

Universidad Técnica Federico Santa María

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Valparaíso - Chile



LA DEMANDA COMO AGENTE PARTICIPANTE DEL CONTROL TERCARIO DE FRECUENCIA EN EL MERCADO DE SSCC DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.

BENJAMÍN VICENTE JESÚS GÁLVEZ AGUADO

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA

Profesor Guía

Esteban Gil Sagás

Correferente

José Benito Sanhueza Galeguillos
(Coordinador Eléctrico Nacional)

26 de diciembre de 2024

Universidad Técnica Federico Santa María

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Valparaíso - Chile



LA DEMANDA COMO AGENTE PARTICIPANTE DEL CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA EN EL MERCADO DE SSC DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.

BENJAMÍN VICENTE JESÚS GÁLVEZ AGUADO

2024

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

Agradecimientos

A mis padres, Carmen Gloria Aguado Morales y César Benjamín Gálvez Vizcaíno, por estar siempre ahí apoyándome en todo momento. A Milena, que me ha acompañado con su cariño durante gran parte de mi camino en la universidad.

Gracias a mi profesor guía, Esteban Gil, por ayudarme a resolver dudas y por enseñarme planificación eléctrica, una asignatura que me abrió los ojos y me mostró hacia dónde quiero enfocar mis ganas de aprender en ingeniería eléctrica, incluso fuera de la universidad.

También quiero agradecer a José Benito Sanhueza, mi correferente en el Coordinador Eléctrico Nacional, que siempre se tomó el tiempo para explicarme y orientarme, y que despertó en mí el interés por seguir aprendiendo sobre el mercado eléctrico.

A mis hermanos, Martín y Gonzalo, por estar siempre ahí y llenar de risas cada momento de esta carrera.

A mis amigos Fernando, Erico, Javier, Ignacio, Lesley, Jhon, Enrique, y muchos más, por ser una parte fundamental de mi vida y con la esperanza de que esta amistad dure para siempre.

A Molly, que con su entusiasmo y alegría hace mejores los días.

Y gracias a ANID, a través del proyecto basal FB0008 “Advanced Center for Electrical and Electronic Engineering, AC3E,” y al proyecto Fondecyt 1231892, por el apoyo brindado para el desarrollo de este trabajo.

Índice general

Nomenclatura	1
1. Introducción	3
1.1. Motivación	3
1.2. Objetivos	3
1.2.1. Objetivo General	3
1.2.2. Objetivos Específicos	4
2. Experiencia internacional	5
2.1. PJM (EEUU)	5
2.1.1. Antecedentes	5
2.1.2. Diseño de mercado	7
2.1.3. Participación de la demanda	9
2.2. CAISO (California)	11
2.2.1. Antecedentes	11
2.2.2. Diseño de mercado	12
2.2.3. Participación de la demanda	14
2.3. AEMO (Australia)	15
2.3.1. Antecedentes	15
2.3.2. Diseño de Mercado	16
2.3.3. Participación de la demanda	18
2.4. Conclusiones experiencia internacional	19
3. Contexto Normativo Chileno	21

ÍNDICE GENERAL

3.1. Normativa de SSCC	21
3.2. Control de frecuencia y participación de la demanda	23
3.2.1. Control de frecuencia	23
3.2.2. Comparación con experiencia internacional	25
3.3. Barreras de entrada	27
3.3.1. Barreras normativas	27
3.3.2. Barreras Técnicas y Económicas	28
3.4. Funcionamiento del mercado de SSCC de CF	28
3.4.1. Asignación de SSCC	29
3.4.2. Remuneración y Pagos traspasados a la demanda	30
3.5. Beneficios Técnicos y Económicos	31
4. Descripción Estadística	40
4.1. Participación de la demanda en mercados internacionales	40
4.2. Demanda Flexible en el SEN	42
4.3. Requerimientos y asignación de instalaciones para CTF(+)	47
4.4. Rentas sistémicas para la demanda por el SC de CTF(+)	53
4.4.1. Cálculo de rentas programadas asociadas a CTF(+) (2022-2023-enero a mayo 2024)	54
4.4.2. Cálculo de rentas reales asociadas a CTF(+) (2022-2023-enero a mayo 2024)	57
5. Conclusiones	61
6. Anexos	66
6.1. Sectores Industriales y participación en Servicios Complementarios	66
6.2. Clasificación Industrial por código SIC	67
6.3. Demanda Flexible por Barras (15 %)	68
6.4. Valores de adjudicaciones en CSF(+) y CPF(+)	70
6.5. Promedio de Adjudicaciones de CTF(+) por Tecnología	71
6.6. Procedimientos de Cálculo	73

ÍNDICE GENERAL

6.6.1. Procedimiento de cálculo de Costos Programados Actuales 73

6.6.2. Procedimiento de cálculo de Rentas Programadas 76

6.6.3. Procedimiento de cálculo de Rentas Reales 78

Índice de figuras

2.1. Zonas coordinadas por PJM.	6
2.2. Porcentaje por tecnología PJM 2022.	6
2.3. Señales de control provistas por PJM.	8
2.4. Servicios de Reserva en el DAM y en el RTM.	9
2.5. Zonas coordinadas por CAISO.	11
2.6. Generación anual por tecnología (2024) en CAISO.	12
2.7. Sistema de Transmisión en Australia.	15
2.8. Generación anual por tecnología (2023) en AEMO	16
2.9. Servicios de Control de Contingencias en AEMO.	17
2.10. Servicio de Regulación en AEMO.	18
2.11. Comparación del control de frecuencia en los 3 sistemas estudiados.	20
3.1. SSCC establecidos en la Resolución Exenta N°442.	22
3.2. Tiempos asociados a las acciones básicas del control de frecuencia.	25
3.3. Comparación de características de los SSCC de CF con el SEN.	26
3.4. Escenario 1.	33
3.5. Escenario 2.	33
3.6. Escenario 3.	34
3.7. Escenario 4.	34
3.8. Escenario 5.	35
3.9. Escenario 6.	35
3.10. Matriz de Pagos en USD.	38

ÍNDICE DE FIGURAS

4.1. Curva de duración de los precios adjudicados en CAISO para la participación de la demanda en Energía para 2022-2023.	41
4.2. Curva de duración de los MW adjudicados en CAISO para la participación de la demanda en Energía para 2022-2023.	41
4.3. Demanda flexible disponible para CTF en 2023 por barras considerando un 15 % de reducción de consumo.	44
4.4. Demanda flexible agregada disponible para CTF en 2023 por barras considerando un 15 % de reducción de consumo.	45
4.5. Demanda flexible agregada disponible para CTF en 2023 por código SIC considerando un 15 % de reducción de consumo.	46
4.6. Proporción adjudicación horaria acumulada por tecnología CTF+ 21 octubre 2024-31 noviembre 2024	49
4.7. Adjudicaciones de CTF+ en MW para los 6 bloques horarios del día en 2022 y 2023.	49
4.8. Proporción del requerimiento horario total para CTF+ por tecnología para día laboral en Otoño Invierno de 2022-2023.	50
4.9. Proporción del requerimiento horario total para CTF+ por tecnología para día laboral en Primavera Verano de 2022-2023.	51
4.10. Proporción del requerimiento horario total para unidades asignadas solo a CTF+ por tecnología para día no laboral en Otoño Invierno de 2022-2023.	52
4.11. Proporción del requerimiento horario total para unidades asignadas solo a CTF+ por tecnología para día no laboral en Primavera Verano de 2022-2023.	52
4.12. Rentas programadas para la participación de la demanda en CTF(+) para 2022- May 2024.	55
4.13. Duración de rentas programadas para la participación de la demanda en CTF(+) para 2022-May 2024.	56
4.14. Rentas reales para la participación de la demanda en CTF(+) para 2022- May 2024.	59
4.15. Duración de rentas reales para la participación de la demanda en CTF(+) para 2022-May 2024.	59
6.1. Industrias capaces de prestar SSCC de CF a traves de respuesta de la demanda.	66
6.2. Demanda Flexible en barras de 220 kV para 2023 considerando 15 % de consumo disponible para CTF(+).	68

ÍNDICE DE FIGURAS

6.3. Demanda Flexible en barras de 154 kV para 2023 considerando 15 % de consumo disponible para CTF(+).	68
6.4. Demanda Flexible en barras de 110 kV para 2023 considerando 15 % de consumo disponible para CTF(+).	69
6.5. Demanda Flexible en barras de 66 kV para 2023 considerando 15 % de consumo disponible para CTF(+).	69
6.6. Adjudicaciones de CSF(+) para 2022-2023.	70
6.7. Adjudicaciones de CPF(+) para 2022-2023.	70
6.8. Promedio de Adjudicaciones de CTF(+) por combustible para 2022-2023 en día laboral en primavera-verano.	71
6.9. Promedio de Adjudicaciones de CTF(+) por combustible para 2022-2023 en día laboral en otoño-invierno.	71
6.10. Promedio de Adjudicaciones de CTF(+) por combustible para 2022-2023 en día no laboral en primavera-verano.	72
6.11. Promedio de Adjudicaciones de CTF(+) por combustible para 2022-2023 en día no laboral en otoño-invierno.	72
6.12. Procedimiento para el cálculo de Costos Programados Actuales.	73
6.13. Procedimiento para el cálculo de Rentas Programadas.	76
6.14. Procedimiento para el cálculo de Rentas Reales.	78

Índice de Tablas

2.1. Clasificación del <i>Reserve Market</i>	8
2.2. Opciones de gestión de carga frente a emergencias.	10
2.3. Programas de Respuesta Económica de la demanda.	10
3.1. Costos por proveer SC para C1 y C2.	36
4.1. Subsistemas mas frecuentes en el SEN para los meses representativos del 2023. . . .	46
4.2. Recurso disponible por parte de clientes libres para CTF.	47
4.3. Reserva requerida de CTF(+) para 2022 y 2023.	48
6.1. Los códigos de clientes libres presentes en el SEN.	67

Nomenclatura

Acrónimos/Abreviaturas

AEMO	Australian Energy Market Operator (Operador del Sistema Eléctrico de Australia)
AGC	Automatic Generation Control (Control Automático de Generación)
BESS	Battery Energy Storage System (Sistema de Almacenamiento de Energía por Baterías)
CAISO	California Independent System Operator (Operador del Sistema Eléctrico de California)
CDC	Centro de Despacho y Control del Sistema Eléctrico Nacional
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CF	Control de Frecuencia
CI	Cargas Interrumpibles
CNE	Comisión Nacional de Energía
CPF	Control Primario de Frecuencia
CPF+	Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia
CPF-	Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia
CSF	Control Secundario de Frecuencia
CSF+	Control Secundario de Frecuencia por Sobrefrecuencia
CSF-	Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia
CTF	Control Terciario de Frecuencia
CTF+	Control Terciario de Frecuencia por Sobrefrecuencia
CTF-	Control Terciario de Frecuencia por Subfrecuencia
DAM	Day Ahead Market (Mercado del día siguiente)
DMC	Desconexión Manual de Carga

NOMENCLATURA

EDAC	Esquema de Desconexión Automática de Carga
ERV	Energía Renovable Variable
LMP	Locational Marginal Price (Costos Marginales Locales)
NERC	North American Electric Reliability Corporation (Corporación Norteamericana de Confiabilidad Eléctrica)
NTSSCC	Norma Técnica de Servicios Complementarios
PJM	Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection (Operador de la interconexión de Pennsylvania-New Jersey-Maryland)
RTM	Real Time Market (Mercado en Tiempo Real)
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SIC	Standard Industrial Classification (Clasificación Industrial General)
SSCC	Servicio(s) Complementario(s)

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

El contexto actual de alta penetración de energías renovables variables en Chile y el retiro progresivo de centrales eléctricas a base de combustibles fósiles plantean importantes desafíos a nivel sistémico. Esto ha llevado a replantear la forma en que se opera el sistema eléctrico y su diseño de mercado, con el objetivo de asegurar un suministro energético seguro y económicamente eficiente.

En ese sentido, resulta necesario aprovechar todas las tecnologías disponibles para proporcionar flexibilidad al sistema a menor costo. La respuesta de la demanda es un recurso poco utilizado en el Sistema Eléctrico Nacional en comparación con otros mercados eléctricos, como se analizará en mayor detalle en los capítulos 2 y 3. Actualmente, los Esquemas de Desconexión Automática de Carga (EDAC), Cargas Interrumpibles (CI) y Desconexión Manual de Carga (DMC) son los únicos mecanismos mediante los cuales los clientes finales participan en el mercado eléctrico mayorista. Por lo que incentivar su participación en otros productos podría aportar eficiencias al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), permitiendo una operación más segura y económicamente eficiente.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Evaluar la factibilidad de la participación de la demanda en el mercado del Control Terciario de Frecuencia (CTF), con la finalidad de liberar recursos técnicos y económicos, que aporten a un sistema eléctrico más eficiente, validando los resultados mediante software de despacho económico de carga.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Revisar los distintos mercados internacionales, poniendo énfasis en los cuales participe activamente la demanda, para así evaluar la viabilidad de su posible contribución en el CTF mediante experiencia externa.
- Analizar la prestación y el contexto normativo, del servicio del control de frecuencia en el mercado eléctrico chileno, usando datos históricos y revisando la normativa relevante, para identificar los requisitos y posibles barreras de entrada que tendría que afrontar la demanda para su participación en el CTF.
- Evaluar posibles beneficios económicos de la prestación de CTF por parte de la demanda a través de costos de operación atribuibles a CTF+ y los costos asociados a su remuneración.
- Validar mediante la simulación de escenarios críticos utilizando software de despacho económico de carga.

Capítulo 2

Experiencia internacional

En el presente capítulo se detallan las características principales de tres mercados internacionales que incorporan mecanismos de respuesta de la demanda: PJM (EEUU), CAISO (California) y AEMO (Australia). Asimismo, se profundiza en los programas de respuesta de la demanda con el propósito de ofrecer una referencia externa para la participación de los consumidores finales en el mercado de SSCC del Sistema Eléctrico Nacional.

2.1. PJM (EEUU)

2.1.1. Antecedentes

PJM es una organización independiente y neutral de transmisión regional encargada de coordinar diversas zonas de 14 estados en Estados Unidos. Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nueva Jersey, Carolina del Norte, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, Virginia Oeste y el Distrito de Columbia se encuentran bajo su operación coordinada. Posee 136.960 [km] de líneas de transmisión y una capacidad instalada de 183,254 [MW], con lo que se suministra energía eléctrica a aproximadamente 65 millones de personas.

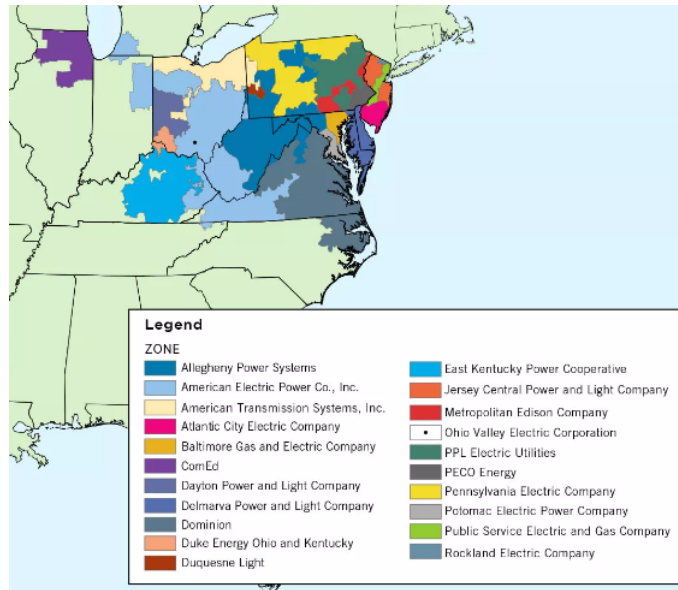


Figura 2.1: Zonas coordinadas por PJM.

Fuente: NRG [1]

En la figura 2.2 se puede observar que la matriz energética de PJM se compone principalmente de tecnologías en base a combustibles fósiles. Si bien es cierto que no se tienen en cuenta planes de descarbonización a nivel sistémico, la lista de nuevas conexiones está compuesta principalmente por generación solar (107.282 GW), eólica (37.607 GW) y almacenamiento (37.821 GW) [2].

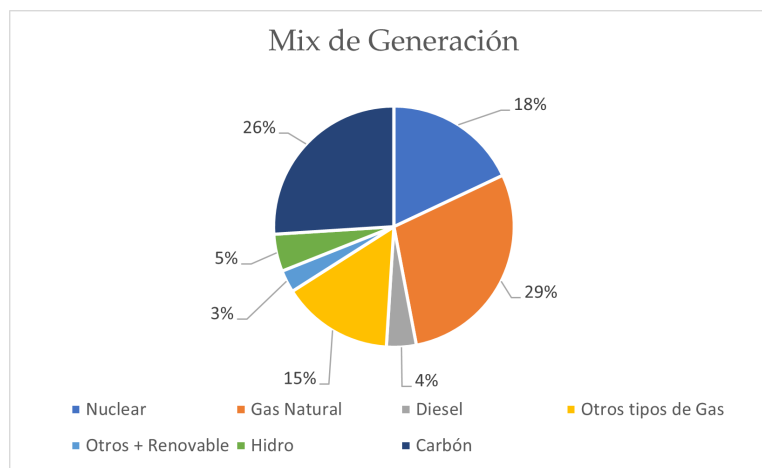


Figura 2.2: Porcentaje por tecnología PJM 2022.

Fuente: Elaboración propia en base a reportes de PJM.

2.1.2. Diseño de mercado

2.1.2.a. Mercado de Energía

PJM posee un mercado *Day Ahead* y *Real Time* de carácter vinculante. Ambos mercados siguen un proceso de dos etapas: un *Security-Constrained Economic Dispatch* y un posterior cálculo de *Locational Marginal Prices*. El *Day Ahead Market* es el mercado que tiene como objetivo optimizar energía y reservas para la asignación de unidades para el día siguiente, siendo comercializado en base a ofertas. Por otro lado el *Real Time Market* realiza el cálculo de los costos marginales para intervalos de 5 minutos basado en las condiciones reales del sistema en cada período. Este diseño de mercado posibilita que las empresas generadoras puedan cumplir sus obligaciones resultantes del *Day Ahead*, mediante la compra y venta de energía en el *Real Time Market* [3].

2.1.2.b. Mercado de Capacidad

Además del mercado de energía, PJM cuenta con el *Reliability Price Model* que asegura la confiabilidad del sistema en un horizonte de largo plazo de 3 años, mediante un proceso de subastas. Los pagos se hacen por desempeño a través de precios de ubicación, que describen los lugares con más limitaciones dentro del sistema de transmisión [4].

2.1.2.c. Mercado de Servicios Complementarios

Por último, PJM establece un mercado de SSCC de CF de tipo *pay as clear* (precio uniforme), donde se encuentran las siguientes categorías: *Synchronized Reserve Market*, *Non-Synchronized Reserve Market*, *Day-ahead Scheduling Reserve Market* y *Regulation Market*.

1. *Regulation Market*

El *Regulation Market*, responde a desviaciones de frecuencia propias de la diferencia entre la generación y la demanda, mediante dos señales de control dirigidas por PJM (AGC). El despacho se realiza en intervalos de 1 hora, para recursos que puedan ofrecer el 100 % de su capacidad en 5 minutos [5]. Como se observa en la figura 2.3, la demanda está habilitada para participar dentro de este mercado, junto a los sistemas de baterías y a las unidades más tradicionales.

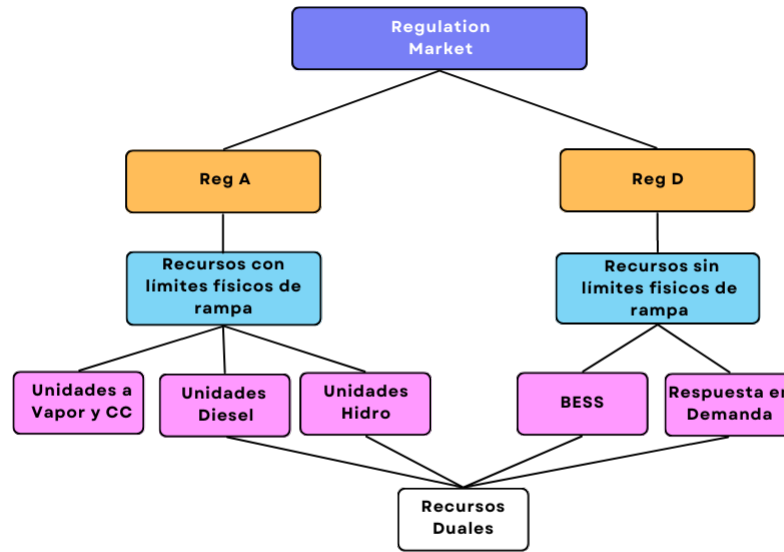


Figura 2.3: Señales de control provistas por PJM.

Fuente: Elaboración propia en base a documentación de PJM.

2. *Synchronized and Non-Synchronized Reserve Market*

El mercado de reservas actúa frente a eventos intempestivos en la operación, mediante el suministro o retiro de generación y/o consumo. Están habilitados para participar los recursos de generación y de demanda que puedan proveer o retirar sobre 0.1 [MW] en los servicios mostrados en la tabla 2.1:

Servicio	Reserva Primaria	Reserva Secundaria
Tipo de Recurso	En giro y en frío	En giro y en frío
Tiempo de respuesta	10 min	30 min

Tabla 2.1: Clasificación del *Reserve Market*.

Fuente: Elaboración propia en base a documentación de PJM.



Figura 2.4: Servicios de Reserva en el DAM y en el RTM.

Fuente: PJM. [6]

3. *Day-ahead Scheduling Reserve Market*

Esta diseñado para cumplir con los requerimientos de confiabilidad determinados por la NERC. Lo que se traduce en tener medios suficientes para suplir un 15 % mas de la máxima demanda pronosticada para el día siguiente. Los recursos deben estar disponibles en 30 minutos, y deben ser: unidades de vapor, hidroeléctricas, unidades de bombeo, demanda despachable y unidades diésel apagadas.

Por otro lado PJM, cuenta con Servicios Complementarios que **no** se encuentran definidos como mercados, como por ejemplo *Primary frequency response*, cuya participación es de carácter obligatoria para todos los generadores y remunerada dentro del mercado de capacidad, así como también *Black Start service* y *Reactive service*, recibiendo todos pagos laterales por su actuación [7].

2.1.3. Participación de la demanda

La demanda capaz de reducir su consumo en un mínimo de 100 kW, tienen facultades para participar en el mercado eléctrico de manera voluntaria. Lo anterior bajo la orden y el control de los *Curtailment Service Providers (CSPs)*. Quienes actúan como **agregadores de demanda**, agrupando clientes finales que deseen participar en alguno de los mercados de PJM. Para ello, los usuarios finales necesitan incluirse en los siguientes programas de respuesta en demanda [6]:

2.1.3.a. *PJM Emergency or Pre-Emergency Load Response*

Este tipo de programas ofrece a la demanda la posibilidad de participar en el mercado eléctrico como un recurso que pueda ser útil para la confiabilidad del sistema, a través del mercado de capacidad. En la tabla 2.2 se presentan las distintas opciones de gestión de carga, con sus respectivas formas de remuneración:

Opciones de Gestión de Demanda			
	Emergencia o Pre-Emergencia Solo Capacidad	Emergencia o Pre-Emergencia Capacidad y Energía	Emergencia Solo Energía
Pagos	Solo por Capacidad	Energía y Capacidad	Solo Energía
Mercado	Capacidad	Capacidad	Capacidad

Tabla 2.2: Opciones de gestión de carga frente a emergencias.

Fuente: Elaboración Propia en base a PJM.

2.1.3.b. *Economic Load Response*

Permite a la demanda participar tanto en el mercado de energía como en el mercado de servicios complementarios. Para ello, los consumidores finales deben registrarse por medio de los siguientes productos, los cuáles se diferencian en la autorización de participar en los distintos mercados de SCCC:

Programas de Respuesta Económica de la Demanda			
Programas	Económica (Energía, SR, NSR, Reg)	Económica (Solo Energía)	Económica (Solo Regulación)
Mercado	Energía, Reservas y Regulación	Energía	Regulación

Tabla 2.3: Programas de Respuesta Económica de la demanda.

Fuente: Elaboración Propia en base a PJM.

2.1.3.c. *Respuesta de la demanda sensible a precios*

Debido a la incorporación de mayores tecnologías de medición en las zonas coordinadas por PJM, las cargas distribuidas pueden aprovecharse de la sensibilidad de los precios mayoristas. De modo que pueden gestionar su consumo para reducir el precio a pagar por la factura de electricidad. Este programa, no representa un trato de respuesta a la demanda a nivel de mercado spot. Sino que mas bien, se trata de una alternativa para obtener un consumo predecible por parte de PJM y lograr una operación económicamente eficiente [8].

2.2. CAISO (California)

2.2.1. Antecedentes

El estado de California presenta un mercado eléctrico complejo, operado principalmente por CAISO en un 80 % de su territorio. El porcentaje restante es operado por compañías de servicio público, como *Pacific Gas and Electric Company (PG&E)*, *Southern California Edison (SCE)*, *San Diego Gas & Electric (SDG&E)*, entre otras.

CAISO es una corporación de beneficio público sin fines de lucro, que administra el flujo eléctrico del estado de California y una pequeña parte de Nevada. Dentro de las zonas operadas por CAISO, existen un total de cerca de 42.000 [km] de líneas de transmisión y una demanda máxima anual de 52.061[MW].

