

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD  
CATÓLICA DEL PERÚ**

**Escuela de Posgrado**



Integración de la Energías Renovables No Convencionales  
(ERNC) en el Mercado Eléctrico peruano: Cambios en el  
diseño de mercado de corto plazo de Energía y Servicios  
Complementarios (SSCC)

Tesis para obtener el grado académico de Maestro en Regulación  
de los Servicios Públicos que presenta:

*Juan Paul Elias Rojas Jaen*

Asesor:

*Alfredo Juan Carlos Dammert Lira*

Lima, 2024


### Informe de Similitud

Yo, **Alfredo Juan Carlos Dammert Lira**, docente de la Escuela de Posgrado de la Pontificia Universidad Católica del Perú, asesor(a) de la tesis/el trabajo de investigación titulado **Integración de la Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en el Mercado Eléctrico peruano: Cambios en el diseño de mercado de corto plazo de Energía y Servicios Complementarios (SSCC)**, del autor **Juan Paul Elias Rojas Jaen**, dejo constancia de lo siguiente:

- El mencionado documento tiene un índice de puntuación de similitud de 10%. Así lo consigna el reporte de similitud emitido por el software *Tumitín* el 21/11/2024.
- He revisado con detalle dicho reporte y la Tesis o Trabajo de Suficiencia Profesional, y no se advierte indicios de plagio.
- Las citas a otros autores y sus respectivas referencias cumplen con las pautas académicas.

Lugar y fecha:

Lima, 25 de mayo del 2023

Apellidos y nombres del asesor: Dammert Lira, Alfredo Juan Carlos	
DNI: 06480172	Firma 
ORCID: 0000-0003-1282-8457	

## RESUMEN

El presente trabajo tiene por objeto presentar los esquemas regulatorios necesarios para una eficiente y confiable penetración de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en el mercado eléctrico peruano proponiendo una propuesta regulatoria -definida a grandes rasgos-, así como las principales ventajas y desventajas encontradas. Para tal fin, se definen los principales esquemas regulatorios de los países relevantes, y la explicación de las razones de una u otra opción regulatoria.

La metodología consiste en la revisión de documentos de fuente primaria y secundaria relativos a la forma en que los problemas de la integración ERNC son resueltos en los países relevantes. Asimismo, la realización o presentación de cálculos de los datos del despacho económico peruano, incluyendo fuentes primarias y secundarias, contenidos en el Anexo N° 5 del presente documento.

De dicha revisión, se concluye que, de los esquemas de fijación de precios en los mercados de corto plazo, los mercados de Día Previo, Intradiario y Tiempo Real son ampliamente más utilizados que los de costos auditados (sólo utilizado en Chile, de la muestra escogida). Asimismo, dado que una mayor integración de ERNC requiere de mayor uso de Servicios Complementarios (SSCC), los países escogidos optan por utilizar esquemas de Mercados de Día Previo, Intradiario y de Tiempo Real para el despacho económico de Energía y de SSCC, incluyendo la inclusión de nuevos productos como el de rampa y de arranque rápido.

Optar por esquemas de despacho de Día Previo, Intradiaria y en Tiempo Real es más consistente con la naturaleza variable e incierta de la generación ERNC en tanto la incertidumbre se reduce mientras exista más proximidad temporal con la inyección misma, así como con la naturaleza vinculante de la oferta presentada. Asimismo, permite aplicar el Principio de Causalidad en el reparto de los pagos por SSCC, dando señales de precios correctas al internalizar los mayores costos de SSCC originados en la mayor demanda de SSCC por el ingreso de ERNC.

## **ABSTRACT**

The purpose of this paper is to present the regulatory schemes necessary for an efficient and reliable penetration of Non-Conventional Renewable Energy (NCRE) in the Peruvian electricity market, proposing a broadly defined regulatory proposal, as well as the main advantages and disadvantages found. For this aim, the main regulatory schemes of the relevant countries are defined, and the reasons for one election or another regulatory option are explained.

The methodology consists of the review of primary and secondary source documents related to the way in which the problems of NCRE integration are solved in the relevant countries. Also, the realization or presentation of calculations of the Peruvian economic dispatch data, including primary and secondary sources, contained in Annex No. 5 of this document.

From this review, it is concluded that of the pricing schemes in the short-term markets, the Day Ahead, Intraday and Real Time markets are widely more used than the audited cost markets (only used in Chile, from the sample chosen). Furthermore, since greater integration of renewable energy requires greater use of Ancillary Services (AC), the selected countries opt to use Day-Ahead and Real-Time Market schemes for the economic dispatch of energy and AC, including the inclusion of new products such as ramp and fast start-up.

Opting for Day-Ahead, Intraday and Real-Time dispatch schemes is more consistent with the variable and uncertain nature of NCRE, as uncertainty is reduced the closer the time is to the dispatch itself, as well as the binding nature of the submitted offer. It also allows the application of the Causality Principle in the apportionment of payments for AC, giving correct price signals by internalizing the higher costs of AC originating in the higher demand for AC due to the entry of renewable energy.

**PALABRAS CLAVES**

“Renovables”, “Regulación Eléctrica Peruana”, “Solar”, “Eólica”



## CONTENIDO

RESUMEN .....	2
PALABRAS CLAVES .....	4
SIGLAS Y ABREVIACIONES .....	10
INTRODUCCIÓN .....	14
CAPÍTULO 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	19
CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO .....	24
2.1. LA VARIABILIDAD E INCERTIDUMBRE CRECIENTE CAUSADA POR ERNC .....	24
2.2. NOMENCLATURA UTILIZADA POR LA “UNION FOR COORDINATION OF TRANSMISSION OF ELECTRICITY” (UCTE) Y LA “EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY” (ENTSO-E) RESPECTO A LA “NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION” (NERC) .....	29
2.3. EL DISEÑO DE MERCADO DE ENERGÍA Y SSCC COMO DRIVER DE DECISIÓN DE LA ESTRATEGIA DE ADQUISICIÓN DE SSCC .....	33
2.4. LOS SSCC .....	44
2.4.1. Clasificación de los SSCC .....	47
2.5. INTERACCIÓN DE TSO Y LOS DSO .....	52
2.6. REGULACIÓN EN PAÍSES COMPARABLES .....	61
2.6.1. Estados Unidos .....	61
2.6.2. Regulación de SSCC del PJM .....	62
2.6.3. Regulación en el CAISO .....	64
2.6.4. New York Independent System Operator (NYISO) .....	68
2.6.5. Regulación de SSCC del Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) .....	69
2.6.6. Regulación de los SSCC en Reino Unido .....	71
2.6.7. Regulación de los SSCC en Alemania .....	73
2.6.8. Regulación de los SSCC en Dinamarca .....	75
2.6.9. Regulación de los SSCC en Noruega .....	80
2.6.10. Regulación de los SSCC en Italia .....	81
2.6.11. Regulación de SSCC en España .....	83
2.6.12. Regulación de SSCC en Chile .....	96
2.6.13. Regulación de los SSCC en Australia .....	111
2.6.14. Regulación de los SSCC de Nueva Zelanda .....	116
2.6.15. Revisión del análisis comparado .....	118
2.7. NUEVAS TECNOLOGÍAS .....	121
2.8. REGULACIÓN PERUANA .....	122
2.8.1. Regulación de Potencia Firme de la generación con ERNC .....	122
2.8.2. El Mercado de Corto Plazo (MCP) .....	126
2.8.3. Mercado Mayorista de Electricidad (MME) .....	127
2.8.4. Potencia Firme de generación solar y eólica .....	130
2.8.5. Declaración de Precios de GN .....	133
2.8.6. Regulación peruana de los SSCC .....	135
2.8.6.1. Reserva Rotante para RPF .....	135
2.8.6.2. RPF .....	138
2.8.6.3. RSF .....	138
2.8.6.4. Regulación Terciaria de Frecuencia (RTF) .....	144
2.8.6.5. Regulación o Control de Tensión .....	145
2.8.6.6. Servicios de Recuperación de Servicio .....	147
2.8.6.7. Resumen .....	147
2.8.7. Propuestas regulatorias presentadas por el estado peruano .....	149
2.8.8. El MSGN .....	149
2.8.9. Propuesta del COES .....	150

3. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN, ANÁLISIS DE INFORMACIÓN.....	153
4. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	155
5. ANÁLISIS DE PROBLEMÁTICA .....	159
5.1. LA INTERMITENCIA Y LA VARIABILIDAD DE LA ERNC COMO FUENTE DE LA PROBLEMÁTICA..	159
5.2. UNA MAYOR INTEGRACIÓN DE ERNC GENERA MAYORES REQUERIMIENTOS DE RPF, RSF Y SUPONE LA INTRODUCCIÓN DE RTF.....	161
5.3. LOS MERCADOS DE DÍA PREVIO Y MERCADOS INTRADIARIOS PERMITEN UNA MEJOR INTEGRACIÓN DE LA ERNC .....	162
5.3. ES NECESARIO QUE LOS COSTOS POR SSCC Y LOS COSTOS ASOCIADOS A LA MAYOR INTEGRACIÓN ERNC SE INTERNALICEN EN SU FUENTE PRODUCTORA (INTERNALIZACIÓN DE EXTERNALIDADES).....	165
5.4. PROPUESTA REGULATORIA.....	169
5.4.1. Regulación de Mercado de Día Previo.....	169
5.4.2. Propuesta.....	180
5.4.3. Mercado de Tiempo Real para la Energía y para los SSCC permite compensar los desequilibrios del mercado.....	186
5.4.4. Cooptimización de Energía y SSCC.....	189
5.4.5. Mitigación del Poder de Mercado.....	191
5.4.6. Limitaciones a las definiciones de productos y maximización de participación de recursos.....	191
5.4.7. Cambios en la asignación de SSCC.....	193
5.4.5. Sustitución de la Provisión Base por una Provisión Base (financiera) complementado con Mercado de Día Previo y Mercado Intradiario de RSF .....	197
5.4.6. Regulación de Energía Reactiva y Regulación de Tensión .....	198
5.4.7. Propuesta para los Servicios de Recuperación de Servicios.....	200
6. CONCLUSIONES .....	201
6.1. CONCLUSIÓN 1: LA MAYOR INTEGRACIÓN DE ERNC SE ACOMODA MEJOR A MERCADOS DE DÍA PREVIO E INTRADIARIO DE ENERGÍA Y SSCC .....	201
6.2. CONCLUSIÓN 2: LA MAYOR INTEGRACIÓN DE ERNC REQUIERE DE LA APLICACIÓN DEL PRINCIPIO DE CAUSALIDAD EN LA ATRIBUCIÓN DE COSTOS DE SSCC, Y NO EL CRITERIO DE RETIROS EN EL BALANCE DIARIO, O CUALQUIER CRITERIO QUE NO LLEVE ASOCIADO LA CAUSACIÓN DE LA INYECCIÓN DE LA RESERVA. ....	203
6.3. CONCLUSIÓN 3. UNA MAYOR INTEGRACIÓN DE ERNC REQUIERE DE LA DEFINICIÓN DE NUEVOS PRODUCTOS DE SSCC, QUE ASEGUREN LA CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA .....	205
6.4. LA PROPUESTA ESTABLECE UNA COOPTIMIZACIÓN DE ENERGÍA Y SSCC A TRAVÉS DE MECANISMOS DE DÍA PREVIO, INTRADIARIO PARA ENERGÍA, RSF, RTF, SERVICIO DE RAMPAS Y ARRANQUE RÁPIDO .....	206
TRABAJOS CITADOS .....	208
ANEXO 1. INDICADORES DE MONITOREO DE MERCADO EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD .....	214
ANEXO 2. ÍNDICES NO RECOGIDOS EN LA NORMATIVA PERUANA .....	217
ANEXO 3. CUADRO COMPARATIVO DE SSCC .....	218
ANEXO 4. DATA UTILIZADA PARA DETERMINACIÓN DE RESERVA ROTANTE PARA RPF .....	221
ANEXO 5. DATA UTILIZADA PARA DETERMINACIÓN DE RESERVA ROTANTE PARA COSTOS MARGINALES AÑO 2023 .....	222

## TABLA DE FIGURAS

Figura 1. Arquitectura conceptual con transacciones físicas. ....	25
Figura 2. Arquitectura conceptual con transacciones económicas. ....	26
Figura 3. Tipos de Reservas.....	28
Figura 4. Despliegue de Reserva ante la ocurrencia de una contingencia.....	29
Figura 5. Terminología de Reserva de la UCTE y NERC.....	31
Figura 6. Diferencias de política de NERC y UCTE.....	32
Figura 7. Resumen de metodologías de Reserva para el “Eastern Wind Integration and Transmission Study (EWITS) y Single Largest Hazard (SLH)” .....	33
Figura 8. Procesos de operación del mercado mayorista.....	35
Figura 9. Componentes de Gestión e Mercado y Arquitectura. EMS, Sistema de Gestión de Energía, SCUC, compromiso de unidad restringida por seguridad, SCED, despacho económico restringido por seguridad. ....	37
Figura 10. Ilustración de fluctuación de los requerimientos de rampa del sistema. LF, pronóstico de carga, NSI, intercambio neto programado. ....	40
Figura 11. Métricas de flexibilidad en la operación de los sistemas de potencia: Tasa de Rampa $\rho$ , Potencia $\pi$ y Energía $\epsilon$ .....	45
Figura 12. Vinculación intertemporal entre métricas de flexibilidad, incluyendo pérdidas internas de almacenamiento (dissipation).....	46
Figura 13. SSCC según integración en el tiempo. ....	48
Figura 14. Optimización de SSCC, Inflexibilidades Operativas y Energía.....	64
Figura 15. Flujo de trabajo de actividades de Mercado de Día Previo .....	68
Figura 16. Esquema cadena de Reservas de control de frecuencia de Control de Frecuencia.....	102
Figura 17. Representación referencial de tiempos de servicios de Control de Frecuencia .....	103
Figura 18. Trapecio de ofertas FACS.....	112
Figura 19. Curva que representa la relación entre la inercia del sistema y el costo que tiene para el sistema.....	115
Figura 20. Despacho Físico .....	129
Figura 21. Curva de potencia reactiva de una Unidad y la Banda Reactiva.....	129
Figura 22. Comportamiento de Unidades que prestan la RPF .....	136
Figura 23. Activación de RSF .....	140
Figura 24. Prestación de Servicio de RSF .....	141
Figura 25. Costos de Energía Nivelado Promedio (“Average Levelized Costs of Electricity”) de Estados Unidos para la nueva generación que entra en servicio en 2022 .....	155
Figura 26. Ruta de problemas .....	160
Figura 27. Resumen de propuesta de Di-Avante .....	164
Figura 28. Activación de RPF, RSF y RTF.....	177
Figura 29. Optimización de Energía y Reservas con dos tecnologías .....	188
Figura 30. Distribución de cargos por tipo de generación ERNC .....	197
Figura 31. Curva de Pato producida por la disminución de carga solar.....	205

## ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. Representación de despacho único de intervalo. ....	41
Ecuación 2. Asignación de Pagos .....	113
Ecuación 3. Bolsa de Capacidad.....	123
Ecuación 4. Precio Básico de Potencia.....	124
Ecuación 5. Ingresos anuales de un generador .....	125
Ecuación 6. Potencia Firme.....	130
Ecuación 7. Potencia Inicial.....	131
Ecuación 8. Factor de Presencia .....	131
Ecuación 9. Cálculo de la Potencia Firme.....	131
Ecuación 10. Producción de Energía.....	132
Ecuación 11. Precio Mínimo de GN según DS N° 043-2017-EM.....	134
Ecuación 12. Cálculo de la Penalidad.....	136
Ecuación 13. Distribución de Costos.....	143



