	0.01445	0.06037
Mejillones 110->Enaex 110	Mejillones 110	Enaex 110	183	0.0026	0.00399
Mejillones 110->Lince 110	Mejillones 110	Lince 110	28.6	0.09632	0.24004
Mejillones 220->Mejillones 110	Mejillones 220	Mejillones 110	100	0	0.13238
Mejillones 220->O'higgins 220	Mejillones 220	O'higgins 220	261	0.01298	0.0475
Minsal 110->Minsal 023	Minsal 110	Minsal 023	122	0	0.3365
Norgener 220->Barril 220	Norgener 220	Barril 220	426.8	0.00085	0.007
Nueva Zaldivar 220->Escondida 220	Nueva Zaldivar 220	Escondida 220	293	0.00232	0.01189
Nueva Zaldivar 220->Sulfuros 220	Nueva Zaldivar 220	Sulfuros 220	293	0.00268	0.01099
Nueva Zaldivar 220->Zaldivar 220	Nueva Zaldivar 220	Zaldivar 220	308.7	0.00003	0.00017
Oeste 110->Minsal 110	Oeste 110	Minsal 110	41.2	0.05779	0.1154
Oeste 220->Laberinto 220	Oeste 220	Laberinto 220	272.1	0.01589	0.0731
Oeste 220->Oeste 110	Oeste 220	Oeste 110	55	0	0.27091
O'higgins 220->Palestina 220	O'higgins 220	Palestina 220	246	0.0082	0.03281
Palestina 220->Domeyko 220	Palestina 220	Domeyko 220	246	0.01072	0.04288

Línea	Desde	Hasta	Flujo max [MW]	R (pu)	X (pu)
Pampa 110->Mejillones 110	Pampa 110	Mejillones 110	122	0.04074	0.10166
Parinacota 066->Chinchorro 066	Parinacota 066	Chinchorro 066	62.6	0.0104	0.0289
Parinacota 066->Pukara 066	Parinacota 066	Pukara 066	61.8	0.01998	0.03709
Parinacota 066->Quiani 066	Parinacota 066	Quiani 066	62.6	0.049	0.07396
Parinacota 220->Parinacota 066	Parinacota 220	Parinacota 066	120	0	0.1099
Pozo Almonte 066->Tamarugal 066	Pozo Almonte 066	Tamarugal 066	29.2	0.14397	0.21464
Pozo Almonte 110->Cerro Colorado 110	Pozo Almonte 110	Cerro Colorado 110	164	0.05031	0.2012
Pozo Almonte 110->Pozo Almonte 066	Pozo Almonte 110	Pozo Almonte 066	30	0	0.1975
Pozo Almonte 220->Pozo Almonte 110	Pozo Almonte 220	Pozo Almonte 110	200	0	0.13275
Pozo Almonte 220->Pozo Almonte 13.8	Pozo Almonte 220	Pozo Almonte 13.8	50	0	0.36875
Quiani 066->Arica 066	Quiani 066	Arica 066	41	0.04666	0.06617
Salar 110->Calama 110	Salar 110	Calama 110	175	0.00974	0.05629
Salar 110->KM6 110	Salar 110	KM6 110	111.1	0.00125	0.00332
Salar 220->Chuquicamata 220	Salar 220	Chuquicamata 220	442	0.00134	0.01075
Salar 220->Salar 110	Salar 220	Salar 110	120	0	0.07083
Salta 345->Andes 345	Salta 345	Andes 345	776.8	0.00963	0.1203
Tarapaca 220->Condores 220	Tarapaca 220	Condores 220	197.4	0.0129	0.05911
Tarapaca 220->Lagunas 220	Tarapaca 220	Lagunas 220	254.2	0.00283	0.02264
Tocopilla 110->Tocopilla 005	Tocopilla 110	Tocopilla 005	100	0	0.02167
Tocopilla 220->Tocopilla 110	Tocopilla 220	Tocopilla 110	245.78	0	0.0716
Vitor 110->Dolores 110	Vitor 110	Dolores 110	34.6	0.33	0.289
Zaldivar 220->Escondida 220	Zaldivar 220	Escondida 220	293	0.00207	0.01141
El Loa 220->Crucero 220	El Loa 220	Crucero 220	419	0.00058	0.00415
Tamaya 110->A 110	Tamaya 110	A 110	145	0.123357	0.418829
Tamaya 110->Salar 110	Tamaya 110	Salar 110	145	0.12944	0.40168
Tocopilla 110->A 110	Tocopilla 110	A 110	158.7	0.06904	0.2344
Tocopilla 110->Tamaya 110	Tocopilla 110	Tamaya 110	158.7	0.0114462	0.026796
Tocopilla 220->El Loa 220	Tocopilla 220	El Loa 220	490	0.00373	0.02672
Crucero 220->Lagunas 220	Crucero 220	Lagunas 220	183	0.03203	0.14822
Crucero 220->Nueva Victoria 220	Crucero 220	Nueva Victoria 220	183	0.03257	0.13609
Encuentro 220->Collahuasi 220	Encuentro 220	Collahuasi 220	303.7	0.03717	0.16965
Encuentro 220->Collahuasi 220 II	Encuentro 220	Collahuasi 220	170.7	0.03717	0.16965
Lagunas 220->Collahuasi 220	Lagunas 220	Collahuasi 220	342	0.03203	0.14178
Nueva Victoria 220->Lagunas 220	Nueva Victoria 220	Lagunas 220	183	0.00334	0.01397
Angamos 220->Kapatur 220	Angamos 220	Kapatur 220	700	0.00005	0.0005
Antucoya 220->Nueva Encuentro 220	Antucoya 220	Nueva Encuentro 220	386	0.025	0.015
Calama 220->Calama 110	Calama 220	Calama 110	150	0	0.066
Central Atacama 220->Antucoya 220	Central Atacama 220	Antucoya 220	386	0.01088	0.0633
Central Atacama 220->Nueva Encuentro 220	Central Atacama 220	Nueva Encuentro 220	386	0.013	0.077
Central Atacama 220->Ohiggins 220	Central Atacama 220	Ohiggins 220	492	0.0026	0.026
Cochrane 220->Encuentro 220	Cochrane 220	Encuentro 220	649.3	0.0029	0.03322
Crucero 220 -> Nueva Crucero Encuentro 220	Crucero 220	Nueva Crucero Encuentro 220	1000	0.00004	0.00038
El Loa -> Nueva Crucero Encuentro 220	El Loa 220	Nueva Crucero Encuentro 220	419.2	0.00058	0.00415
Encuentro 220->Lagunas 220 I	Encuentro 220	Lagunas 220	290	0.03203	0.21278
Encuentro 220->Lagunas 220 II	Encuentro 220	Lagunas 220	290	0.03203	0.21278
Encuentro 220->Pampa Lina 220	Encuentro 220	Pampa Lina 220	318	0.0097	0.054
Kapatur 220->Laberinto 220	Kapatur 220	Laberinto 220	700	0.00368	0.0421
Kapatur 220->Ohiggins 220 I	Kapatur 220	Ohiggins 220	350	0.005	0.05
Kapatur 220->Ohiggins 220 II	Kapatur 220	Ohiggins 220	350	0.005	0.05
Los Changos 220 -> Kapatur 220	Los Changos 220	Kapatur 220	1500	0.0003	0.0012
Los Changos 500 -> Los Changos 220	Los Changos 500	Los Changos 220	750	0.0013	0.013
Los Changos 500 -> Los Changos 220 II	Los Changos 500	Los Changos 220	1500	0.00065	0.0065
Los Changos 500 ->Nueva Crucero Encuentro 500	Los Changos 500	Nueva Crucero Encuentro 500	1500	0.001	0.01
María Elena 220 -> Lagunas 220	María Elena 220	Lagunas 220	183	0.0307	0.142