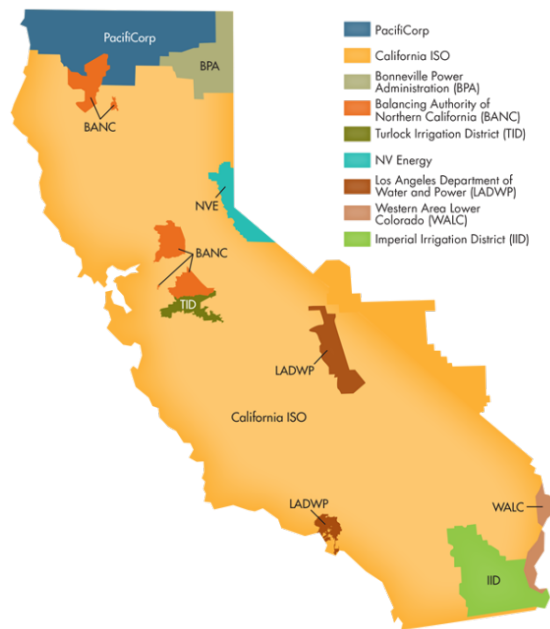


Figura 2.5: Zonas coordinadas por CAISO.

Fuente: CAISO [9]

Con respecto a las tecnologías de generación, CAISO se caracteriza por tener nulo aporte de carbón en su matriz, como se puede observar en la figura 2.6. Su despacho base está marcado por las centrales eléctricas de gas natural, siendo este recurso el más utilizado en la generación, con un total de 94,192 [GWh] generados en 2023. Las centrales eléctricas solares y eólicas asoman como los recursos renovables variables primarios con 41,344 [GWh] y 13,920 [GWh] generados respectivamente [10]. En este contexto, para complementar su matriz energética y garantizar el suministro en horarios críticos, como el atardecer y las horas nocturnas, CAISO mantiene estrechos vínculos con las compañías de servicios públicos, de quienes adquieren energía cuando la demanda lo requiere.

Si bien aún el sistema depende de manera relevante de combustibles fósiles como el gas natural, al 2050 se espera reducir el 80 % de las emisiones de dióxido de carbono observadas durante el año 1990, así como también lograr un 50 % de generación renovable al año 2030.

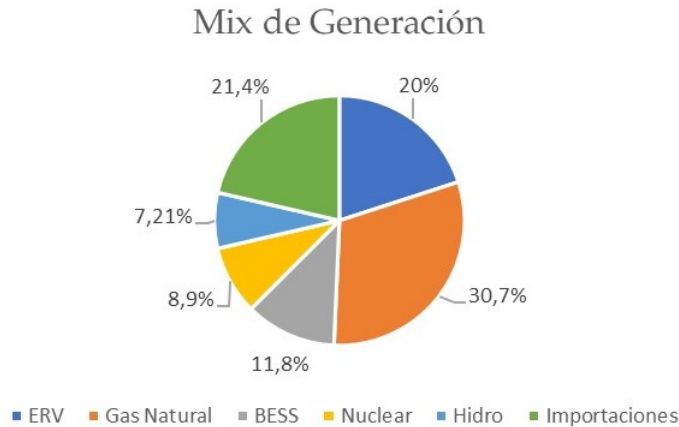


Figura 2.6: Generación anual por tecnología (2024) en CAISO.

Fuente: Elaboración propia en base CAISO.

2.2.2. Diseño de mercado

2.2.2.a. Mercado de Energía

CAISO posee mercados *Day Ahead* y *Real Time*. El DAM posee tres etapas de manera secuencial. En la primera etapa, se realiza una mitigación de ofertas, la cual tiene por objetivo aplacar cualquier posible conducta anticompetitiva y abuso de poder de mercado que puedan incurrir los oferentes en las señales de precios. El proceso se realiza calculando los **LMP** para cada zona, considerando restricciones de línea. Luego las componentes de congestión de cada **LMP** se separan en componentes competitivas y no competitivas, mitigando todo recurso que se encuentre en locaciones con componentes no competitivas mayores que cero.

Para la segunda etapa, actúa un *Integrated Forward Market*, en el cuál se genera la programaciones horaria para el día siguiente, y las asignaciones del 100 % de SSCC necesarios para abastecer de manera segura la demanda. Finalmente, la última etapa consiste de un *Residual Unit Commitment* que programa recursos adicionales, para garantizar suficientes recursos activos para abastecer la demanda de cada hora del día siguiente.

El RTM por su parte consta de cinco etapas. El *Hour-Ahead Scheduling Process*, en el cual se aceptan ofertas y se ejecutan los procesos de mitigación de señales poco competitivas, dando como resultado programaciones intradiarias de energía y SSCC. El *Real-Time Unit Commitment (RTUC)* y el *Real-Time Dispatch* se ejecutan con el objetivo de asignar recursos de partida rápida para el control de contingencias para cada intervalo de 15 y 5 minutos respectivamente. En paralelo, para cada segundo intervalo de 15 minutos del RTUC, CAISO ejecuta el *Fifteen Minute Market*, determinando los LMP de cada nodo. Por último el *Short-Term Unit Commitment* se ejecuta una vez por hora para programar unidades con tiempos de partida mas lentos que en el RTUC en horizontes de 270 minutos.

2.2.2.b. Mercado de Capacidad

CAISO cuenta con el programa *Resource Adequacy* de la *California Public Utility Commission*. El programa plantea tener reservas de capacidad que puedan abastecer el 115 % de la demanda agregada mensual del sistema. Junto a lo anterior, se establecen normas de capacidad locales y flexibles, que deben estar disponibles para cuando CAISO así lo requiera.

2.2.2.c. Mercado de Servicios Complementarios

Existen 4 productos de servicios complementarios definidos en CAISO: *Regulation Up, Regulation Down, Spinning Reserve* y *Non-Spinning Reserve* [11].

1. Regulación Up & Down

Provee de equilibrio entre la generación y la demanda mediante una señal AGC. Los recursos que deseen participar de este servicio complementario deben tener la capacidad de entregar como mínimo 500 [kW], salvo que sean recursos agregados. Junto a lo anterior también se admiten unidades BESS con capacidad superior a 100 [kW]. La respuesta total de regulación se debe alcanzar en un período máximo de 10 minutos. Y se debe mantener por un tiempo no inferior a 60 minutos, para ofertas realizadas en el DAM y 30 minutos para el RTM.

2. Spinning Reserve y Non-Spinning Reserve

Este servicio es proporcionado por recursos disponibles en la red, así como por aquellos que no están en servicio. Las instalaciones deben tener una capacidad mínima de entrega de 500 [kW], a excepción de los recursos agregados y BESS ($P > 100$ [kW]). Por otro lado, el tiempo máximo permitido para que entregar todo el recurso es de 10 minutos y debe mantenerse durante al menos 30 minutos.

2.2.3. Participación de la demanda

California posee una larga historia de respuesta de demanda, con más de 40 años de programas de gestión de consumo implementadas por las compañías de servicios públicos. CAISO sin embargo, implementó la participación de la demanda en el año 2000, con programas tanto económicos como de confiabilidad, de respuesta de demanda.

Actualmente CAISO cuenta con 2 grandes tipos de programas de respuesta de demanda: ***Reliability Demand Response Resource*** y ***Proxy Demand Resource (PDR)***.

1. ***Reliability Demand Response Resource***

El primero de ellos permite a cargas entre 0.5 y 50 [MW], responder frente a condiciones de emergencia en DAM y RTM. Sin embargo estos recursos no pueden presentar ofertas de **Servicios Complementarios** o de **Capacidad**, por lo se utilizan solo en condiciones de contingencia. Su respuesta total debe ser entregada en un máximo de 40 minutos y debe ser sostenida por al menos 4 horas. Dentro de los participantes, se pueden encontrar tanto recursos agregados como programas de cargas interrumpibles públicas o privadas, que cumplan con los procedimientos y requisitos de capacidad y telemetría.

2. ***Proxy Demand Resource (PDR)***

El segundo programa permite que la demanda participe de manera similar a la generación. Los recursos tienen la posibilidad de ofertar en el DAM y en el RTM. Además, también pueden proporcionar SSCC al participar en el DAM y en el RTM a través de *Spinning Reserve* y *Non-Spinning Reserve*. Para poder participar en los servicios complementarios, las cargas deben tener una capacidad superior a 0,1 [MW], mientras que para participar en el Mercado de Energía, la capacidad no puede ser inferior a 0,5 [MW]. Cabe mencionar que las cargas más pequeñas pueden agregarse hasta cumplir con los requisitos mínimos.

Además de lo anterior CAISO cuenta con el programa ***Distributed Energy Resource (DER) Provider***, que permite a la demanda distribuida participar en los mercados de energía y SSCC, con excepción del ***Regulation Market***. Los grupos agregadores de generación deben tener una capacidad total inferior a 20 [MW] y superior a 0.5[MW]. Por otro lado, la potencia máxima de los integrantes de cada grupo agregador no pueden superar los 0.1 [MW].

2.3. AEMO (Australia)

2.3.1. Antecedentes

Australia posee un mercado eléctrico basado en una serie de sistemas interconectados independientes. El más importante por tamaño y cantidad de recursos conectados es el **National Electricity Market (NEM)** con cerca de 40.000 km en líneas de transmisión. Interconecta las regiones de Queensland, New South Wales, Victoria, South Australia y Tasmania. Además de este sistema, Australia cuenta con el **Wholesale Energy Market** que opera todo el Sistema Interconectado del Suroeste, con alrededor de 7.000 km de líneas de Transmisión. Y por último dos sistemas pequeños: el Sistema Interconectado del Noroeste y el Mercado Eléctrico del Territorio del Norte.

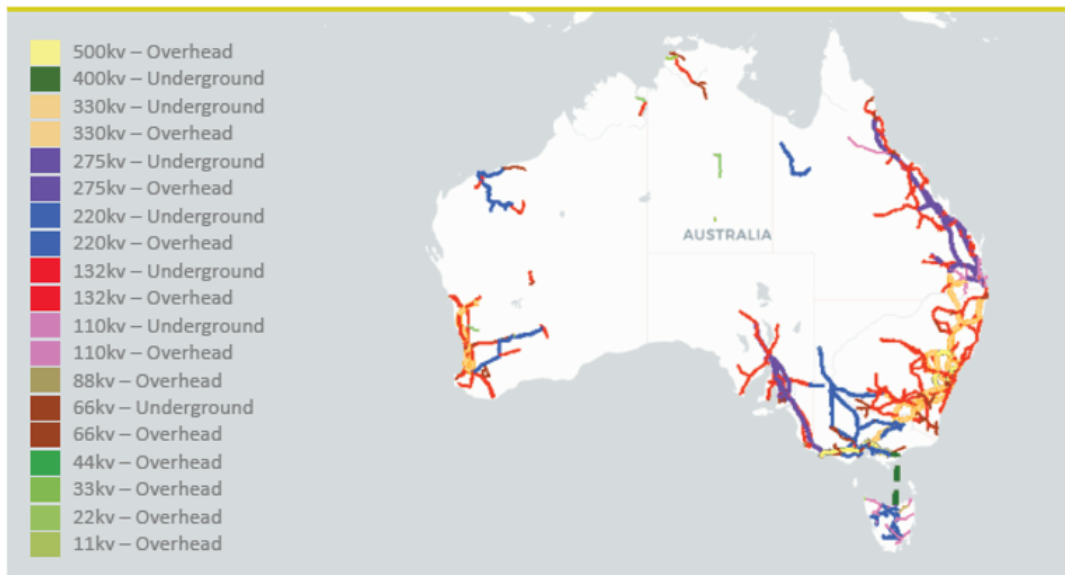


Figura 2.7: Sistema de Transmisión en Australia.

Fuente: AEMO

El **National Electricity Market (NEM)** y el **Wholesale Energy Market** son operados por AEMO. En ambos sistemas el carbón representó una participación mayoritaria, alcanzando un total de 46 % durante el año 2023 para el NEM. Lo que contribuye a que el sector energético sea el mayor emisor de gases de efecto invernadero de Australia. Aunque se proyecta una disminución significativa del 75 % en sus emisiones entre 2023 y 2035, atribuida al aumento de las energías renovables [12]. Al respecto AEMO, presenta una hoja de ruta aplicable al **NEM** con visión de 30 años. En la que se espera tener una generación con cero emisiones para el año 2050, utilizando tanto recursos distribuidos, como centrales renovables a gran escala [13].

Mix de Generación

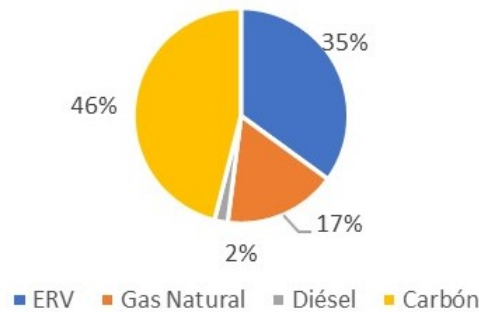


Figura 2.8: Generación anual por tecnología (2023) en AEMO.

Fuente: Elaboración propia en base a AEMO.

2.3.2. Diseño de Mercado

2.3.2.a. Mercado de Energía

El mercado energético de Australia está basada en ofertas que se presentan en mercados tipo DAM y RTM, donde se coptimiza Energía y Reservas. La validación de los datos necesarios para presentar ofertas se puede presentar anualmente, realizando cambios intranuales con un mínimo de 6 semanas de antelación. Se requiere además que los recursos participantes notifiquen su disponibilidad de energía y tiempos de partida, con al menos 48 horas de anticipación. El día anterior al despacho AEMO debe publicar el pre-despacho de las unidades para intervalos de 30 minutos. Luego para el RTM se realiza un despacho cada 5 minutos, publicando los respectivos *spot prices* y *ancillary service prices* para cada nodo regional de referencia [14].

2.3.2.b. Mercado de Capacidad

Australia carece de un mercado de capacidad propiamente tal, sin embargo se ejecutan varios procesos de cálculo de suficiencia del sistema, con diversos horizontes de mira. El primero de ellos es el *Electricity Statement of Opportunities (ESOO)*, en el cuál AEMO debe proveer información anualmente acerca de la generación y demanda con una mirada de 10 años. Por otro lado, el *Energy Adequacy Assessment Projection (EAAP)* calcula la energía no suministrada en escenarios críticos para un horizonte de 2 años.

Sin embargo, el principal de ellos es el *Projected Assessment of System Adequacy (PASA)*, que analiza y publica información acerca de los pronósticos de generación. A diferencia del *Electricity Statement of Opportunities (ESOO)*, este lo hace en periodos de tiempo de 24 meses y también para 6 días. Ambos periodos con resolución horaria de 30 minutos. Además tiene la facultad de intervenir

el mercado spot, comprando y activando reservas si así lo requiere [15].

2.3.2.c. Servicios Complementarios

Los SSCC en el mercado eléctrico Australiano presentan tres grandes categorías: el **Frequency Control Ancillary Service (FCAS)**, el **Network Support and Control Ancillary Service** y el **System Restart Ancillary Service (SRAS)**

1. Frequency Control Ancillary Service (FCAS)

Este Servicio se puede dividir en dos categorías: **Regulation Frequency Control** y **Contingency Frequency Control**.

■ Contingency Frequency Control

Gestiona la recuperación de la frecuencia del sistema, luego de una contingencia, siendo la primera respuesta de control de frecuencia.

Servicio	Tiempo de Entrega	Propósito	Recursos Habilitados
Fast Service	6 Segundos	Detener variaciones de frecuencia luego de una contingencia	Generación que cuente con gobernador. Sistemas BESS. Cargas que puedan cumplir los tiempos de entrega
Slow Service	60 Segundos	Estabilizar la frecuencia luego de una contingencia	Generación que cuente con gobernador. Sistemas BESS. Cargas que puedan cumplir los tiempos de entrega.
Delayed Service	5 minutos	Regresar la frecuencia a 50 Hz	Generación y demanda que pueda cumplir con los tiempos de entrega.

Figura 2.9: Servicios de Control de Contingencias en AEMO.

Fuente: Elaboración Propia en base a AEMO.

■ Regulation Frequency Control

Puede ser provisto por generadores y cargas por medio de una señal de control (AGC). Asegura que la frecuencia se mantenga en su banda normal de operación (49.85Hz a 50.15Hz), cuando se producen cambios menores entre la generación y los consumos.

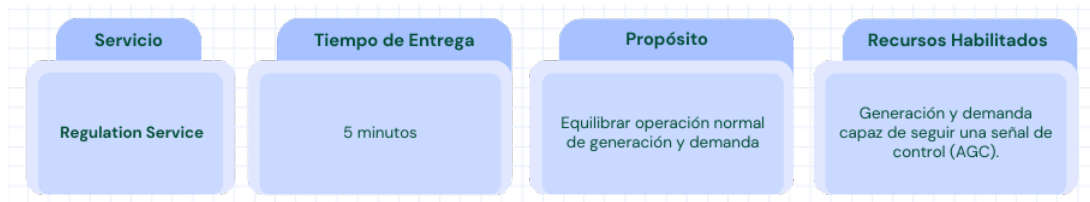


Figura 2.10: Servicio de Regulación en AEMO.

Fuente: Elaboración Propia en base a AEMO.

Por otra parte, AEMO no cuenta con servicios de reservas operativas, por lo que las reservas están sujetas a la disponibilidad de las centrales que ofertaron al mercado pero no han sido despachadas [16]. Actualmente se encuentra en discusión diversos cambios reglamentarios que habilitarían un mercado de reservas operativas con recursos capaces de proveer requisitos de rampa y reservas en giro y en frío, para 2025.

Por otra parte, se encuentran los servicios complementarios que **no** están definidos como mercado [17]. Estos son el *Network Support and Control Ancillary Service*, que a su vez se subdivide en 3 clases: *Voltage Control Ancillary Service (VCAS)*, que actúa manteniendo la tensión en rangos adecuados de cada barra. Por otro lado, está el *Network Loading Control Ancillary Service*, que vela por que no se excedan los límites de flujo por las líneas de transmisión, por medio de generación o programación de demanda. Y por último el *Transient and Oscillatory Stability Ancillary Service (TOSAS)*, cuyo trabajo es controlar y regular rápidamente la tensión de la red luego de una falla que pueda producir transitorios de peaks elevados.

Por último, el *System Restart Ancillary Services (SRAS)*, provee de generadores capaces de responder frente a apagones parciales o totales del sistema.

2.3.3. Participación de la demanda

Debido a las diversas crisis que ha enfrentado Australia, como los altos precios de los combustibles fósiles y los incendios forestales que devastaron gran parte del territorio en 2020, se ha desarrollado una creciente preocupación por la seguridad y flexibilidad del sistema, incorporando recursos provenientes de generación distribuida como respuesta de demanda al mercado eléctrico.

Con respecto a la participación de la demanda, AEMO ha desarrollado el *Wholesale Demand Response Mechanism*. Este programa permite que una o varias cargas representadas por parte de un tercero conocido como *Demand Response Service Providers*, puedan ser elegibles como recursos despachables para el mercado mayorista. Además de posibilitar la entrada de la demanda en el mercado de servicios complementarios a través de procesos de subastas y/o licitaciones.

Además de posibilitar la entrada de la demanda en el mercado de energía, AEMO permite proveer servicios complementarios a través de un *Market Ancillary Service Provider (MASP)*, siendo este

una categoría única de agregación para todas las cargas que deseen participar de SSCC.

2.4. Conclusiones experiencia internacional

La experiencia internacional proporciona una base sólida de conocimientos acerca de la participación de la demanda en distintos mercados eléctricos con optimización de energía y reservas. Cabe destacar que la participación de la demanda no se limita únicamente a la provisión de servicios complementarios, sino que también abarca los mercados de energía y capacidad. Lo que sitúa a la demanda como un agente importante en la seguridad operacional incorporando flexibilidad, y a su vez puede contribuir a mejorar la eficiencia económica de los sistemas estudiados.

La evidencia también indica la importancia de incorporar agentes agregadores de demanda, quienes faciliten el orden y control para los clientes más pequeños, aporten seguridad al sistema y generen, además, incentivos económicos que favorezcan la entrada de nuevos participantes al mercado mayorista.

En relación con los SSCC de CF, relacionados con el presente estudio, tanto PJM como CAISO ofrecen servicios complementarios de control de frecuencia que abarcan regulación y provisión de reservas, estructurados como mercados. Estos servicios presentan diferencias entre los distintos sistemas estudiados, particularmente en términos de tiempos de respuesta y de los recursos técnicos habilitados para participar, aunque mantienen objetivos similares. Estas particularidades se ilustran en la figura 2.11. En California, la participación de la demanda está limitada exclusivamente al servicio de reservas, mientras que en PJM existen programas que permiten a la demanda ofertar para los servicios de regulación y reservas. Asimismo, es importante considerar el caso de Australia, donde, si bien no existe un mercado específico de reservas, la demanda tiene la capacidad de participar con ofertas en todos los productos del control primario de frecuencia, así como en el servicio de regulación.

	CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA	REGULACIÓN	RESERVAS
PJM	• Tiempo: 10-60 seg. • Respuesta automática y local • Generación y Demanda • No definido como Mercado	• Tiempo: 1-10 min • Respuesta según AGC • Generación y Demanda • Definido como Mercado	• Reserva Primaria: 1-10 min • Reserva Secundaria: 10-30 min • Respuesta centralizada • Generación y Demanda • Definido como Mercado
CAISO	• Tiempo 20-30 seg. • Solo Generación • No definido como Mercado	• Tiempo 0-10 min • Respuesta según AGC • Solo Generación • Definido como Mercado	• Tiempo 10-30 min • Respuesta Centralizada • Generación y Demanda • Definido como Mercado
AEMO	• Fast Control: 0-6 seg • Slow Control 6-60 seg • Delay Control: 1-5 min • Respuesta automática y local • Generación y Demanda • Definido como Mercado	• Tiempo 1-10 min • Respuesta según AGC • Generación y Demanda • Definido como Mercado	• No se cuenta con este servicio • AEMO compra reservas • Solo Generación

Figura 2.11: Comparación del control de frecuencia en los 3 sistemas estudiados.

Fuente: Elaboración propia.

En el siguiente capítulo, se revisará la normativa chilena relacionada con los SSCC y se comparará con los sistemas estudiados, identificando diferencias y similitudes que permitan entender el contexto actual de Chile en relación con las prácticas y experiencias internacionales.

Capítulo 3

Contexto Normativo Chileno

Este capítulo presenta el contexto normativo de Chile y las características de cada categoría de SSCC. Posteriormente, se realiza una comparación entre los SSCC de CF analizados en el capítulo anterior y la situación actual en Chile. Por último, se examinan las posibles barreras de entrada y los incentivos que podría tener la demanda para participar en la prestación de SSCC de CF, con un enfoque particular en CTF.

3.1. Normativa de SSCC

La ley 20.936 del año 2016, introduce diversos cambios a la **Ley General de Servicios Eléctricos**, dentro de los cuales se encuentra el artículo 72°-7, que hace mención a los reglamentos, informes y formas de remuneración que deben existir para una correcta prestación de Servicios Complementarios en el mercado eléctrico mayorista.

En ese contexto es que aparece el decreto 113/2017 que aprueba el **Reglamento de Servicios Complementarios**, donde se definen los mecanismos de prestación, así como también la forma de remuneración de los SSCC. El reglamento describe que siempre que existan condiciones de mercado competitivas y el requerimiento sea de cortísimo plazo, se deberá materializar su prestación mediante subastas, y de no ser de cortísimo plazo, o requerir nueva infraestructura, a través de licitaciones. Lo que se traduce en la incorporación de los SSCC como un nuevo mercado al SEN. En lo que respecta a respuesta de la demanda, los artículos 73 al 75 proveen disposiciones acerca de la participación de los usuarios finales en servicios complementarios, cuando estos se relacionen con incrementos o reducciones de consumo, por medio de ofertas individuales o como cargas agregadas.

La CNE por su parte publicó mediante la Resolución exenta N°442/2020 del 23 de noviembre de 2020, con previo Informe de propuesta del Coordinador, el **Informe de Definición de Servicios Complementarios**, y que fue actualizado mediante Res. Exenta N°189 del 23 de abril del 2024, cuyo objetivo es determinar las distintas categorías de SSCC, así como la naturaleza sistémica o local de estos. Por otro lado también define las características de las tecnologías habilitadas para proveer dichos servicios y las distintas componentes de las remuneraciones asociadas a su prestación. Es aquí donde

aparecen los SSCC de CI, DMC y EDAC como SSCC que permiten la participación de la demanda.

SSCC	Subcategoría
Control de Frecuencia	- Control Rápido de Frecuencia (CRF) - Control Primario de Frecuencia (CPF) - Control Secundario de Frecuencia (CSF) - Control Terciario de Frecuencia (CTF) - Cargas Interrumpibles (CI)
Control de Tensión	Control de Tensión (CT)
Control de Contingencias	- Desconexión de Carga (EDAC, DMC) - Desconexión de Generación (EDAG, ERAG) - Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE, PDCC)
Plan de Recuperación de Servicio	- Partida Autónoma (PA) - Aislamiento Rápido (AR) - Elementos de Vinculación (EV)

Figura 3.1: SSCC establecidos en la Resolución Exenta N°442.

Fuente: Elaboración Propia.