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Cuadro de nuevos agentes y agentes antiguos en el mercado eléctrico. ....	24
Tabla 2. SSCC, Productos y Prestadores .....	50
Tabla 3. Resumen de principales elementos de los sistemas de coordinación respecto al rol del DSO en la organización del mercado, el principio de asignación de la flexibilidad desde la red de distribución .....	56
Tabla 4. Resumen de beneficios y riesgos de los sistemas de coordinación.....	57
Tabla 5. Servicios de flexibilidad reconocidos de acuerdo con el DS 130.....	96
Tabla 6. Inversiones por tipo de Servicio Complementario. ....	99
Tabla 7. SSCC requeridos para el año 2025 en el Sistema Eléctrico Nacional .....	101
Tabla 8. Características de los SSCC de Control de Frecuencia.....	103
Tabla 9. Definición de costos .....	105
Tabla 10. Definiciones utilizadas de “Precio Máximo de Reserva” y “Precio Máximo de Remuneración” .....	105
Tabla 11. Resumen de mecanismos de materialización de SSCC.....	110
Tabla 12. Comparación entre países .....	119
Tabla 13. Cálculo de valores de costo de servicio y costo de Energía no suministrada. ....	137
Tabla 14. Magnitud de la Reserva rotante para la RPF.....	138
Tabla 15. Derechos de cobro .....	143
Tabla 16. Resumen de SSCC en Perú .....	148
Tabla 17. Potencia instalada que no presta RPF.....	161
Tabla 18. Diagnóstico .....	164
Tabla 19. Resumen de subcategorías de costos relevantes para la comparación de costos sociales de las tecnologías de generación .....	166
Tabla 20. Costos de balance adicionales específicos por diferentes tecnologías de generación en distintas tasas de penetración, de acuerdo con distintos estudios. ....	167
Tabla 21. Costos de perfil específicos promedio y marginal de la generación eólica y solar fotovoltaica de acuerdo a distintos estudios.....	168
Tabla 22. Esquemas de Ofertas de Energía y Reservas.....	171
Tabla 23. Productos existentes.....	179

**SIGLAS Y ABREVIACIONES.**

Sigla Abreviatura	o	Significado o descripción
CAISO		California Independent System Operator
CF		Costo Fijo
CMCP		Costo Marginal de Corto Plazo
CNMC		Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (Chile)
CEN		Coordinador Eléctrico Nacional (Chile)
COES		Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (Perú)
CV		Costo Variable
CVC		Costo Variable Combustible
CVNC		Costo Variable No Combustible
DCF		Disposición Complementaria Final
Demanda Coincidente		Demanda de Potencia durante el Intervalo de Punta del Mes, correspondiente a: (i) consumo de clientes de Generadores, (ii) consumos en el MME de Distribuidores o Grandes Usuarios, (iii) Autoconsumo de Potencia del del proceso de cogeneración, y (iv) consumos de los Retiros No Declarados (RCD Osinermin 161-2020-OS/CD)
DER		Recursos de Energía Distribuidos (“Distributed Energy Resources”)
DS		Decreto Supremo
DSO		Operador de Sistema de Distribución (“Distribution System Operator”)
Energía Activa		Integración sobre el tiempo del producto de voltaje, corriente y el coseno de la fase angular entre ellos, medido normalmente en kWh o mWh.
ERNC		Energías Renovables No Convencionales intermitentes (eólica, solar y mareomotriz)
ERCOT		Electric Reliability Council of Texas
Inercia		Capacidad del sistema de resistir cambios en la frecuencia a través de sus masas rotantes, de oponerse a los cambios de su estado de movimiento. Incluye la inercia sintética o emulada que proviene de inversores
Intervalo de Mercado		Período de quince (15) minutos en el cual se realizan las valorizaciones de Energía en el MCP (RCD Osinermin N° 187-2017-OS/CD)
Intervalo de Punta del mes		Intervalo de 15 minutos en que se produce en la Máxima Demanda Mensual registrada a nivel de generación en Horas de Punta definidas por el MINEM (RCD Osinermin N° 092-2015-OS/CD)
LCE		Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y normas modificatorias (versión vigente al 25.09.2023)
LDGE		Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica (actualizado al 26.07.2023)

LRER	Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables
MCP	Mercado de Corto Plazo de Energía
MECAP	Mercado electrónico de las subastas de transferencia de volumen y/o capacidad de transporte de Gas Natural
MME	Mercado Mayorista de Electricidad
MSGN	Mercado Secundario de Gas Natural
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
NTCOTR	Norma técnica para la coordinación de la operación en Tiempo Real de los sistemas interconectados aprobada en Resolución Directoral N° 013-2005-EM-DGE (versión actualizada al 30.07.2023)
NYISO	New York Independent System Operator
PJM	Pennsylvania, New Jersey and Maryland ISO
PR	Procedimiento Técnico
PR-02	Procedimiento Técnico del COES PR-02 “Condiciones de participación en el Mercado Mayorista de Electricidad” aprobado por RCD Osinergmin N° 231-2022-OS/CD publicada el 19.12.2022
PR-09	Procedimiento Técnico del COES PR-09 “Coordinación de la operación en Tiempo Real del SEIN” aprobado mediante RCD Osinergmin N° 086-2017-OS/CD publicada el 28.05.2017
PR-10	Procedimiento Técnico del COES PR-10 “Liquidación de la valorización de las transferencias de Energía Activa y de la valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas” aprobado por RCD Osinergmin N° 187-2017-OSC/CD publicado el 14.09.2017 y normas modificatorias
PR-15	Procedimiento Técnico del COES PR-15 “Valorización de transferencias de Energía Reactiva” aprobado por RCD Osinergmin N° 199-2017-OS/CD publicado el 28.09.2017
PR-21	Procedimiento Técnico del COES PR-21 “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia” aprobado por RCD Osinergmin N° 128-2020-OS/CD publicado el 28.08.2020 y normas modificatorias
PR-22	Procedimiento Técnico del COES PR-22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia” aprobado por RCD Osinergmin N° 003-2020-OS/CD publicado el 18.01.2020, y norma modificatoria
PR-47	Procedimiento Técnico del COES PR-47 “Valorizaciones diarias en el Mercado Mayorista de Electricidad” aprobado por RCD Osinergmin N° 202-2017-OS/CD del 28.09.2017 y norma modificatoria
SSCC	Servicios Complementarios o “Ancillary Services”
Rampa de Incremento	Rampa de Incremento de Generación: Característica de cada Unidad para incrementar su potencia, expresada en

	MW/min. Definición contenida en RCD Osinergmin N° 247-2014-OS/CD
Sistema de Almacenamiento de Energía	Equipamiento capaz de retirar Energía desde el sistema, transformarla en otro tipo de Energía (potencial, entre otros), y almacenarla, con el objetivo de vía transformación inversa, inyectarla
RCD Osinergmin	Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin
RMME	Decreto Supremo N° 026-2016-EM, Decreto Supremo que aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad
Inflexibilidades Operativas	Restricción operativa de una Unidad derivada de sus características estructurales de diseño, para todos los modos operativos: (i) tiempo de arranque, (ii) potencia mínima, (iii) tiempo mínimo de operación, (iv) tiempo mínimo entre arranques (Definición contenida en RCD Osinergmin N° 161-2019-OS-CD) No constituyen Inflexibilidades Operativas, aquellas no consideradas en las fichas técnicas aprobadas por el COES. (Glosario del COES)
Informe LVTEA	Informe de Liquidación de Valorización de Transferencias de Energía Activa (LVTEA) del COES, de acuerdo con el PR-10
Informe LSCIO	Informe de Liquidación de Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas (LSCIO) del COES de acuerdo con el PR-10
Intervalo de Mercado	Intervalo de Mercado: Período de quince (15) minutos en el cual se realizan las valorizaciones de Energía en el MCP. Definición de la RCD Osinergmin N° 187-2017-OS/CD (Glosario del COES)
Reserva Rotante	Se refiere a la diferencia entre la sumatoria de las capacidades disponibles de las unidades sincronizadas y la sumatoria de sus potencias entregadas al Sistema, ambas en un momento dado. Definición establecida en la NTCOTR. El COES programa la operación del SEIN considerando la Reserva Rotante requerida para atender las necesidades de regulación de frecuencia
Reserva Fría	Se refiere a la potencia total disponible de los grupos generadores en Reserva que se encuentran fuera de servicio. Definición establecida en la NTCOTR
RLCE	Reglamento del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctrica aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM y normas modificatorias
RM	Resolución Ministerial
RPF	Reserva Primaria de Frecuencia. Se refiere a la acción automática e inmediata de los reguladores de velocidad de los grupos generadores, ante cambios súbitos en la frecuencia. Tiene como objeto absorber los desequilibrios entre oferta y demanda. Esta regulación debe ser

	sostenible al menos durante 30 segundos. Definición establecida en la NTCOTR
RSF	Reserva Secundaria de Frecuencia. Se refiere a la acción automática o manual sobre el valor de referencia del regulador de velocidad de los grupos generadores, destinada a compensar el error final de frecuencia. Permite reestablecer la frecuencia a su valor nominal y recuperar la Reserva rotante asociada a la regulación primaria de frecuencia. Esta regulación debe ser sostenible al menos durante 30 minutos. Definición establecida en la NTCOTR
RMME	Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado por DS N° 026-2016-EM
RTF	Regulación Terciaria de Frecuencia
SGT	Sistema Garantizado de Transmisión
SPT	Sistema Principal de Transmisión
TSO	ISO de Transmisión ("Transmission System Operator")
UE	Unión Europea



## INTRODUCCIÓN

En forma ideal, el único producto que se transaría en un mercado de electricidad es la Energía Activa entendida como el movimiento de los electrones entre dos puntos cuando existe una diferencia de potencia entre ellos. Dado que debe existir una coincidencia -se trata de un producto no almacenable económicamente- entre las cantidades producidas y las cantidades consumidas de Energía Activa<sup>1</sup>, incluso durante los momentos de mayor stress (mayor demanda o menor oferta que la planificada) y de mayor demanda en el año (Máxima Demanda Coincidente), las regulaciones -salvo los mercados eléctricos de Australia- plantean la necesidad de tener un mercado de potencia o de capacidad, que remunere a las unidades que con mayor probabilidad, puedan suministrar Energía durante dichos momentos de mayor stress o mayor demanda.

A su vez, el producto Energía tiene determinadas características de calidad, que son aseguradas con la estabilidad de la frecuencia y tensión del suministro obtenido a través de SSCC, entendidos como los servicios de control de frecuencia y control de tensión, entre otros. Con los servicios de control de frecuencia, la producción de las unidades aumenta o disminuye según las desviaciones de un objetivo de calidad -60 hz en los países que usan el estándar de los Estados Unidos y 50 hz en los países que usan el estándar del Reino Unido-, el control de tensión tiene por objeto regular la potencia reactiva<sup>2</sup>, inyectando o absorbiendo la misma.

Los diseños asociados a mercados eléctricos son variables tanto entre sistemas como dentro de un sistema en el tiempo (CNE [Chile], 2019). La principal diferenciación está entre el nivel de centralización del mercado. En los mercados del tipo auto-despacho (“self-dispatch”) -tales como el de Texas y Reino Unido- cada agente despacha sus unidades teniéndose poca consideración a las restricciones técnicas (caso europeo), a diferencia de los mercados de despacho centralizado (“centralized-dispatch”), en donde los

---

<sup>1</sup> Salvo aclaración distinta, por “Energía” se hace referencia a la “Energía activa”.

<sup>2</sup> Entendida como la potencia requerida por las corrientes que son necesarias para establecer los campos magnéticos de las bobinas o los campos electrostáticos en los capacitores.

agentes entregan información de restricciones técnicas y el operador de manera centralizada despacha las unidades.

En el Perú, la regulación eléctrica del mercado de contratos está estructurada en la adquisición conjunta de Potencia y Energía sea propia o de terceros (numeral 3.1 de la LDGE). A su vez, la Potencia Firme -entendida como la producción con la más alta probabilidad de ocurrencia- de una unidad es el límite máximo de contratación de Energía de una generadora. Así, los generadores termoeléctricos tienen un menor diferencial entre la potencia instalada (de fábrica) y la Potencia Firme (la producida con alta probabilidad), por lo que tienen una mayor capacidad de contratación de Energía respecto a la potencia instalada. En sentido contrario, los generadores con ERNC enfrentan una menor (nula en el caso de la generación solar fotovoltaica) capacidad de contratación, salvo el caso que compren potencia de terceros, haciendo que la venta de Energía a terceros se realice a través del MCP.

Así, existe un tratamiento distinto, en el caso peruano, del régimen de contratación de Energía con clientes por parte de los generadores con ERNC, que reduce la participación de los generadores ERNC en el mercado de contratos, exponiéndolos al precio del MCP. Esto se fundamenta en la ausencia de alta probabilidad de producción de dichas unidades durante el periodo de Máxima Demanda Coincidente. Las unidades se dividen en aquellas que funcionan sobre una masa inercial, lo que les permite pasar de una potencia nula a una potencia máxima de forma gradual y no inmediata, reduciendo -incluso en caso de falla- la intermitencia en el funcionamiento de la unidad. Las unidades que funcionan a partir de ERNC no tienen masa inercial, por lo que su producción depende de la Energía primaria utilizada, teniendo siguientes características:

- (1) Su producción es intermitente, por lo que la generación cambia de acuerdo con la disponibilidad de la energía primaria (viento, irradiación y movimiento del mar) resultando en fluctuaciones en la Energía en todas las escalas de tiempo (Karkatsouli, 2013). La intermitencia produce:
  - (1.1) Variaciones de segundos y/o minutos de voltaje y frecuencia que afectan la calidad de la Energía.
  - (1.2) Variaciones en la potencia generada durante el transcurso del día.

- (1.3) Incapacidad de seguir la curva de carga (demanda) durante el día.
- (1.4) Incapacidad de dar el servicio de “Rampa” hacia arriba y abajo, en la forma en que la demanda varia.
- (1.5) La sobre generación cuando la demanda disminuye.
- (2) Su producción está sujeta a incertidumbre o variabilidad, por lo que la magnitud y el tiempo de la generación variable es menos predecible que la generación convencional (Karkatsouli, 2013).

En el caso específico de las unidades solar -salvo las termosolares-, éstas funcionan sin masa inercial, por lo que salvo existan sistemas de almacenamiento propio (baterías en el contexto de sistemas de electrónica de potencia), funcionan de forma intermitente y con reducida predictibilidad sobre la Energía que se inyectará en el intervalo de tiempo futuro. A su vez no tienen Potencia Firme, y, por tanto, una reducida -cercana a nula- capacidad de contratación.

En las unidades eólicas, la tecnología ha permitido introducir masa inercial propia o sintética, por lo que la intermitencia —aunque sin dejar de existir como problemática— se ha reducido significativamente. Asimismo, la predictibilidad es mayor que en el caso de las unidades solares. Tienen una Potencia Firme reconocida reducida<sup>3</sup>.

En este contexto, la regulación peruana es la de un despacho económico de Energía bajo costos auditados (no existen subastas de Día Previo, ni menos subastas Intradiarias), que coexiste con un MME regulado en el RMME -con un nivel de negociación residual- en el que participan los Usuarios Libres y Distribuidores de forma limitada. El precio “spot” no incluye las Inflexibilidades Operativas, y éstas son distribuidas de forma proporcional a los retiros de cada participante del MCP (numeral 7.3 del RMME).