Línea	Desde	Hasta	Flujo max [MW]	R (pu)	X (pu)
Nueva Crucero Encuentro 220 -> Chuquicamata 220	Nueva Crucero Encuentro 220	Chuquicamata 220	442	0.00744	0.05953
Nueva Crucero Encuentro 220 -> Encuentro 220	Nueva Crucero Encuentro 220	Encuentro 220	1000	0.00004	0.00038
Nueva Crucero Encuentro 220 -> Laberinto 220 C1	Nueva Crucero Encuentro 220	Laberinto 220	293	0.02199	0.11269
Nueva Crucero Encuentro 220 -> Laberinto 220 C2	Nueva Crucero Encuentro 220	Laberinto 220	377	0.01992	0.11003
Nueva Crucero Encuentro 220 -> Nueva Victoria 220	Nueva Crucero Encuentro 220	Nueva Victoria 220	183	0.03257	0.13609
Nueva Crucero Encuentro 220 -> Salar 220	Nueva Crucero Encuentro 220	Salar 220	442	0.00791	0.06359
Nueva Crucero Encuentro 220->María Elena 220	Nueva Crucero Encuentro 220	María Elena 220	183	0.00129	0.006
Nueva Encuentro 220->Encuentro 220 C1	Nueva Encuentro 220	Encuentro 220	386	0.003	0.077
Nueva Zaldivar 220->OGP1 220	Nueva Zaldivar 220	OGP1 220	293	0.0031	0.019
NuevaCruceroEncuentro500->NuevaCruceroEncuentro220	Nueva Crucero Encuentro 500	Nueva Crucero Encuentro 220	1500	0.00065	0.0065
OGP1 220->Domeyko 220	OGP1 220	Domeyko 220	293	0.0022	0.0132
Ohiggins 220->Coloso 220	Ohiggins 220	Coloso 220	245.8	0.00669	0.0279
Ohiggins 220->Domeyko 220	Ohiggins 220	Domeyko 220	492	0.0057	0.057
Pampa Lina 220->Sierra Gorda 220	Pampa Lina 220	Sierra Gorda 220	115.1	0.002532	0.01159
Pampa Lina 220->Spence 220	Pampa Lina 220	Spence 220	318.2	0.00037	0.002
Salar 220->Calama 220	Salar 220	Calama 220	330.4	0.0023	0.0132

Tabla B.1: Sistema de transmisión del modelo.
(Fuente: Instalaciones incluidas en Decretos de Expansión Troncal.)

C | Ofertas de Rampa

FRD	FRU	CVC[USD/MWh]	CRampa [USD/MWh]	PrecioOfertaRampa [USD/MWh]
ANG1	ANG1	25.94	2.45	28.39
ANG2	ANG2	25.94	2.45	28.39
COCHRANEI	COCHRANEI	40.51	2.45	42.96
COCHRANEII	COCHRANEII	40.51	2.45	42.96
CTA	CTA	23.54	2.45	25.99
CTH	CTH	25.17	2.45	27.62
CTM1	CTM1	27.75	2.45	30.20
CTM2	CTM2	26.48	2.45	28.93
CTM3-TG+CTM3-TV(Diesel)	CTM3-TG+CTM3-TV(Diesel)	74.85	0.3	75.15
CTM3-TG+CTM3-TV	CTM3-TG+CTM3-TV	34.55	0.64	35.19
CTTAR	CTTAR	30.60	2.45	33.05
CUMMINS	CUMMINS	107.56	0.3	107.86
DEUTZ	DEUTZ	118.22	0.3	118.52
ESTANDARTES	ESTANDARTES	84.34	0.3	84.64
GMAR	GMAR	91.86	0.3	92.16
IEM	IEM	37.84	2.45	40.29
INACAL	INACAL	127.95	0.3	128.25
INGENOVA	INGENOVA	164.94	0.3	165.24
KELAR1TG+0.5TV	KELAR1TG+0.5TV	58.82	0.64	59.46
KELAR2TG+1TV	KELAR2TG+1TV	58.82	0.64	59.46
M1AR	M1AR	94.04	0.3	94.34
M2AR	M2AR	93.73	0.3	94.03
MAIQ	MAIQ	61.09	0.3	61.39
MIIQ	MIIQ	89.97	0.3	90.27
MIMB	MIMB	96.39	0.3	96.69
MSIQ	MSIQ	53.83	0.3	54.13
NTO1	NTO1	23.42	2.45	25.87
NTO2	NTO2	23.18	2.45	25.63
SUIQ	SUIQ	97.12	0.3	97.42
SUTA	SUTA	47.81	0.3	48.11
TG1	TG1	120.59	0.3	120.89
TG1A+0.5TV1C(Diesel)	TG1A+0.5TV1C(Diesel)	72.50	0.3	72.80
TG1A+0.5TV1C	TG1A+0.5TV1C	54.77	2.45	57.22
TG1A+TG1B+TV1C(Diesel)	TG1A+TG1B+TV1C(Diesel)	72.50	0.3	72.80
TG1A+TG1B+TV1C	TG1A+TG1B+TV1C	54.77	2.45	57.22

FRD	FRU	CVC [USD/MWh]	CRampa [USD/MWh]	PrecioOfertaRampa [USD/MWh]
TG2	TG2	120.59	0.3	120.89
TG2A+0.5TV2C(Diesel)	TG2A+0.5TV2C(Diesel)	72.50	0.3	72.80
TG2A+0.5TV2C	TG2A+0.5TV2C	54.77	2.45	57.22
TG2A+TG2B+TV2C(Diesel)	TG2A+TG2B+TV2C(Diesel)	72.50	0.3	72.80
TG2A+TG2B+TV2C	TG2A+TG2B+TV2C	54.77	2.45	57.22
TG3(Diesel)	TG3(Diesel)	95.14	0.3	95.44
TG3(GasNatural)	TG3(GasNatural)	60.16	2.45	62.61
TGIQ	TGIQ	113.50	0.3	113.80
TGTAR	TGTAR	125.84	0.3	126.14
U10	U10	61.42	0.3	61.72
U11	U11	61.42	0.3	61.72
U12	U12	30.61	2.45	33.06
U13	U13	29.29	2.45	31.74
U14	U14	27.01	2.45	29.46
U15	U15	26.00	2.45	28.45
U16-TG+U16-TV(Diesel)	U16-TG+U16-TV(Diesel)	59.09	0.3	59.39
U16-TG+U16-TV	U16-TG+U16-TV	26.79	0.64	27.43
ZOFRI-1-6	ZOFRI-1-6	85.29	0.3	85.59
ZOFRI-2-5	ZOFRI-2-5	84.32	0.3	84.62
ZOFRI-7-12	ZOFRI-7-12	74.91	0.3	75.21

Tabla C.1: Precio de las ofertas de rampa.
(Fuente: CDECSING y referencia [43].)

D | Resultados Escenario 1: E1 1hBA-SE

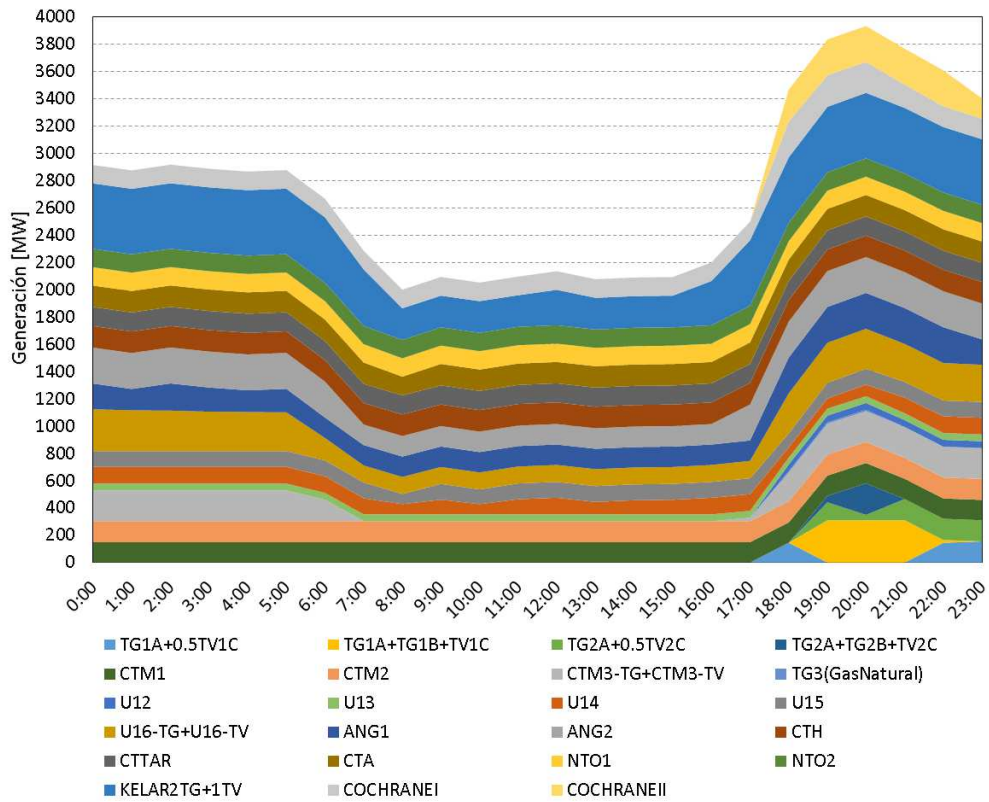


Figura D.1: Generación de los recursos despachados. (Fuente: Elaboración Propia.)