A su vez, la **Norma Técnica de SSCC** publicada por parte de la CNE en diciembre de 2019, establece las exigencias, procedimientos, metodologías y condiciones de aplicación de los SSCC. En esta se presentan las atribuciones y obligaciones de los participantes. También las reglas para la determinación de requerimiento de reservas, así como las evaluaciones de disponibilidad y desempeño de prestación de SSCC. En línea con lo anterior, en el **Anexo Técnico Verificación de Instalaciones para la prestación de SSCC** de la NTSSCC, se definen los requisitos técnicos para la prestación de cada SC y el proceso para la validación de las instalaciones prestadoras de SSCC.

Por otra parte, el Coordinador, en su rol de operador del SEN, debe realizar periódicamente diversos instructivos, guías e informes que especifiquen la manera en que se operan y se remuneran los SSCC, tales como:

- **Informe de SSCC:** Su objetivo es cuantificar las reservas requeridas por el SEN y las instalaciones destinadas a la prestación de SSCC. Así como también, las condiciones de competencia de cada subcategoría de SC.
- **Guías de Verificación de SSCC:** Describen los ensayos que deben someterse todas las instalaciones prestadoras de SSCC para cuantificar su recurso técnico.
- **Bases Administrativas de Subastas de Control de Frecuencia:** Establece las reglas de las

subasta, de acuerdo con lo indicado en el artículo 31 del Reglamento de SSCC. En particular, indica tipo y modo de subasta, periodo de la prestación, requerimientos y exigencias técnicas, económicas y administrativas, entre otros.

- **Guías y Minutas de Asignación y Remuneración de SSCC:** Cuyos objetivos son la descripción del proceso de asignación de unidades para SSCC y su respectiva remuneración luego de su actuación.

3.2. Control de frecuencia y participación de la demanda

3.2.1. Control de frecuencia

Los SSCC de control de frecuencia son mecanismos que buscan equilibrar la generación y la demanda instantánea, ya sea por motivos de variación natural o ante contingencias, y así mantener la frecuencia del SEN en un rango normal de operación, es decir, entre 49,8 y 50,2 Hz. La evidencia histórica muestra que en Chile la prestación de los SSCC de CF se ha materializado tradicionalmente en base a la inyección o retiro de potencia activa de las Unidades Generadoras. Sin embargo, los avances tecnológicos y la necesidad de un sistema cada vez mas robusto y flexible que pueda hacer frente a la volatilidad del recurso primario de las ERV ha instado a evaluar la incorporación de nuevos agentes al mercado.

En esa línea, la demanda puede ser utilizada como un agente que pueda influir en la seguridad operacional y también en la eficiencia económica del sistema. Para evaluar los incentivos a su participación, se debe revisar la normativa vigente y estudiar si existen suficientes atractivos económicos para su participación, como se verá mas adelante.

El SEN actualmente cuenta con 4 subcategorías de SSCC definidas como controles de frecuencia [18], sumado a la subcategoría de cargas interrumpibles, tal como muestra la tabla 3.1, los cuáles se definen a continuación:

3.2.1.a. Control Rápido de Frecuencia

Se definen como acciones de caracter automáticas y locales, que responden rápidamente a desviaciones de la frecuencia. El 100 % de la potencia comprometida debe ser entregada en un tiempo máximo de 1 [s] y debe sostenerse por al menos 5 [min]. Se distinguen las subcategorías de CRF(+) y CRF(-) y hasta la fecha el Coordinador ha determinado que no se requieren reservas de CRF.

3.2.1.b. Control Primario de Frecuencia

Corresponden a acciones de carácter automáticas y locales, orientadas a contener y corregir las desviaciones de la frecuencia. El 100 % de la potencia comprometida debe ser entregada en un tiempo máximo de 10 [s] y debe sostenerse por al menos 5 [min]. Se distinguen las subcategorías de CPF(+) y CPF(-) y su mecanismo de asignación es a través de subastas de corto plazo para el CPF(-) e Instrucción Directa para el CPF(+).

3.2.1.c. Control Secundario de Frecuencia

Corresponden a acciones de control destinadas a restablecer la frecuencia del sistema eléctrico a su valor nominal por medio de un AGC. El 100 % de la potencia comprometida debe ser entregada en un tiempo máximo de 5 [min] y debe sostenerse por al menos 15 [min]. Se distinguen las subcategorías de CSF(+) y CSF(-) y su mecanismo de asignación es a través de subastas de corto plazo para ambas subcategorías.

3.2.1.d. Control Terciario de Frecuencia

Corresponde a acciones de control activadas por **instrucción**, en la operación en tiempo real, del Coordinador destinadas a restablecer las **reservas del Control Secundario de Frecuencia** o **incorporar reservas adicionales** con el objetivo de preparar al sistema eléctrico para responder a desequilibrios respecto de los cuales las reservas por otras categorías de Control de Frecuencia sean insuficientes. Su tiempo de inicio de activación debe ser de 5 [min]. Así como también el 100 % de la potencia comprometida debe ser entregada en un tiempo máximo de 15 [min] y debe sostenerse por al menos 1 [hr]. Se distinguen las subcategorías de CTF(+) y CTF(-) y su mecanismo de asignación es a través de subastas de corto plazo para ambas subcategorías.

3.2.1.e. Cargas Interrumpibles

Se entiende por Cargas Interrumpibles a la reducción de demanda neta de uno o un grupo de usuarios finales, bajo instrucción del Coordinador, con el objetivo de reducir la demanda en periodos de alto consumo y baja generación, gestionar congestiones, y responder ante emergencias sistémicas. Su tiempo de activación es de 30 minutos y el mínimo tiempo de entrega es de 2 horas. Su mecanismo de asignación ha sido en base a licitaciones en las dos ocasiones en que se determinó un requerimiento, esto es, el año 2022 y 2023. En ambas oportunidades las licitaciones se declararon desiertas. Sin embargo sentaron las bases para los requisitos mínimos que debe cumplir la demanda que desee participar en otro SC: una potencia mínima de reducción de 1 MW para cargas individuales y potencias menores para cargas agregadas siempre y cuando la oferta conjunta sea mayor o igual a 1 MW [19].

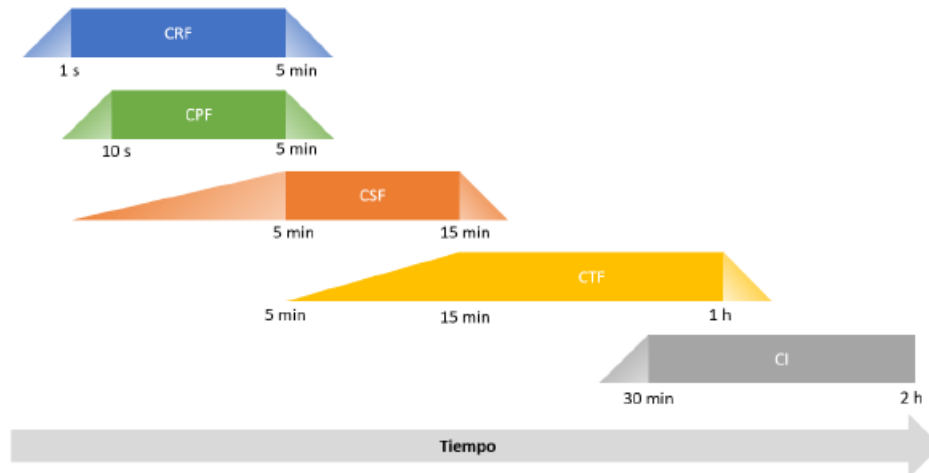


Figura 3.2: Tiempos asociados a las acciones básicas del control de frecuencia.

Fuente: CEN [18]

La información anterior se puede obtener directamente de la página web del Coordinador y nos entrega un contexto normativo del mercado de SSCC del SEN. Dicho esto, a continuación se realiza una breve comparación entre el mercado de SSCC del SEN y los mercados Internacionales previamente estudiados.

3.2.2. Comparación con experiencia internacional

Con lo descrito en la sección anterior podemos realizar una comparación de las características temporales y de actuación de los SSCC de Control de frecuencia presentes en Chile y los existentes en los mercados internacionales, previamente revisados en el capítulo 2, que permitan entender el contexto actual de Chile en relación con las prácticas y experiencias internacionales:

	CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA	REGULACIÓN	RESERVAS
PJM	• Tiempo: 10-60 seg. • Respuesta automática y local • Generación y Demanda • No definido como Mercado	• Tiempo: 1-10 min • Respuesta según AGC • Generación y Demanda • Definido como Mercado	• Reserva Primaria: 1-10 min • Reserva Secundaria: 10-30 min • Respuesta centralizada • Generación y Demanda • Definido como Mercado
CAISO	• Tiempo 20-30 seg. • Solo Generación • No definido como Mercado	• Tiempo 0-10 min • Respuesta según AGC • Solo Generación • Definido como Mercado	• Tiempo 10-30 min • Respuesta Centralizada • Generación y Demanda • Definido como Mercado
AEMO	• Fast Control: 0-6 seg • Slow Control 6-60 seg • Delay Control: 1-5 min • Respuesta automática y local • Generación y Demanda • Definido como Mercado	• Tiempo 1-10 min • Respuesta según AGC • Generación y Demanda • Definido como Mercado	• No se cuenta con este servicio • AEMO compra reservas • Solo Generación
CHILE	• CRF(+/-): 1 seg-5 min • CPF(+/-): 1-5 min • Respuesta automática y local • Solo Generación • Mercado Competitivo (CPF-)	• CSF(+/-): 5-15 min • Respuesta según AGC • Solo Generación • Definido como Mercado	• CTF(+/-): 15 min-1 hr • Respuesta centralizada • Solo Generación • Definido como Mercado

Figura 3.3: Comparación de características de los SSCC de CF con el SEN. Fuente: Elaboración Propia.

La figura 3.3 muestra que las tres grandes categorías de Control de Frecuencia en el ámbito internacional tienen características comparables con el mercado nacional. Sin embargo se aprecia una evidente diferencia en los niveles de participación de la demanda en los sistemas internacionales versus el chileno. En particular, PJM cuenta con servicios de Provisión de Reservas (CTF), Regulación (CSF) y Control Primario de Frecuencia (CPF) con participación activa de usuarios finales. AEMO por su parte presenta servicios tanto de CPF como de CSF habilitados para la demanda, lo que plantea un uso del recurso a niveles de alta automatización y rápida respuesta. Mientras que el mercado Californiano incorpora este participante solo a nivel de provisión de reservas.

Lo anterior demuestra que la demanda puede ser habilitada en todos los productos del control de frecuencia, como lo refleja la experiencia internacional. Sin embargo su participación no se limita sólo a contribuir en la seguridad sistémica, sino que puede participar como una demanda sensible a precios a través de programas de reducción de consumo basados en arbitraje. Esto incentiva a que la demanda sea una agente activo en las transacciones del mercado mayorista y contribuya a un sistema económicamente eficiente.

Es evidente que lo descrito puede servir de punto de referencia para revisar ciertas condiciones del mercado y actualizar normativas que puedan ser eventuales barreras de entradas normativas para la

participación de la demanda en el mercado de CF del SEN. En el próximo apartado se analizan las condiciones normativas y requisitos técnicos para la prestación de SSCC y que puedan ser identificadas como posibles barreras de entrada para la respuesta de la demanda en el CF.

3.3. Barreras de entrada

3.3.1. Barreras normativas

En el contexto actual, es fundamental destacar que **no existen barreras normativas significativas** que limiten la participación de clientes libres en los diferentes productos del control de frecuencia. Esta falta de restricciones regulatorias se refleja en el análisis de las diversas normas que rigen la operación y el mercado de los Servicios Complementarios (SSCC).

Específicamente, el artículo 73 del **Reglamento de SSCC**, establecido mediante el Decreto N° 113/2017 del Ministerio de Energía, permite que los consumidores finales participen en los SSCC relacionados con incrementos o reducciones de demanda, ya sea de manera individual o como cargas agregadas, a través de la intervención de un tercero. En caso de permitir la participación de la demanda en el CTF, este también estaría relacionado con incrementos o reducciones de demanda, además de generación, lo que eliminaría la necesidad de realizar cambios en el reglamento.

Asimismo, el **Informe de Definición de SSCC**, según la resolución exenta N° 189/2024 de la CNE, establece la participación de los usuarios finales en los **SSCC de Control de Frecuencia** mediante el servicio de Cargas Interrumpibles (CI), sin embargo, **no** limita su participación en otros tipos de SSCC de Control de Frecuencia.

Por otro lado, las resoluciones exentas N°443/2020 y N°493/2020 de la CNE, las cuales establecen y comunican los procedimientos para determinar los valores máximos de las ofertas en las subastas de CF, presentan una regulación general en relación a los precios máximos correspondientes. Por tanto, sería necesario modificarlas para habilitar la participación de la demanda. No obstante, esta situación no representaría una barrera significativa, ya que las resoluciones referentes a los precios máximos pueden ser ajustadas de manera expedita.

Debido a todo lo anterior, se concluye que no existen limitaciones relevantes de tipo normativas para la incorporación de **clientes libres** en CF. Sin embargo se hace necesaria la adecuación de instructivos y guías del Coordinador que habiliten la incorporación de la demanda en el mercado de SSCC.

Por otra parte, la SEC, en su Oficio N° 227246 del 22 de mayo de 2024 estableció que *“los clientes libres conectados a los sistemas de distribución están bajo coordinación, según lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos y el Decreto Supremo 125/2019. El decreto impone requisitos específicos para la coordinación de estos clientes por parte del Coordinador, y la regulación no impone restricciones para su participación en las licitaciones de SC de CI.”*, lo cual podría ser extrapolado a

la prestación de CTF, por lo que se asume que la demanda en distribución no estaría restringida para la participación en otros servicios de control de frecuencia. Sin perjuicio de lo anterior, su participación de manera individual podría implicar costos de transacción elevados, por lo que lo más eficiente para este tipo de clientes sería participar a través de **agregadores**. Aunque esta figura no está explícitamente regulada, la normativa permite que los usuarios finales participen a través de un tercero, quien podría agruparlos en un rol similar al de un agregador.

3.3.2. Barreras Técnicas y Económicas

Un aspecto bastante relevante que se debe tener en cuenta para habilitar la entrada de clientes finales en el CF, son las barreras de entrada de tipo técnica y económicas que pudieran enfrentar los clientes finales al desear entrar en este mercado, dado que la demanda deberá cumplir con requisitos equivalentes a los exigidos a las Unidades generadoras en la actualidad.

El CPF y el CSF al ser mecanismos de control de carácter automático y de rápida respuesta, 10 [s] y 5 [min] respectivamente, podrían significar inversiones significativas en cuanto a controladores y enlaces de comunicaciones para los clientes libres pequeños que deseen ofertar, sin embargo dado que su participación sería probablemente a través de un tercero (agregador), los costos podrían disminuir.

El CTF por su parte, al ser un mecanismo de control de frecuencia de tipo centralizado, mediante instrucción del Coordinador, presenta ventajas en comparación a los anteriores, debido a que los oferentes se enfrentan a un panorama más accesible en cuanto a inversiones y tecnologías. Los tiempos de respuesta son mas lentos (15 [min]), lo que hace que las necesidades de controladores mas robustos tiendan a relajarse versus CPF y CSF.

Por lo tanto, se concluye que las barreras técnicas y económicas para la habilitación de la demanda en CPF y CSF podrían ser significativas para los clientes finales en contraste con CTF, y que si bien podrían existir barreras técnicas en términos de costos de transacción para los clientes mas pequeños, estas pueden ser minimizadas en caso de existir un agente agregador.

Por otro lado, la demanda participante puede obtener beneficios económicos y generar externalidades positivas al prestar SSCC, como se explicará en la siguiente sección. No obstante, para comprender estos aspectos, es necesario conocer el funcionamiento del mercado de SSCC de CF del SEN y los pagos que en la práctica son traspasados a la demanda.

3.4. Funcionamiento del mercado de SSCC de CF

El artículo 72-7° de la Ley 20.936/2016 introduce una nueva estructura en el mercado eléctrico chileno, permitiendo la comercialización de los SSCC. Anualmente, durante el mes de junio, el Coordinador elabora un Informe de SSCC que proporciona información sobre los requerimientos de

cada SC junto con el mecanismo de prestación correspondiente, según la condición de competencia de cada SC. En este apartado, se analiza la forma en que se materializa la prestación de CF, abordando sus etapas principales: asignación, remuneración y pagos [20].

3.4.1. Asignación de SSCC

Para llevar a cabo el proceso de asignación de SSCC, el Coordinador realiza una **optimización conjunta** del mercado de energía y reservas operacionales según lo establecido por el Reglamento de SSCC.

Según las condiciones de competencia del mercado, el Coordinador puede asignar la provisión de SSCC mediante tres mecanismos:

1. Subastas:

Siempre y cuando existan condiciones de competencia y el requerimiento sea de cortísimo plazo, el Coordinador debe llevar a cabo procesos de subastas de Servicios de Control de Frecuencia. Los Coordinados deben incluir en sus ofertas todos aquellos costos como costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación de servicio. La asignación del recurso técnico corresponderá a la oferta que implique la operación mas económica del sistema como resultado de la coptimización de energía y reservas. Es importante destacar que en el proceso de coptimización se incluyen todas las unidades habilitadas para la prestación de SSCC. Si el resultado asigna únicamente unidades que no presentaron reservas, el proceso se declara totalmente desierto, imputándoles un costo eficiente por tecnología según lo establecido en la Resolución Exenta N°443/2020 [21]. Por otro lado, un proceso de subastas se considerará parcialmente desierto si ciertas unidades presentan ofertas que superen el filtro de mitigación, mientras que a aquellas que no lo hagan se les impondrá el costo eficiente previamente mencionado.

2. Licitaciones:

Cuando el requerimiento de un SC no sea de cortísimo plazo o bien cuando se deba realizar instalación de nueva infraestructura el Coordinador debe celebrar procesos de licitación para su adjudicación. Las bases de cada licitación son establecidas por el Coordinador mediante su sitio web y se asignará el recurso técnico más eficiente en términos económicos una vez terminado el proceso de evaluación de ofertas.

3. Instrucción Directa:

En los casos en que las condiciones de mercado no sean competitivas, o la subasta o licitación de un SC sea declarada total o parcialmente desierta, el Coordinador puede establecer una instrucción directa y obligatoria para la prestación del servicio con recursos existentes, o mediante la instalación de nueva infraestructura.

3.4.2. Remuneración y Pagos traspasados a la demanda

La remuneración por SSCC está principalmente determinada por el mecanismo mediante el cual se asigna el SC, ya sea a través de subastas, licitación o instrucción directa. Las componentes a remunerar por la adjudicación del SC corresponden al **Valor Adjudicado**, el cuál constituye un paquete de cantidad de Potencia-Precio, y se remunera su disponibilidad y activación según las características de cada servicio. Para las unidades que no participaron del proceso de subastas y se adjudicaron el SC mediante un costo eficiente, su remuneración por Valor adjudicado es cero.

Adicionalmente, la prestación de SSCC incluye pagos que se remuneran de manera ex post como pagos laterales, una vez finalizado el periodo de provisión del SC. Estos pagos corresponden a **Sobrecostos, Costos de Oportunidad y Costos de Recurso Adicional**.

En la práctica, estos pagos son traspasados de la generación a la demanda en la prorrata de sus retiros y se analizarán en profundidad mas adelante. De lo anterior se puede desprender las siguientes ecuaciones, que muestran los pagos que actualmente son traspasados a la demanda por concepto de SSCC.

$$BalanceSC_{G_{j,h}} = PagoSC_{G_{j,h}} = \left(\sum_{i=1}^n CostoSC_{i,sc,h} \right) \cdot F_{Ret_{j,h}} \quad (3.1)$$

$$CostoSC_{i,sc,h} = Vadj_{i,sc,h} + RVM_{i,sc,h} + CO_{i,sc,h} + CRA_{i,sc,h} \quad (3.2)$$

Donde:

- $BalanceSC_{G_{j,h}}$: Balance de pagos por SSCC que enfrenta la demanda j para la hora h con generación adjudicada.
- $PagosSC_{G_{j,h}}$: Proporción de pagos que realiza la demanda j por SSCC para la hora h.
- $F_{Ret_{j,h}}$: Factor correspondiente a la prorrata de los retiros de la demanda j para la hora h.
- $CostoSC_{i,sc,h}$: Costo total de la Unidad i por la provisión del servicio complementario sc para la hora h.
- $Vadj_{i,sc,h}$: Valor Adjudicado de la unidad i por la provisión del servicio complementario sc en la hora h.
- $RVM_{i,sc,h}$: Sobrecosto que genera la unidad i por la provisión del servicio complementario sc en la hora h.
- $CO_{i,sc,h}$: Costo de Oportunidad que genera la unidad i por la provisión del servicio complementario sc en la hora h.

- $CRA_{i,sc,h}$: Costo de operación adicional que genera la unidad i por la provisión del servicio complementario sc en la hora h .

Como se mencionó previamente, el pago de los costos incurridos por la provisión de SSCC de los recursos técnicos es realizado por las empresas de generación, prorrateado según el retiro de sus clientes. No obstante, en la práctica son los clientes libres quienes efectivamente pagan los SSCC a través de cláusulas incluidas en los contratos de compra y venta de energía [22].

Dado lo anterior, la participación de la demanda en el mercado de SSCC podría significar la reducción de pagos laterales, como pagos por Mínimo Técnico, así como eventuales externalidades positivas que se pueden desprender de la gestión de consumo.

3.5. Beneficios Técnicos y Económicos

La participación de los usuarios finales en los distintos productos del mercado de SSCC puede aportar diversos beneficios técnicos y económicos, tanto para los agentes del lado de la demanda como a nivel sistémico.

Entre estos beneficios se incluye el aumento en la seguridad, flexibilidad y robustez del sistema, al habilitar y liberar recursos técnicos que podrían estar disponibles en casos de contingencias o fluctuaciones anormales de frecuencia. Asimismo, la operación del sistema podría realizarse a menor costo, dado que los clientes estarían incentivados a participar en horas donde comúnmente se generen elevados pagos laterales, los cuales eventualmente podrían ser desplazados por la demanda.

Por su parte, los usuarios finales participantes podrían beneficiarse de los ingresos derivados del Valor Adjudicado por la provisión de SSCC de CF y percibir un ahorro en sus pagos por SSCC. No obstante, los ingresos por la adjudicación de SSCC y ahorros en pagos laterales deben ser suficientes para cubrir los costos de oportunidad por reducción de consumo (costos alternativos), así como los costos de inversión, conexión y contratos. Adicionalmente, las inversiones en tecnología podrían generar externalidades positivas en la administración de procesos internos y gestión de consumo.

La ecuación 3.3 modela el balance de SSCC para una demanda adjudicada a SSCC de CF:

$$BalanceSC_{G+D_{j,h}} = PagoSC_{G+D_{j,h}} + \underbrace{(P_{j,sc,h} \cdot q_{j,sc,h} \cdot \gamma_{j,sc,h} \cdot FD_{j,sc,h})}_{\text{Valor Adjudicado}} - \underbrace{(C_{j,sc,h} \cdot q_{j,sc,h} \cdot \gamma_{j,sc,h})}_{\text{Costos Alternativos}} \quad (3.3)$$

Donde:

- $BalanceSC_{G+D_{j,h}}$: Balance de pagos por SSCC que enfrenta la demanda j para la hora h con generación y demanda adjudicadas.

- $PagoSC_{G+D_{j,h}}$: Proporción de pagos por SSCC que realiza la demanda j para la hora h con generación y demanda adjudicadas.
- $P_{j,sc,h}$: Oferta Unitaria en USD/MWh de la demanda j por proveer el servicio complementario sc en la hora h .
- $q_{j,sc,h}$: Potencia en MW adjudicada por la demanda j por proveer el servicio complementario sc en la hora h .
- $\gamma_{j,sc,h}$: Factor de activación de la demanda j por proveer el servicio complementario sc para la hora h .
- $FD_{j,sc,h}$: Factor de desempeño de la demanda j por proveer el servicio complementario sc para la hora h .
- $C_{j,sc,h}$: Costo unitario en USD/MWh de la demanda j por proveer el servicio complementario sc para la hora h .

Por tanto, la demanda tendría incentivos para participar en el mercado de SSCC si es que su balance de pagos por SSCC cuando es adjudicada es menor a su balance de pagos cuando solo participa la generación. La siguiente ecuación modela lo anterior:

$$BalanceSC_{G+D_{j,h}} < BalanceSC_{G_{j,h}} \quad (3.4)$$

Es importante destacar que al ser las cargas las que se hacen cargo de los pagos por SSCC complementarios, todos aquellos para quienes podría resultar rentable participar tendrían incentivos a invertir para hacerlo, ya que de no hacerlo, la reducción de costos no sería efectiva. Esto evidentemente, es condicional a que la participación de la demanda pueda desplazar la adjudicación de SSCC a recursos de generación.

Esto se aclara mejor en las figuras 3.4 a 3.7, que ilustran un sistema con cuatro unidades de generación: A, B, C y D, asignadas a abastecer una demanda específica en una hora no solar. Se asume que, durante las horas solares, la demanda quedaría excluida de la participación de SSCC, ya que las reservas se adjudicarían a unidades ERV, tal como lo reflejan los programas de Operación a partir del 21 de octubre de 2024.