Con relación a la regulación de frecuencia, cada unidad tiene la obligación de prestar -gratuitamente- la RPF a excepción de las unidades mareomotriz, eólicas y las solares que están exoneradas. La RSF es asignada de dos formas,

---

<sup>3</sup> En el caso peruano, el COES determinó en el 2015 que la máxima capacidad de ERNC eólico y solar (OSINERGMIN, 2019) es de 22.7%.

mediante una licitación -de hasta 3 años- realizada por el COES para provisión de Reserva Base, y un Mercado de Ajuste interdiario.

Así, el presente documento tiene por objeto también establecer la línea base regulatoria presente, los intentos de modificaciones regulatorias presentados por la autoridad peruana, y establecer cuáles son los aspectos fundamentales para la mayor participación de unidades ERCN (sin masa inercial o con masa inercial reducida).

En resumen, las conclusiones son las siguientes:

- (1) Una mayor participación de unidades ERNC aumenta la necesidad de mayor RPS, RSF, e incluso plantea la necesidad de implementar la RTF. Asimismo, aumenta los costos de Inflexibilidades Operativas, Reserva Rotante, y Regulación de Tensión. Adicionalmente, plantea la necesidad de nuevos productos como el de Rampa, Arranque Rápido y la capacidad inercial.  
Por otro lado, aunque no es tratado en este documento, plantea la necesidad de nuevos escenarios de planificación de inversión en sistemas troncales de transmisión, al incrementar los escenarios de riesgos y la redundancia relacionada (factor n-1).
- (2) Un MCP con costos auditados, resulta subóptimo con una gran penetración de unidades ERNC, en tanto ésta no incorpora las externalidades negativas producidas por la generación intermitente, afectando la eficiencia asignativa -quién paga qué- y la eficiencia productiva -el menor costo de producción del sistema en su conjunto-. Eficiencia asignativa porque los costos de la SSCC no son distribuidos tomando en cuenta la fuente causadora, generándose un ejemplo típico de externalidad negativa, y eficiencia productiva porque los costos totales -en un punto- son mayores a los alcanzados con una menor penetración solar. Asimismo, impide contar con programas físicos vinculantes a partir de ofertas de los generadores.
- (3) Así, se plantea la necesidad de ir hacia una implementación de mercados de Día Previo y Mercado Intradiario tanto para la Energía y SSCC (RSF, y de ser el caso RTF. Asimismo, Servicio de Rampa y Arranque Rápido),

junto a un MSGN de despeje diario ya regulado. Asimismo, la distribución de las Inflexibilidades Operativas y de los mayores costos de SSCC se realice en función a la fuente emisora o causadora, bajo el Principio de Causalidad, generando los incentivos para la eficiencia productiva en la producción de Energía, y eficiencia asignativa en la distribución de los mayores costos causados por la intermitencia de un sistema.



## CAPÍTULO 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El problema consiste en que la regulación eléctrica peruana afecta las decisiones eficientes de inversión en generación ERNC, conforme a lo señalado en los siguientes párrafos.

No reconoce capacidad de contratación al no reconocer Potencia Firme a las unidades solares y al empaquetar la contratación de Potencia Firme y Energía a la Potencia Firme reconocida. Dicha problemática se reduce en el caso de las unidades eólicas, en tanto se les reconoce Potencia Firme. Al no reconocerse la capacidad de contratación, estas sólo intervienen en el MCP - sujeto a costos auditados en los que el costo variable de la generación ERNC es cero-, en los Contratos RER suscritos con el Estado peruano bajo el LRER o con el respaldo de Potencia Firme de unidades convencionales (que entregan su capacidad de contratación derivada de la Potencia Firme reconocida). Esto genera una desventaja en contra de la generación ERNC en tanto al tener una mayor exposición al MCP, tienen mayor riesgo de ingresos, al no poder suscribir contratos de suministro ("Power Purchase Agreement") con Usuarios Libres y Distribuidoras.

Entonces el primer problema consiste en que, los generadores ERNC están expuestos en mayor medida al precio del MCP, no teniendo cobertura de contratos, salvo supuestos específicos.

A su vez, la regulación eléctrica peruana establece exoneraciones que ponen en ventaja a los generadores ERNC frente a los generadores convencionales:

- (1) Exonera a las unidades ERNC de prestar servicios de RPF, lo que reduce sus costos de inversión (no hay necesidad de contar con sistemas de almacenamiento o electrónica de potencia -basado en carbono de silicio- que entreguen servicios de RPF) (numeral 6.2 de la NTCOTR).
- (2) Establece que la instalación de unidades con ERNC en sistemas de distribución o cogeneración sólo pagarán el costo incremental de las ampliaciones y reforzamientos (RLRER).
- (3) Una mayor penetración de ERNC produce externalidades negativas consistentes en la mayor intermitencia y variabilidad del sistema en su conjunto -desviaciones de la frecuencia fuera de la banda tolerable-, así

como mayor variabilidad en la producción -cambios en las inyecciones netas de Energía de una unidad y del sistema eléctrico en su conjunto lo que ocasiona redespachos<sup>4</sup> más recurrentes o el llamado a unidades de RSF, o aislamientos de zonas eléctricas para la conformación de islas eléctricas-. Estas externalidades negativas no tienen un mecanismo económico de internalización, que entregue los incentivos para modificar las decisiones gestión de costos de inversión o de operación en la generación ERNC.

(3.1) A una mayor intermitencia en el sistema, existe una mayor necesidad de RPF, lo que genera mayores costos en el sistema que son asumidos por los propietarios de las unidades convencionales. Asimismo, la mayor variabilidad en la producción genera mayor adquisición de RSF y genera la necesidad de implementar RTF.

(3.2) La elaboración del Plan de Transmisión -mecanismo de planificación centralizada de las inversiones en el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT)-, incorpora otros escenarios de riesgos consistentes en la salida no programada e intempestiva de unidades ERNC, lo que incrementa la necesidad de mayores inversiones de transmisión en el SGT y el propio SPT para el aumento de redundancias y adquisición de mayor capacidad de transmisión.

Por tanto, una intervención regulatoria que no internalice las externalidades negativas -mayores costos para el SEIN de la mayor generación intermitente- reduce la eficiencia productiva y asignativa del SEIN en su conjunto al permitir el incremento de mayor porcentaje de generación ERNC por debajo de sus costos (incluyendo externalidades negativas), incrementado los SSCC y por tanto el uso ineficiente de unidades convencional para la prestación de SSCC de RPF, RSF y en su caso RTF.

Entonces, el segundo problema consiste en que la regulación peruana actual no genera los incentivos para la inversión ERNC eficiente, pues incentiva

---

<sup>4</sup> Es una modificación al programa de generación con optimización para los periodos restantes del día.

la inversión en generación ERNC al reducir los costos de implementación de soluciones para prestar RPF, a la vez de incrementar la probabilidad de ocurrencia de desvíos que hagan necesaria la mayor adquisición de RPF, RSF y el establecimiento de una mayor obligación de Reserva Rotante. Asimismo, una mayor integración de generación ERNC requiere de la adquisición de nuevos productos tales como el Servicio de Rampa, el de capacidad inercial, entre otros.

La problemática se vuelve más compleja considerando que el despacho económico de Energía peruano se realiza bajo costos auditados -salvo un intervalo temporal mayor a 15 años en los que las unidades con GN podían declarar los precios mediante declaraciones anuales-, es decir determinado por el CV -auditable- de cada unidad, donde las unidades ERNC despachan a costo cero -conforme a la LRER, que incluye el CVC y el CVNC (incluye el Costo Variable de Operación y Mantenimiento) para unidades térmicas y CV para unidades hidroeléctricas.

Este despacho económico de Energía bajo costos auditados se operativiza con la elaboración de Programas Diarios de Operación (PDO) -PR-01 sobre "Programación de la Operación de Corto Plazo"- publicados hasta las 16:00 horas de cada día en los que los generadores carecen de gestión comercial sobre las cantidades y el precio de Energía a ofertar, por lo que el PDO publicado el día anterior del despacho real no es vinculante y no genera responsabilidad por las desviaciones no imputables a cada generador. Entonces, las desviaciones intradiarias son gestionadas a través de un Reprograma de la Operación Diaria (RDO) -regulado en el PR-06 sobre "Reprogramación de la Operación Diaria"- publicado 30 minutos antes de su vigencia (inyección de energía) que contiene la actualización del PDO en función a cambios en la disponibilidad total o parcial de las instalaciones de los generadores y otras causales. Entonces las desviaciones de frecuencia fuera de la tolerancia de banda son gestionadas en Tiempo Real a través de RPF gratuita y obligatoria -salvo las unidades con ERNC- RSF voluntaria y remunerada -adquirida a través de licitaciones de hasta tres (3) años para Provisión Base y con un Mercado de Ajuste de Día Previo.

Esto genera una inconsistencia en tanto, a pesar de que el despacho económico se realiza a través de costos auditados bajo fijación administrativa, coexiste con un MME en el que participan los Generadores, Usuarios Libres y

Distribuidores que no modifica el precio de la Energía del MCP, sino sólo las liquidaciones diarias, una obligación de entrega de RPF gratuita y obligatoria para generadores convencionales, un mercado de contratos (licitados) de Provisión Base de RSF y un Mercado de Ajuste para RSF, y un MSGN -sin operación efectiva- para la venta de GN de los generadores que lo utilizan (unidades de ciclo simple y ciclo combinado). Entonces, se conjuga la fijación administrativa del precio de Energía del MCP, la fijación por el COES -a través de su gestión operativa- de la prestación de RPF -cuya Reserva es adquirida a través de una obligación de mantener Reserva Rotante no remunerada como tal sino reembolsada en algunos costos por activación- y el uso de mecanismos de mercado para la adquisición de Reserva para RSF.

Esto conlleva a que la cooptimización de los costos totales de Energía y de SSCC no pueda realizarse a partir de ofertas presentadas por los generadores, sino que se pueda realizar parcialmente a partir de un solo precio de mercado (RSF), habiendo existido una controversia sobre la obligación de programación de las unidades que prestan Provisión Base, resuelta en contra del Estado peruano y generando una pérdida de 115 millones de USD, conforme a lo descrito en el presente documento.

Entonces, siendo que la incertidumbre de la producción de Energía con ERNC se reduce mientras más próximo se esté del despacho real, es más eficiente que cada generador ERNC estime su producción próxima a través de ofertas de Día Previo e Intradiarias, internalizando el riesgo de diferencias entre las cantidades ofertadas y las realmente inyectadas, reduciendo la probabilidad de desvíos que requieran la adquisición de cantidades mayores de SSCC. Esto permite establecer programas de operación vinculantes que justifiquen la aplicación del Principio de Causalidad en la asignación de costos por RPF y RSF.

Así, la cooptimización actual conjuga precios fijados administrativamente y obtenidos vía soluciones de mercado (RSF y MSGN), a partir de programas no vinculantes, lo que no es consistente con la generación ERNC cuya incertidumbre se reduce mientras exista mayor proximidad con el despacho real.

Debido a la ausencia ofertas diarias e intradiarias en el mercado de Energía, no se tienen programas vinculantes de operación, lo que reduce la posibilidad de contar con una cooptimización que permita un uso más eficiente de las unidades para la entrega de los productos Energía y SSCC. El esquema

actual sobreestima las cantidades de Reserva Rotante (Reservas para la prestación de RPF) y las cantidades de Reserva para la RSF. Conforme se describe en el presente documento, el esquema actual causa que se adquiera cantidades mayores de Reserva Rotante y RSF que las que se utilizarían en un esquema de mercados de Día Previo e Intradía.

Entonces, el tercer problema consiste en que la ausencia de programas vinculantes de despacho de Energía, ocasionados por la ausencia de ofertas de Energía provoca que la cooptimización de costos de Energía y SSCC no sea posible.

A su vez, dado que las unidades ERNC son las que ocasionan mayores requerimientos de SSCC (RPF y RSF y la necesidad de implementar nuevos productos como el de rampa, mayores requerimientos de arranque rápido en la RSF y capacidad inercial), un sistema adecuado es aquel que internalice dicha externalidad negativa, reduciendo los costos totales del despacho en su conjunto vía cooptimización y dando las señales de precios para la mayor inversión en electrónica de potencia. Asimismo, dado que existe una relación de sustitución entre el producto Energía y SSCC producido por las unidades convencionales, estas unidades deberían ajustar sus características técnicas y planes de gestión económica y operativa para operar más como unidades para la prestación de SSCC.

Así, una mayor integración de ERNC -bajo el esquema actual- al no internalizar los mayores costos de SSCC- genera resultados ineficientes al socializar los SSCC a pesar de poder estar estos atribuidos de forma específica. Siendo que el programa de despacho es el inicio de atribución de responsabilidad, resulta necesario que este sea elaborado a partir de ofertas de los generadores.

Entonces, el cuarto problema consiste en que la ausencia de mecanismos que aseguren la aplicación del Principio de Causalidad en el reparto de los costos por SSCC no genera los incentivos para un eficiente efecto sustitución entre SSCC y Energía.

## CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1. La variabilidad e incertidumbre creciente causada por ERNC

Durante los últimos años se ha vivido una revolución en los mercados eléctricos que incluye la entrada de nuevos agentes, productos y servicios, incluyendo la entrada de agentes agregadores de microgeneración distribuida, respuesta de la demanda entre otros, lo que ha conllevado a la reestructuración a nivel de la academia y de mercados reales de energía:

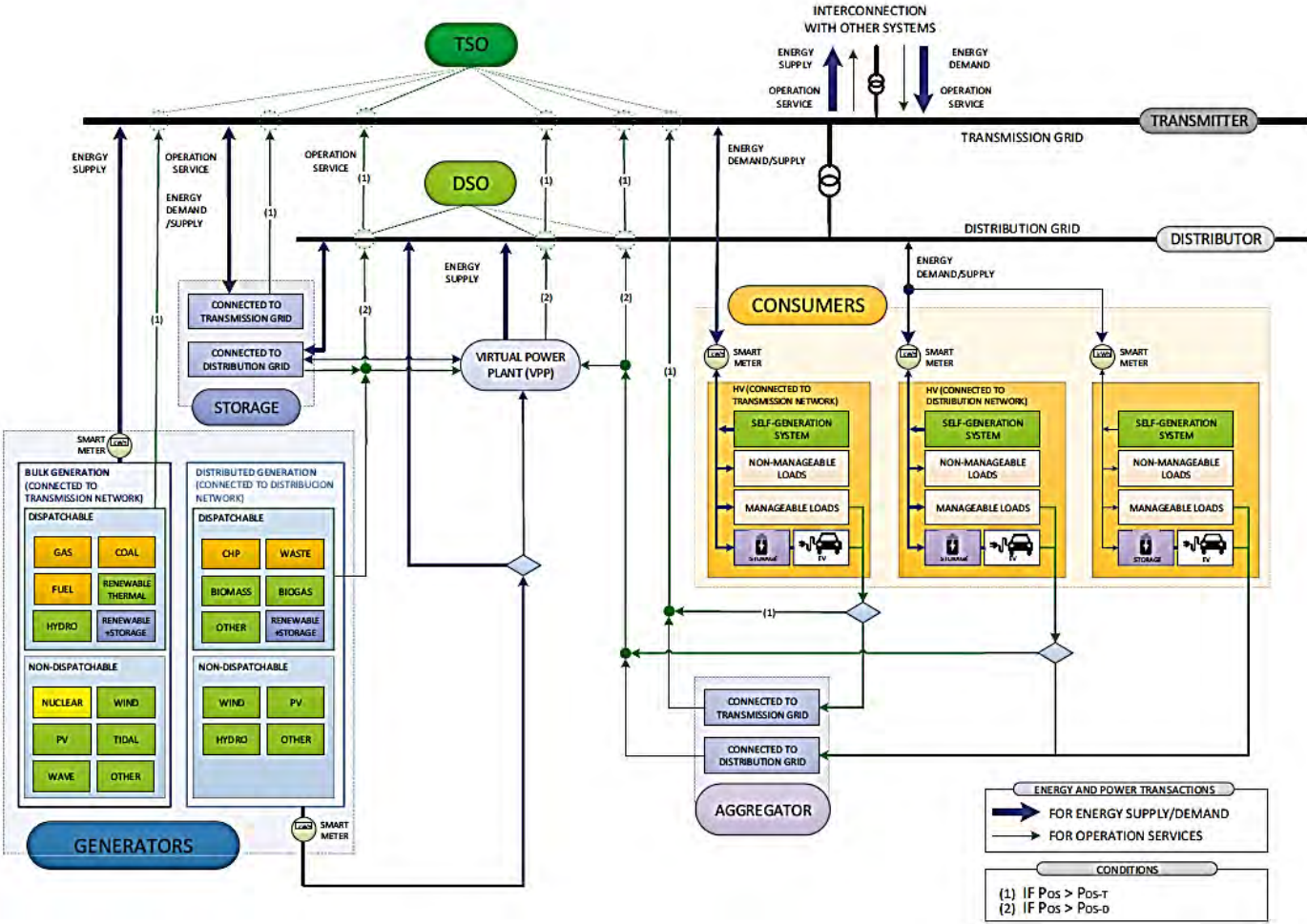
Tabla 1. Cuadro de nuevos agentes y agentes antiguos en el mercado eléctrico.