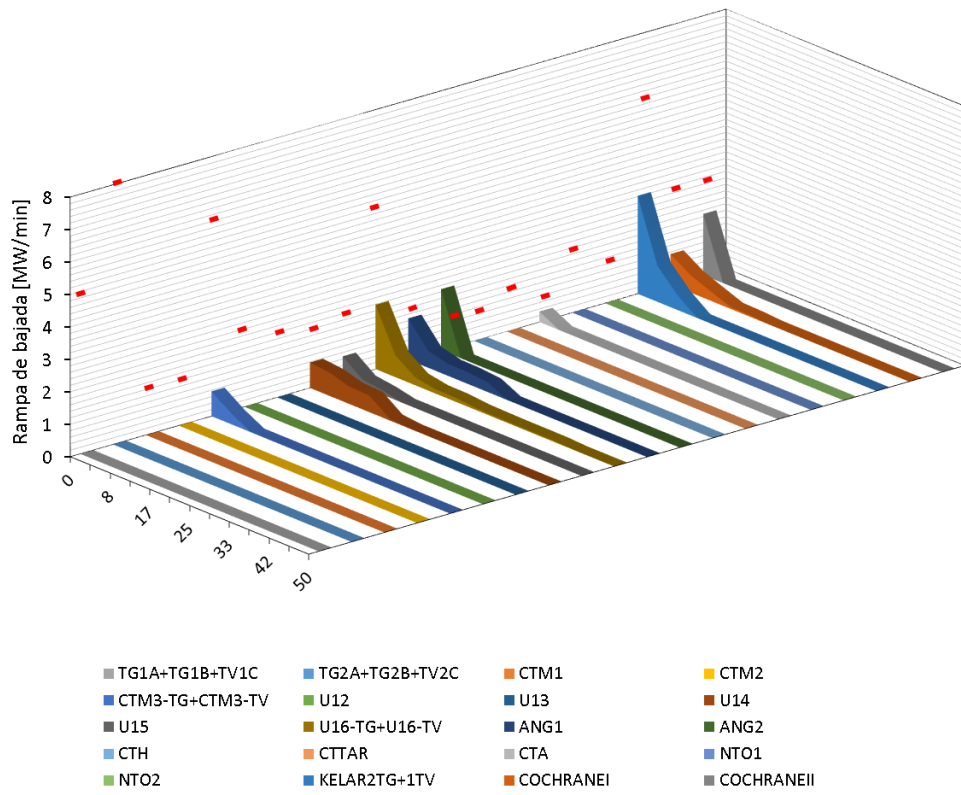


Figura D.2: Curva de duración de rampas de generación de bajada.
(Fuente: Elaboración Propia.)

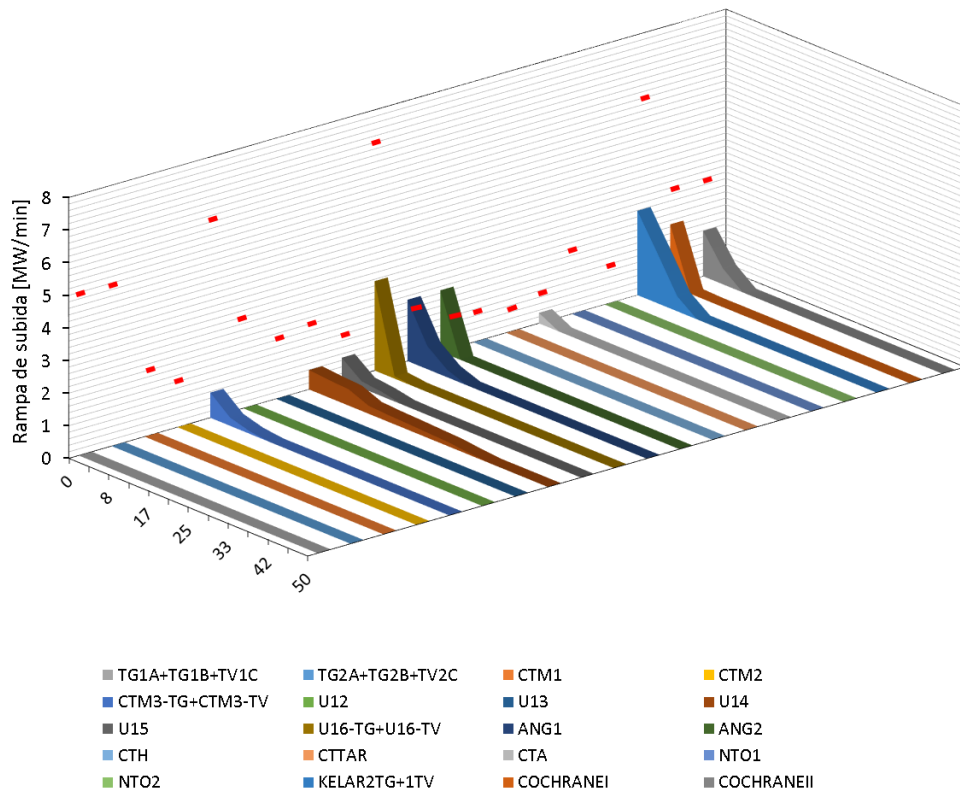


Figura D.3: Curva de duración de rampas de generación de subida.
(Fuente: Elaboración Propia.)

E | Resultados Escenario 2: E2 5mRR

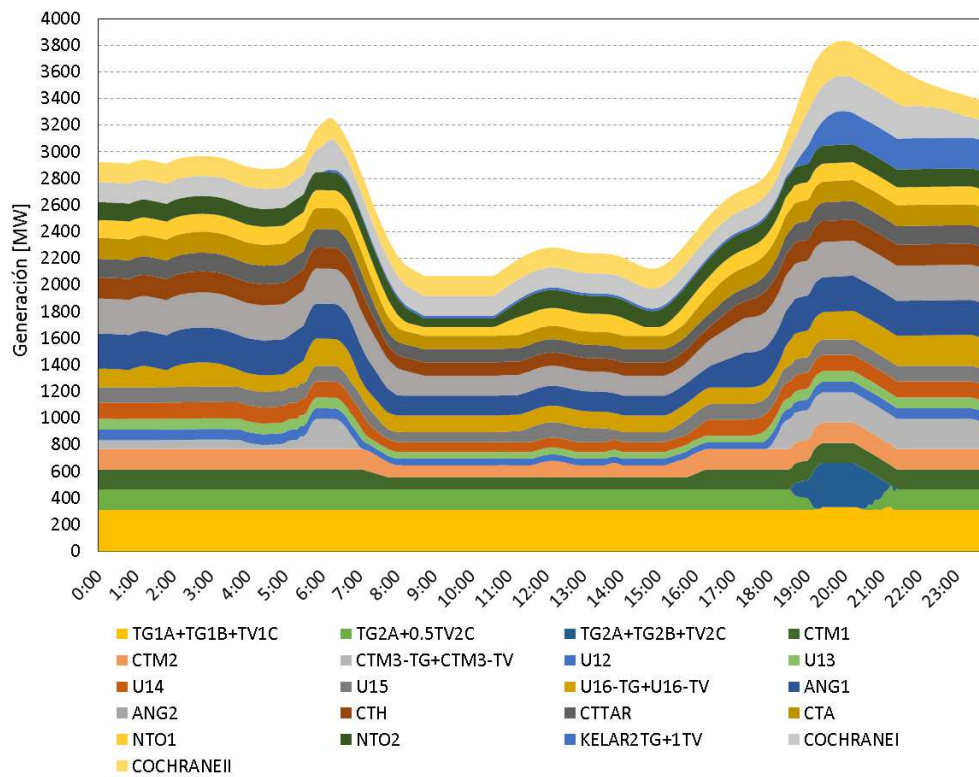


Figura E.1: Generación de los recursos despachados.
(Fuente: Elaboración Propia.)