La figura 3.4 muestra una curva de oferta con costos variables crecientes, que representa a las unidades de generación mencionadas y su capacidad para abastecer una demanda específica, indicada por la línea vertical negra. En este escenario, la unidad A se encuentra operando a su potencia máxima, mientras que la unidad B posee reserva para CTF(+) (línea punteada) y ambas unidades están generando de manera inframarginal. La unidad C, por su parte, opera a una potencia intermedia que cubre el resto de la demanda, mientras que la central D permanece apagada.

Si en lugar de la unidad B se hubiese asignado una carga para prestar CTF(+), podríamos tener el escenario de la figura 3.5. En este caso, la carga podría capturar el Valor Adjudicado de la unidad B

y el costo de oportunidad en el que incurrió dicha unidad al mantener una reserva inframarginal para CTF(+). Esta renta, podría entenderse como un límite inferior de los beneficios de la demanda participante, lo que permitiría que, en un primer momento, la demanda desplazaría los **valores adjudicados y los costos de oportunidad asociados a unidades asignadas a CTF(+)**, como se muestra en el área sombreada.

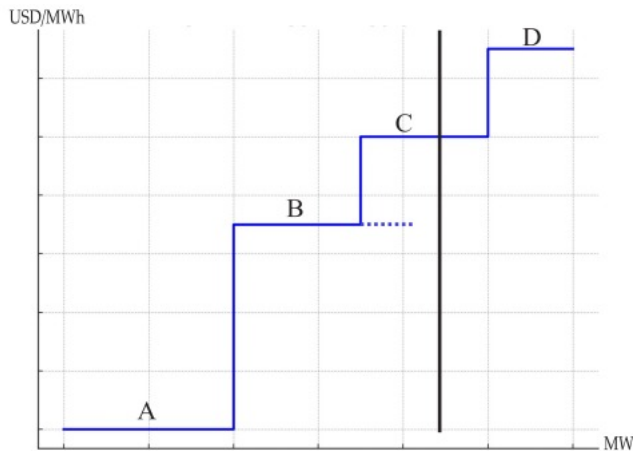


Figura 3.4: Escenario 1.
Fuente: Elaboración Propia.

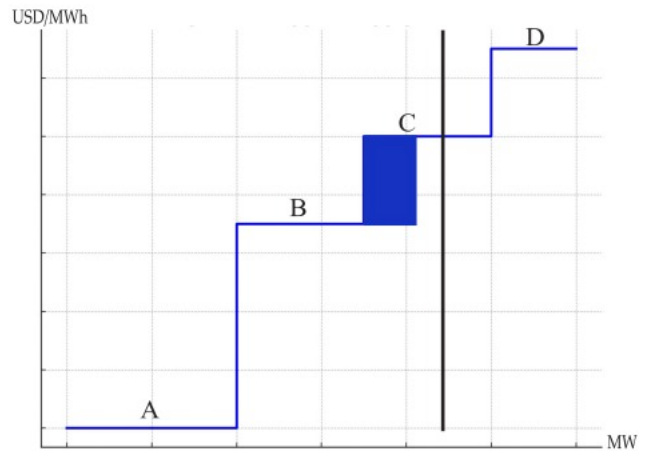


Figura 3.5: Escenario 2.
Fuente: Elaboración Propia.

Por otro lado, en la figura 3.6, se incluye la unidad E, que ha sido despachada a Mínimo Técnico y se encuentra operando por sobre el costo marginal, situación que genera sobrecostos para el sistema. Esta unidad está asignada a prestar SC de CTF(+), representado con una línea punteada.

En esta situación, si la demanda hubiese sido asignada para la prestación de CTF(+), podría liberar reservas que le permitiría capturar los sobrecostos que genera la unidad E (área sombreada en la figura 3.7).

Con lo anterior, la demanda podría obtener beneficios significativos al adjudicarse reservas de SSCC, ya que sus pagos por estos servicios podrían reducirse. En una primera instancia, podría desplazar Valores Adjudicados y Costos de Oportunidad. Sin embargo, si se cumplen las condiciones adecuadas, también podría desplazar generación de centrales que se encuentran operando con un costo variable superior al costo marginal.

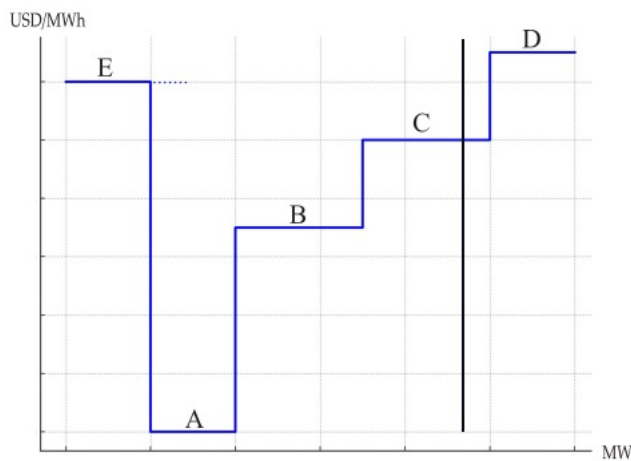


Figura 3.6: Escenario 3.
Fuente: Elaboración Propia.

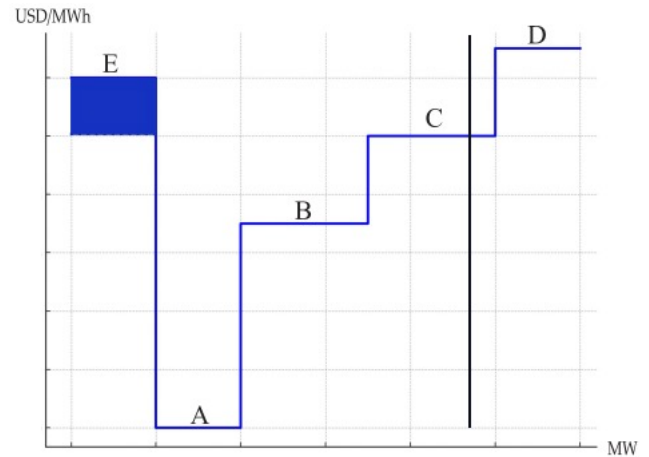


Figura 3.7: Escenario 4.
Fuente: Elaboración Propia.

Cabe mencionar que estos beneficios se derivarían de los resultados de la operación real; sin embargo, las adjudicaciones son determinadas en la etapa de programación. Por lo tanto, dependen de los diferenciales de costos de operación entre un escenario en el que el CTF(+) es provisto por la generación y otro en el que lo aporta la demanda, lo cual sería equivalente a un escenario sin dicho requerimiento cubierto con recursos de generación.

En este contexto, supongamos que la situación de la figura 3.4 corresponde al resultado de la programación de la operación, donde la unidad B es asignada a prestar CTF(+) de manera inframarginal. Si una carga participara en el proceso de subastas de CTF(+), podría liberar reservas inframarginales que podrían ser destinadas a generación. Esto permitiría reducir la necesidad de generación proveniente de unidades con costos más elevados e incluso evitar el despacho de ciertas unidades. Esta situación sería evaluada por la optimización, que podría identificar una disminución en los costos de operación y por ende asignar a la demanda para la prestación de CTF(+) en lugar de a la generación.

Cabe mencionar que el desplazamiento de una sola unidad provoca que la diferencia en el costo de operación sea igual al costo de oportunidad, como se observa en el caso de la figura 3.5. Sin embargo, cuando se desplaza la generación de múltiples unidades, el costo de oportunidad, calculado en el balance, resulta superior a la variación en los costos de operación.

Por otro lado, si la adjudicación de la demanda para la prestación de CTF(+) genera cambios en los costos marginales, esto podría reducir los costos de oportunidad. Sin embargo, también podría ocasionar un aumento en los sobrecostos del sistema según lo que evidencia el área de color verde en la figura 3.9. Esto implica que el impacto final de la asignación de la demanda para CTF(+) no sea evidente de forma inmediata. Una evaluación completa de esta situación será abordada en una publicación futura.

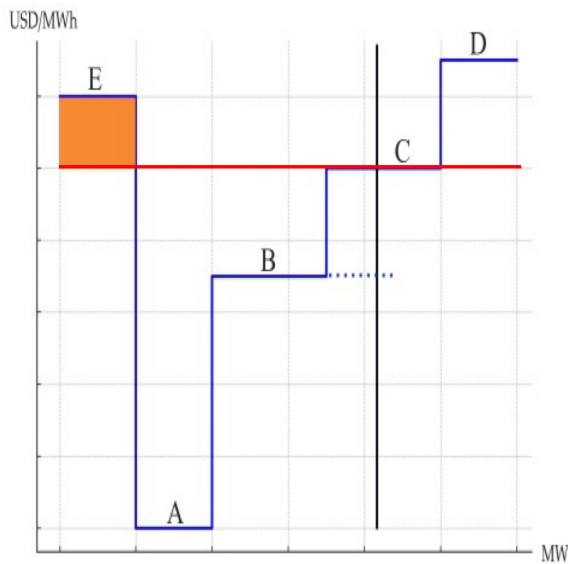


Figura 3.8: Escenario 5.
Fuente: Elaboración Propia.

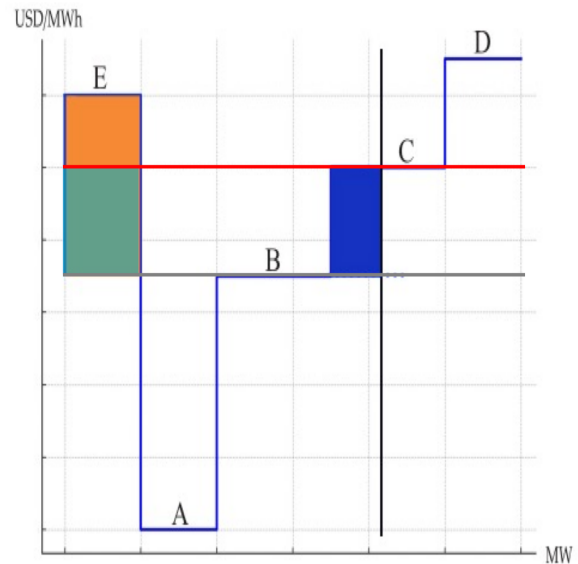


Figura 3.9: Escenario 6.
Fuente: Elaboración Propia.

Es importante señalar que los incentivos mencionados corresponden a beneficios individuales; sin embargo, dado que existen varios agentes que podrían participar, es necesario analizar la participación específica de cada usuario final para estudiar la posible existencia del fenómeno de **freeriding**. Para ello, se desarrollará un ejemplo simplificado, equivalente a un equilibrio de Nash, que modela la dinámica de los usuarios finales que desean o no desean participar y demuestra que la estrategia dominante es que todos los actores de la demanda participen.

■ Consideraciones Generales

Como primera consideración, se tomará una situación similar a la mostrada en la figura 3.4, en cuya primera instancia una unidad generadora será adjudicada para proveer CTF. Cabe mencionar que la unidad en cuestión será considerada de tipo GNL. Además se supondrá que el costo operacional por el requerimiento de CTF es de 400 USD.

Por otro lado, se tienen 2 cargas habilitadas para la prestación del CTF: C1 y C2, de igual tamaño y conectadas al sistema en una hora determinada, donde se asume lo siguiente:

- C1 y C2 tienen información perfecta.
- C1 y C2 compiten en precios asociados a subastas.
- C1 y C2 pueden prestar el requerimiento completo de CTF

Carga	Costo SC
C_1	150 USD
C_2	200 USD

Tabla 3.1: Costos por proveer SC para C_1 y C_2 . Fuente: Elaboración Propia.

A continuación se muestran los 4 casos posibles, para la participación de ambas cargas, que concluirán con el hallazgo del equilibrio de Nash para la situación presente:

■ Casos Posibles

1. Caso 1: C_1 =No Participa C_2 =No Participa

Ambas cargas no participan del proceso de Subastas.

$$CostoSC = 400 \text{ [USD]} \quad (3.5)$$

En este caso la provisión del SC está dado exclusivamente por una unidad generadora, quien se adjudica la totalidad del requerimiento, lo que conlleva a un costo operacional por SC de 400 USD. Por lo tanto C_1 y C_2 no reciben beneficios económicos de la provisión del CTF y deberán pagar lo correspondiente a la prorrata de sus retiros. Al ser cargas de igual tamaño sus prorratas por CTF serán iguales:

$$BalanceSC_{C1,h} = 400 \cdot 0.5 = -200 \text{ [USD]} \quad (3.6)$$

$$BalanceSC_{C2,h} = 400 \cdot 0.5 = -200 \text{ [USD]} \quad (3.7)$$

2. Caso 2: C_1 =Participa, C_2 =No Participa.

La carga C_1 participa de la subasta de CTF, no así C_2 .

$$CostoSC = 390 \text{ [USD]} \approx 400 - \Delta \quad (3.8)$$

Dado que en este caso la carga C_1 no enfrentaría competencia de parte del otro agente de la demanda, ofrecerá un total de $400-\Delta$, (en este caso 390 USD por simplicidad), lo que le otorgará la adjudicación de todo el requerimiento de CTF en reemplazo de la unidad generadora. Esta nueva adjudicación hará que el costo operacional disminuya a $400-\Delta$. Por lo tanto el nuevo balance de ambas cargas se muestra a continuación:

$$BalanceSC_{C1,h} = 390 - 150 - 390 \cdot 0.5 = 45 \text{ [USD]} \quad (3.9)$$

$$BalanceSC_{C2,h} = 390 \cdot 0.5 = -195 \text{ [USD]} \quad (3.10)$$

Dado que en este caso la carga C_1 , se encuentra en una situación monopólica del lado de la demanda, ofrecerá un precio que le permita obtener las máximas retribuciones por el servicio otorgado. Este precio, a su vez, debe cubrir sus costos por prestar el SC. La adjudicación, al internalizar la oferta de la carga y los costos de la unidad generadora, será realizada a la demanda para cualquier valor que sea inferior al costo de generación.

3. **Caso 3:** C_2 =Participa, C_1 =No Participa.

La carga C_2 participa de la subasta de CTF, no así C_3 .

$$CostoSC = 390 [USD] \approx 400 - \Delta \quad (3.11)$$

En este caso, análogo al anterior, la carga C_2 es la única demanda que oferta para prestar CTF. Esta decide ofertar un total de $400-\Delta$, (en este caso 390 USD por simplicidad), lo que le otorgará la adjudicación de todo el requerimiento de CTF en reemplazo de la unidad generadora. Esta nueva adjudicación hará que el costo operacional disminuya a $400-\Delta$. Por tanto el nuevo balance de ambas cargas se muestra a continuación:

$$BalanceSC_{C1,h} = 390 \cdot 0.5 = \boxed{-195 [USD]} \quad (3.12)$$

$$BalanceSC_{C2,h} = 390 - 200 - 390 \cdot 0.5 = \boxed{-5 [USD]} \quad (3.13)$$

4. **Caso 4:** C_1 =Participa, C_2 =Participa.

Ambas cargas participan de las subastas de CTF.

$$CostoSC = 190 [USD] \approx 200 - \Delta \quad (3.14)$$

En el caso 4, ambos agentes de la demanda participan, por lo que existiría competencia directa "a la Bertrand" por la prestación del servicio. Como resultado, el agente con menor costo presentará una oferta levemente inferior al costo de su competidor, y la carga con mayor costo ofertará su costo. Por lo tanto, C_1 ofertaría $200-\Delta$, que se aproximará a 190 por simplicidad, y terminaría siendo adjudicado.

Luego, el balance de pagos por CTF se muestra en la siguiente ecuación:

$$BalanceSC_{C1,h} = 190 - 150 - 190 \cdot 0.5 = \boxed{-55 [USD]} \quad (3.15)$$

$$BalanceSC_{C2,h} = 190 \cdot 0.5 = \boxed{-95 [USD]} \quad (3.16)$$

A partir de los cuatro casos, se construye una matriz de pagos similar a la utilizada en el dilema del prisionero típico con tal de encontrar el equilibrio de Nash:

■ **Matriz de Pagos**

		C2	
		Participa	No Participa
C1	Participa	(-55, -95)	(45, -195)
	No Participa	(-195, -5)	(-200, -200)

Figura 3.10: Matriz de Pagos en [USD].

Fuente: Elaboración Propia.

Los pagos asociados a C1 se encuentran en el primer componente de cada tupla de la matriz, mientras que los pagos de C2 están registrados en el segundo componente. Teniendo esto en consideración, se desprende que tanto para C1 como para C2 la estrategia dominante corresponde a participar, ya que, al fijar la estrategia del contrario, los pagos relacionados a la decisión de participar son mayores a los de no participar.

En específico, si la decisión de C2 fuese participar, la alternativa más rentable para C1 sería participar, ya que tendría un balance de -55 en comparación con -195. Asimismo, si C2 decidiera no participar, la alternativa más rentable seguiría siendo participar, ya que el balance correspondería a 45 en contraste con -200 de no participar. El análisis para C2, fijando la decisión de C1, es equivalente, y consecuentemente, como para ambos actores la estrategia dominante es participar, el equilibrio de Nash correspondería a que ambos participaran.

Una forma de interpretar este equilibrio es que la única forma de asegurar que los ahorros en los costos de provisión de SSCC se materializarán, es si cada participante de la demanda para el que sería rentable hacerlo oferta, ya que en caso de que otro cliente intentara ofertar un valor más alto para capturar todas las rentas, siempre estará la oferta propia, incluso si no es la más baja, “como respaldo” para ser adjudicada.

Es importante señalar que el ejemplo anterior es hipotético y busca mostrar de forma simple cómo sería la dinámica entre los actores en un sistema eléctrico con provisión de SSCC y participación tanto de generación como de demanda.

En el capítulo siguiente, se aproximarán los recursos potencialmente flexibles de la demanda y se estimarán los costos que se observan en la operación real y el diferencial de costos de operación, para no solo establecer si existirían rentas suficientes que podrían incentivar la participación de la demanda,

sino que además si podrían ser adjudicados en la programación diaria de la operación.

Capítulo 4

Descripción Estadística

En este capítulo se abordará el análisis necesario para estimar rentas que pudiesen incentivar la participación de la demanda en la prestación del CTF, específicamente en el CTF(+). Como primer paso, se estudiarán las ofertas y las adjudicaciones de la demanda en uno de los mercados internacionales previamente analizados, lo cual permitirá identificar oportunidades aplicables al contexto chileno.

Luego, se examinarán las características de las cargas conectadas en diversas zonas geográficas del sistema eléctrico chileno y se dimensionarán los retiros de energía en un período específico. Este análisis contribuirá a evaluar la potencial capacidad de la demanda para desplazar las asignaciones actuales de SSCC. En línea con lo anterior, se establecerá una base estadística sobre las unidades generadoras actualmente asignadas a estos servicios, analizando aspectos como el valor de las asignaciones de potencia, los tipos de tecnología involucrados y su participación en otros productos del mercado eléctrico.

Finalmente, el capítulo se unirá estos aspectos para comprender el posible rol de la demanda en las transacciones de SSCC. Esto incluirá un ejercicio de estimación de los costos sistémicos asociados a SSCC y una evaluación estadística de las potenciales rentas que incentiven la participación de los clientes libres en el CTF(+). Así, se busca definir tanto las oportunidades como los incentivos para lograr la participación de la demanda en el CTF(+).

4.1. Participación de la demanda en mercados internacionales

Como se analizó previamente, PJM, CAISO y AEMO permiten la participación de la demanda tanto en SSCC como en el mercado de energía. En este contexto, resulta conveniente para el propósito de este estudio conocer los precios y adjudicaciones de la demanda en los mercados mencionados, a fin de obtener una visión sobre las oportunidades que podría tener la demanda en el mercado chileno.

Para lograr lo anterior se utilizarán datos de CAISO que a través de su plataforma OASIS ¹, permite acceder a registros de diversas variables que influyen en la operación del mercado californiano. De este modo, es posible obtener estadísticas sobre la participación de la demanda, las cuales se presentan

¹Disponible en <http://oasis.caiso.com/mrioasis/logon.do>

a continuación:

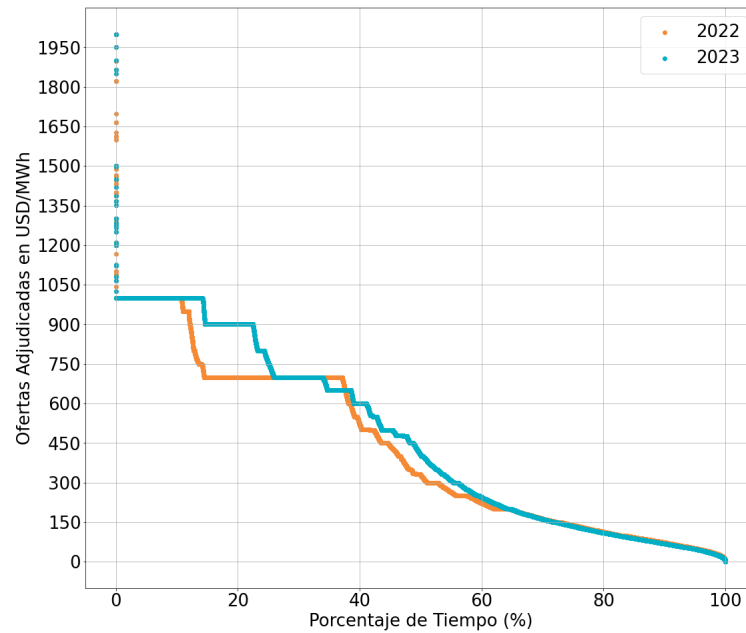


Figura 4.1: Curva de duración de los precios adjudicados en CAISO para la participación de la demanda en Energía para 2022-2023. Fuente: Elaboración Propia en base a registros de CAISO.

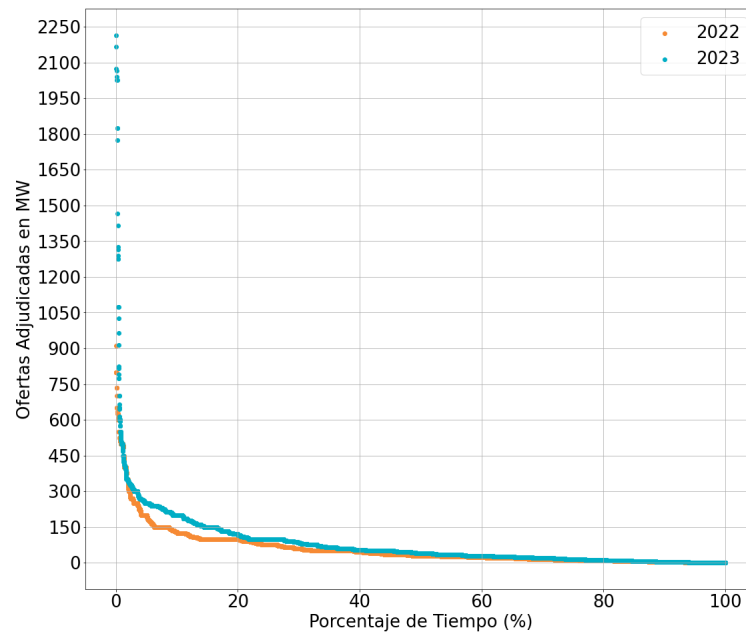


Figura 4.2: Curva de duración de los MW adjudicados en CAISO para la participación de la demanda en Energía para 2022-2023. Fuente: Elaboración Propia en base a registros de CAISO

Como se muestra en las figuras 4.1 y 4.2, las adjudicaciones a la demanda en el *Day Ahead Market* superaron los 700 USD/MWh aproximadamente el 15 % del tiempo en 2022 y cerca del 25 % en 2023.

Asimismo, se observa que los precios por debajo de 200 USD/MWh se encontraron en torno al 30 % del tiempo. Cabe destacar que CAISO establece un límite de oferta de 1000 USD/MWh en todas las horas y de 2000 USD/MWh para ciertas horas del periodo, para las ofertas de energía, incluyendo aquellas provenientes de recursos de respuesta de la demanda. Este límite tiene como objetivo prevenir el ejercicio de poder de mercado; por ende, cualquier oferta que supere este umbral debe justificar su precio mediante la verificación de costos.

Por otra parte, no se encontraron ofertas provenientes de la demanda para Servicios Complementarios, solo para energía, lo que podría indicar que el mercado de energía resulta más atractivo para la demanda que el mercado de SSCC.

En conclusión, si bien la demanda en CAISO ofertó valores elevados, un porcentaje significativo del tiempo las adjudicaciones fueron a ofertas inferiores a 150 USD/MWh, que sería un precio más cercano a escenarios en el contexto nacional. Estos resultados aportan contexto sobre el comportamiento de la demanda y sentarán las bases para las siguientes secciones, donde se analizarán los clientes en Chile y su relación con las rentas disponibles en el mercado de SSCC del SEN.

4.2. Demanda Flexible en el SEN

En el estudio *Assessment of industrial load for demand response across U.S. regions of the western interconnect* de la Ref. [23], se analizan las diversas cargas industriales en Estados Unidos que podrían ofrecer respuesta de la demanda basado en la clasificación SIC de dos dígitos ². Este estudio incluye una revisión de los procesos internos dominantes y los Servicios Complementarios en los que estas industrias podrían participar, considerando su comportamiento y tiempos de respuesta. Donde el SC de reserva flexible podría ser homologable a CTF, ya que el tiempo máximo en que una unidad debe entregar su potencia comprometida es de 20 minutos, con un periodo máximo de prestación de una hora, lo cual es similar al CTF.