Agentes	Características
Consumidores activos	Autogeneración, demanda flexible, compra/venta de electricidad y servicios de operación con perspectiva proactiva.
Generadores	Generación de electricidad y procura de servicios de operación.
Plantas de Generación Virtuales (“Virtual Power Plants” [VPPs])	Compra/venta de electricidad y servicios de operación desde su portafolio distribuida a diferentes agentes en una forma coordinada.
Agregadores	Compra y venta de recursos de demanda pequeños y medianos para ser vendidos en diferentes agentes en una forma coordinada.
Almacenamiento	Elementos altamente flexibles que permiten consumir, generar y suministrar servicios de operación.
Operador de Sistema de Transmisión (TSO)	Asegura calidad de potencia y seguridad a nivel de transmisión.
Transmisor	Posee redes de transmisión en cargo de su mantenimiento.
Operador de Sistema de Distribución (DSO)	Asegura la calidad y seguridad de potencia al nivel de distribución.
Distribuidor	Posee la red de distribución y está en cargo de su mantenimiento.
Operador de Mercado Mayorista (“Wholesale Market Operator” [WMO])	Asegura independencia y buen funcionamiento del mercado mayorista.
Operador de Mercado Local (“Local Market Operator” [LMO])	Asegura independencia y buen funcionamiento del mercado local.
Comercializadores	Provee suministro de electricidad a consumidores, compra exceso de la electricidad autogenerada.
Principales Conceptos	Definición
Redes Inteligentes	Una red eléctrica con un sistema de comunicación adicional que permite una mejor gestión del sistema.
Respuesta de Demanda	Cambios en la demanda electricidad por consumidores finales desde sus patrones normales de consumo.
Medición Inteligente	Todos los agentes en el sistema tienen medidores inteligentes que proveen adquisición de data, transmisión, procesamiento, e interpretación.
Autogeneración	Porcentaje de la producción de energía total directamente consumida por el sistema de propiedad del propietario.
Generación distribuida	Generación dentro de redes generación.

Fuente: (Rodríguez-García , Álvarez-Bel, & Peñalvo-López, 2020)

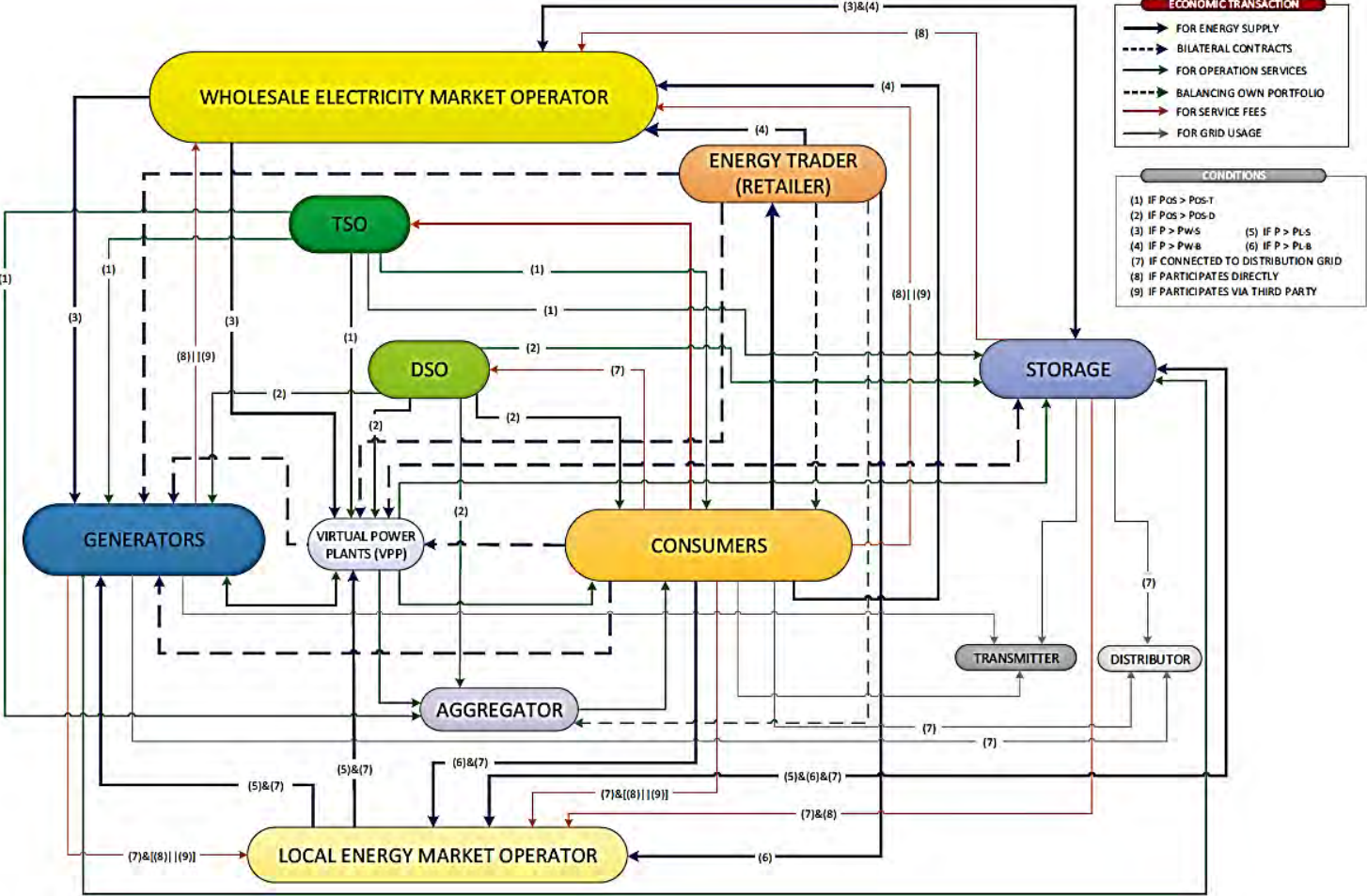
Esto genera que se complejicen las transacciones físicas y financieras, tanto por la entrada de nuevos agentes como por la necesidad de implementar nuevos productos.

Figura 1. Arquitectura conceptual con transacciones físicas.



Fuente: (Rodríguez-García , Álvarez-Bel, & Peñalvo-López, 2020)

Figura 2. Arquitectura conceptual con transacciones económicas.



Fuente: (Rodríguez-García , Álvarez-Bel, & Peñalvo-López, 2020)

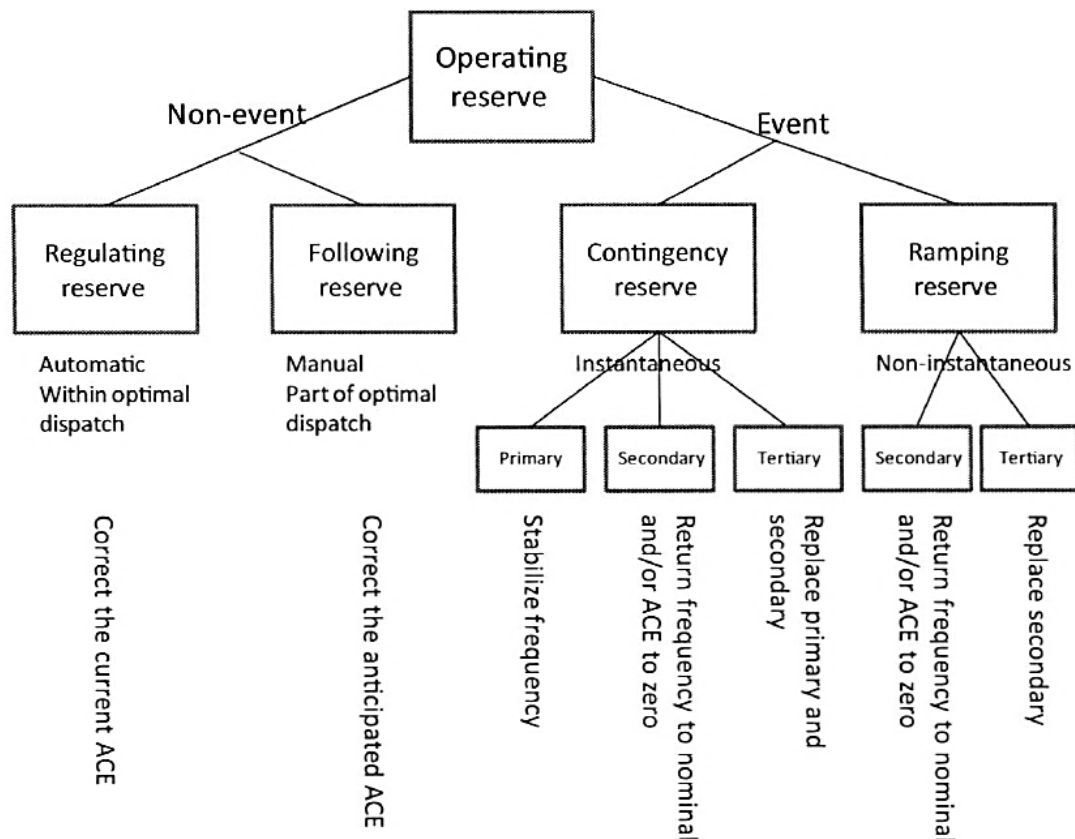
En dicho contexto se presenta el abaratamiento de costos de inversión en generación ERNC, los objetivos de políticas ambientales como políticas estándares, y en general el objetivo de integrar mayores niveles de generación ERNC.

Dichas ERNC tienen una característica técnica: la variabilidad y la incertidumbre, que genera la necesidad de adquisición de mayores SSCC, con especial incidencia en los servicios de balance.

Los ISO compensan la variabilidad e incertidumbre de la carga y generación manteniendo una serie de Reservas: capacidad adicional (generación, respuesta de demanda y almacenamiento), múltiples tipos de Reservas -entendidas como la disponibilidad de potencia activa para subida o bajada de una unidad sincrónica o no sincrónica- siendo que éstas difieren en la velocidad de respuesta (ciclos de segundos a horas), duración de la respuesta (segundos a horas) y frecuencia de la respuesta (continua o con intervalos temporales de pocos días). Para mantener la confiabilidad se requieren diferentes tipos de Reservas y estas cantidades varían según el tipo de sistemas y la conformación de distintas islas eléctricas.

Con relación a los tipos de Reserva (subidas y bajadas de producción o de frecuencia de las unidades en operación real) (Kirby, Ela, & Milligan, 2014), estos se clasifican en:

Figura 3. Tipos de Reservas



Fuente: (Kirby, Ela, & Milligan, 2014)

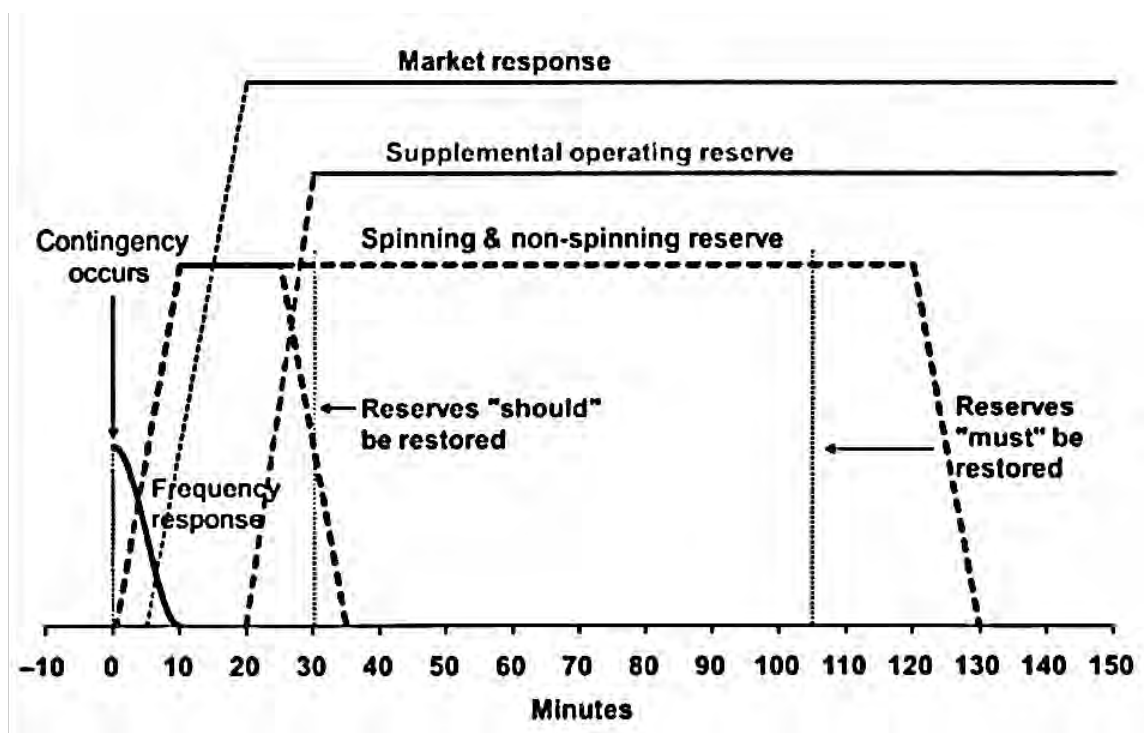
Entonces, la Reserva Operativa (“Operating Reserve”) en el caso de que no exista un evento funciona con la Reserva Reguladora (“Regulating Reserve”) y la Reserva de Seguimiento (“Following Reserve”). La Reserva Reguladora funciona de forma automática dentro del despacho óptimo y corrige el Error de Control de Área (“ACE” por sus siglas en inglés). La Reserva de Seguimiento funciona manualmente como parte del despacho automático y corrige los errores de control de área de forma anticipada.

En el caso que un evento ocurra, la Reserva Operativa funciona a través de la Reserva de Contingencia (“Contingency Reserve”) y la Reserva de Rampa (“Ramping Reserve”) -de subida o bajada gradual-. La Reserva de Contingencia a su vez se activa de forma instantánea a través de la Reserva Primaria que estabiliza la frecuencia, la Reserva Secundaria retorna la frecuencia al valor nominal y/o los Errores de Control de Área a cero, y la Reserva Terciaria para reemplazar la Reserva Primaria y la Reserva Secundaria. La Reserva de Rampa no es instantánea, e incluye la Reserva de Rampa Secundaria que retorna la

frecuencia al valor nominal y/o los Errores de Control de Área a cero. La Reserva de Rampa Terciaria reemplaza a la Reserva de Rampa Secundaria.