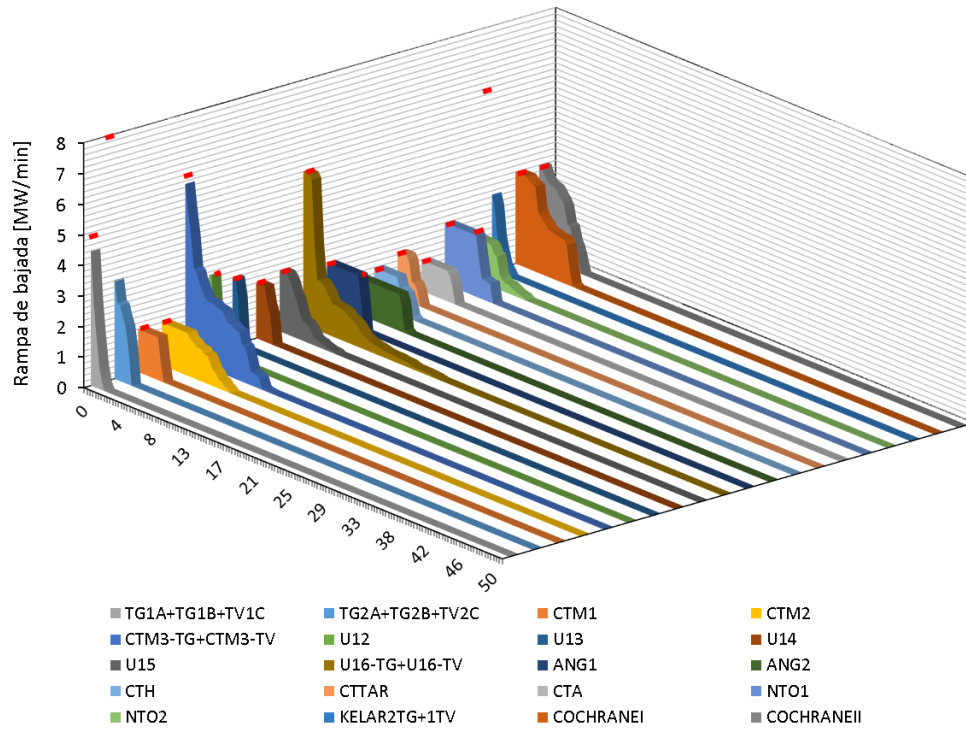


Figura E.2: Curva de duración de rampas de generación de bajada.
(Fuente: Elaboración Propia.)

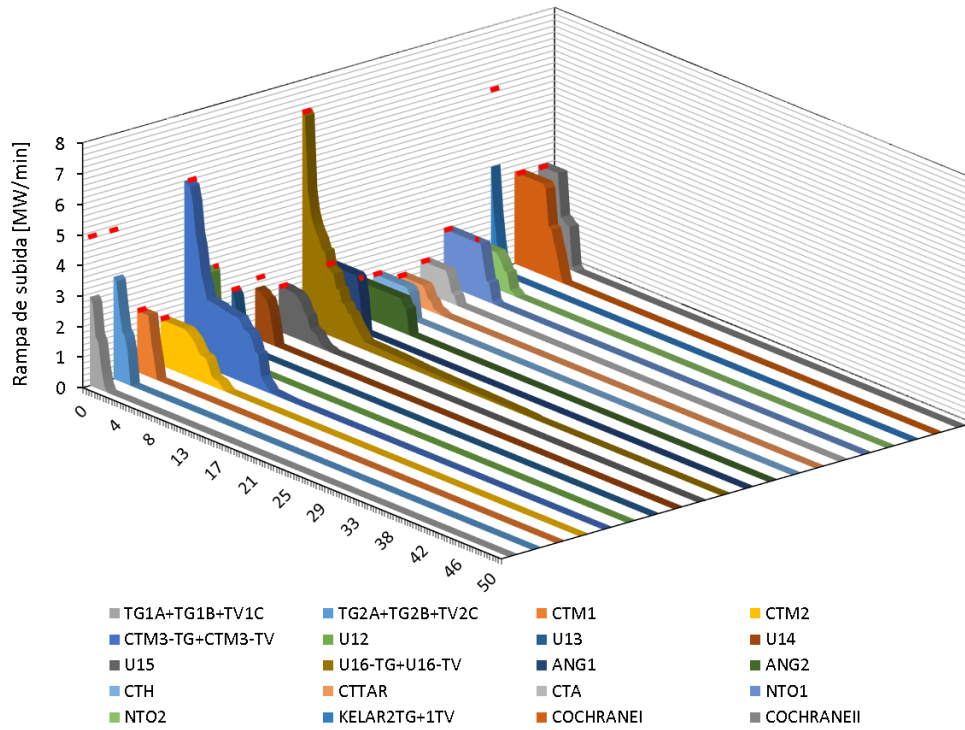


Figura E.3: Curva de duración de rampas de generación de subida.
(Fuente: Elaboración Propia.)

F | Resultados Escenario 3: E3 5mRRPRF

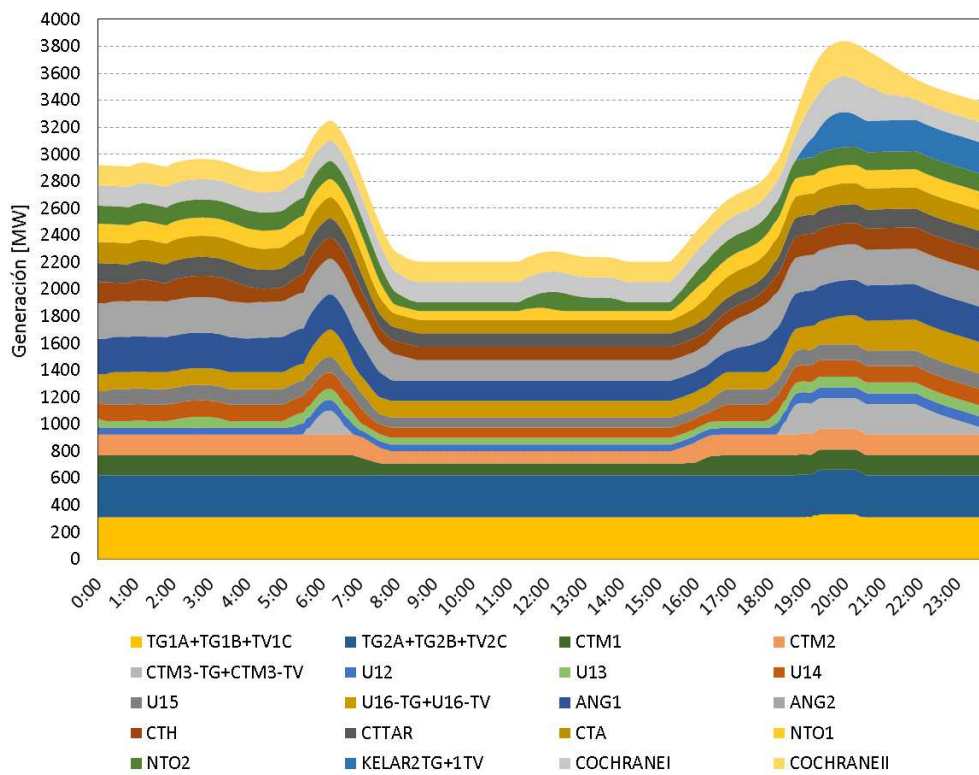


Figura F.1: Generación de los recursos despachados.
(Fuente: Elaboración Propia.)