La tabla 6.1 muestra algunos de los sectores industriales capaces de ofrecer servicios de Reserva Flexible. Entre los sectores industriales destacados se encuentra la producción química, la refinería de petróleo, la producción de plásticos y la industria metalúrgica primaria. Todas ellas operan actualmente como clientes libres en el SEN, como se verá más adelante.

Dicho lo anterior, en esta sección se utilizará, el estudio mencionado para identificar, clasificar y cuantificar clientes libres conectados al SEN que por sus características internas podrían participar del CTF. Lo anterior sin perjuicio de que la demanda pueda adquirir mayor flexibilidad con el uso de sistemas BESS.

Para efectos de este análisis se consideró lo siguiente:

²Disponible en: <https://siccode.com>

- El período estudiado correspondió a los meses de enero, marzo, abril, julio y octubre de 2023. Cada uno de estos meses representa condiciones de abastecimiento particulares de diferentes épocas del año.
- Se utilizaron la gama completa del código SIC de dos dígitos, debido a que el estudio de la Ref. [23] abarca solo ciertos sectores industriales.
- Se analizaron los consumos asociados a las barras de 220 kV, 154 kV, 110 kV y 66 kV, considerando que las barras de menor tensión suelen poseer clientes libres en distribución, los cuales no se abordan en este documento.
- Se supuso un 15 % de demanda flexible por cada carga estudiada, acorde a lo indicado en el estudio de condiciones de competencia de CI del ISSCC 2022 [18].
- Según las bases de licitación de CI de 2023 [19] se supuso como posibles prestadores de CTF a las cargas cuya demanda flexible posterior a la reducción indicada en el punto anterior, sea igual o superior a 1 MW. Esto considerando que eventualmente se podría colocar otra cantidad mínima en las subastas de CTF.
- Para dimensionar los recursos que podrían participar de forma individual, se asumió una potencia igual o superior a 5 MW.

La figura 4.3 muestra la disponibilidad de demanda flexible para CTF en los meses mencionados previamente considerando una reducción de consumo del 15 % de su potencia nominal.

En esta línea, las barras de 220 kV agrupan a los clientes libres más grandes, lo que permite una mayor disponibilidad de demanda flexible de forma individual con valores que se concentran entre 1 MW y 5MW y que pueden llegar a cerca de 35 MW. Por otro lado, las barras de 154 kV y 110 kV suelen tener recursos de alrededor de 3 MW, con algunas excepciones que llegan a los 15 MW y 35 MW, respectivamente. Por último, las barras de 66 kV generalmente se mantienen cerca de 1 MW, aunque en ciertas ocasiones pueden alcanzar los 5 MW.

Por lo tanto, se observa que las reservas disponibles para CTF, considerando cargas individuales, varían entre 1 MW y 35 MW. Esto se calcula con un margen de disponibilidad del 15 % de su potencia nominal, pero podría incrementarse si se habilita un porcentaje mayor para los recursos de respuesta de la demanda. Por otro lado, todas las cargas interesadas en participar podrían utilizar sistemas BESS para ganar mayor flexibilidad y disponibilidad de recursos.

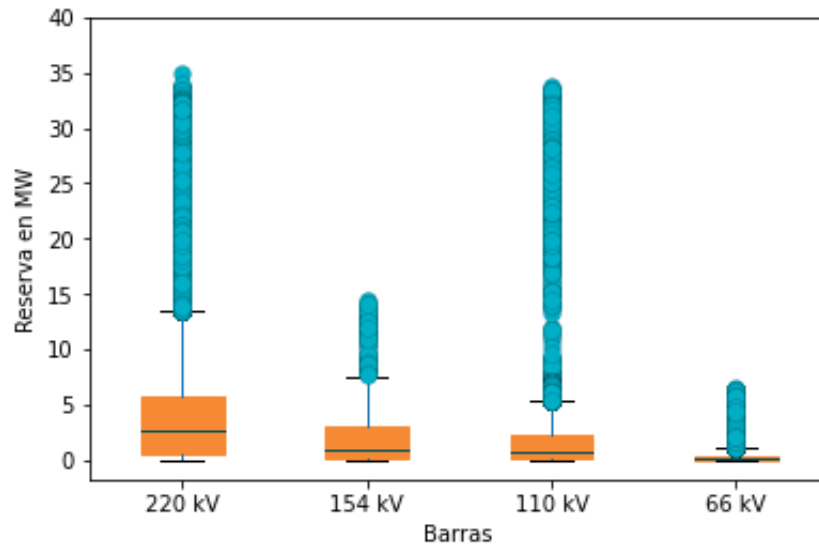


Figura 4.3: Demanda flexible disponible para CTF en 2023 por barras considerando un 15 % de reducción de consumo. Fuente: Elaboración propia.

Otra forma relevante de aumentar la disponibilidad de recursos de demanda para CTF es mediante la agregación de esta, lo cual implica agrupar consumos que puedan ser despachados de manera simultánea. La figura 4.4 muestra la disponibilidad de recursos conectados a una misma barra para una hora determinada, considerando un 15 % de su potencia nominal.

Los resultados indican un aumento en la demanda flexible en todas las barras, siendo más notable en las barras de 220 kV, 154 kV y 110 kV, y en menor medida en las de 66 kV. Si bien la disponibilidad máxima sigue siendo similar en ambos casos, se observa un incremento en la frecuencia de situaciones con disponibilidades altas. Esto se debe a que las barras que pueden proveer los máximos valores poseen una única carga conectada.

Mientras que en el caso de cargas individuales conectadas en 220 kV los valores se concentraban entre 1 y 5 MW, de manera agrupada se sitúan entre 3 MW y 12 MW. Por otro lado, las barras de 154 kV y 110 kV pueden concentrar sus disponibilidades entre 1 MW y un valor cercano a 4 MW. Finalmente, en las barras de 66 kV se evidencia un aumento en los casos que alcanzan 1 MW.

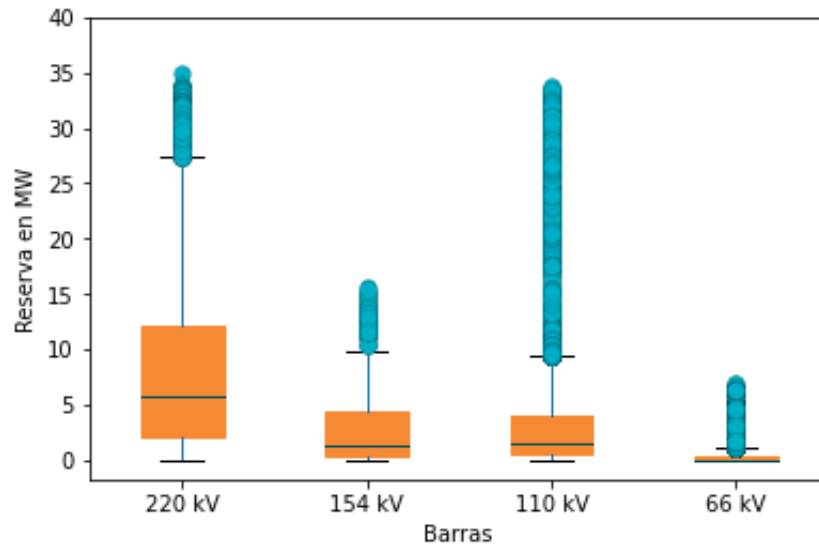


Figura 4.4: Demanda flexible agregada disponible para CTF en 2023 por barras considerando un 15 % de reducción de consumo. Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, la figura 4.5 muestra la disponibilidad de recursos clasificados por industria según un código de dos dígitos (código SIC). En ella se observa que el mayor aporte podría provenir de las industrias mineras (10) y de la industria primaria del metal (33). Asimismo, se identifican cargas que, según el estudio de la Ref. [23], pueden prestar CTF, como lo son: la industria papelera (26), la industria química (28), las refinerías de petróleo (29) y la industria cementera (32), dado que la desconexión de sus procesos internos podría cumplir con los tiempos requeridos para su despacho. Cabe mencionar que los procesos internos de cada industria no necesariamente limitarían la disponibilidad del recurso, ya que los sistemas de almacenamiento BESS podrían ser una alternativa para participar del CTF y disminuir costos por SC.

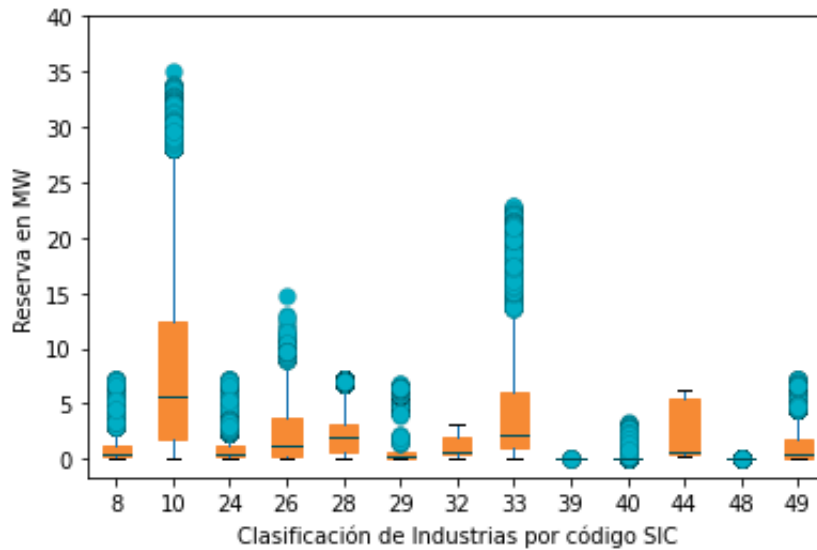


Figura 4.5: Demanda flexible agregada disponible para CTF en 2023 por código SIC considerando un 15 % de reducción de consumo. Fuente: Elaboración propia.

Cabe mencionar que si se supone que el SEN se encuentra sin congestiones de líneas de transmisión o desacoples en los costos marginales, se podría alcanzar el nivel máximo de disponibilidad de recursos por parte de la demanda a nivel nacional. Sin embargo, esto no siempre sucede, lo que conlleva a menudo a que el SEN se divida en subsistemas más pequeños que pueden operar de manera aislada o presentar diferencias en los precios de energía.

La formación de subsistemas cobra especial relevancia cuando existen instalaciones asignadas para CTF en una zona específica que, debido a situaciones sistémicas anormales, no pueden prestar el servicio en otras zonas del SEN. En consecuencia, se deben activar otras instalaciones que reemplacen a las programadas, y que podrían generar mayores costos al sistema.

La tabla 4.1 define el sistema eléctrico principal (SEN), y los 3 tramos de línea mas frecuentes que generan zonas de conexión aisladas o desacopladas en precios de energía para los meses representativos del año 2023.

Código	Sistema principal	Tramo(s) no habilitado(s)
(SEN)	SEN	-
(1)	SEN	Lastarra 220 kV->Ciruelos 220 kV
(2)	SEN	Rancagua 154 kV->Minera Valle Central 154 kV
(3)	SEN	Lastarria 220 kV->Ciruelos 220 kV Linares 66 kV->Chacauin 66 kV

Tabla 4.1: Subsistemas mas frecuentes en el SEN para los meses representativos del 2023.

Fuente: Elaboración propia en base a registros del CEN.

Subsistema	Máximo [MW]	Mínimo [MW]	Promedio [MW]	Desviación Estándar [MW]
(SEN)	623,17	459,26	545,30	22,51
(1)	591,99	473,11	529,37	23,6
(2)	577,56	448,03	526,03	29,14
(3)	575,31	445,59	521,70	24,10

Tabla 4.2: Recurso disponible por parte de clientes libres para CTF. Fuente: Elaboración propia.

Como se muestra en la tabla 4.2, cuando el SEN estuvo completamente acoplado, bajo los supuestos señalados anteriormente, se habría dispuesto de un promedio de 545,30 MW en recursos de respuesta de la demanda, considerando un 15 % de disponibilidad en todas las barras de 220 a 66 kV. Sin embargo, la formación de subsistemas reduciría la efectividad de los recursos disponibles, aunque ello aplica tanto para generación como para la demanda. A pesar de esto, aún en las horas de menor disponibilidad, la potencia despachable por la demanda no cae por debajo de los 400 MW, lo cual es significativo si los requerimientos de CTF son de magnitud similar. Además, los niveles máximos pueden alcanzar aproximadamente 620 MW, lo que, eventualmente podría cubrir completamente los requerimientos horarios de CTF, y lo restante ser utilizado en CSF y CPF en caso de habilitar a la demanda para estos servicios.

En conclusión, en términos de capacidad disponible, existirían suficientes recursos de parte de la demanda para cubrir gran parte, e incluso la totalidad dependiendo de la hora, de los requerimientos de CTF+. Se debe tener en consideración, además, que no es estrictamente necesario flexibilizar de manera directa los procesos, ya que la incorporación de sistemas BESS podría ayudar a cubrir las necesidades de consumo cuando la demanda sea instruida para la prestación del servicio.

Por otro lado, en condiciones óptimas, el SEN dispone de hasta 545,30 MW en recursos de demanda flexible, aunque esta cifra disminuye con la formación de subsistemas. Incluso en horas de menor disponibilidad, se mantiene un mínimo de 400 MW, alcanzando hasta 620 MW.

4.3. Requerimientos y asignación de instalaciones para CTF(+)

Un punto importante para motivar la participación de la demanda en el SC de CTF es dimensionar bien los requerimientos y asignaciones horarias de este servicio. Por un lado, mientras mayor sea el requerimiento, más probable es que la demanda logre desplazar una central completa, lo que aumentaría las rentas disponibles. Por otro lado, si los requerimientos son bajos, la demanda podría adjudicarse el SC en su totalidad, dejando recursos disponibles que se podrían usar tanto en CPF como en CSF.

Los requerimientos horarios de SSCC de CF son el resultado del estudio de *Control de Frecuencia* y

*Determinación de Reservas*³ y publicados mediante el *Informe de SSCC*⁴ del Coordinador de manera anual y actualizado durante el año en curso. La determinación de requerimientos horarios de SSCC se identifican para 6 bloques horarios, en días laborales y no laborales en estacionalidades Otoño-Invierno y Primavera-Verano. La tabla 4.3 muestra los requerimientos de CTF(+) para 2022 y 2023:

Bloque Horario	Otoño-Invierno				Primavera-Verano			
	Día Laboral		Día No Laboral		Día Laboral		Día No Laboral	
	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023
Bloque 1 (22:00-01:59)	154	173	145	181	162	107	194	162
Bloque 2 (02:00-06:59)	68	120	36	95	78	71	63	127
Bloque 3 (07:00-09:59)	300	277	267	334	314	251	326	313
Bloque 4 (otoño-invierno 10:00-15:59) (primavera-verano 10:00-16:59)	85	195	96	146	54	181	48	194
Bloque 5 (otoño-invierno 16:00-18:59) (primavera-verano 17:00-19:59)	268	375	299	385	179	250	178	381
Bloque 6 (otoño-invierno 19:00-21:59) (primavera-verano 20:00-21:59)	183	216	164	109	210	243	233	213

Tabla 4.3: Reserva requerida de CTF(+) para 2022 y 2023.

Fuente: Elaboración propia en base al CEN.

La tabla anterior muestra que los valores de requerimientos aumentaron en la mayoría de los bloques horarios de 2022 a 2023. Además, se identifican las horas de rampas solares como las de mayor requerimiento debido a la alta variabilidad de las centrales ERV. En contraste, los bloques con menor requerimiento de CTF(+) son los bloques 2 y 4, explicados por la baja demanda en las horas de la madrugada y la mayor disponibilidad de recurso solar, respectivamente.

Además se identifica que los requerimientos varían entre 36 MW y 375 MW. Esto indica que la demanda podría tener chances de desplazar centrales completas, dado que los recursos de respuesta de la demanda podrían llegar a unos 400 MW como mínimo. Sin embargo, esto solo sería posible en horas no solares, ya que se espera que en las horas solares las unidades ERV sean las asignadas para SSCC, y que así lo demuestran las adjudicaciones de CTF(+) posteriores al 20 de octubre del 2024.

³Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/>

⁴Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/isscc/>

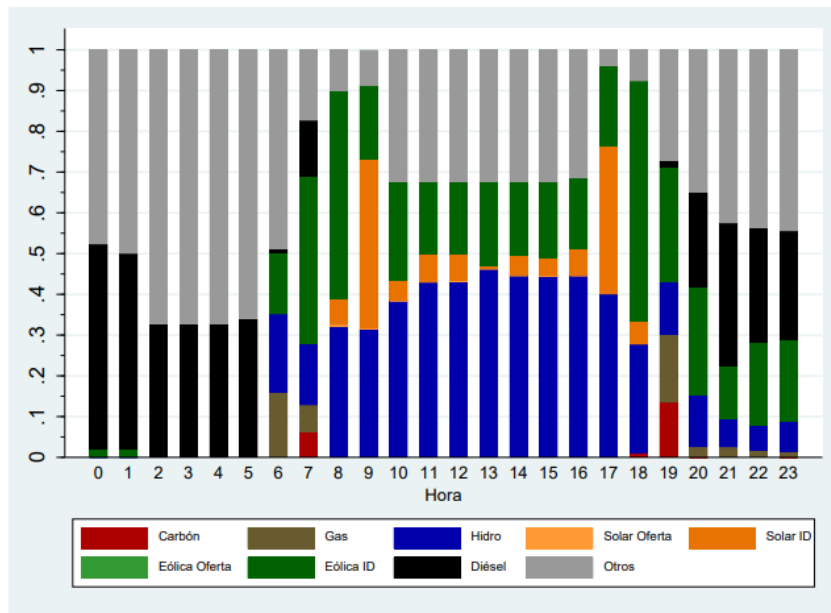


Figura 4.6: Proporción adjudicación horaria acumulada por tecnología CTF+ 21 octubre 2024- 31 noviembre 2024. Fuente: CEN

Por otro lado, la figura 4.7 muestra la distribución por bloque horario de las adjudicaciones individuales para CTF(+), lo que puede entregar una idea sobre los montos necesarios para que sea desplazada la adjudicación de un generador por parte de la demanda, ya se que participe de manera individual o agregada.

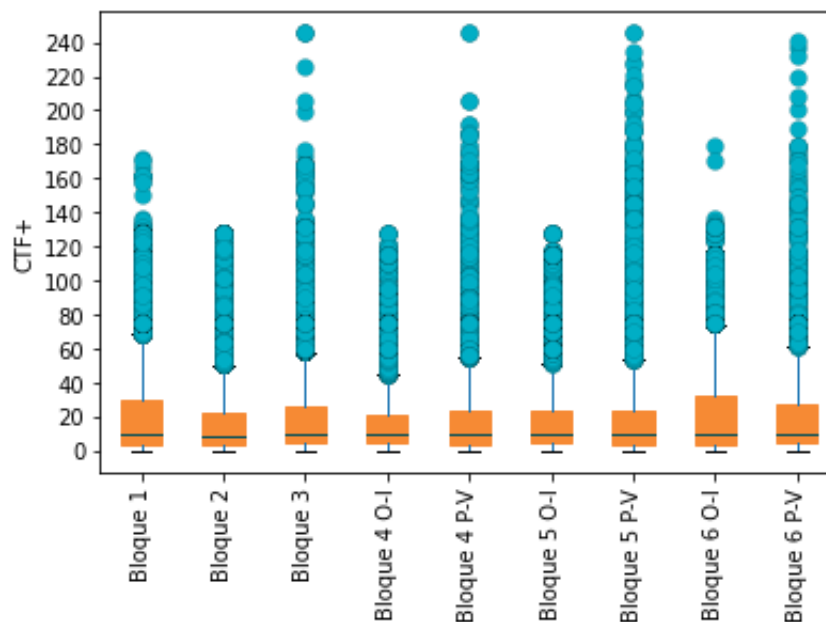


Figura 4.7: Adjudicaciones de CTF+ en MW para los 6 bloques horarios del día en 2022 y 2023. Fuente: Elaboración Propia

La gráfica muestra una concentración uniforme de adjudicaciones que, en la mayoría de los bloques horarios, no superan los 50 MW, con algunos montos incluso menores a 1 MW. Sin embargo, también se observan casos atípicos en los que los montos adjudicados superan los 200 MW en los bloques de mayor requerimiento. Esto sugiere que, en ciertas horas, una sola unidad puede cubrir una gran parte de las reservas necesarias, lo que podría reducir las oportunidades de despacho de la demanda en esos bloques para este SC en caso de que a nivel agregado no exista la suficiente capacidad para cubrir todo el requerimiento.

Otro aspecto importante es el tipo de tecnología que resulta adjudicada para el CTF(+), ya que esto determinará las oportunidades que podrían tener los usuarios finales para desplazar centrales completas y reducir pagos por SC. Por ejemplo, si el CTF+ se asignara exclusivamente a unidades de carbón, la demanda podría ver ahorros en valor adjudicado, costos de oportunidad, y sobre costos asociados exclusivamente a la prestación de reservas⁵, ya que este tipo de tecnología, debido a sus largos tiempos de partida y detención, permanece siempre encendida y opera entre su mínimo técnico y potencia máxima. En cambio, unidades generadoras de carbón, diésel e hidro podrían eventualmente ser desplazadas en su totalidad, en caso de que el ahorro supere los costos de encendido y apagado.

En la figura 4.8 se observa la proporción de las adjudicaciones de CTF(+) versus el requerimiento horario en horas no solares para distintos tipos de tecnología:

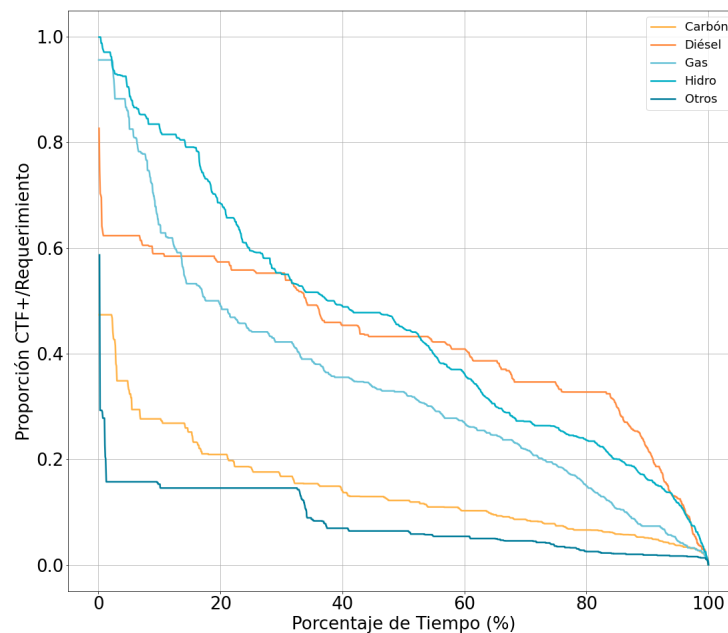


Figura 4.8: Proporción del requerimiento horario total para CTF+ por tecnología para día laboral en Otoño Invierno de 2022-2023. Fuente: Elaboración propia.

⁵En el caso de los servicios de subida, el sobre costo asociado a las reservas correspondería a su activación. Así por ejemplo, de no activarse, el sobre costo exclusivo de la reserva sería igual a cero, mientras que de activarse durante una hora completa, sería igual al total de la reserva empujada.

De lo anterior se concluye que las unidades de generación diésel, carbón y otras tecnologías, como las cogeneradoras, no logran cubrir en ningún momento el requerimiento horario completo. Además, tanto el carbón como las otras tecnologías, durante el 20 % del periodo, no superan el 40 % del requerimiento total.

Por otra parte, las centrales hidro experimentan la mayor variabilidad entre estaciones, principalmente debido a los cambios en los caudales disponibles a lo largo del año. También pueden enfrentar limitaciones para la prestación de SSCC con el fin de mantener niveles de generación estables para los meses de regadío.

Un comportamiento similar es observado en el resto de los casos, esto es, primavera-verano en horario laboral y no laboral, y otoño-invierno en día no laboral, lo que se presenta en las figuras 4.9, 4.10 y 4.11 respectivamente

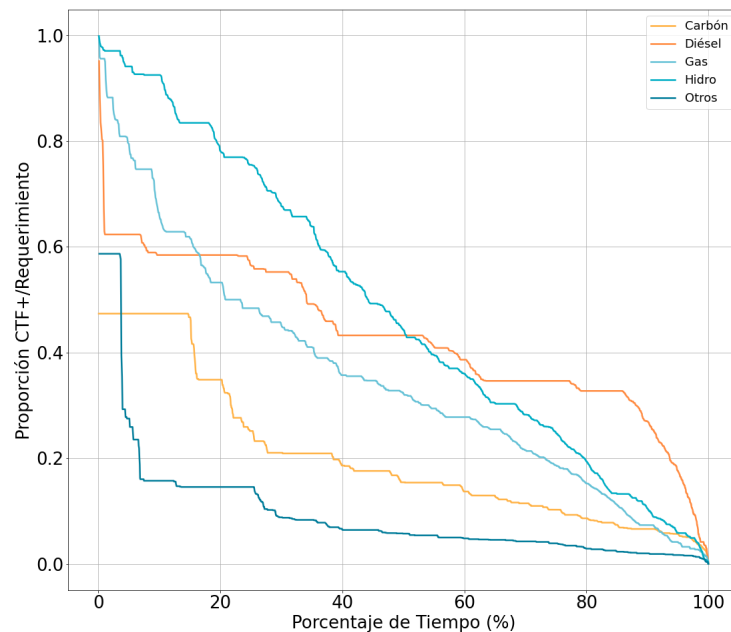


Figura 4.9: Proporción del requerimiento horario total para CTF+ por tecnología para día laboral en Primavera Verano de 2022-2023. Fuente: Elaboración propia.