El despliegue de las Reservas se realiza en función al (1) tiempo de inicio de despliegue de la Reserva, (2) el intervalo de tiempo hasta alcanzar la Reserva comprometida y la (3) duración de activación de la Reserva. La respuesta ante la ocurrencia de una contingencia se realiza en función a la actuación de distintas repuestas o Reservas que se superponen temporalmente. El grafico descriptivo es el siguiente:

Figura 4. Despliegue de Reserva ante la ocurrencia de una contingencia



Fuente: (Kirby, Ela, & Milligan, 2014)

La contingencia ocurre en el minuto 0, activándose la respuesta de frecuencia a través de la Reserva rotante y no rotante desde el minuto 0 hasta el minuto 120, la Reserva operativa suplementaria en el minuto 5 de ocurrido el evento. La respuesta de mercado desde el minuto 5.

2.2. Nomenclatura utilizada por la “Union for Coordination of Transmisión of Electricity” (UCTE) y la “European Network of Transmission System Operators for Electricity” (ENTSO-E) respecto a la “North American Electric Reliability Corporation” (NERC).

Existen (Kirby, Ela, & Milligan, 2014) diferencias en las definiciones utilizadas por la Unión Europea y por los Estados Unidos y Canadá. El UCTE y

la ENTSO-E de la UE especifican los requerimientos de Reserva con diferentes tecnologías que la utilizada por NERC de los Estados Unidos. Estas entidades tienen un rol en la normalización técnica de las actividades eléctricas de mercados europeos y de Estados Unidos y Canadá.

Con relación a la Reserva de Control Primaria, ésta es usada inmediatamente después de las perturbaciones para estabilizar la frecuencia del sistema dentro de pocos segundos. La Reserva de Control Primaria responde automáticamente a la desviación de frecuencia a través de un control gobernador. La cantidad de Reserva de Control Primaria requerida está basada en lo que la UCTE considera el máximo probable de desviación instantánea de potencia en el sistema sincrónico (contingencia más grave creíble) y es asignado a las áreas de control individualizadas. No hay especificación de con que tecnología se suministra (generación, respuesta de demanda o almacenamiento).

La respuesta de Reserva primaria también es entendida en Norteamérica (NERC), con la mayoría de los generadores considerando gobernadores activos, pero la respuesta específica y la capacidad de respuesta específica no es un requisito regulatorio.

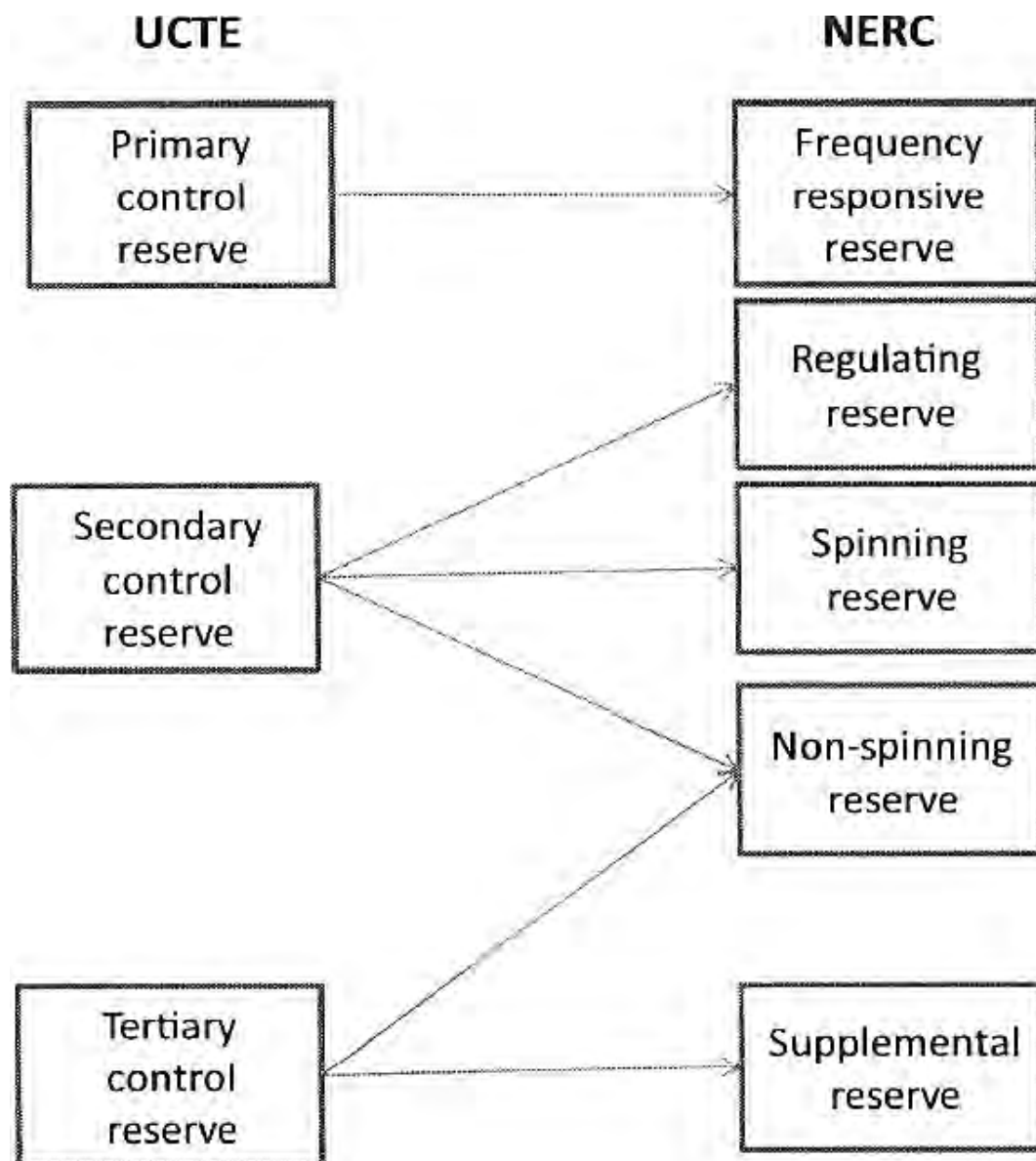
La Reserva secundaria se ejecuta a través de un Control Automático de Error dirigido por el ISO centralizadamente a través del Control Automático de Generación ("AGC" por sus siglas en inglés) y un Control Automático de Carga ("ALC" por sus siglas en inglés). El mismo término es utilizado en UCTE para el control bajo condiciones normales como también para condición de perturbación. Los requisitos de la Reserva secundaria están basados en el análisis empírico o en métodos probabilísticos, pero no existe una medida formal de cumplimiento establecido por el UCTE.

NERC distingue entre las Reservas secundarias utilizadas bajo condiciones normales (regulación) y las Reservas secundarias para responder a contingencias (Reservas de contingencias). NERC no tiene requerimientos para tener cantidades específicas de Reserva de regulación, y no tiene requerimientos de performance mandatorios para atender los Errores de Control de Área. NERC tiene requerimientos para cantidades específicas de Reservas rotantes y no rotantes para responder a contingencias, así como requerimientos de performance de respuesta de contingencia.

Respecto a las Reservas terciarias, éstas se usan para reemplazar las Reservas primarias y secundarias tras una contingencia. UCTE no restringe qué tecnologías pueden suministrar Reservas terciarias, pero recomienda que la cantidad suficiente de Reserva de Control Terciaria esté disponible para cubrir la pérdida máxima de suministro en un área de control individual.

Entonces, la nomenclatura entre el UCTE y ENTSO se grafican en el siguiente gráfico y cuadro.

Figura 5. Terminología de Reserva de la UCTE y NERC.



Fuente: (Kirby, Ela, & Milligan, 2014)

Figura 6. Diferencias de política de NERC y UCTE.

	Europa (ENTSO-E/UCTE)	Norteamérica (NERC)
Reserva Reguladora (Regulating Reserve)	UCTE recomienda un requerimiento de Reserva de control secundario, que está basado en una ecuación estadística y la mayoría de veces viene de la variabilidad de la carga. Sin embargo, la Reserva secundaria es utilizada tanto para contingencias y variaciones normales. No hay requisitos de cumplimiento.	NERC hace cumplir los estándares de performance de control CPS1 y CPS2 en sus requisitos de cumplimiento pero no tiene una política sobre la cantidad real de requerimiento de Reserva reguladora debería ser requerida. El CPS1 y el CPS2 definen los requerimientos, que están en su mayoría basados en el tiempo del día y la estación.
Reserva de Seguimiento	Sin requisitos.	Sin requisitos.
Reserva de Contingencia	Requisitos similares al Estándar de Control de Perturbación (DCS). Retorna el Error de Control de Área (ACE) a cero dentro de los 15 minutos. Se divide entre el control primario, secundario y terciario. Las cantidades suficientes de estas Reservas deben estar disponibles para cubrir la contingencia más grande.	El DCS requiere que el Error de Control de Área sea retornado a 0 o a su nivel previo a la perturbación si es negativo dentro de los 15 minutos. Reservas de contingencia suficiente son requeridas para recuperarse de la contingencia más grande. Muchas regiones requieren al menos 50% para ser rotante.
Reserva Primaria	La Reserva de Control Primario (3000 MW) dividida entre los TSOs basado en contribución de Energía. Los 3000 MW basados en el mayor evento de interconexión creíble. Respuesta completa a los 200 mHz. Las características de la Respuesta basadas en réles de cortes de carga por baja frecuencia (UFLS) y 200 mHz de margen de seguridad. Existe una insensibilidad máxima de 20 mHz.	Sin requerimientos. Existen algunas discusiones sobre un requerimiento futuro. Solo una requisito de sesgo de frecuencia como parte de la ecuación del ACE de un 1% de la carga máxima. Las bandas muertas del Gobernador están en su mayoría establecidos en 36 mHz y una caída al 5%, pero no requerida.
Reserva de Rampa	Sin requisitos.	Sin requisitos.
Reserva Terciaria	El requisito de Reserva Control Terciario es mayor que la contingencia más grade. No hay requisitos sobre que tan pronto cualquier Reserva debería ser reemplazada.	Ningún requisito cuantificable, pero la Reserva de contingencia debe ser reemplazo de los 105 minutos después de la contingencia.
NERC ("North American Electric Reliability Corporation"), UCTE ("Union for Coordination of Transmission of Electricity"), ENTSO-E ("European Network of Transmission System Operators for Electricity"), ACE ("Area Control Area"), TSO ("Transmission System Operators"), DCS ("Disturbance Control Standard"), CPS		

“Control Performance Standard”), CPS1 (“Control Performance Standard 1”), CPS2 (“Control Performance Standard 2”), UFLS (“Under Frequency Load Shedding”).

Fuente: (Kirby, Ela, & Milligan, 2014)

Hay un mayor interés por el uso de métodos probabilísticos no determinísticos, esperando que los mismos ayuden en el contexto de la mayor penetración de ERNC. Así, el “Eastern Wind Integration and Transmission Study” (EWITS) (Kirby, Ela, & Milligan, 2014) utiliza las siguientes metodologías:

Figura 7. Resumen de metodologías de Reserva para el “Eastern Wind Integration and Transmission Study (EWITS) y Single Largest Hazard (SLH)”

Componente de Reserva	Rotante (MW)	No Rotante (MW)
Regulación (Variabilidad y error de pronóstico de viento de corto plazo [Variability and short term wind forecast error])	$3 * \sqrt{\left(\frac{1\% * carga\ horaria}{3}\right)^2 + \sigma_{ST}(viento\ horario)^2}$	0
Regulación (error de pronóstico de viento de la próxima hora [next-hour wind forecast error])	$1 * \sigma_{error\ de\ hora\ siguiente}(viento\ de\ hora\ previa)$	0
Reserva Adicional		2 x (regulación para el error de pronóstico de viento de la próxima hora [regulation for next hour wind forecast error])
Contingencia	50% de 1-5 x SLH (o fracción designada)	50% de 1.5 x SLH (o fracción designada)
Total (usada en simulaciones de producción)	Sumatoria de lo anterior	Sumatoria de lo anterior

Fuente: (Kirby, Ela, & Milligan, 2014)

### 2.3. El Diseño de Mercado de Energía y SSCC como driver de decisión de la estrategia de adquisición de SSCC

Tomando (Wang, 2014) como ejemplo el diseño de mercados basado en Precios Marginales Locales (“LMP” por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos, se distinguen lo siguientes mercados:

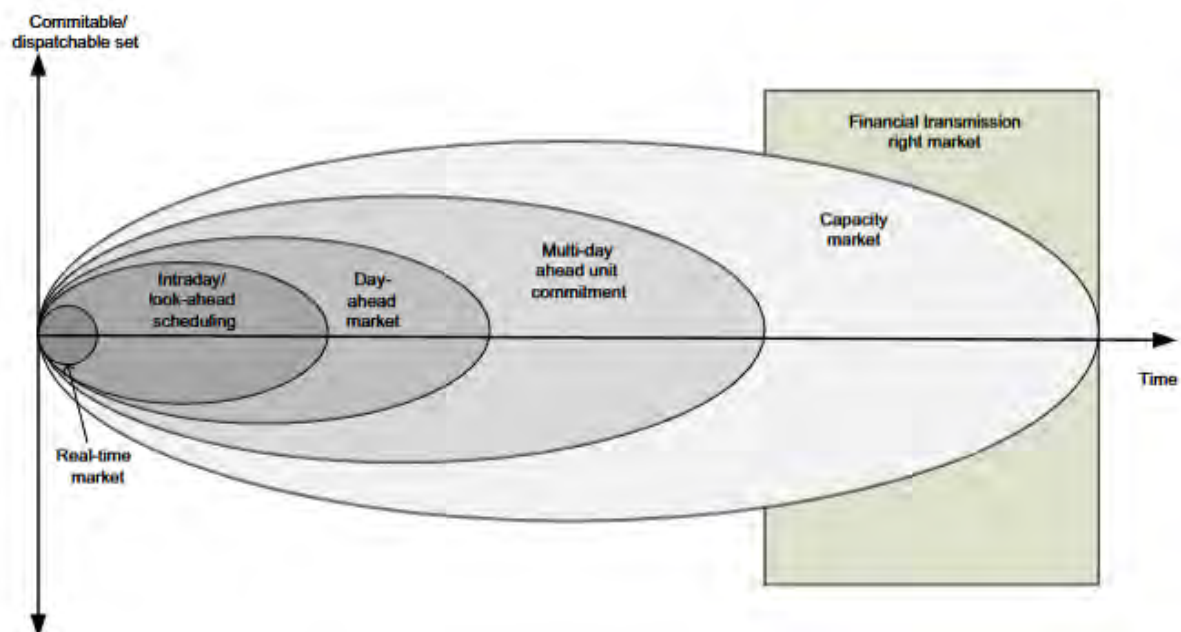
- (1) Mercado de Capacidad: Basado en resolver la adquisición de potencia en el largo plazo. Tiene plazos de 3 a 5 años y es abierto para recursos convencionales y no convencionales y la Respuesta de la Demanda.