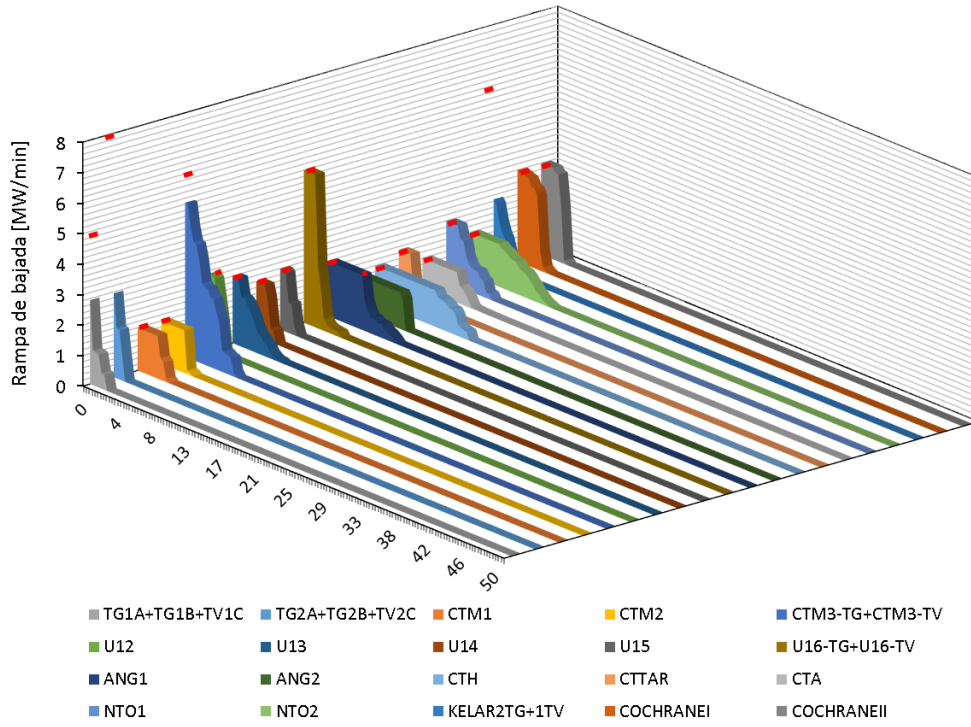


Figura F.2: Curva de duración de rampas de generación de bajada.
(Fuente: Elaboración Propia.)

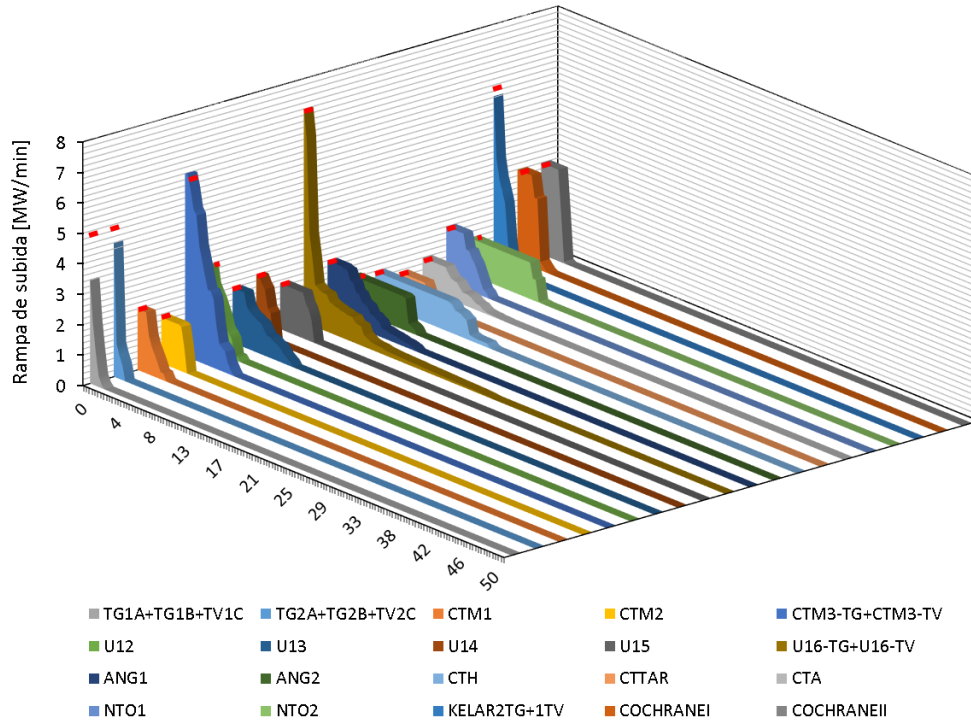


Figura F.3: Curva de duración de rampas de generación de subida.
(Fuente: Elaboración Propia.)

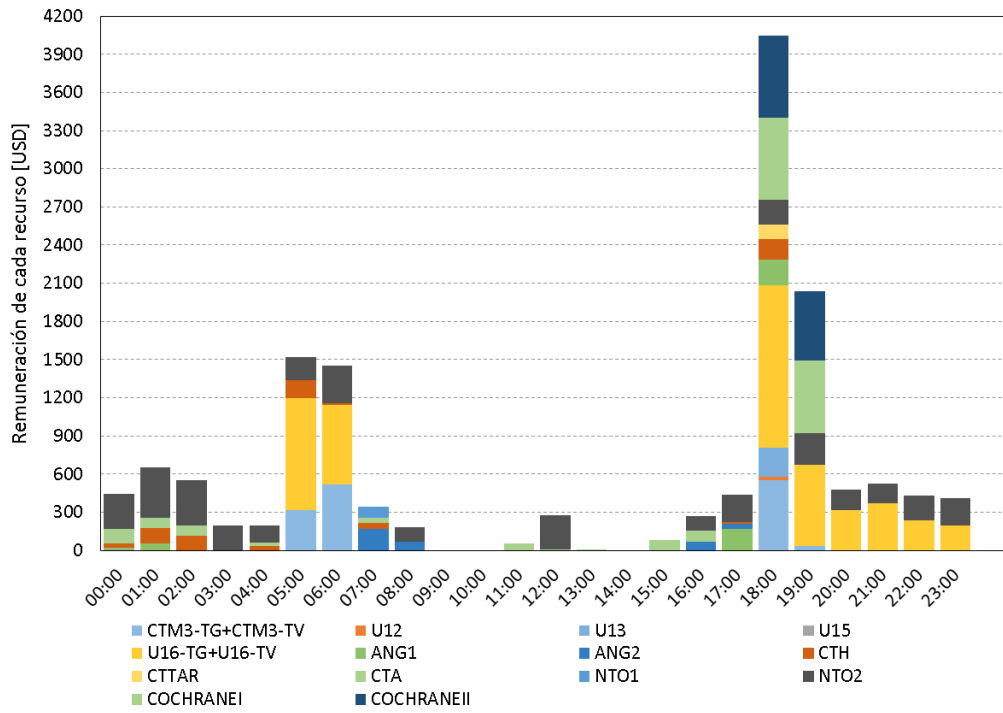


Figura F.4: Remuneración por concepto de PRF de cada recurso que apota FRU y/o FRD.
(Fuente: Elaboración Propia.)