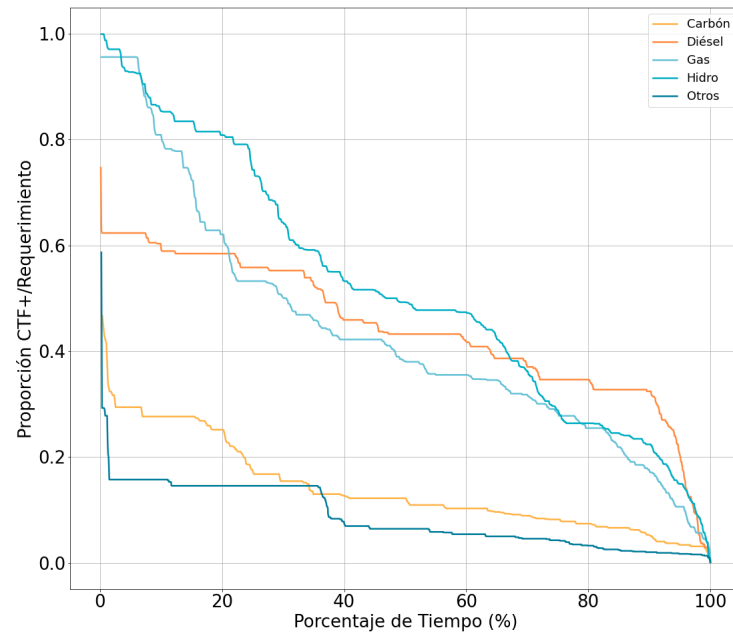


Figura 4.10: Proporción del requerimiento horario total para unidades asignadas solo a CTF+ por tecnología para Otoño Invierno de 2022-2023. Fuente: Elaboración propia.

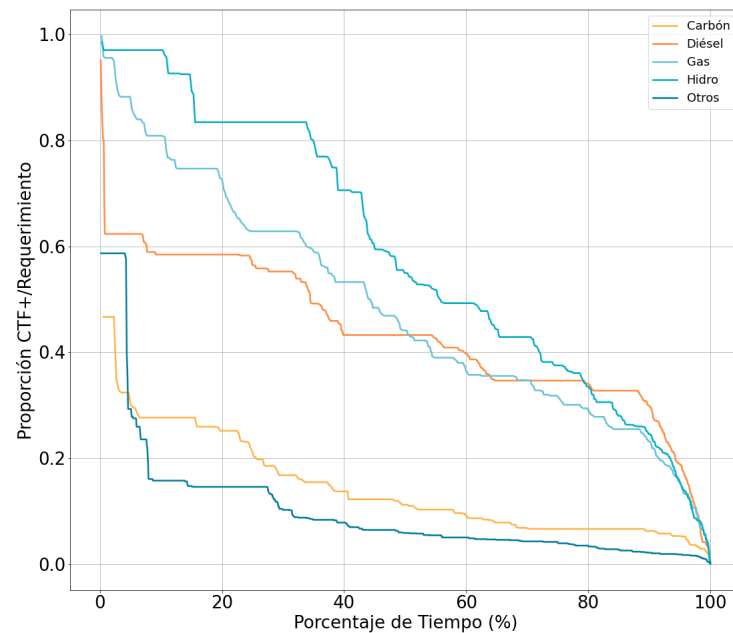


Figura 4.11: Proporción del requerimiento horario total para unidades asignadas solo a CTF+ por tecnología para día no laboral en Primavera Verano de 2022-2023. Fuente: Elaboración propia.

Siguiendo con lo anterior, las tecnologías mencionadas son las que mas variación presentan durante el año. Por otro lado, el carbón y otras tecnologías no presentan variaciones relevantes para este estudio.

En resumen, dada la distribución de adjudicaciones por tecnología, y los montos adjudicados por unidad, se podría concluir que, al menos desde la perspectiva de disponibilidad de recursos, existiría espacio para la participación de la demanda en la prestación de CTF(+) fuera de horario solar, siendo particularmente relevante los horarios de entrada y salida del sol.

Por otra parte, se hace necesario estudiar las rentas asociadas a la prestación de CTF(+) que podría capturar la demanda por prestar este SC. De ello depende en gran parte los incentivos que pueda tener para ofertar y adjudicarse este SC, como se verá a continuación.

4.4. Rentas sistémicas para la demanda por el SC de CTF(+)

Esta sección se centra en evaluar los costos asociados a la prestación de CTF(+) durante los años 2022, 2023 y enero hasta mayo de 2024, con el fin de estimar los beneficios económicos potencialmente capturables por la demanda. Este análisis busca determinar si el desplazamiento de unidades podría crear un ahorro suficiente para incentivar la participación de la demanda en CTF(+).

Para el análisis, se consideran dos conceptos fundamentales: primero, las variables que el programa de operación podría optimizar en términos de energía y reservas, lo que permitiría asignar la demanda al CTF(+) y generaría lo que llamaremos **rentas programadas**. Segundo, los costos reales enfrentados por los agentes, reflejados en costos de oportunidad, sobrecostos y valor ofertado, los cuales serán denominados como **rentas reales**.

Las rentas programadas representan las rentas máximas que la demanda podría capturar siendo adjudicada para la prestación de CTF(+). Así por ejemplo, si un solo agente de la demanda pudiera satisfacer la totalidad del requerimiento y ofertara un valor superior a dichas rentas programadas, entonces no resultaría adjudicada, ya que el resultado de la optimización conjunta de energía y reservas privilegiaría la alternativa más económica para la prestación del servicio, la cual correspondería a unidades generadoras proveyendo el servicio. Por lo contrario, de ofertar cualquier valor inferior a las rentas programadas, entonces la co-optimización arrojaría un menor costo de operación adjudicando a la demanda en vez de unidades generadoras.

En cuanto a las rentas reales, estas determinarían el ahorro efectivo que podría enfrentar la demanda, por cuanto esta es la que se termina haciendo cargo de los costos asociados a los pagos laterales, al existir usualmente cláusulas de traspaso de estas partidas de costos en los contratos de suministro. A su vez, como las rentas reales pueden diferir de las rentas programadas, la existencia de las primeras no garantiza que la demanda pueda ser adjudicada, y la existencia de las segundas, tampoco garantiza la conveniencia de su participación en la prestación de CTF(+). A modo ilustrativo, si existieran rentas reales suficientemente elevadas como para cubrir los costos de participación, pero no existieran rentas programadas, la demanda no sería adjudicada, y por lo tanto no podría capturarse el beneficio de su participación. Por el contrario, si las rentas programadas fueran superiores al costo de participación, pero no existieran rentas reales, a pesar de que la adjudicación de la demanda derivaría en una operación

más económica, en la práctica no aportaría a disminuir los pagos realizados por la demanda. Por lo mismo, su estimación se vuelve crucial, ya que si las rentas programadas fueran consistentemente superiores a las rentas reales, entonces sería necesario imponer un valor máximo basado en las rentas reales estimadas, mientras que si las rentas programadas fueran consistentemente inferiores a las rentas reales, su participación podría derivar en un beneficio incluso ante la ausencia de un valor máximo. De igual manera, de constatarse que las rentas reales permitirían incentivar la participación de la demanda, cubriendo sus costos, pero las rentas programadas fueran significativamente inferiores, al punto de no permitir su adjudicación, entonces podría ser necesario evaluar mecanismos de adjudicación alternativos.

4.4.1. Cálculo de rentas programadas asociadas a CTF(+) (2022-2023-enero a mayo 2024)

Las rentas máximas que la demanda podría capturar se representan como la diferencia entre la provisión del SC usando exclusivamente recursos de la demanda y la asignación actual, la cual consiste en utilizar exclusivamente unidades generadoras para la prestación del servicio. Estos ahorros son los que el modelo de optimización podría identificar y, en consecuencia, asignar a la demanda para el CTF(+). Para obtener este resultado, se calculan los costos programados, los costos programados sin asignación de unidades generadoras para CTF(+) y las rentas programadas:

1. Costos Programados actuales:

Los costos programados actuales se calculan utilizando el procedimiento de cálculo del anexo 6.6.1. Estos consideran la sumatoria horaria de los componentes de costo operacional y valor adjudicado para CTF(+). Ambos, son incorporados en el modelo de optimización de energía y reservas que realiza el Coordinador en la programación diaria de operación.

El primer componente es el valor en que se incurrirá por la generación de todas las unidades destinadas a abastecer la demanda en una hora determinada. Por su parte, los valores adjudicados corresponden a la suma de todas las ofertas adjudicadas para CTF(+). En este sentido, cuando las ofertas de CTF(+) se declaran parcial o totalmente desiertas, el modelo de optimización internaliza un costo eficiente para todas las unidades destinadas a la prestación de SSCC y que no presentaron ofertas, de acuerdo con la Resolución Exenta N°443 de la CNE [24].

2. Costos programados sin asignación de unidades para CTF(+) y rentas Programadas:

Este ejercicio tiene como objetivo determinar las rentas máximas programadas que la demanda podría captar en su participación y eventual asignación en las subastas de CTF(+). Para ello, se asumirá que toda la reserva de CTF(+) es adjudicada a la demanda. Esto liberará las reservas de CTF(+) de aquellas unidades que el modelo de optimización despachó a niveles en los que su generación no corresponde a la suma de su asignación a SSCC de bajada y su Mínimo

Técnico. Es decir, unidades que podrían incrementar su generación para abastecer la demanda y así desplazar los costos operacionales generados por las unidades mas caras en los escenarios de los costos programados actuales. El resultado se obtiene siguiendo el procedimiento de cálculo de rentas programadas de la sección 6.6.2 y que posee los siguientes criterios:

- Las unidades con asignaciones de SSCC de bajada, es decir, CPF(-), CSF(-), CTF(-), pueden reducir su generación de manera que esta sea superior a su mínimo técnico, sumado al total de las reservas asignadas a SSCC de bajada.
- Las unidades con asignaciones horarias de SSCC de subida, además de CTF(+), como CPF(+) y CSF(+), podrán reducir su generación hasta el mínimo técnico. Estas no podrán ser apagadas debido a que se encuentran instruidas para SSCC de subida.
- Las unidades asignadas exclusivamente a CTF(+) podrán ser desplazadas completamente, siempre que la generación programada sea igual a la demanda programada mas las pérdidas del sistema de transmisión y los consumos propios, además de que no sean unidades de tipo carbón⁶. En caso de que esta condición no se cumpla, su operación deberá mantenerse en el mínimo técnico.

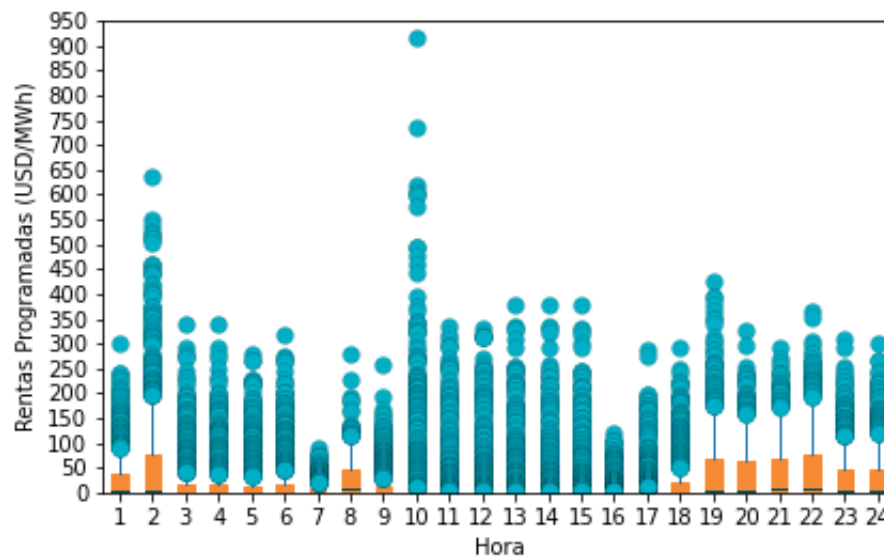


Figura 4.12: Rentas programadas para la participación de la demanda en CTF(+) para 2022- May 2024. Fuente: Elaboración propia.

⁶Las unidades a carbón se considerarán no desplazables completamente debido a sus tiempos de partida y detención. Sin embargo, se puede reemplazar su reserva asignada para CTF(+)

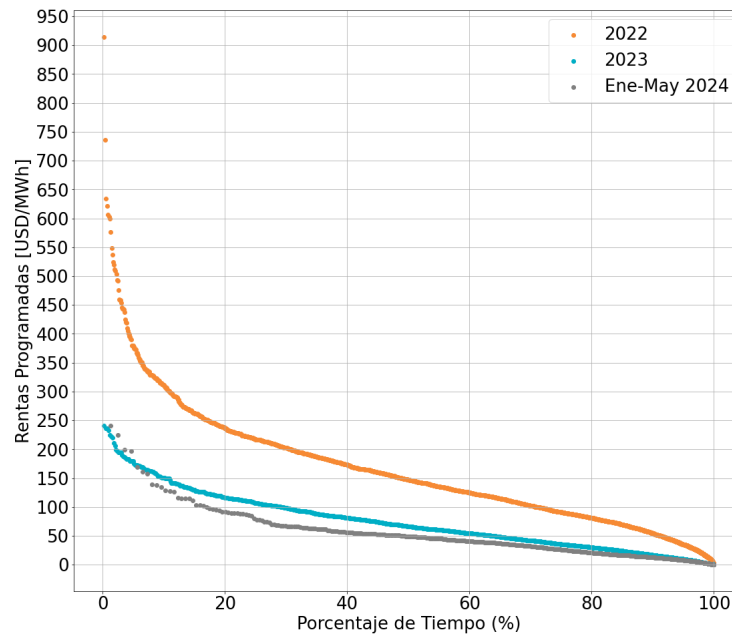


Figura 4.13: Duración de rentas programadas para la participación de la demanda en CTF(+) para 2022-May 2024. Fuente: Elaboración propia.

Los resultados del análisis considerando todo el período muestran que las rentas programadas pueden eventualmente alcanzar los 200 USD/MWh durante la mayoría de las horas del día en casos poco frecuentes. Sin embargo, estas rentas tienden a concentrarse en valores cercanos a 100 USD/MWh en los horarios no solares y en 0 USD/MWh en los horarios solares, cuando el costo marginal del SEN es cero. Por otro lado,

En particular, durante los horarios solares, se observan rentas elevadas de forma esporádica, especialmente en situaciones donde los costos marginales son superiores a cero, debido al desacoplamiento del SEN en determinados subsistemas. No obstante, se espera que a medida que avance el proceso de verificación de las centrales para la prestación de SSCC, la demanda no tenga participación en estos horarios, ya que dicha prestación será asignada a las unidades ERV. Sin perjuicio de lo anterior, según los precios adjudicados y mostrados en la sección 4.1, se destaca que la demanda tendría relevancia en los horarios de entrada y salida del sol y en horas no solares.

Por otro lado, se observa una disminución progresiva en las rentas programadas entre los años 2022 y 2024, donde en 2023 y 2024 las rentas programadas sobre 100 USD/MWh alcanzaron el 20 %, distinto a lo sucedido en 2022, atribuido principalmente a la mayor penetración de centrales ERV. Esta reducción se manifiesta en todas las horas del día, con un impacto notable en el horario solar, donde se registra un mayor número de horas con rentas programadas nulas, debido al creciente aporte de la energía solar.

Esta disminución en las rentas programadas podría desincentivar la participación de la demanda en el mercado de CTF(+), dadas las escasas oportunidades de adjudicación que tendría para este SC. Por

ello, sería recomendable permitir su participación en los SSCC de CPF y CSF. Esto permitiría generar rentas superiores que incentiven su participación, ya que la coptimización podría asignar recursos provenientes de la demanda, liberando así recursos de generación más económicos, que podrían ser despachados en lugar de generación más costosa.

Finalmente, a pesar de la disminución de rentas programadas debido a la creciente penetración de ERV, la participación de la demanda en el CTF(+) podría ser relevante en horas no solares y de rampa, donde las rentas pueden alcanzar valores significativos. Además, expandir su participación a los mercados de CPF y CSF permitiría generar rentas aún más atractivas y optimizar el uso de recursos de generación más económicos.

4.4.2. Cálculo de rentas reales asociadas a CTF(+) (2022-2023-enero a mayo 2024)

El cálculo de las rentas programadas asociadas a la prestación de CTF(+) ha permitido identificar posibles oportunidades de adjudicación para la demanda en el Programa de Operación. En la práctica, la demanda adjudicada podría ver ahorros en sus pagos por SSCC. Sin embargo, si las rentas programadas resultan ser mayores que las rentas reales, la demanda podría terminar pagando más que en los escenarios actuales. Esto se podría evitar estableciendo límites de precios máximos en las ofertas de la demanda.

En esta sección se identificará el volumen de las **rentas reales**, asociadas a la prestación de CTF(+), así como sus implicancias en la operación del Sistema. Para ello, se considerarán los costos generados por la disponibilidad y el uso de las instalaciones adjudicadas y potencialmente desplazables por la demanda en los períodos comprendidos entre 2022 y mayo de 2024. Estos incluyen valores adjudicados y pagos laterales, tales como Costos de Oportunidad y Sobrecostos asociados a CTF(+). No se tomarán en cuenta los costos operacionales calculados previamente, ya que estos pagos no se consideran pagos por SC y solo se contemplaron en el contexto del análisis del programa de operación en la asignación de energía y reservas.

Esto se realiza siguiendo el algoritmo descrito en la sección 6.6.3⁷, que detalla el cálculo de la suma horaria de los costos por valor adjudicado, costos de oportunidad y sobrecostos asociados a CTF(+). Es importante señalar que, por simplicidad, no se incluyen los costos por recurso adicional, ya que se consideran menores en comparación con los costos mencionados. Para calcular cada costo, se debe tener en cuenta lo siguiente:

■ Valor adjudicado:

⁷Para la obtención de los sobrecostos asociados a CTF(+) se descartaron los sobrecostos generados en las fechas 29-04-2023 y 30-04-2023 por poseer reservas adjudicadas muy superiores al requerimiento horario del sistema, lo que podría indicar errores en los datos publicados.

Este valor representa el monto asignado en el proceso de subastas de CTF(+). Si las instalaciones adjudicadas participaron con ofertas, se les pagará el precio correspondiente al paquete adjudicado, que incluye precio y cantidad. De lo contrario, el pago será cero. Es importante destacar que este costo es completamente recuperable por la demanda, ya que se paga a todas las unidades que ofertaron y fueron seleccionadas para SSCC.

■ **Costo de oportunidad:**

Las instalaciones adjudicadas para la prestación de SSCC, ya sea por instrucción directa o por subastas, cuyo costo variable es menor que el costo marginal de la barra de inyección, incurren en costos de oportunidad al dejar un margen de reserva disponible para la prestación de SSCC, en lugar de generar energía para cubrir la demanda. En este contexto, si la demanda fuera adjudicada para CTF(+), podría desplazar todo el costo de oportunidad asociado a las instalaciones con reserva disponible inframarginal.

■ **Sobrecostos asociados a CTF(+):**

Una instalación que genera energía cuando su costo variable es superior al costo marginal en su barra de inyección produce sobrecostos, los cuales, generalmente, son traspasados a los clientes finales. Estos sobrecostos están asociados a unidades cuyo costo supera el costo marginal horario y cuya generación fue determinada como óptima por el programa de operación o fue instruida en tiempo real por el CDC.

Es importante destacar que la demanda podría capturar las rentas asociadas a las unidades que generan sobrecostos por CTF(+); sin embargo, su cálculo no es directo, ya que el programa de operación no permite determinar específicamente los motivos de asignación de unidades, ya sea por energía o por SSCC. No obstante, por criterios contables, el Coordinador clasifica todos los sobrecostos generados por una unidad que prestó SSCC como sobrecostos por SSCC. Esta clasificación no es del todo precisa, dado que, como se ha explicado, resulta complejo identificar con certeza la causa específica del sobrecosto.

Por esta razón, en el cálculo de las rentas reales se considerará la reserva destinada a CTF(+) y efectivamente utilizada para determinar los sobrecostos que la demanda podría capturar en caso de adjudicarse la prestación de este Servicio Complementario.

Por último, en las horas solares, donde existen condiciones de vertimiento, será posible asignar todos los sobrecostos generados por instalaciones prestadoras de SSCC como sobrecostos de SSCC, entendiendo que dichos sobrecostos derivan de condiciones de seguridad sistémica.

Los resultados de las rentas reales que puede desplazar la demanda se muestran a continuación:

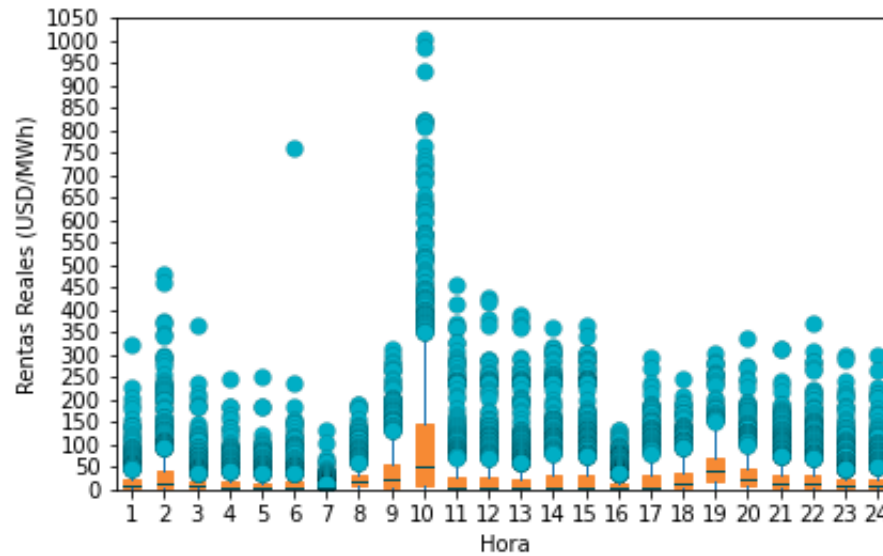


Figura 4.14: Rentas reales para la participación de la demanda en CTF(+) para 2022- May 2024. Fuente: Elaboración propia.

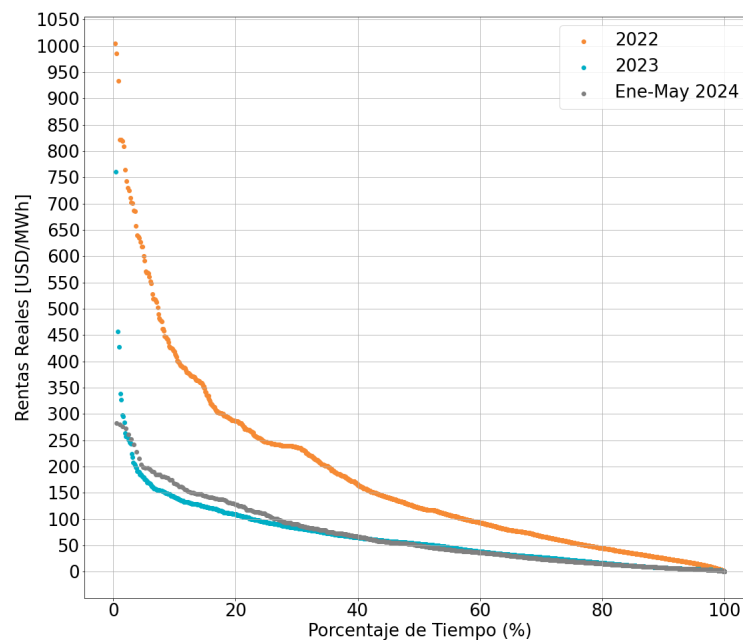


Figura 4.15: Duración de rentas reales para la participación de la demanda en CTF(+) para 2022-May 2024. Fuente: Elaboración propia.

Las rentas reales muestran valores que ocasionalmente superan los 100 USD/MWh en todas las horas del día, aunque tienden a concentrarse en torno a 50 USD/MWh. En algunas ocasiones, se observan valores superiores a los 200 USD/MWh, y en las horas de rampa solar se registran rentas elevadas, posiblemente debido a la entrada de generación ERV en la operación real del SEN. Sin embargo, la disminución de las rentas reales entre 2022 y 2023 podría desincentivar la participación

de la demanda en el mercado de CTF(+), por lo que sería conveniente ampliar su participación en los SSCC de CPF y CSF, donde los incentivos económicos podrían ser más atractivos.

Estas rentas reales suelen estar en sintonía con las rentas programadas, permitiendo que la demanda capture las rentas reales generadas ex post al adjudicarse la prestación de CTF(+). No obstante, en ciertas horas, las rentas programadas podrían ser mayores que las reales, lo cual implica que, aunque el programa considere óptima la adjudicación a la demanda en la cooptimización, esto podría no ser el enfoque más costo-eficiente en la práctica. Para mitigar estas ineficiencias, se recomienda establecer precios máximos de oferta que limiten dichos escenarios.