- (2) Mercado de Derechos Financieros de Transmisión (“FTR” por sus siglas en inglés): Provee un mecanismo de subasta y un mercado secundario para que los agentes intercambien FTR, que es un instrumento financiero para cubrirse contra los riesgos de cargos derivados de la congestión en el Mercado de Día Previo. El producto es el derecho de usar la capacidad de transmisión. La ventana de tiempo de una subasta FTR va de 1 mes a 3 años.
- (3) Compromiso de Unidad con múltiples días de antelación (“Multi-day-ahead unit commitment”): Es el compromiso de los generadores con configuración lenta o con inflexibilidades operativas que hagan necesaria la antelación, como la generación nuclear, e hidroeléctrica. El compromiso es determinado en un proceso de múltiples días previos. El compromiso determinado es incluido en un plan de operación actual (“COP” por sus siglas en inglés), y será tratado como un despacho obligatorio en el Mercado de Día Previo.
- (4) Mercado de Día Previo: Es un mercado financiero con seguridad de transmisión física (considera las restricciones de transmisión) y con restricciones consistentes en las restricciones técnicas de operación. Las razones de que un Mercado de Día Previo sea un mercado financiero es que (1) la cantidad demanda es utilizada como la restricción de balance de potencia en el despeje, (2) permite ofertas virtuales que son instrumentos financieros para cubrir las diferencias de LMP entre el Mercado de Día Previo y el Mercado en Tiempo Real. El Mercado de Día Previo cooptimiza los servicios de Energía y SSCC. Produce el compromiso de Energía, el despacho de Energía, la asignación de las Reservas, el Precio Marginal Nodal (LMP), y los precios de despeje del mercado de Reserva. Otro importante precio determinado es el del Compromiso de Unidad de Día Previo confiable (“DA reliability unit commitment” [DA-RUC]) que compromete recursos adicionales para satisfacer la confiabilidad del sistema, que usa el pronóstico de carga en lugar de las ofertas de la demanda en las restricciones de balance de potencia.
- (5) Programación intradiaria/prospectiva. Durante el día de operación, los operadores de mercado ejecutan un análisis prospectivo de la

confiabilidad del compromiso de la unidad (“Intraday Reliability Unit Commitment” [ID-RUC]) para refinar el Plan de Operación Real (COP) basado en las últimas condiciones del mercado o del sistema. Para gestionar las incertidumbres del sistema en Tiempo Real, se realiza un pronóstico del comportamiento del compromiso de la unidad, que tiene por objetivo el compromiso de inicio rápido de la unidad a nivel intrahoraria.

- (6) Mercado en Tiempo Real (“Real Time Market”). Es despejado cada 5-15 minutos en el despacho de Energía (MW), asignación de Reservas, LMP en Tiempo Real. Los SSCC y Energía como varias Reservas de regulación pueden ser cooptimizados en los Mercados en Tiempo Real para alcanzar el despacho económico.

Figura 8. Procesos de operación del mercado mayorista



Fuente: (Wang, 2014)

De forma similar al Sistema de Gestión de Energía (“Energy Management System” [EMS]) creado para soportar la operación del sistema de transmisión, un Sistema de Gestión de Mercado (“Market Management System” [MMS]) es implementado para facilitar la operación del mercado. Los componentes de software incluyen una Arquitectura Orientada al Servicio (SOA por sus siglas en el inglés) en el que se basa el Sistema de Gestión de Mercado y Mercado en

Tiempo Real. El resto de los componentes son subsistemas que están reducidamente integrados con el Sistema de Gestión de Mercado.

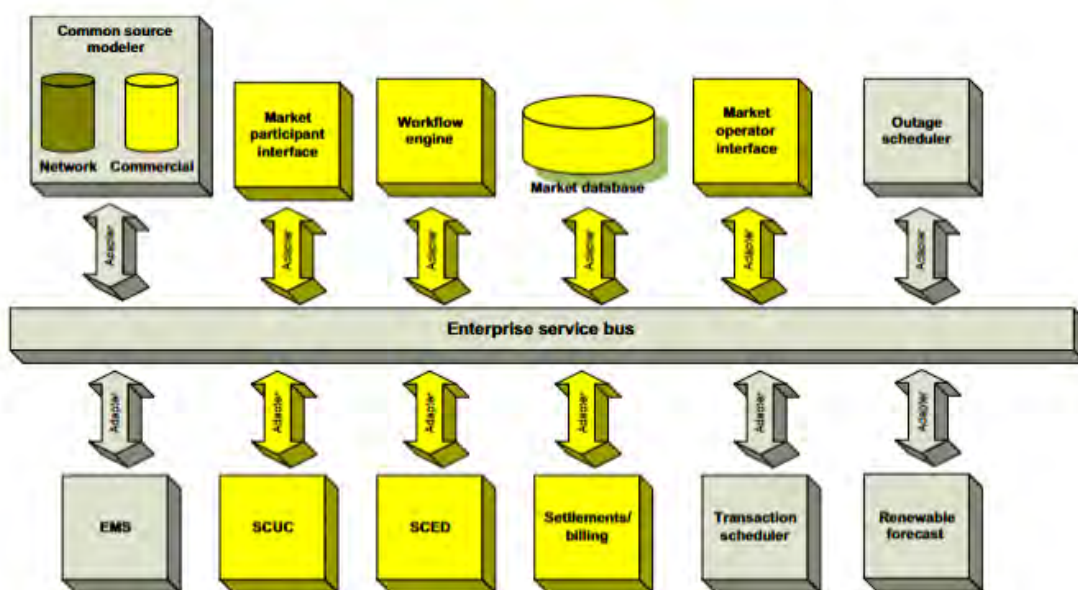
Los componentes del Sistema de Gestión de Mercado (MMS) están relacionados con la integración de ERNC (Wang, 2014):

- (1) Compromiso de Unidad Restringida por Seguridad (“Security-constrained unit commitment” [SCUC]). Permite tomar decisiones de apagado o encendido de un recurso basado en los costos del recurso, y los límites operacionales, así como sus impactos en las restricciones de seguridad de la transmisión. El SCUC modela cada arranque, apagado, costos no vinculados a carga, costos de Energía, tiempos de arranque y apagado, y tiempo de encendido mínimo y tiempo de apagado máximo. El método común es modelar una programación entera mixta (“Mixed Integer Programming” [MIP]) de problema y resolución con un software de optimización comercial, tales como “CPLEX”, “GUROBI”, “Xpress” para alcanzar el óptimo global (si el MIP puede converger a cero). Las restricciones de seguridad de transmisión aplicadas en el SCUC incluyen restricciones basadas en casos y restricciones de contingencias. El SCUC es la principal aplicación que es utilizada en el despeje del Mercado de Día Previo, confiabilidad el compromiso de la unidad, y el pronóstico de compromiso de la unidad.
- (2) El despacho económico restringido por seguridad (“Security-constrained economic dispatch” [SCED]). Determina el despacho de recursos (MW) tanto como el LMP para minimizar el costo de producción de Energía sujeto a límites operacionales de recursos y restricciones de seguridad de la red. El SCED usualmente es modelado como un problema de programación lineal (“linear programming” [LP]). Es la principal utilizada en el despeje de Mercado de Día Previo, despeje de Mercado en Tiempo Real y fijación de precios.
- (3) EMS: El Sistema de Gestión de Mercado (MMS por sus siglas en inglés) necesita ser integrado con el EMS para considerar el aspecto comercial y de disponibilidad del sistema. La estimación de estado (SE por sus siglas en inglés) análisis de contingencia en Tiempo Real (RTCA por sus siglas en inglés) alimentan el MMS con la topología de la red en Tiempo Real, generación en Tiempo Real, y patrones de carga en Tiempo Real, y

restricciones de seguridad de transmisión en Tiempo Real. De otro lado el control automático de generación (“AGC” por sus siglas en inglés) toma la solución en Tiempo Real SCED a pase de puntos para el control de la generación en Tiempo Real. El EMS también suministra pronósticos en Tiempo Real para el Sistema de Gestión de Mercado.

- (4) El Pronóstico de ERNC. El pronóstico de renovables es una data de insumo para el proceso de despeje del mercado. El pronóstico de renovables está disponible a nivel del sistema y en cada sitio de generación renovable. Usualmente tiene el intervalo de confianza que puede ser utilizado en las aplicaciones de gestión de riesgos, como compromiso de la unidad estocástico o compromiso de unidad robusto.

Figura 9. Componentes de Gestión e Mercado y Arquitectura. EMS, Sistema de Gestión de Energía, SCUC, compromiso de unidad restringida por seguridad, SCED, despacho económico restringido por seguridad.



Fuente: (Wang, 2014)

Tomando como ejemplo el mercado americano (Wang, 2014), los retos de la mayor integración de ERNC son los siguientes:

- (1) Establecimiento de una rampa de mercado para la integración de ERNC: Es necesario para afrontar la fluctuación significativa de carga definir un nuevo SSCC, llamado servicio de rampa o servicio de seguimiento de carga (“load-following service”) para suministrar incentivos económicos para que los generadores ofrezcan su capacidad de rampa real. Dicha

rampa es distinta de la Reserva rotante y Reserva de regulación. El servicio de regulación es un SSCC de mayor calidad que es desplegado mayormente para el control de frecuencia. La Reserva Rotante es un producto de 10 minutos que es asociado con cortes potenciales de generación. La Reserva Rotante es desplegada bajo una situación de contingencia de generación.

El CAISO ha implementado un producto de Rampa Flexible en su Mercado en Tiempo Real, mientras que el “Mid-continental Independent System Operator” (MISO) está investigando la posibilidad de introducir un nuevo Producto de Rampa en su mercado cooptimizado de SSCC y Energía. Los objetivos del Mercado de Rampa: (i) identificar el método de mercado que entrega el incentivo financiero para hacer la capacidad de rampa disponible según sea requerido por el mercado, (ii) establecer el mecanismo de despacho en que dicha rampa puede ser Reservada por posibles pérdidas de ERNC y si puede ser desplegado cuando la pérdida de ERNC ocurre. Se discuten otros potenciales mecanismos de mercado, bajo cuatro enfoques:

(1.1) Pagos ex – post por funcionamiento de rampa: Precios fijados son establecidos para pagar por servicios de rampa premium (esto alienta a que se presenten ofertas con altas tasas de rampa con sus ofertas de Energía), y los generadores serán pagados de acuerdo con su funcionamiento. Es enfoque es simple y suministra incentivos para que los generadores suministren rampa. Puede ser difícil suministrar precios para diferentes performances de rampa. Como el pago de la rampa es determinado fuera del proceso de despeje, este no es optimizado y puede dejar ciertos comportamientos oportunistas.

(1.2) Ajustes de rampa para ofertas de Energía en Tiempo Real. Generadores pueden entregar curvas de oferta de Rampa. El motor del despacho económico ajusta las curvas de oferta de Energía en cada intervalo basado en el costo adicional requerido para mover la generación. Con dicho método, la procura de rampa es optimizada y puede afectar directamente el LMP. Aunque la Rampa es valorada

explícitamente en el proceso de despeje del mercado, este no considera la volatilidad de la carga más allá del intervalo de despacho objetivo, lo que no ayuda a la preposición de unidades para los próximos eventos de rampa. En adición, cuando no exista una escasez de rampa en el sistema (el cual es el caso en la mayoría de los intervalos en el día), los precios de las ofertas de rampa pueden penalizar las unidades más rápidas durante ciertos periodos, por ejemplo, unidades siendo despachadas para aliviar la congestión.

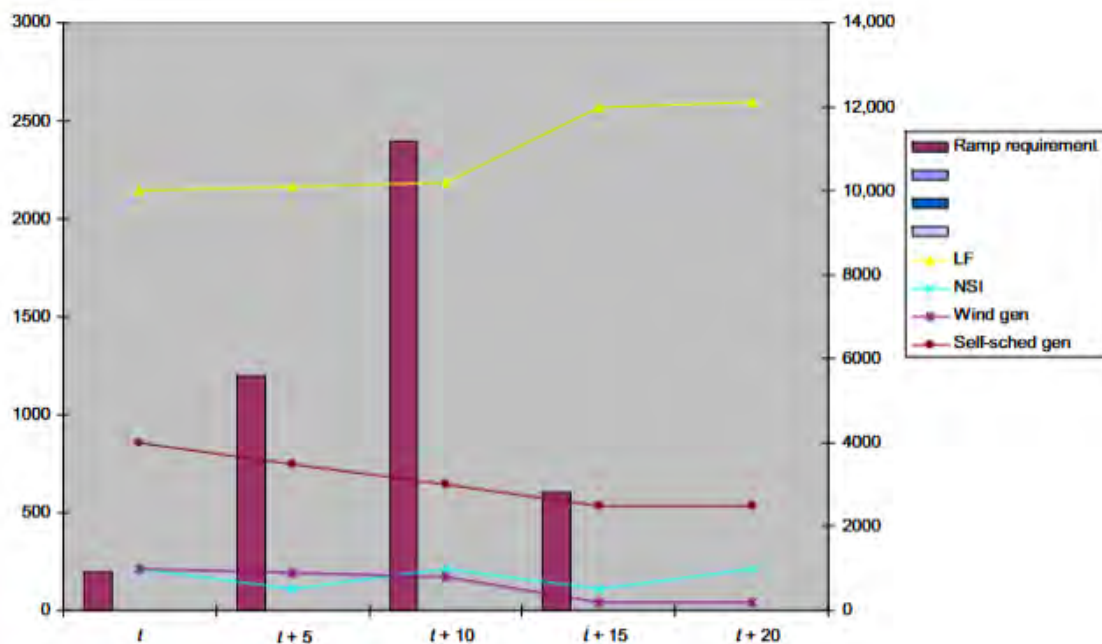
- (1.3) Despacho anticipado acoplado a intervalos. Este enfoque permite al motor de despeje de mercado, hacer un uso mejor de la capacidad de rampa disponible en el mercado sobre un periodo de tiempo más largo que un simple intervalo, observando un múltiple número de intervalos acoplados; sin embargo, el LMP en el despacho del intervalo objetivo, puede ser afectado por futuros intervalos por la optimalidad del sistema en su conjunto.
- (1.4) Adicionando el producto rampa a la cooptimización de Energía y SSCC. La procura de la Energía y el Servicio de Rampa es cooptimizada junto con el resto de productos de Reserva en el despeje del mercado para tomar en cuenta el costo de pérdida de oportunidad ("Lost Opportunity Cost" [LOC]). El despliegue de la rampa de Energía será parte del proceso de despacho en Tiempo Real.

El enfoque de cooptimización sirve a los objetivos de mercado de rampa si el requerimiento de rampa del sistema puede ser calculado, lo que requiere: (i) pronóstico de carga de corto plazo, (ii) intercambio neto programado (NSI por sus siglas en inglés) entre dos sistemas interconectados, (iii) desviación del plan de recursos autoprogramada, (iv) pronóstico de generación ERNC, (v) ajuste de demanda del sistema por operadores en Tiempo Real.

Asumiendo que el cálculo de requerimiento de rampa del sistema puede ser identificado por un intervalo de despacho objetivo, sería posible identificar el costo de oportunidad (LOC) por recursos cuyo despacho de Energía debe ser

retenido para cumplir con el requerimiento de rampa. La siguiente figura muestra que el requerimiento de rampa cambia de un intervalo al siguiente y está basado en el pronóstico de carga del sistema, el pronóstico de intercambio neto programado (NSI, por sus siglas en inglés), y el pronóstico de ERNC.

Figura 10. Ilustración de fluctuación de los requerimientos de rampa del sistema. LF, pronóstico de carga, NSI, intercambio neto programado.



Fuente: (Wang, 2014)

El precio sombra de la restricción del requerimiento de rampa es usado para calcular el precio de corto plazo para el servicio de rampa, que incluye el costo de oportunidad (LOC por sus siglas en inglés) de los recursos que están presupuestados para suministrar el servicio de Rampa. Todos los recursos que son despachados fuera de mérito para satisfacer el requerimiento de rampa serán reducidos con su costo de oportunidad (LOC por sus siglas en inglés).