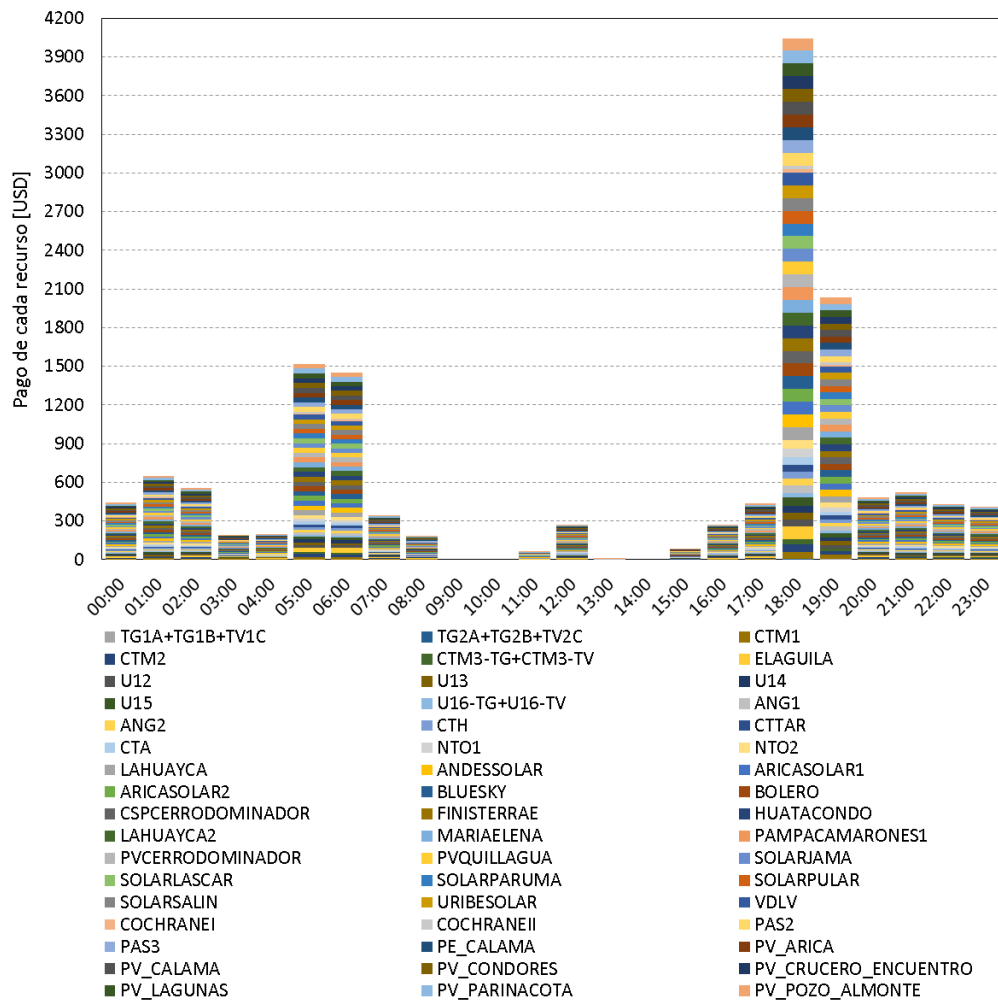


Figura F.5: Pagos por concepto de PRF de cada recurso despachado.
(Fuente: Elaboración Propia.)

G | Resumen Ejecutivo

Los sistemas eléctricos de potencia enfrentan una evolución tecnológica respecto a la cual deben adaptarse, debido a que la entrada de generación a partir de energía solar y eólica es masiva. Estas energías son consideradas renovables no convencionales (ERNC), y más aún, fuentes de generación variable debido a que su recurso energético primario no es controlable. Respecto a estas, estudios y la experiencia real indican que introducen en el sistema rampas de carga neta a las que deben responder las tecnologías convencionales. Se define la carga neta del sistema como la diferencia entre la carga prevista y la generación esperada de los recursos de generación variable.

Una posibilidad para satisfacer las necesidades operacionales causadas por potenciales rampas, que podrían producirse al aumentar la penetración ERNC variable, es a través de mecanismos técnicos y de mercado que permitan adaptar y entregar la flexibilidad necesaria al sistema, siendo específicamente estos mecanismos los servicios complementarios (SSCC). Revisando diferentes situaciones de SSCC a nivel mundial, para contextualizar la situación actual, se considera la realidad en Chile y en países extranjeros con alta penetración de generación variable (Alemania, España, Estados Unidos (California)). De acuerdo a la revisión realizada, se determina que los esquemas de regulación de los SSCC varían fuertemente en función de la estructura de mercado de cada país, basada entre otros factores en su historia regulatoria y en su realidad local, sin embargo, tienen en común la ejecución de distintos procedimientos que deben realizar los operadores para la correcta definición, adquisición, operación y remuneración de cada SC. Respecto a la respuesta frente a rampas de carga neta, salvo en estados unidos (CAISO), ningún país de los estudiados enfrenta actualmente de manera directa con la implementación de un SC los efectos que puede producir la alta penetración de generación variable en lo que respecta a las

rampas de carga neta.

Para definir una idea clara del impacto de la generación ERNC variable en el SING, se presenta en la Figura G.1 los perfiles de carga neta horaria para diferentes años. Se considera la generación real informada por el CDEC-SING para los años 2013, 2014, 2015 y 2016. Las proyecciones consideraras se basan en datos del Estudio de Integración ERNC en el SING: Escenarios 2018 y 2021. El análisis de los datos considera la creación de un histograma para cada hora en cada año con la generación real (o proyectada), donde el intervalo con mayor frecuencia representa la generación más probable del recurso variable.

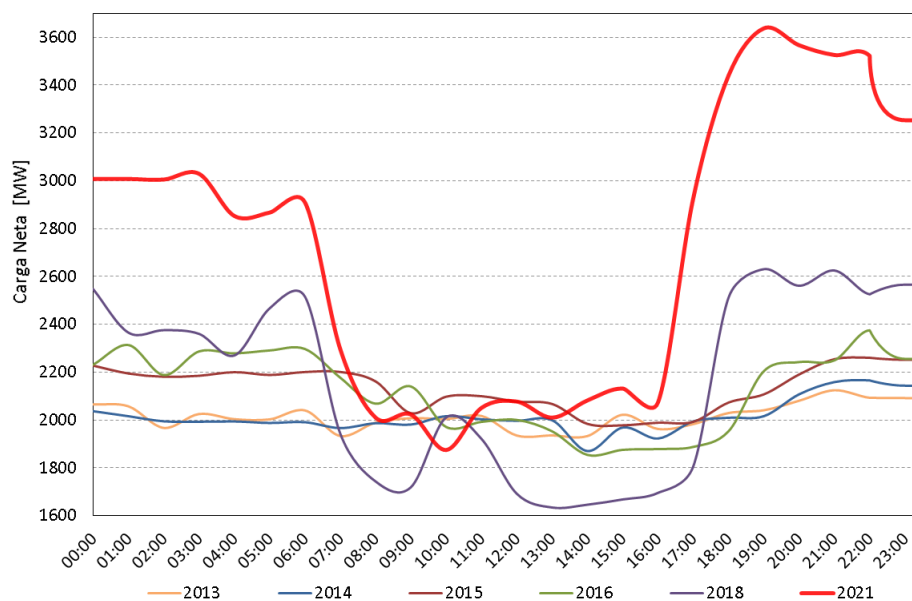


Figura G.1: Duck Curve - SING.

(Fuente: Elaboración Propia.)

De la Figura G.1 se extrae que, para el año 2021, las rampas máxima de subida y bajada son de $14,23[MW/min]$ y $10,23[MW/min]$, respectivamente. Lo cual, en las condiciones actuales del sistema no es posible soportar y plantea la consideración de nuevas definiciones, tecnologías e implementaciones que permitan adaptarse a los nuevos requerimientos.

La necesidad de flexibilidad de rampa se aborda a nivel internacional como un servicio complementario, el cual posee dos componentes principales:

- Debe tener suficiente capacidad física de generación en tiempo rápido [MW/min].
- Las prácticas de operación y mercado deben asegurar la capacidad física de flexibilidad, pudiendo existir mercados para proporcionar una flexibilidad adicional.

De este modo, la flexibilidad de rampa requiere la ampliación y/o modificación de los mercados de SSCC, la creación de incentivos o la imposición de nuevos requisitos sobre los generadores. Por lo cual, a nivel internacional algunos Operadores como (CAISO y MISO) han realizado significativos avances en la creación de un nuevo servicio complementario llamado "*Producto de Rampas Flexibles*"(PRF) como parte de su diseño del mercado.

El PRF tiene por objeto proporcionar capacidad de rampa (flexibilidad de rampa) tanto de subida como de bajada al sistema en un intervalo de tiempo presente, para su uso en intervalo de tiempo futuro, por tanto, requiere de mirar a una ventana de tiempo por delante, la cual se caracteriza basándose en la previsión de los recursos variables y de demanda del sistema. En palabras simples, en cada ventana de tiempo el sistema eléctrico tiene requerimientos de rampa tanto de subida como de bajada, determinados por la variación en la carga neta del sistema, los cuales deben ser satisfechos por rampas de generación proporcionadas por los recursos del sistema aptos para proporcionarlos

Desde el punto de vista del mercado eléctrico, el PRF se basa en ofertas por parte de los recursos que pueden proporcionar rampa flexible y adjudica las rampas, considerando los precios ofrecidos, en la solución conjunta con el despacho óptimo del sistema en cada intervalo. Las adjudicaciones de capacidad de rampa son valorizadas de acuerdo al costo marginal de PRF establecido por las ofertas económicas posteriores al pre-despacho del día anterior, y su remuneración se basa en cubrir los costos por recorrido de potencia (*Mileage*) o uso de la unidad para seguir rampa y los costos variables combustibles.