En resumen, estadísticamente existen rentas programadas que permiten la adjudicación de la demanda para CTF(+), así como rentas reales se pueden traducir en un ahorro efectivo. Sin embargo, la disminución de estas rentas resalta la necesidad de ampliar su participación en los SSCC de CPF y CSF, donde los incentivos podrían ser más atractivos. En el siguiente capítulo se realizarán simulaciones de la programación diaria para diversos escenarios que permitirán evaluar lo anterior en condiciones reales de adjudicación.

Capítulo 5

Conclusiones

De la información recopilada, analizada y simulaciones se puede concluir lo siguiente:

La participación de la demanda en mercados internacionales como CAISO, PJM y AEMO ha demostrado ser relevante en los SSCC de CF, incluyendo a lo homologable a CTF. En estos mercados, la demanda no solo aporta flexibilidad a través de servicios complementarios, sino que también interviene en los mercados de energía y capacidad, consolidándose como un actor importante para la seguridad y eficiencia económica del sistema.

La experiencia internacional también subraya la importancia de contar con la figura del agregador de demanda, que facilita la participación organizada de clientes más pequeños, permitiendo una gestión eficiente y segura de la demanda agregada. En Chile, aunque esta figura aún no está regulada de forma explícita, su definición se hace necesaria para fortalecer la participación de la demanda en el mercado eléctrico. En cuanto a la normativa, los clientes libres en transmisión no encuentran barreras significativas para participar en SSCC; sin embargo, para facilitar aún más su integración, sería necesario que el Coordinador ajuste guías e instructivos específicos. En el caso de los clientes libres de distribución, quienes están sujetos al control del Coordinador, este último debe definir requisitos y condiciones claras para su participación en SSCC.

Dentro de los SSCC, el CPF y el Control Secundario de Frecuencia CSF representan un desafío técnico mayor, pues requieren automatización y tiempos de respuesta muy rápidos. Las cargas que ya participan en el EDAC tienen ventaja para integrarse en estos servicios debido a sus inversiones previas en automatización. Por otro lado, el CTF ofrece un entorno más accesible para la demanda, dado que permite tiempos de respuesta más largos y no demanda automatismos tan complejos.

Los pagos por SSCC, que las generadoras prorratan según el retiro de sus clientes y transfieren a los clientes finales a través de cláusulas contractuales, incluyen tanto los valores adjudicados como costos adicionales, tales como costos de oportunidad y sobre costos. Esto permite que la demanda no solo contribuya al funcionamiento del sistema, sino que también obtenga ingresos derivados de los SSCC, lo que podría reducir sus pagos y mejorar la eficiencia interna de sus procesos.

La incorporación de la demanda en SSCC podría traer beneficios adicionales, como el incremento en la seguridad, flexibilidad y robustez del sistema, al liberar recursos que serían útiles en situaciones

de contingencia o fluctuaciones de frecuencia. La viabilidad económica para la demanda dependerá de que las rentas que obtenga superen sus costos de oportunidad, inversión y reducción de consumo. Además, el análisis muestra que la dinámica de los agentes de demanda no presenta prácticas de “free riding,” lo que favorece un mercado más competitivo.

En el mercado de CAISO, los precios adjudicados para recursos de respuesta de la demanda reflejan valores inferiores a 200 MW durante el 30 % del período 2022-2023. En el caso del SEN, la reserva de CTF disponible para clientes libres de transmisión varía entre 1 y 35 MW, considerando un 15 % de su potencia nominal como aporte, aunque la agregación de demanda podría ampliar esta capacidad. Las industrias mineras, metalúrgicas, papeleras, cementeras y de refinación de petróleo representan las principales cargas del SEN y poseen un gran potencial para prestar servicios de respuesta de demanda, aumentando su disponibilidad mediante la integración de sistemas BESS.

Bajo condiciones normales y sin desacoples, el SEN podría contar con entre 400 MW y 620 MW de reserva de respuesta de la demanda. Las horas de entrada y salida del sol, además de las horas no solares representan una buena oportunidad para la adjudicación de CTF+ para la demanda, ya que es más probable que se asignen unidades de Energías Renovables Variables (ERV) en esos momentos. Aunque las rentas reales de CTF+ para la demanda están alineadas con las rentas programadas, se recomienda establecer precios máximos en las ofertas para evitar escenarios de ineficiencia y promover un mercado equilibrado y sostenible.

Referencias

- [1] NRG Editorial Voices, “Distributed energy resources in pjm: What’s the smart play for businesses?” Disponible en <https://www.nrg.com/insights/energy-education/distributed-energy-resources-in-pjm--what-s-the-smart-play-for-b.html> (26/06/2019).
- [2] PJM Interconnection, “annualreport2021,” Disponible en <https://services.pjm.com/annualreport2021/planning/> (2022).
- [3] —, “What are the types of energy markets in pjm?” Disponible en <https://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/markets-faqs>.
- [4] —, “Capacity market (rpm),” Disponible en CapacityMarket(RPM).
- [5] —, “Regulation overview,” Disponible en <https://pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/rmdstf/2022/20220322/20220322-item-04-regulation-overview-education.ashx>,(2022).
- [6] Day-Ahead and Real-Time Market Operations, “Energy ancillary services market operations,” USA, Tech. Rep., 2023.
- [7] Dispatch PJM, “Balancing operations,” USA, Tech. Rep., 2023.
- [8] PJM Interconnection, “Price responsive demand fact sheet,” Disponible en <https://www.pjm.com/~media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/price-responsive-demand.ashx#:~:text=Price%20responsive%20demand%20is%20the,response%20to%20wholesale%20electricity%20prices.>,(2017).
- [9] Hani Alarian, “Improving ems reliability,” Disponible en <https://www.nerc.com/pa/rrm/Resources/MonitoringSituationalAwarenessDL/7.%20Event%20Response%20Strategies%20-%20CAISO%20-%20Hani%20Alarian.pdf> (18/09/2013).
- [10] Michael Nyberg, “2021 total system electric generation,” Disponible en <https://www.energy.ca.gov/data-reports/energy-almanac/california-electricity-data/2021-total-system-electric-generation> (2022).
- [11] CAISO, “Appendix k ancillary service requirements protocol (asrp),” Disponible en <http://www.caiso.com/Documents/AppendixK-AncillaryServiceRequirementsProtocol-ASRP-asof-Dec15-2021.pdf> (15/12/2021).

- [12] Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water, “Australia’s emissions projections 2023,” (2023).
- [13] AEMO, “2022 integrated system plan,” (2022).
- [14] AEMO Electricity Market Monitoring, “Spot market operations timetable,” Disponible en https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Dispatch/Spot-Market-Operations-Timetable.pdf (01/Noviembre/2021).
- [15] AEMO Forecasting, “Reliability standard implementation guidelines,” Disponible en <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/nem-forecasting-and-planning/forecasting-and-reliability/reliability-standard-implementation-guidelines> (24/04/2023).
- [16] ABI PRAKASH, “Let’s talk about (operating) reserves,” Disponible en <https://wattclarity.com.au/articles/2021/07/lets-talk-about-operating-reserves/> (28/Julio/2021).
- [17] System Operations AEMO, “Non-market ancillary services,” Disponible en https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/power_system_ops/procedures/so_op_3708-non-market-ancillary-services.pdf?la=en (31/07/2012).
- [18] Coordinador Eléctrico Nacional, “Informe de ssc,” Disponible en <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/isscc/ano-2023/> (20/12/2022).
- [19] —, “Licitación de cargas interrumpibles del sen,” Disponible en https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/02/2023.02.03_Bases_Licitacion_CI_2023.pdf (02/02/2023).
- [20] Comisión Nacional de Energía, “Resolución exenta n° 442, informe de definición de ssc,” Disponible en https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/02/Res.-Exta.-CNE-N%C2%B0442_Informe-Definici%C3%B3n-SSCC_23-11-2020.pdf (23/11/2020).
- [21] —, “Resolución exenta n°443,” Noviembre 2020.
- [22] José Luis Lima, Investigaciones CeCo UAI, “Funcionamiento y competencia en el mercado de ssc del sen,” Disponible en <https://centrocompetencia.com/wp-content/uploads/2022/06/Lima-2022-Funcionamiento-y-Competencia-en-el-Mercado-de-Servicios-en-el-Sistema-Elctrico-Nacional.pdf> (06/2022).
- [23] N. A. Michael Starke, “Assessment of industrial load for demand response across u.s. regions of the western interconnect,” Tennessee, USA, Tech. Rep., 2013.
- [24] Comisión Nacional de Energía, “Resolución exenta n° 443,” Disponible en https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/11/Res.-Exta.-N%C2%B0443_Valores-M%C3%A1ximos-SSCC_23-11-2020.pdf (23/11/2020).

- [25] SICCODE Business Database, “Sic code,” Disponible en <https://siccode.com/> (1998).
- [26] Coordinador Eléctrico Nacional, “Informe de servicios complementarios 2021,” Santiago, Chile, Tech. Rep., Junio 2020.
- [27] —, “Minuta remuneración de ssc,” Santiago, Chile, Tech. Rep., Noviembre 2022.

Capítulo 6

Anexos

6.1. Sectores Industriales y participación en Servicios Complementarios

SIC	Resource	Load Type	DR Product
20	Packaging	Mechanical I	Capacity and Energy
20	Chiller	Mechanical II	Contingency and Flexibility Reserve Regulation Capacity and Energy
22	Wrapping	Mechanical I	Capacity and Energy
22	Weaving	Mechanical I	Capacity and Energy
24	Sawing	Mechanical I	Capacity and Energy
24	Planning	Mechanical I	Capacity and Energy
26	Chipper	Mechanical I	Capacity and Energy
26	Dewatering Press	Mechanical II	Contingency and Flexibility Reserve Regulation Capacity and Energy
28	Electrolysis	Thermal	Contingency and Flexibility Reserve Regulation Capacity and Energy
28	Compressor	Mechanical II	Contingency and Flexibility Reserve Regulation Capacity and Energy
28	Grinding	Mechanical I	Capacity and Energy
29	Catalytic Cracking	Thermal	Contingency and Flexibility Reserve Regulation Capacity and Energy
30	Mixing	Mechanical II	Contingency and Flexibility Reserve Regulation Capacity and Energy
30	Mill	Mechanical I	Capacity and Energy
32	Electric Furnace	Thermal	Contingency and Flexibility Reserve Regulation Capacity and Energy
32	Crushing	Mechanical I	Capacity and Energy
33	Electrolysis	Thermal	Contingency and Flexibility Reserve Regulation Capacity and Energy
33	Crushing and Classifying	Mechanical I	Capacity and Energy
37	Metal Cutting	Mechanical I	Capacity and Energy
37	Final Assembly	Mechanical II	Contingency and Flexibility Reserve Regulation Capacity and Energy

Figura 6.1: Industrias capaces de prestar SSCC de CF a través de respuesta de la demanda. Fuente: Oak Ridge National Laboratory [23]

6.2. Clasificación Industrial por código SIC

Código SIC	Descripción
10	Minería de Metales
24	Tablas y otros productos de madera
26	Papel y productos relacionados
28	Químicos y productos relacionados
29	Refinería de Petróleo
30	Gomas y productos de plástico
32	Piedra, Arcilla, Vidrio y concreto
33	Industria Metalúrgica Primaria
39	Industria Manufacturera Miscelanea
40	Transporte por Rieles
44	Transporte por agua
48	Comunicaciones
49	Electricidad, Gas y servicios Sanitarios

Tabla 6.1: Los códigos de clientes libres presentes en el SEN.

Fuente: Elaboración propia en base a SIC. [25].

6.3. Demanda Flexible por Barras (15 %)

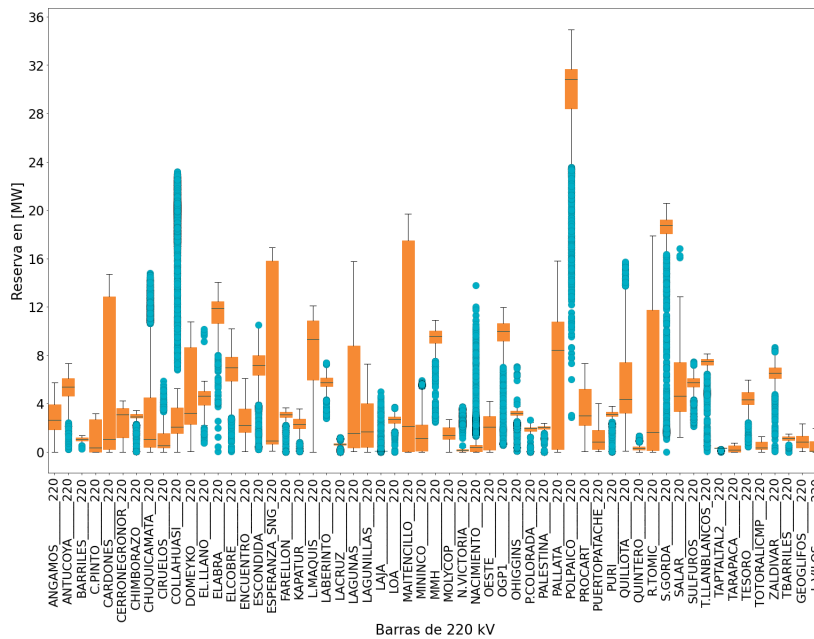


Figura 6.2: Demanda Flexible en barras de 220 kV para 2023 considerando 15 % de consumo disponible para CTF(+). Fuente: Elaboración propia.

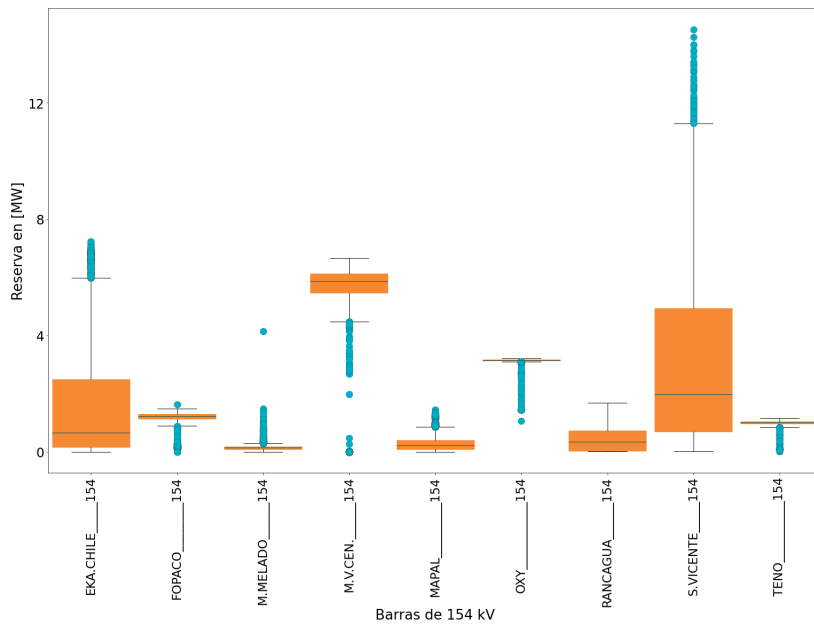


Figura 6.3: Demanda Flexible en barras de 154 kV para 2023 considerando 15 % de consumo disponible para CTF(+). Fuente: Elaboración propia.

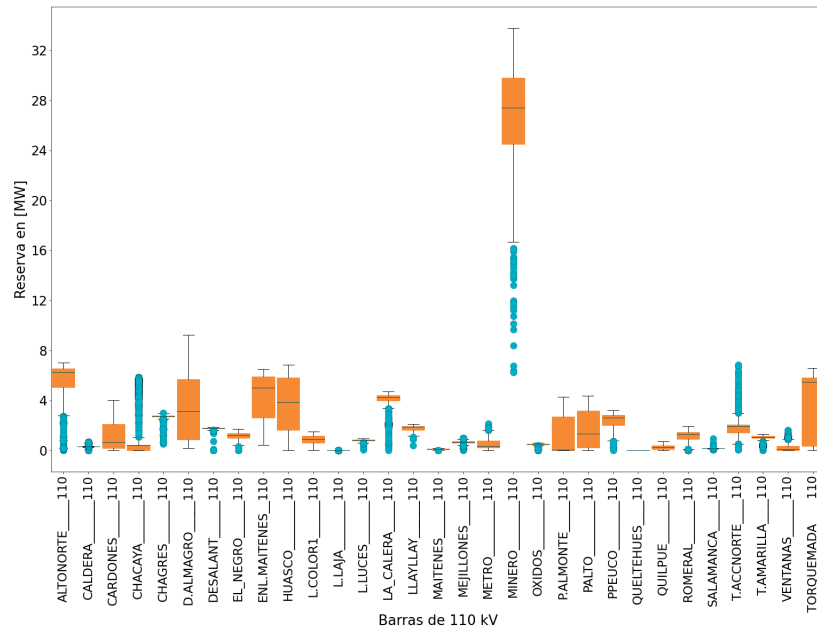


Figura 6.4: Demanda Flexible en barras de 110 kV para 2023 considerando 15 % de consumo disponible para CTF(+). Fuente: Elaboración propia.

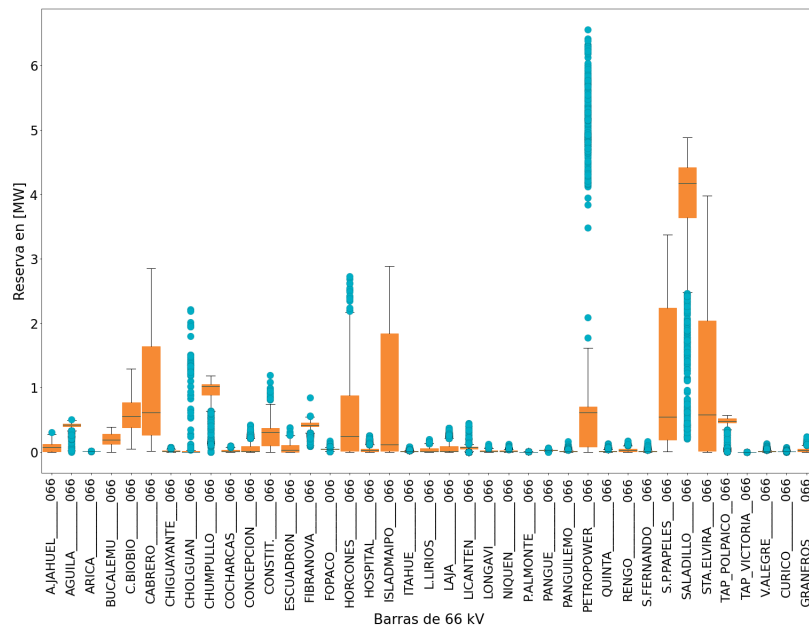


Figura 6.5: Demanda Flexible en barras de 66 kV para 2023 considerando 15 % de consumo disponible para CTF(+). Fuente: Elaboración propia.

6.4. Valores de adjudicaciones en CSF(+) y CPF(+)

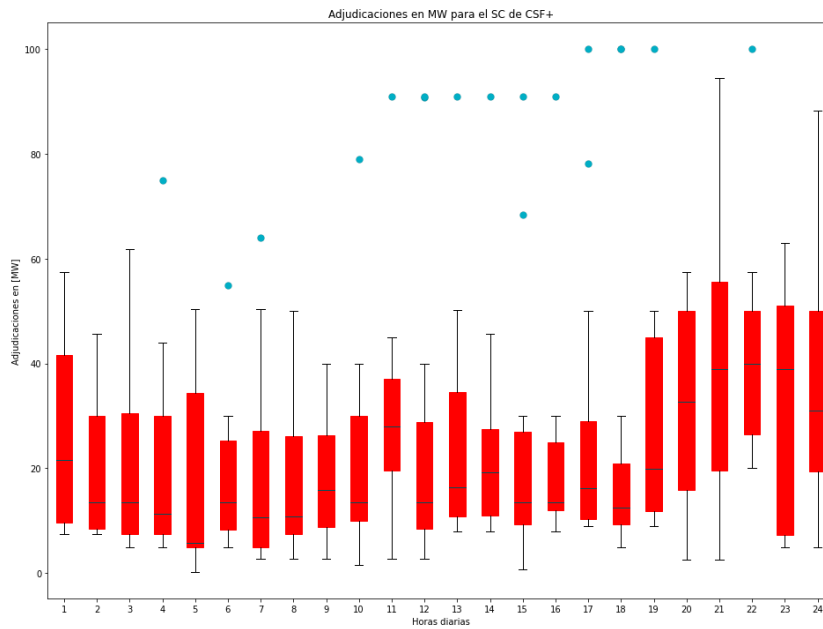


Figura 6.6: Adjudicaciones de CSF(+) para 2022-2023

Fuente: Elaboración propia.

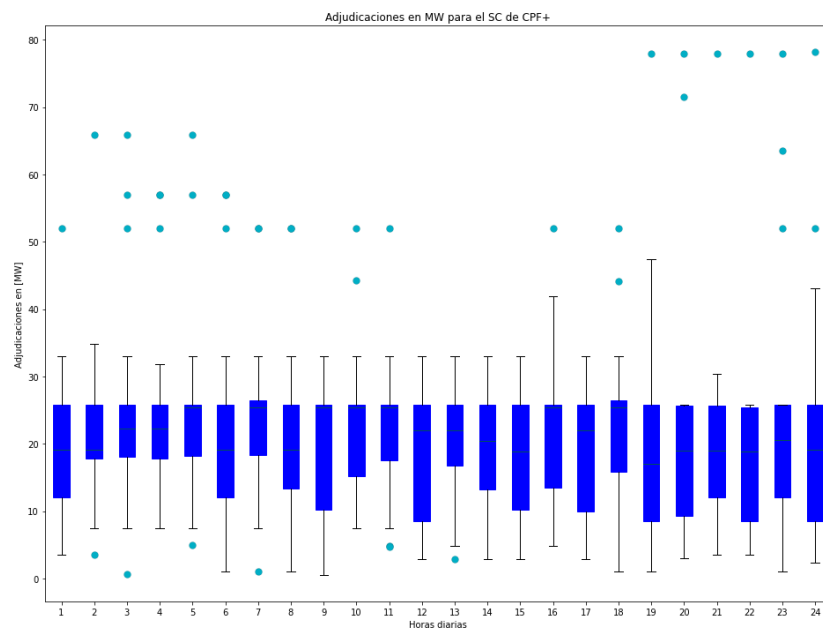


Figura 6.7: Adjudicaciones de CPF(+) para 2022-2023.

Fuente: elaboración Propia.

6.5. Promedio de Adjudicaciones de CTF(+) por Tecnología

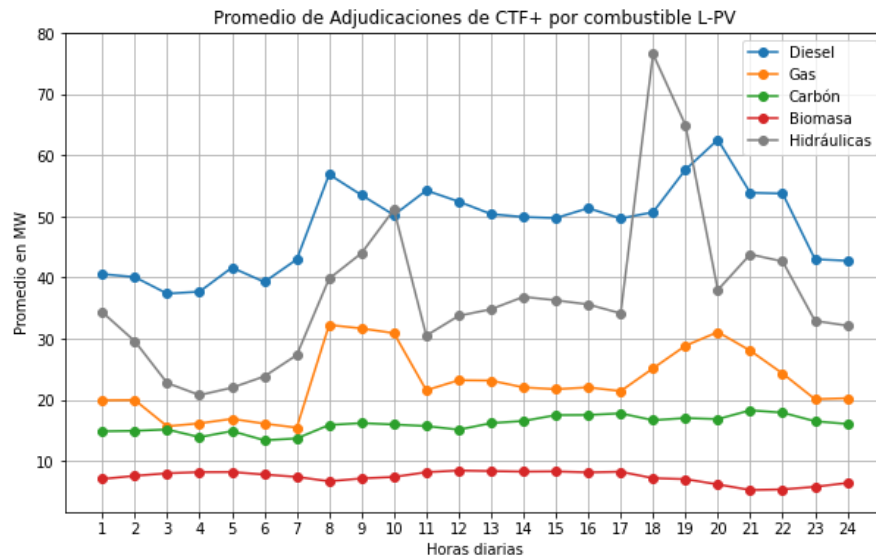


Figura 6.8: Promedio de Adjudicaciones de CTF(+) por combustible para 2022-2023 en día laboral en primavera-verano. Fuente: Elaboración propia.

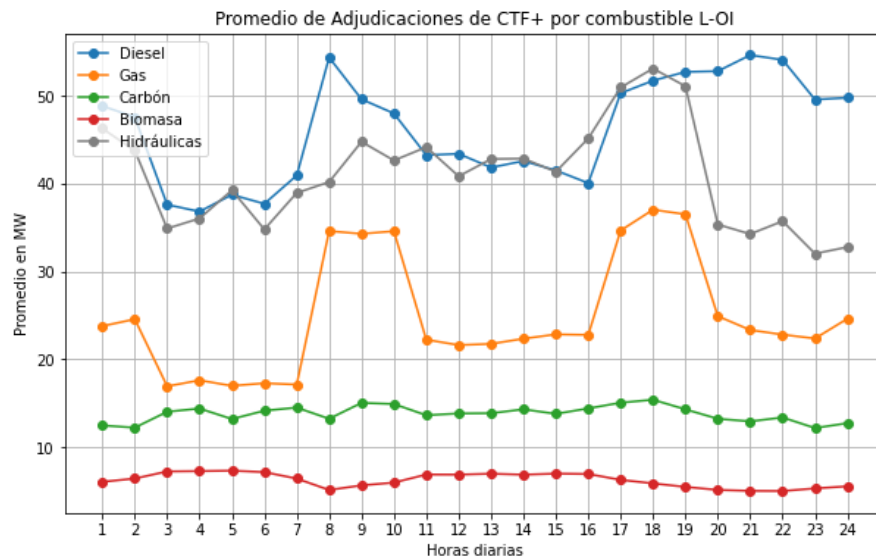


Figura 6.9: Promedio de Adjudicaciones de CTF(+) por combustible para 2022-2023 en día laboral en otoño-invierno. Fuente: Elaboración propia.