El despliegue del servicio de rampa Reservado ocurrirá cuando exista una necesidad de Energía de balance en el intervalo objetivo mientras los requerimientos de rampa para futuros intervalos disminuyen. Por ejemplo, como se muestra en el Gráfico anterior, la capacidad de rampa Reservada para el intervalo objetivo t+5 será desplegado por Energía en el intervalo objetivo t+10 porque el requerimiento de rampa disminuido para el t+15. La Energía desplegada como rampa será fijada como el LMP en t+10.

Señala Wang (Wang, 2014) que estudios adicionales muestran que el intervalo de cooptimización de Energía y la procura de Rampa y el despacho

económico de intervalos múltiples próximos, esencialmente están relacionados. De hecho, se puede probar que matemáticamente que si el requerimiento de rampa del sistema es definido como la diferencia entre el pronóstico de carga en los dos intervalos de despacho adyacentes, el intervalo único de cooptimización de Energía y Rampa es equivalente a intervalos múltiple de despacho de Energía cuando el objetivo de función incluye un solo objetivo de producción de costos de intervalo de despacho, que son, recursos que serán despachados solo fuera de mérito en el intervalo objetivo por razones de confiabilidad.

Un problema de despacho único económico de intervalo puede ser formulado como sigue:

Ecuación 1. Representación de despacho único de intervalo.

Función Objetivo:

$$\text{Minimiza } \sum_{r \in R} (P_{r,t} * C_{r,t} * \text{Duración}_t) \quad (1)$$

Donde  $r$  es el índice para recursos,  $R$  es el conjunto de recursos  $P_{r,t}$  es el MW producto del recurso  $r$  en el intervalo  $t$ , y  $C_{r,t}$  es el costo de energía del recurso  $r$  para el intervalo  $t$ .

Sujeto a la restricción del balance de potencia del sistema para el intervalo objetivo dístico  $t$ :

$$\sum_{r \in R} P_{r,t} = \text{Carga del Sistema}_t \quad (2)$$

La restricción de requisitos de rampa del sistema.

$$\sum_{r \in R} (P_{r,t+1} - P_{r,t}) = \text{Requisitos de Rampa del Sistema}_t \quad (3)$$

Si asumimos que:

$$\text{Requisitos de Rampa del Sistema}_t = \text{Carga del Sistema}_{t+1} - \text{Carga del Sistema}_t \quad (4)$$

Tenemos:

$$\sum_{r \in R} (P_{r,t+1} - P_{r,t}) = \text{Carga del Sistema}_{t+1} - \text{Carga del Sistema}_t \quad (5)$$

Con la ecuación del balance de potencia del sistema en el intervalo  $t$ , tenemos  $\sum_{r \in R} P_{r,t} = \text{Carga del Sistema}_t$ . La restricción de requisito de rampa (3) entonces se convierte:

$$\sum_{r \in R} P_{r,t+1} = \text{Carga del Sistema}_{t+1} \quad (6)$$

Fuente: (Wang, 2014)

Es realmente la ecuación para balance de potencia por el intervalo  $t+1$  que significa el problema del intervalo de cooptimización único por el intervalo  $t$  objetivo (Eqns (1)-(3)) ha sido transformado en un problema de despacho de Energía de dos-intervalos (con ecuaciones de balance de potencia para los intervalos “ $t$ ” e intervalo “ $t+1$ ”) que solo minimiza la función de producción de costos del intervalo  $t$  (Eqns (1), (2), y (6)).

Desde una perspectiva de precios, el precio sombra de la restricción (6) representa el costo de un despacho fuera de mérito en el intervalo  $t$  porque la necesidad de satisfacer la carga del sistema en el intervalo  $t+1$ , que es la capacidad de rampa requerida del intervalo  $t$  al intervalo  $t+1$ .

(2) Gestionando la incertidumbre del ERNC con un compromiso de unidad robusto y estocástico. El Compromiso de Unidad Restringida por Seguridad (“Security-constrained unit commitment” [SCUC]) es una herramienta de soporte decisional crítico para asegurar que el sistema está operando de forma confiable y económica en ambos mercados. Éste es usado en varios procesos de despeje de mercado y procesos de programación de recursos, siendo que todos son necesarios para gestionar las incertidumbres y riesgos operacionales, en particular en contextos de alta penetración ERNC. Se toman (Wang, 2014) cuatro enfoques para gestionar las incertidumbres en el SCUC:

- (2.1) Enfoque de ajuste de Reserva, que administra la incertidumbre aplicando requerimientos de Reserva conservadores. Aunque se utiliza en centro de control, la solución es la menos económica y es difícil determinar y justificar y adjudicar un ajuste en la cantidad de Reserva.
- (2.2) El enfoque determinístico de escenario base, que permite a los operadores correr distintos escenarios con varios sesgos en la carga, pronóstico ERNC, entre otros, dejan al operador realizar la decisión final de compromiso. Este enfoque es utilizado ampliamente, pero requiere de mucha experiencia humana, lo que es una solución sub-óptima.
- (2.3) Enfoque de programación estocástica, que explícitamente incorpora una distribución de probabilidad de cada escenario simple para más de una solución económica considerando las incertidumbres. Las

limitaciones prácticas de este enfoque incluyen retos a nivel de computación y de identificación de la herramienta correcta de escenarios de muestra, así como la precisión de las distribuciones de probabilidad.

- (2.4) Enfoque de optimización robusta, que puede entregar una solución óptima que es inmune contra todas las realizaciones de la data bajo incertidumbre bajo un conjunto de incertidumbre determinística. Requiere sólo de información sobre la incertidumbre, como la media y el rango de la data bajo incertidumbre. Aunque dicha solución es potencialmente conservadora, en términos de costo, la optimización robusta asegura la confiabilidad contra la incertidumbre del sistema.

Wang (Wang, 2014) presenta un ejemplo de aplicación de la optimización robusta en un problema bajo SCUC prospectivo (“look-ahead SCUC” [LA-SCUC]). El “LA-SCUC” tiene como objetivo desarrollar un conjunto óptimo de decisiones sobre recursos comprometidos de arranque rápido para ayudar a los operadores en Tiempo Real a preparar el sistema para tratar con los eventos previstos. El “LA-SCUC” es una decisión crítica para soportar herramientas para que los operadores gestionen los riesgos operacionales en Tiempo Real.

Se señala (Wang, 2014) que en la Optimización Robusta en Dos Etapas (“two-stage robust optimization” [“TSRO” por sus siglas en inglés]), la formulación de LA-SCUC y las decisiones de compromiso están en las variables de la primera etapa; las decisiones de despacho económico están en las variables de la segunda etapa y una función de la carga bajo incertidumbre. En la primera etapa, se cumplen las restricciones físicas de la unidad (por ejemplo, arranque/apagado, restricciones de tiempo mínimo de encendido y apagado, entre otros). En la segunda etapa, las restricciones de despacho (por ejemplo, balance de carga, límites de Reserva, límites de flujo de la línea de transmisión, límites de operación de la generación, límites de rampa, entre otros) son cumplidos.

## 2.4. Los SSCC

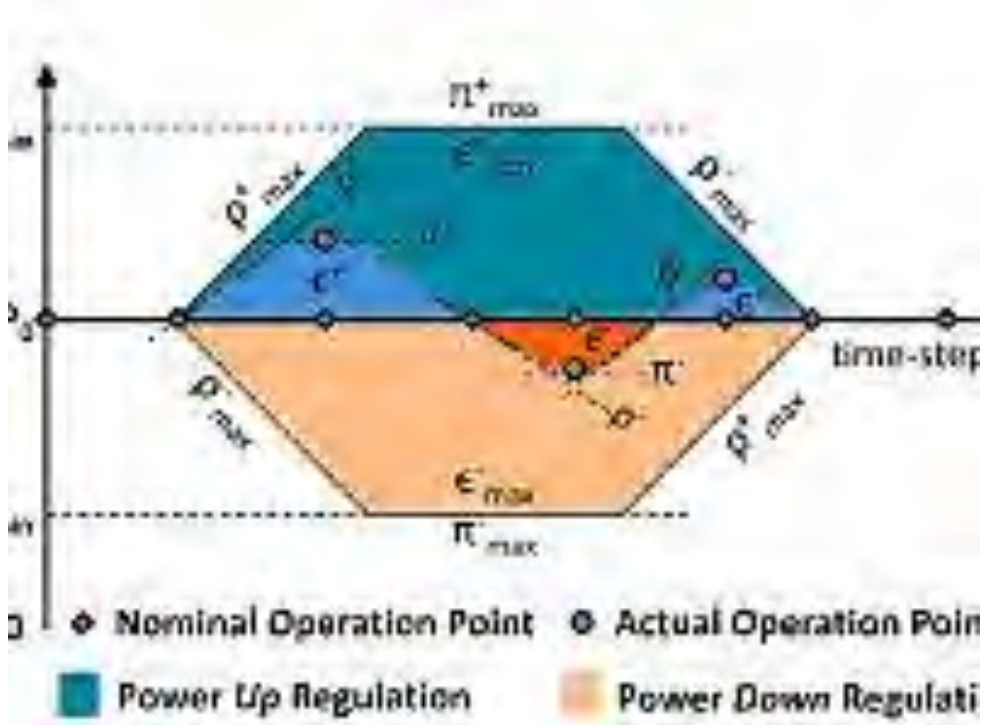
La flexibilidad en los sistemas de potencia se refiere a distintos conceptos, desde los tiempos de rápida respuesta de cierto tipo de unidades, al grado de eficiencia y robustez de la configuración de un mercado de Energía.

La capacidad técnica básica de una unidad para modular su potencia y Energía que ingresa a la red y la Energía que sale de la red. Señala (Ulbig & Anderson, 2014) que para análisis Makarov (análisis real) utiliza las siguientes métricas:

- Capacidad de Potencia  $\pi$  MW para subir/bajar la regulación de potencia.
- Tasa de rampa de Potencia  $\rho$  (MW/min)
- Energía Almacenada  $\varepsilon$  (MW/h)
- Duración de rampa  $\delta$  (min)

El rol en la modulación del punto de operación de una planta y con el flujo de potencia relativo dentro de la red ( $>0$ ) y fuera de la red ( $<0$ ) con respecto al punto de operación nominalmente planeado es mostrado en la siguiente derivación. Una desviación deliberada entre el producto de la potencia nominal de la planta y el producto de la trayectoria de la potencia real está limitada por la Potencia máxima (medida en las métricas señaladas) de la unidad en cuestión.

Figura 11. Métricas de flexibilidad en la operación de los sistemas de potencia: Tasa de Rampa  $\rho$ , Potencia  $\pi$  y Energía  $\epsilon$ .



Fuente: (Ulbig & Anderson, 2014)

Las áreas oscurecidas (azul oscuro) indican la región factible técnicamente para la trayectoria del punto de aportación por encima del producto nominal de la planta (región azul clara) o debajo del producto de la planta nominal (región naranja oscura).

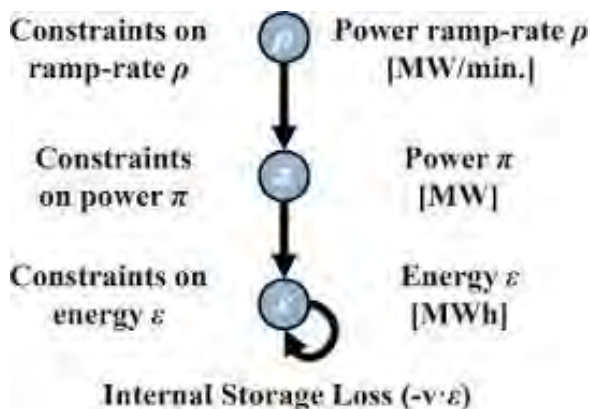
Se puede observar (Ulbig & Anderson, 2014):

- La Duración de Rampa  $\delta$  es dependiente de la tasa de rampa de potencia  $\rho$  y Potencia  $\pi$  (y viceversa) como  $\delta = \pi / \rho$ . Tres de las cuatro métricas descritas son suficientes para describir la flexibilidad operacional.
- Los términos de métrica  $\rho$ ,  $\pi$  y  $\epsilon$  están vinculados vía integración y operaciones de diferenciación en el tiempo de domino como se muestra en la siguiente ecuación. La integración de las métricas individuales exhibe un integrador doble dinámico: La Energía es integral de la Potencia, que es a su vez integral de la rampa de potencia. Estas métricas constituyen una trinidad de flexibilidad, porque no pueden ser pensadas independientemente por su vinculación intertemporal:

Ramp-rate (MW/min)		Power (MW)		Energy (MWh)
$\rho$	$\frac{d}{dt}$	$\pi$	$\frac{d}{dt}$	$\varepsilon$
	$\int dt$		$\int dt$	

Usando estas tres métricas de flexibilidad en lugar de solo una capacidad de rampa de potencia ( $\rho$ ), se permite una representación más precisa de la flexibilidad del sistema de potencia sobre un intervalo de tiempo. El poder de rampa para absorber un evento de perturbación medido en MW/min, en un sistema de potencia puede ser abundante en cierto instante de tiempo. Pero para una perturbación persistente sobre el tiempo, la potencia máxima de regulación que pueda ser suministrada por un generador está limitada, como la máxima Energía de regulación que puede ser suministrada en el caso de unidades de almacenamiento que son Energía constreñida de forma inherente. Porque la compartición de unidades de almacenamiento en los sistemas de potencia y su importancia para la integración de las ERNC en la red está incrementada, los vínculos temporales entre suministrar capacidad de rampa y eventualmente alcanzar los límites de Potencia/Energía no puede ser negada, cuando se estima la flexibilidad operacional total disponible de una unidad y para todo el sistema de potencia. Las restricciones operacionales (rampa mínima/máxima) y las restricciones de Potencia y Energía de las unidades de un sistema individualmente consideradas tienen que ser consideradas cuando se estima su flexibilidad operacional disponible.

Figura 12. Vinculación intertemporal entre métricas de flexibilidad, incluyendo perdidas internas de almacenamiento (dissipation)



Fuente: (Ulbig & Anderson, 2014)

#### 2.4.1. Clasificación de los SSCC

Cuando se diseña un mercado de SSCC, dos aspectos diferentes son considerados (Leclercq, y otros, 2019): (1) la adquisición de capacidad (Reserva) y (2) la activación actual de estos servicios en términos de despacho. Mientras que la activación de SSCC es por naturaleza un proceso en Tiempo Real, la procura de la capacidad flexible puede ser realizada para periodos anuales hasta incluso cercanos al Tiempo Real.

Este comentario no aplica para el FCR (“Frequency Containment Reserve”) y el AfRR (“Automatic Frequency Restoration Reserves”) porque no es factible tener una subasta de Tiempo Real para la activación del FCR, debido a que está basada en controles locales que miden la frecuencia de la red y la corrección de la desviación. En el caso de AfRR la activación es automática y la actualización de los puntos de ajuste tan frecuente (5—10 segundos) para permitir un mercado definir la activación de estos productos al mismo tiempo.