Desde el punto de vista de los requerimientos de rampa flexible, el PRF procura satisfacer en tiempo real los cambios en la carga neta, asociados a lo programado en base a las previsiones de generación variable y de demanda, sumando además la incertidumbre asociada a las previsiones de carga neta.

Para el estudio del impacto técnico y económico de la implementación del PRF en el SING, se realiza un modelo en PLEXOS 7.300 R02 x64 Edition, mediante la creación de objetos en las clases de restricción y de variables de decisión. En la **clase variables de decisión** se crean sub-categorías que contienen el objeto de variable de decisión asociado a las variables definidas en la formulación matemática, y variables auxiliares que permiten calcular o determinar valores de interés. Se consideran *time-lag* para variables asociadas a los periodos de tiempo $t + 1$. En la **clase restricciones** se crean sub-categorías que contienen el objeto de restricción asociado a la definición de una variable de decisión o una restricción del PRF.

El estudio considera escenarios detallados en la Figura G.2. Además, se utilizan antecedentes y supuestos que proyectan el sistema eléctrico a noviembre de 2021.

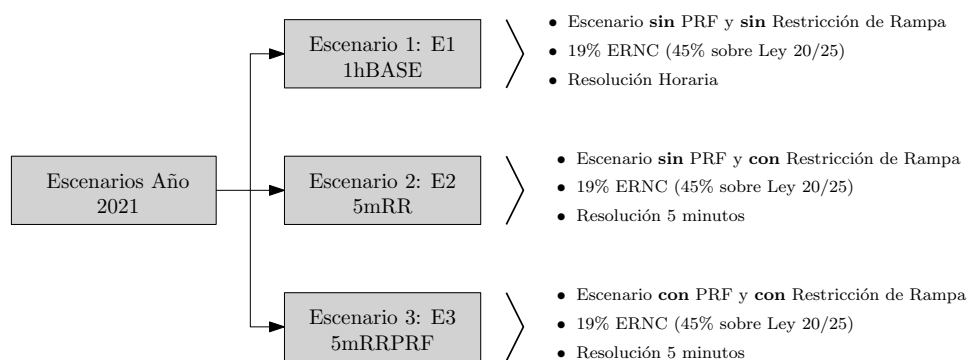


Figura G.2: Escenarios evaluados.

(Fuente: Elaboración Propia.)

Para todos los escenarios se determina que la rampa máxima de subida y bajada es de $13,12[MW/min]$ y $12,15[MW/min]$, respectivamente.

Con el PRF implementado, la generación de los recursos del sistema y por tanto, la generación total del sistema, se encuentra guiada por los requerimientos de rampa de subida y de bajada proporcionados por el PRF. Es importante recalcar que la generación de los recursos no solo considera la señal del PRF, también tiene como principal objetivo satisfacer la demanda total del sistema más las pérdidas por transmisión, por lo cual, la optimización ajusta la generación de la mejor manera para satisfacer ambas necesidades y de esta manera quedan recursos para

los cuales en algunos periodos las variaciones de la demanda total son prioridad por sobre las variaciones de carga neta.

Al analizar la curva amarilla de la Figura G.3, se observa que las rampas de generación tanto de subida como de bajada se producen sólo en los periodos donde la carga neta es de subida o de bajada, respectivamente. Las magnitudes de las rampas son controladas de acuerdo a lo requerido por la variación de la carga neta y no se aumenta ni disminuye innecesariamente la generación de los recursos, lo cual no ocurre en escenarios sin PRF. Con el PRF se optimiza la generación de rampas en el sistema, lo cual se traduce en un aumento en la flexibilidad y seguridad del sistema, además de beneficios implícitos como la optimización del ramping de las unidades. En general, con la implementación del PRF se realiza a nivel sistema la optimización de la utilización de los recursos, al calcular en un proceso unificado los requerimientos de rampa y los despachos.

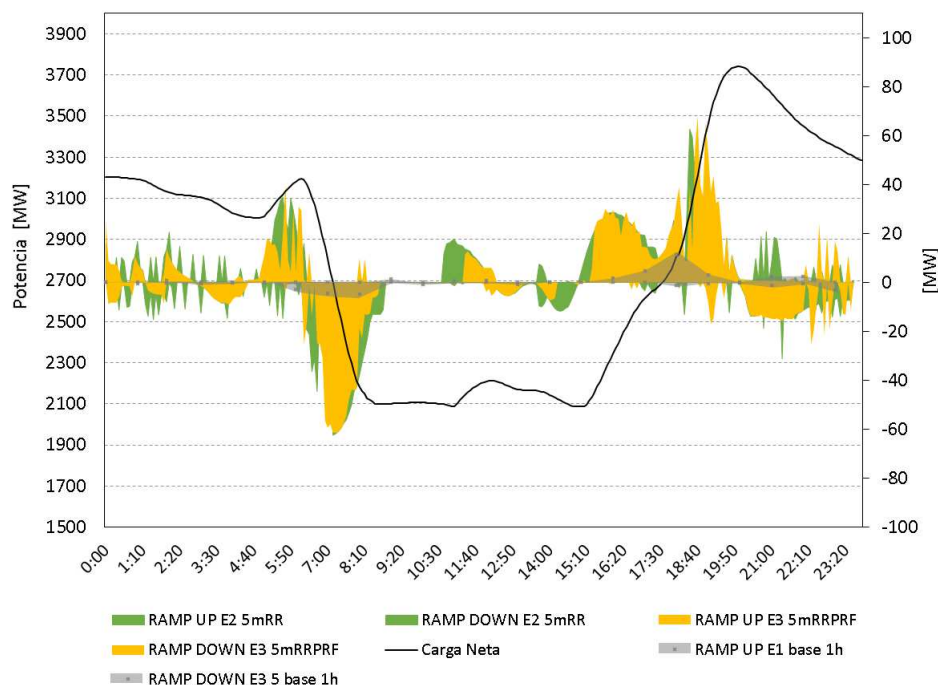


Figura G.3: Comparación de rampas de subida y bajada entre escenarios E1 1hBASE, E2 5mRR y E3 5mRRPRF.

(Fuente: Elaboración Propia.)

Por otra parte, con PRF, la unidad que mayor tiempo está generando rampa ronda el 34 %

del día para rampa de subida y el 13 % del día para rampa de bajada. En promedio todas las unidades tienen una duración de rampa de subida de $5,7 \% \pm 7,1 \%$ del día y del $5 \% \pm 3,59 \%$ del día para rampa de bajada.

Respecto a los requerimientos de rampa del PRF, la rampa de subida se produce principalmente debido a la puesta de sol que implica una rápida disminución de la generación solar fotovoltaica, esto se confirma al observar la curva amarilla de la Figura G.3 donde se aprecia que el máximo del requerimiento de rampa de subida se produce entre las 18:00[h] y las 20:00[h]. La rampa de bajada se produce principalmente producto de la salida de sol que implica un rápido aumento de la generación solar fotovoltaica, lo cual se confirma al observar la Figura G.3 donde se aprecia que el máximo del requerimiento de rampa de bajada se produce entre las 7:00[h] y las 8:00[h]. La aparición de rampas de subida a lo largo del día que no tienen relación con el ciclo solar diario en la tierra, corresponden a efectos de la generación eólica, como lo que se aprecia a las 5:00[h] para la rampa de subida y entre las 20:00[h] y 00:00[h] para la rampa de bajada.

Respecto a los efectos económicos, los resultados se presentan en la Tabla G.1.

Escenario	CM_g Promedio [USD/MWh]	Costos de Operación Promedio [USD]
E1 1hBASE	54,88	10173,19
E2 5mRR	40,95	10032,61
E3 5mRRPRF	30,80	10398,99

Tabla G.1: Costo marginal y costo de operación promedio diario para cada escenario.
(Fuente: Elaboración Propia.)