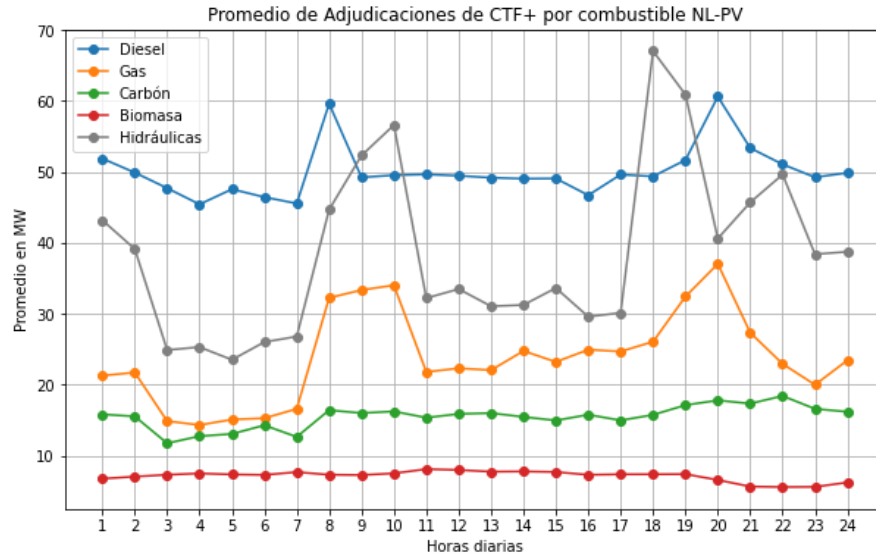


Figura 6.10: Promedio de Adjudicaciones de CTF(+) por combustible para 2022-2023 en día no laboral en primavera-verano. Fuente: Elaboración propia.

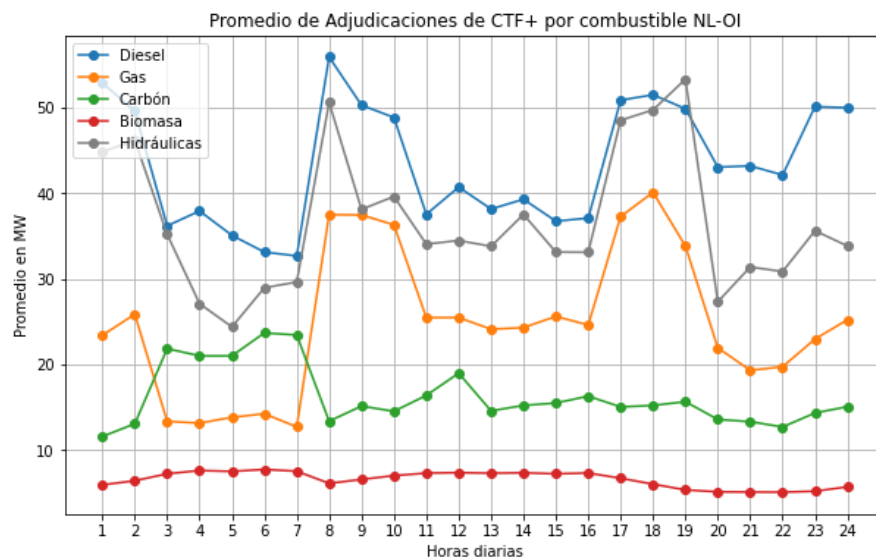
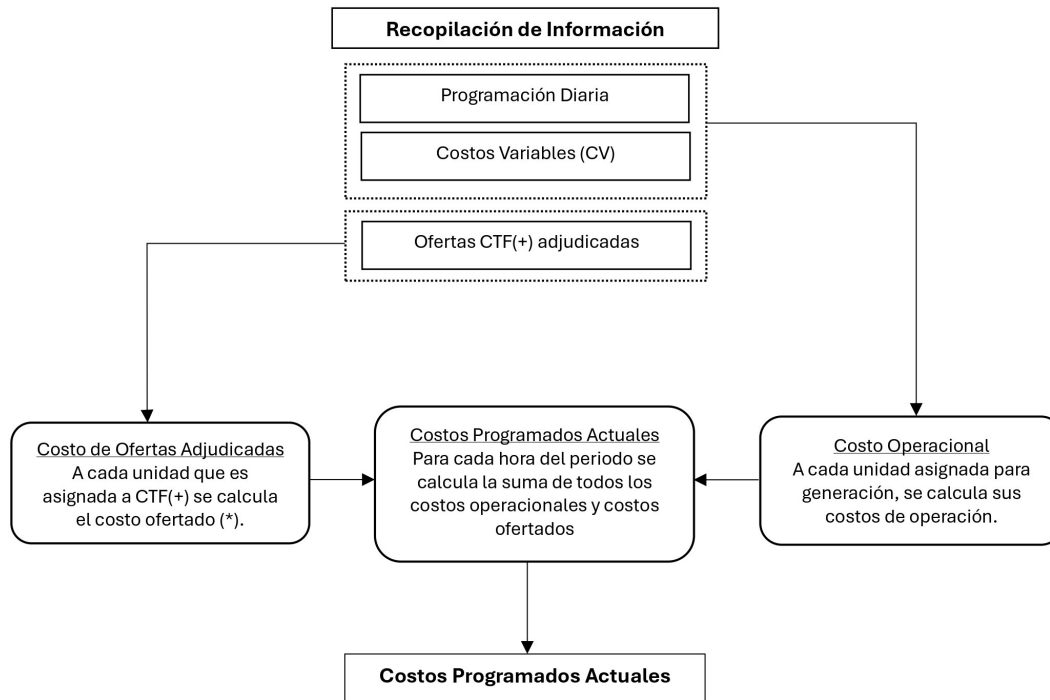


Figura 6.11: Promedio de Adjudicaciones de CTF(+) por combustible para 2022-2023 en día no laboral en otoño-invierno. Fuente: Elaboración propia.

6.6. Procedimientos de Cálculo

6.6.1. Procedimiento de cálculo de Costos Programados Actuales



(*) Para subastas parcial o totalmente desiertas, el Programa de Operación internaliza un costo eficiente para todas las unidades que no se recibieron ofertas, según lo descrito en la Res. Exenta N° 443.

Figura 6.12: Procedimiento para el cálculo de Costos Programados Actuales.

Fuente: Elaboración propia.

El procedimiento de cálculo de costos programados actuales inicia con la recopilación de la información necesaria, que incluye los costos variables de generación, la programación diaria de operación y las ofertas adjudicadas de CTF(+), disponibles en las siguientes rutas del sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional:

Inicio > Informes y Estudios > Operación > Programas de Operación >

1. **Programa de Operación y Lista de Prioridades > POAAMMDD.xlsx (Costos variables)**
2. **Programa de Operación y Lista de Prioridades > PRGAAMMDD.xlsx (Programa de Operación)**
3. **Ofertas Adjudicadas e Indices de Competencia > OfertasSSCCAdjAAAAMMDD.accdb (ofertas adjudicadas)**

Luego, los costos variables de cada configuración de unidades se multiplican por la potencia programada para su generación, obteniendo así el costo operacional programado según la siguiente ecuación:

$$C_{Operacional_h} = CV_i * Q_{i,h} \quad (6.1)$$

Donde:

- $C_{Operacional_h}$: Costo operacional para la hora h en USD.
- CV_i : Costo Variable de la unidad i en USD/MWh.
- $Q_{i,h}$: Generación Programada para la unidad i en la hora h en MWh.

Posterior a esto, se sigue con el calculo del valor ofertado que interioriza el programa de operación. En esa línea en la Ref. [26], el Coordinador publica la forma en que se modela y se asigna el SC de CTF(+), lo que queda indicado según la siguiente ecuación:

$$Of_{sc,h} = \sum_{i,h} ((CPU_i \cdot FMA_{i,sc,h}) + OfSSCC_{i,sc,h}) \cdot Q_{ofSSCC_{i,sc,h}} \quad (6.2)$$

Donde:

- $Of_{i,sc,h}$: Costo Ofertado y Adjudicado del sc para la hora h en USD.
- CPU_i : Costo de Partida Unitario para la central i en USD/MWh.
- $FMA_{i,sc,h}$: Factor Medio de Activación de la unidad i para el sc para la hora h.¹
- $OfSSCC_{i,sc,h}$: Oferta de la unidad i para proveer el servicio complementario sc en la hora h en USD/MWh².
- $Q_{ofSSCC_{i,sc,h}}$: Cantidad ofertada en MW por la unidad i para proveer el servicio complementario sc en la hora h.

Sin embargo, en la actualidad el CEN en su modelación de reservas para SSCC+ reemplaza el valor del Costo de Partida Unitario CPU_i por el Costo Variable de cada unidad CV_i . Por lo que el valor de los costos ofertados y adjudicados para CTF(+) se calculará de la siguiente manera:

$$Of_{sc,h} = \sum_{i,h} ((CV_i \cdot FMA_{i,sc,h}) + OfSSCC_{i,sc,h}) \cdot Q_{ofSSCC_{i,sc,h}} \quad (6.3)$$

¹FMA calculado en base a valores horarios equivalentes al promedio para cada hora del día de los últimos 12 meses de factores calculados en los balances de SSCC [26].

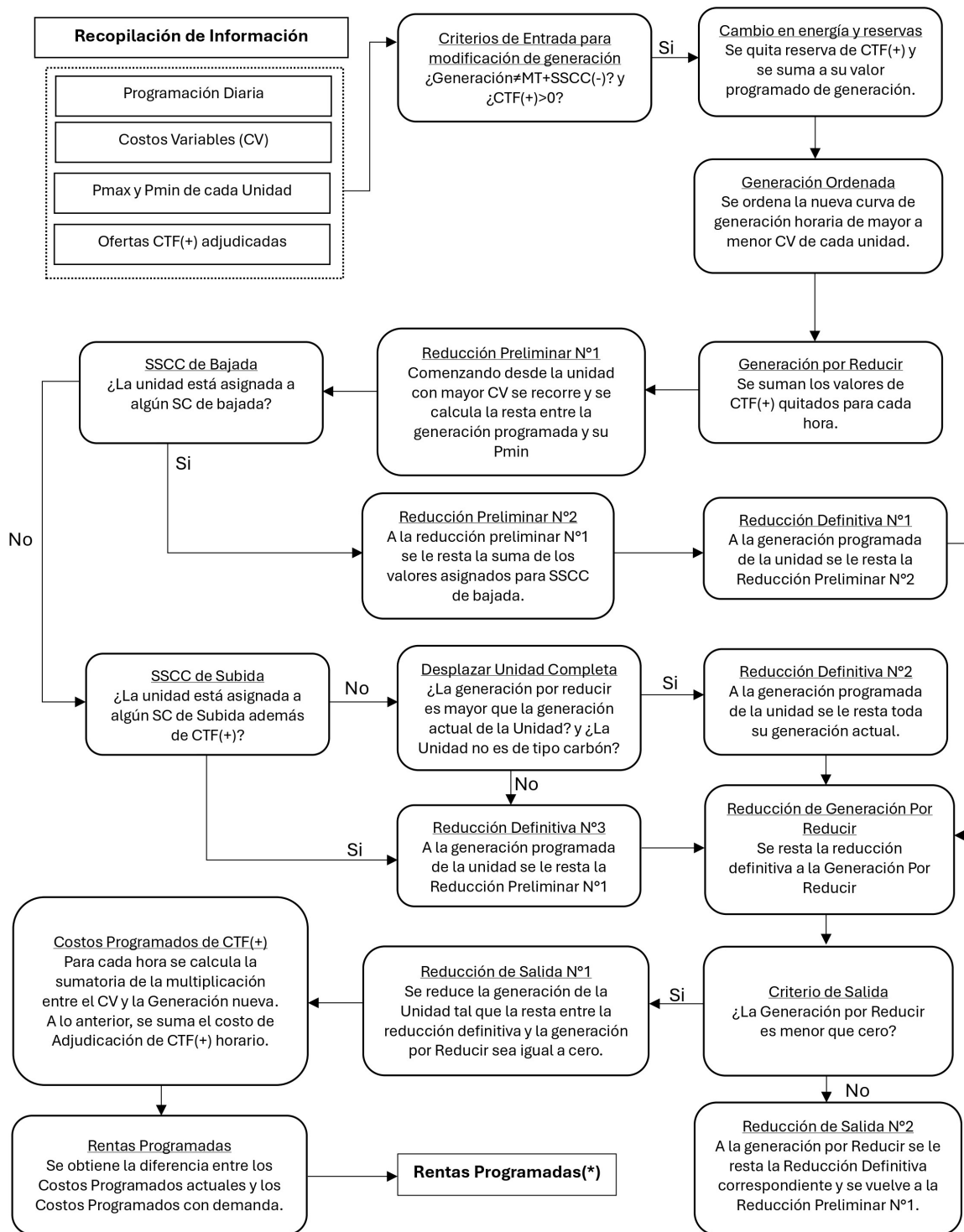
²De existir subastas total o parcialmente desiertas, se interiorizarán Costos de Desgaste para las unidades que no presentaron ofertas, según lo indicado en la Ref. [21]

Se espera que este nuevo procedimiento sea incorporado en una futura actualización de la *Minuta de Modelación de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia*.

Una vez obtenidos los costos ofertados adjudicados por CTF(+) horarios y los Costos operacionales horarios, se obtienen los Costos Programados Actuales horarios C_{prg_h} para la asignación de la demanda en CTF(+) de la suma de los componentes mencionados:

$$C_{programado_h} = C_{operacional_h} + Vof_h \quad (6.4)$$

6.6.2. Procedimiento de cálculo de Rentas Programadas



(*) En horas con $cmg=0$ en todo el SEN y energía ERV suficiente para cubrir requerimientos de CTF(+), podría no existir rentas programadas para la demanda.

Figura 6.13: Procedimiento para el cálculo de Rentas Programadas.

Fuente: Elaboración propia.

Luego de obtener los costos programados actuales, se procede con el cálculo de las rentas programadas horarias para CTF+ para la participación de la demanda mediante el algoritmo de la 6.6.2. Este algoritmo tiene como bases la Programación Diaria de Operación, los Costos Variables de unidades, las ofertas adjudicadas de CTF(+) y por último las Potencias Máximas y Mínimas en MW de las unidades disponibles en el SEN. Las tres primeras variables se pueden encontrar en las rutas descritas previamente, mientras que la última se puede obtener de diversas maneras³. Sin embargo por simplicidad en el proceso de manejo de información, se utilizó el diccionario disponible en los archivos excel de sobre costos, disponibles en:

Inicio > Informes y Estudios > Mercados > Servicios Complementarios > Balances SSCC > Cálculo_SobrecostosSSCC_AAMM_def.xlsm

El algoritmo recibe como entrada las unidades cuya generación programada es distinta a la suma de su Mínimo Técnico y su asignación de SSCC de bajada. Esto se hace con la intención de considerar unidades cuyo aumento eventual de generación podría resultar más económico que aumentar unidades que no cumplan este criterio, como se verá más adelante. Además, se recibe información acerca de las unidades programadas para CTF(+). Para las unidades que cumplen ambos criterios, en términos prácticos, se elimina su reserva de CTF(+); debido a que en el mejor escenario se asume que la demanda podría adjudicarse toda el requerimiento.

Al eliminar las reservas de CTF(+), se liberan recursos que se utilizarán para abastecer la demanda, resultando en una mayor generación para un mismo nivel de demanda. Esto provoca un excedente que debe reducirse para asegurar que la demanda sea igual a la generación. En este punto, se procede a reducir la generación de las unidades más costosas del sistema. La reducción preliminar N°1 muestra que la disminución máxima va desde Pmax hasta el Mínimo Técnico. Si la unidad posee asignaciones de SSCC(-), su generación puede reducirse hasta alcanzar el Mínimo Técnico más su reserva de SSCC(-). Por otro lado, las unidades con asignaciones de SSCC(+) distintas a CTF(+) pueden reducirse hasta el Mínimo Técnico, siempre que no posean otras asignaciones de SSCC(+). Finalmente, las unidades que solo cuenten con CTF(+) o que no tengan ningún SSCC adjudicado pueden desplazarse completamente, siempre y cuando no sean unidades de carbón o que la reducción residual no deje a la unidad operando por debajo de su Mínimo Técnico.

Una vez que la generación se iguala a la demanda, se obtiene una reasignación de unidades distinta a la programada originalmente. Con esta nueva asignación, se procede a calcular los costos programados de CTF(+) de manera similar a lo descrito en la sección anterior, y luego se comparan estos costos con los actuales. En consecuencia, la diferencia entre ambos valores horarios representa las rentas programadas horarias que podría enfrentar la demanda en su participación en CTF(+).

³Se recomienda al CEN concluir un plan de estandarización de configuraciones de unidades, considerando aplicativos e información pública.

6.6.3. Procedimiento de cálculo de Rentas Reales

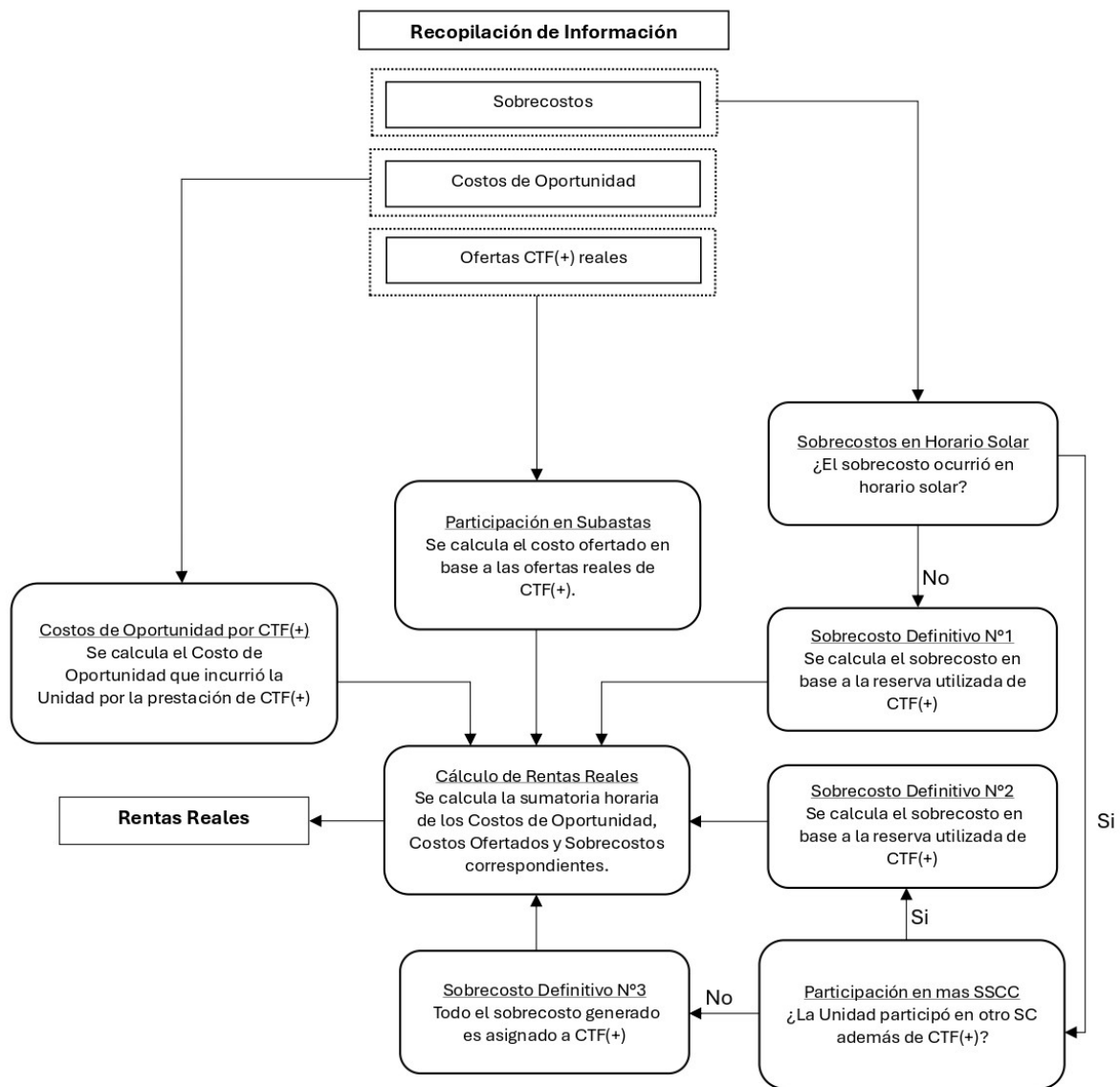


Figura 6.14: Procedimiento para el cálculo de Rentas Reales.

Fuente: Elaboración propia.

Por último el cálculo de las rentas reales recibe como entradas la remuneración por Sobrecostos, Costos de Oportunidad y Valores Adjudicados por CTF(+). Los sobrecostos se puede encontrar en 6.6.2. Mientras que las otras dos, se pueden encontrar en las siguientes rutas de la pagina web del Coordinador Eléctrico Nacional:

Inicio > Informes y Estudios > Mercados > Servicios Complementarios > Balances SSCC >

1. **Cálculo_CO_AAMM_Definitivo.xlsm**

2. **3_REMUNERACIÓN_SUBASTAS_E_ID_AAMM_Definitivo.xlsm**

Los Costos de Oportunidad se calculan utilizando como base la ecuación de Costos de Oportunidad presentada en la Ref. [27]:

$$RCO_{i,sc} = \sum_{i,h} \text{Max}(Cmg_{i,h} - CV_{i,h}) * (E_{i,sc,h} - E_{i,h}) * FD_{i,sc,h} \quad (6.5)$$

Donde:

- $RCO_{i,sc}$: Remuneración por Costo de Oportunidad de la instalación i por la prestación del servicio complementario sc.
- $Cmg_{i,h}$: Costo marginal promedio en la barra de inyección de la unidad i en la hora h.
- $CV_{i,h}$: Costo variable de la unidad i en la hora h.
- $E_{i,sc,h}$: Energía neta estimada que hubiera generado la instalación i en la hora h, si no hubiera prestado el servicio complementario sc.
- $E_{i,h}$: Energía neta generada por la instalación i en la hora h.

Sin embargo actualmente el Coordinador Eléctrico Nacional en sus procedimientos modifica la ecuación anterior, mediante la incorporación de un Factor Medio de Activación (FMA)

$$RCO_{i,sc} = \sum_{i,h} \text{Max}(Cmg_{i,h} - CV_{i,h}) * (E_{i,sc,h} - E_{i,h}) * FD_{i,sc,h} * (1 - FMA_{i,sc,h}) * FD_{i,sc,h} \quad (6.6)$$

Por otro lado, el cálculo de los sobrecostos atribuibles a CTF(+) no es directo, ya que los sobrecostos resultan de la optimización conjunta de energía y reservas, sin diferenciar claramente si estos son originados por SSCC o por los requerimientos de energía necesarios para abastecer la demanda. Actualmente, el Coordinador, por razones contables, asigna todos los sobrecostos generados por unidades con reservas de SSCC al rubro de Sobrecosto por SSCC. Sin embargo, esta asignación no es completamente precisa, ya que, si bien los sobrecostos existen, no todos son atribuibles exclusivamente a SSCC. Por ello, se define una metodología para estimar los sobrecostos que pueden identificarse con mayor certeza como atribuibles a SSCC y que, en consecuencia, podrían ser desplazables por la demanda.

Si el sobrecosto ocurre debido a una central que presta CTF(+) en horario no solar, se puede considerar como sobrecosto por CTF(+) la reserva utilizada para CTF(+) de dicha unidad. En cambio, en horas solares, cuando existan centrales generando sobrecostos, con costos marginales del SEN en cero y suficiente generación ERV para reemplazar a dicha central y suplir los requerimientos de

inercia, se puede atribuir todo el sobrecosto a CTF(+). Esto se debe a que, en teoría, si no fuera por la prestación de SSCC, esa central no habría sido despachada.

Considerando estos escenarios, los sobrecostos atribuibles a CTF(+) se calculan de la siguiente manera:

$$RCVM_{i,sc} = \sum_{i,h} \text{Max}(CV_{i,h} - Cmg_{i,h}) * (E_{i,sc,h} * FD_{i,sc,h} * (FMA_{i,sc,h})) \quad (6.7)$$

Por último, se deben calcular los costos por valor adjudicado de CTF(+), los que se presentan con la siguiente ecuación:

$$\sum_{i,h} (OfSSCC_{i,sc,h}) \cdot Q_{ofSSCC_{i,sc,h}} \cdot FD_{i,sc,h} \cdot V_{i,h} \quad (6.8)$$

Con todo lo anterior las rentas reales por CTF(+) que podría capturar la demanda por participar de este SC se oobtiene de la sumatoria de los componentes de Sobrecostos, Costos de Oportunidad y Valores Adjudicados.