El balance del impacto económico neto considerando que con PRF implementado los costos marginales disminuyen en un 43,86 % y que los costos de operación aumentan en un 2,21 %, es positivo, debido a que al introducir un nuevo servicio complementario al sistema (el cual lleva consigo restricciones propias que se optimizan en conjunto con los despachos) se esperaría un aumento en los costos al hacer más restrictivo el problema. Además, la implementación del PRF proporciona al sistema de flexibilidad de rampa para responder a la alta penetración ERNC variable de manera controlada, prevista y segura, cuyos beneficios en la práctica se estima que

superen los costos adicionales de operación del PRF.

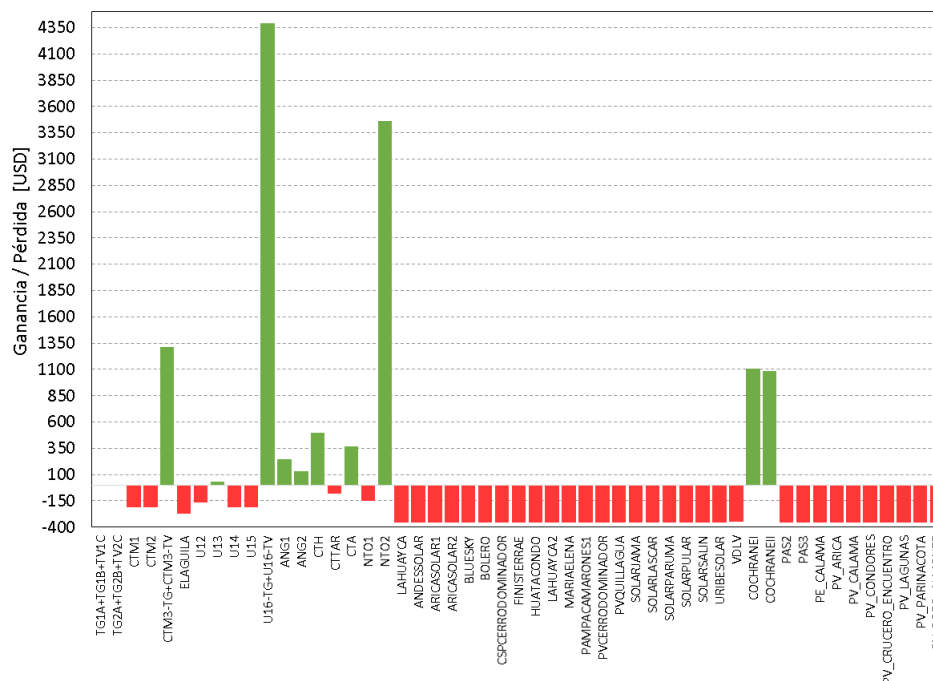


Figura G.4: Ganancias/Pérdidas por PRF en escenario E3 5mRRPRF, total diario.

(Fuente: Elaboración Propia.)

En la Figura G.4 del escenario E3 5mRRPRF que considera la implementación del PRF, se presentan las ganancias y pérdidas por concepto de PRF para cada recurso despachado durante algún intervalo del día. Las ganancias o pérdidas corresponden a las remuneraciones por PRF menos los pagos para el PRF. Se distribuye las remuneraciones y obligaciones de pago de manera justa en base al origen de las rampas y quien aporta para solucionarlas. Los que más remuneraciones reciben por concepto de PRF (proporcionar FRU y/o FRD) son aquellos que utilizan combustibles GNL y posteriormente los recursos con combustible carbón y diésel. Así mismo, los recursos que provocan las variabilidades (solares y eólicos) generan pérdidas. Los montos de dinero transados que llegan a un valor total diario de 14569,65[USD] son completamente razonables y no representarían una pérdidas para las empresas generadoras debido a que no se comparan con los montos producto de la generación de energía.

Finalmente, los resultados obtenidos respaldan la intención teórica del modelo implementado y confirman que un SC basado en el Producto de Rampas Flexibles es una solución factible para

que las variaciones de carga neta, producto de la alta penetración de generación ERNC variable, sean manejables por el Sistema Eléctrico.

G.1. Resumen de formulación del PRF

A continuación se muestra un set de las ecuaciones básicas que describen el PRF.

Requerimiento total de rampa

$$FRUR_t = FRUR_{ND_t} + FRUR_{U_t} \quad (G.1)$$

$$FRDR_t = FRDR_{ND_t} + FRDR_{U_t} \quad (G.2)$$

Requerimiento de variación de carga neta

$$FRUR_{ND_t} = \max(0, \Delta ND_t) \quad (G.3)$$

$$FRDR_{ND_t} = \min(0, \Delta ND_t) \quad (G.4)$$

Donde:

$$\Delta ND_t = ND_{t+1} - ND_t$$

Requerimiento de incertidumbre de previsión de carga neta

$$FRUR_{U_t} = \max(0, EU_t + FRDR_{ND_t}) \quad (G.5)$$

$$FRDR_{U_t} = \min(0, ED_t + FRUR_{ND_t}) \quad (G.6)$$

Donde:

$$EU_t = \max(0, PU_t)$$

$$\int_{-\infty}^{PU_t} p(\varepsilon) d\varepsilon = CLU$$

$$ED_t = \max(0, PD_t)$$

$$\int_{-\infty}^{PD_t} p(\varepsilon) d\varepsilon = CLD$$

Capacidad de rampa de los recursos

$$EN_{i,t+1} - EN_{i,t} \leq FRU_{i,t} \leq RRU_i(EN_{i,t}, T) \quad (G.7)$$

$$RRD_i(EN_{i,t}, T) \leq FRD_{i,t} \leq EN_{i,t+1} - EN_{i,t} \quad (G.8)$$

Restricciones del PRF

$$\sum_i FRU_{i,t} \geq FRUR_t \quad (G.9)$$

$$\sum_i FRD_{i,t} \leq FRDR_t \quad (G.10)$$

t : Tiempo $t = 1, 2, \dots, N - 1$ que define intervalos.

$FRUR_t$: Requerimiento rampa flexible total de subida en t .

$FRDR_t$: Requerimiento rampa flexible total de bajada (negativo) en t .

$FRUR_{ND_t}$: Requerimiento de rampa flexible de subida dada la variación de carga neta en t .

$FRDR_{ND_t}$: Requerimiento de rampa flexible de bajada (no positivo) dada la variación de carga neta en t .

ND_t : Carga neta en t .

ND_{t+1} : Carga neta en $t + 1$.

$FRUR_{U_t}$: Requerimiento de rampa flexible de subida dada la incertidumbre de carga neta en t .

$FRDR_{U_t}$: Requerimiento de rampa flexible de bajada dada la incertidumbre de carga neta en t .

EU_t : Incertidumbre de rampa flexible de subida en el nivel de confianza superior especificado en t .

ED_t : Incertidumbre de rampa flexible de bajada (negativo) en el nivel de confianza inferior especificado en t .

$p(\varepsilon)$: Función de distribución de probabilidad para el promedio de los errores de previsión aproximado por un histograma de observaciones históricas.

PU_t : Probabilidad acumulada del error de previsión de carga neta, igual o menor al nivel de confianza superior en t .

PD_t : Probabilidad acumulada del error de previsión de carga neta, igual o menor al nivel de confianza inferior en t .

CLU : Nivel de confianza superior de rampa flexible (ej: 97.5 %).

CLD : Nivel de confianza inferior de rampa flexible (ej: 2.5 %).

i : Índice del recurso.

$EN_{i,t}$: Energía del recurso i disponible en t (positivo para generadores y negativo para demandas).

$EN_{i,t+1}$: Energía programada del recurso i para $t + 1$ (positivo para generadores y negativo para demandas).

$FRU_{i,t}$: Rampa flexible de subida adjudicada por recurso i en t .

$FRD_{i,t}$: Rampa flexible de bajada adjudicada por recurso i en t .

$RRU_i(EN_{i,t}, T)$: Límite superior de capacidad de rampa de subida del recurso i en intervalo de duración T .

$RRD_i(EN_{i,t}, T)$: Límite superior de capacidad de rampa de bajada del recurso i en intervalo de duración T .