Los SSCC se clasifican (Di-Avante et al., 2020) en Servicios de Balance, Servicios de Control de Tensión y Servicios de Recuperación de Servicios

(1) Los Servicios de Balance comprenden:

(1.1) La Regulación de Frecuencia que comprende la RPF, la RSF, y la RTF. La RPF es descentralizada, realizada en áreas de despacho. Es posible que las áreas de despacho con restricción importen RPF de otras áreas de despacho con excedentes. Los requerimientos de Regulación de Frecuencia dan origen a los denominados de Mercados de Reserva, que es el producto que otorga el servicio y que dependiendo del tiempo en que requieran, se clasifican en:

(1.1.1) Reserva Rotante: Provisión de generación sincronizada disponible para ajustarse ante reducciones imprevistas de generación, salida de líneas de transmisión o incrementos/decrementos en la carga (registro histórico), y ante la variación de pronósticos de ERCN. Esta situación ocurre cuando las unidades de rápida respuesta no son despachadas con el máximo de su capacidad de generación, por lo que tienen una capacidad sincronizada que puede ser

llamada. Se divide -por la velocidad de respuesta- en (i) Reserva para RPF (segundos), (ii) Reserva operativa para RSF (minutos), (iii) Reserva para RTF (15 minutos).

(1.1.2) Reserva Fría: Capacidad adicional a la programada, que puede arrancar en 15 minutos para recuperar Reservas y reorganizar despacho.

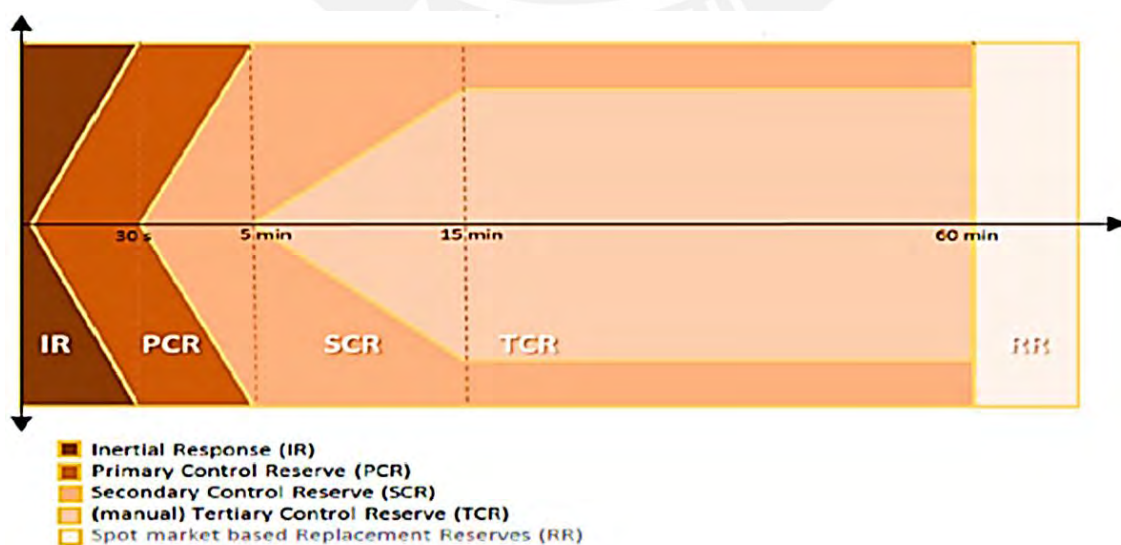
(1.1.3) Reserva Instantánea: Reserva que entregan los relés de alivio de carga actuando por subfrecuencia, así como sistemas de almacenamiento de rápido de respuesta.

(1.2) Control Rápido de Frecuencia (CRF): Nuevo servicio, a diferencia de la Regulación de Frecuencia, en que la acción de control les permite responder rápidamente -de forma local y automática-frente a una desviación predeterminada de frecuencia predefinida. Entregan el compromiso en un tiempo muy corto. Una discusión que se define es si la respuesta inercial de los generadores puede participar en este mercado, o si se considere como un atributo inherente y gratuito de las unidades.

(1.3) Cargas Interrumpibles y Respuesta de Demanda (CI). Mediante la interrupción de la demanda, permitiendo el control de frecuencia.

El resumen de los Servicios de Balance es el siguiente:

Figura 13. SSCC según integración en el tiempo.



Fuente: (Di-Avante et al., 2020)

- (2) Los Servicios de Regulación de Tensión y Energía Reactiva, tienen por objeto mantener la tensión de los nudos del sistema dentro de los márgenes establecidos, utilizando los recursos de absorción e inyección de Potencia Reactiva y Energía Reactiva.
- (3) Los Servicios de Recuperación de Servicio consistente en unidades de Arranque en Negro. Comprende:
- (3.1) Servicio de Control de Contingencias:
- (3.1.1) Desconexiones de Generación Automática (EDAG).  
Desconexión automática de generación o inyección para mantener la seguridad y calidad de servicio. Esquemas de control que automáticamente emiten una orden de desconexión sobre interruptores u órdenes a controladores para reducir la generación y/o inyección desde sistemas de almacenamiento.
- (3.1.2) Desconexiones de Carga Automática y Manual (EDAC y DMC). El EDAC al detectar condiciones anormales que ponen en riesgo la estabilidad, emite ordenes de desconexión automática de interruptores que alimentan consumos. El DMC es Manual. Se distingue el EDAC por sub-frecuencia, DMC que es sistémico y los EDAC por subtensión y los EDAC por contingencia específica (local).
- (3.1.3) Plan de defensa contra contingencias. Acciones automáticas de control correctivo coordinadas. Incluye Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE), y de Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas (PDCC). La primera tiene naturaleza sistémica y la segunda local.
- (3.2) Servicios de Plan de Recuperación de Servicios. Una vez ocurrido un apagón, permiten reestablecer el servicio. Puede ser local o sistémico.
- (3.2.1) Partida Autónoma o Arranque en Negro. Capacidad de unidad o de almacenamiento que estando fuera de servicio, puede iniciar el arranque, tomar carga y sincronizarse sin contar con suministro externo. Puede ser local o sistémica.

(3.2.2) Aislamiento Rápido (AR). Capacidad de una unidad de operar de forma aislada, alimentado sólo sus servicios auxiliares o un sistema de almacenamiento, tras su desconexión no programada por un black out parcial o total.

(3.2.3) Equipos de Vinculación (EV). Permiten sincronizar dos zonas del sistema que se han funcionado en dos islas separadas.

En resumen:

Tabla 2. SSCC, Productos y Prestadores

CATEGORÍA	SERVICIO	PRODUCTO	PROVEEDORES
<b>BALANCE</b>	RPF	Reservas	Generadores
	RSF	Ciclajes	Sistemas de
	RTF	Rampas	Almacenamiento
	CRF	Cargas interrumpibles	Demanda Desconectable
<b>CONTROL DE TENSIÓN</b>	Regulación de Tensión	Energía Reactiva	Generadores
		Control de Voltaje	Capacitadores
			Reactores
			Compensadores Sincronos
			SVC, FACTS
			Sistemas de Almacenamiento
			Respuesta de Demanda
			Generadores
			Sistemas de Almacenamiento
			Respuesta de Demanda
<b>RECUPERACIÓN DE SERVICIO</b>	Control de Contingencias Plan de Recuperación de Servicio	EDAG	Generadores
		EDAC	Sistemas de
		DMC	Almacenamiento
		PDCE	Respuesta de
		PDCC	Demanda
		PA	Dispositivos electrónicos de
		AR	Potencia
EV	Servicios Auxiliares.		

Fuente: (Di-Avante & al., 2020)

Los SSCC se obtienen mediante (1) contratos a largo plazo con instalaciones específicas, (2) despacho diario a través de mercados de corto plazo (Mercado Diario o Intradiario o de Tiempo Real). El (1) se aplica a servicios de naturaleza local, donde las cantidades de suministro no varían a lo largo del año o son de naturaleza ocasional. Incluye el Control de Voltaje, Planes de Recuperación de Servicios, y Partida Autónoma. Los servicios con menor demanda local, con variación a lo largo del día, se venden con mercados de corto plazo. Las Reservas operativas que prestan el servicio de control de frecuencia.

En el caso del Control de Rápido de Frecuencia, este puede tener (1) o (2), pero normalmente es tratado con contratos de largo plazo, por estar asociada a equipos específicos, tales como volantes de inercia.

Asimismo, se cuenta con el Esquema de Desconexión Automática de Generadores por Sobre Frecuencia (EDAGSF), Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACM), y el Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión (ERACMT).

Dentro de los servicios de balance, se encuentra la participación de la demanda, que requiere de un control de carga flexible. Las principales características del control de carga flexible (Li, Li, & Zeng, 2024) son las siguientes:

- (1) Respuesta de la Demanda: El control de carga flexible permite los programas de respuesta de demanda, donde los consumidores ajustan su demanda en respuesta a las señales de precio y las condiciones de la red.
- (2) Cambios de Carga: El control de carga flexible permite cambiar la temporalidad del consumo de electricidad de periodos de pico de demanda a periodos de demanda mínima.
- (3) Reducción de Carga: El control de carga flexible permite la reducción de carga, que involucra la reducción o minimización de cargas eléctricas no esenciales durante periodos de alta demanda o reducción de la oferta. Esto puede ser alcanzado con sistemas automáticos o suministrando información en Tiempo Real.
- (4) Integración de Almacenamiento. El control flexible de carga puede ser combinado con los sistemas de almacenamiento de carga, como baterías para almacenar el exceso de Energía y verterla durante los periodos de alta demanda.

Las características del problema de optimización del control de carga flexible se describen con los siguientes aspectos:

- (1) Las características multitemporales del control de carga flexible se refieren a la habilidad de ajustar y programar el consumo de Energía basado en diferentes intervalos de tiempo o diferentes patrones temporales. Involucra analizar las variaciones en corto plazo en la demanda, así como las tendencias y patrones de largo plazo. Este

enfoque permite mejorar el balance de carga, la reducción del pico de demanda, y la integración de ERNC.

- (2) La fuerte incertidumbre de varios factores, como fluctuaciones de la carga de demanda, la impredecibilidad de la generación de demanda, y potenciales fallas de equipo. Se considera modelos probabilísticos, análisis basados en escenarios, o técnicas de optimización estocástica.
- (3) Es multiobjetivo, en tanto puede incluir objetivos de minimización de costos, carga de balance, integración renovable, respuesta de demanda, estabilidad de la red y consideraciones ambientales.
- (4) Es multi-agente, en tanto se refiere a la utilización de múltiples agentes autónomos que interactúan y coordinan con otros para alcanzar una eficiente gestión de Energía.
- (5) Alta dimensión: El despacho de carga flexible involucra la optimización de programación y despacho de múltiples cargas flexibles, de forma compatible con los recursos de generación. Múltiples decisiones de variables necesitan ser optimizadas y por consiguiente la dimensión del espacio de la decisión es alta.

## **2.5. Interacción de TSO y los DSO**

La bibliografía consultada (Gerard, 2020) señala que resulta necesario un nivel de interacción (cercano al Tiempo Real) entre la operación de los operadores de los TSO y los DSO para la provisión de SSCC. Los TSO utilizan SSCC y los DSO servicios al sistema local. Estos servicios en el caso del TSO son prestados por unidades y en el caso de los DSO a través de reforzamiento de la red a través de conexiones adicionales para evitar contingencias operacionales. A diferencia de los TSO, los DSO no utilizan los servicios para balance local, control de voltaje o gestión de congestiones.

La provisión de SSCC está cambiando, debido a la utilización de Recursos Energéticos Distribuidos (“Distributed Energy Resources” [DER]), que entrega un rango amplio de recursos de flexibilidad tales como Generación Distribuida (“Distributed Generation”), Almacenamiento (“Storage Resources”) y Gestión de Demanda (“Demand-side Management” [DSM]).

La interacción de los TSOs y DSOs se efectúa mediante esquemas de coordinación entre éstos y otros jugadores del mercado. De la bibliografía consultada (Gerard, 2020), se observan los siguientes modelos de organización:

- (1) Modelo centralizado de SSCC (“Unidized AS Market Model”) (Gerard, 2020). Un mercado común para recursos conectados a nivel de transmisión y de distribución es operado por un TSO de forma indistinta sin los recursos están conectados a nivel de distribución o transmisión. El TSO determina la demanda técnica de SSCC para operar el sistema en Tiempo Real sin tomar en cuenta las restricciones de la red del DSO. TSO controla los DER desde la red de los DSO, sin intervención del DSO en la procura.

Es un mercado unidireccional operado por el TSO, siendo la principal ventaja que los costos son bajos. Asimismo, los costos adicionales son menores. Los proveedores de servicios de flexibilidad pueden usar recursos de diferentes áreas de un DSO con una oferta común y el mercado simple permite procesos estandarizados.

Hay un bajo involucramiento del DSO en el sistema de coordinación por lo que las restricciones de la red de distribución son tomadas en cuenta de forma restringida.

- (2) Modelo de Mercado Local de SSCC (“Local AS Market Model”) (Gerard, 2020). Un mercado local para servicios al sistema operado por el DSO. El despeje del mercado local ocurre primero y luego el DSO contrata los recursos flexibles a ser utilizados para la gestión de la congestión local. El TSO opera un mercado unidad para SSCC donde los recursos conectados a la red de transmisión pueden participar, junto a recursos agregados a la red distribución que no fueron seleccionados en el mercado local. El DSO tiene prioridad para usar recursos locales para la gestión de congestión local y las restricciones de la red de distribución son consideradas porque el mercado local es operado por el DSO. El rol del TSO permanece limitada a la operación de su propio mercado de SSCC. Como el mercado local es operado por el DSO, las restricciones de la red del DSO son tomadas en cuenta y el DSO puede activar recursos de flexibilidad para resolver restricciones locales.

Existe el riesgo de tener múltiples mercados locales separados, lo que podría afectar la liquidez, por lo que estrategias de optimización de ofertas es más difícil y diferentes recursos operan en diferentes mercados locales separados.

- (3) Modelo de Responsabilidad Compartida de Balance (“Shared Balancing Responsibility Model”) (Gerard, 2020): Existen el mercado local operado por el DSO y el mercado operado por el TSO. Los recursos de una red de distribución – a diferencia del Modelo de Mercado Local- no pueden ser utilizados en un Mercado Unidad de SSCC. El DSO es responsable de dar balance a la red de distribución de acuerdo a un programa definido entre el TSO y el DSO. El DSO compra los servicios para atender la congestión local y el balance local. Esto implica que el TSO no tiene acceso directo a los recursos conectados en la red de distribución, que está Reservada para el DSO.

Similar al Modelo de Mercado Local, el primer paso de la procura es que exista un perfil de intercambio acordado entre el DSO y el TSO. Asimismo, el despeje de ambos mercados se realiza simultáneamente.

Con relación al programa predefinido, este es definido de dos formas. En la primera, el programa es determinado a nivel del área entera del DSO por lo que las nominaciones o flujos a través de cada punto TSO-DSO no son conocidos. Este método implica que sólo un programa agregado es determinado (el neto de intercambio) y que solo el producto de Energía es requerido. Este método es más sencillo de ejecutar, pero sin capacidad de tomar en cuenta las restricciones de Tiempo Real en la interconexión TSO-DSO.

En el otro método, los TSO y DSO pueden determinar un cronograma especificado para cada punto de interconexión entre TSO-DSO. Se requiere el histórico de transferencias a través de cada punto de interconexión TSO-DOS, así como las restricciones de congestión en la red de distribución y transmisión.

La mayor cantidad de flexibilidad que necesidad ser comprada (porque el DSO necesita recursos para la gestión de la congestión local y el balance local) puede enfrentar riesgo de liquidez en el caso donde hay múltiples redes de distribución pequeñas enfrentan problemas similares con el modelo de mercado local de SSCC (altos costos de procura, menores posibilidades de agregación en una oferta común).

En el escenario pesimista esto puede ocasionar que el DSO no pueda contratar suficiente flexibilidad, ocasionando que el DSO tome medidas no deseadas como reducción o corte de cargas. En adición el DSO establece su propio sistema para la facturación de penalidades de desbalance a la Parte Responsable del Balance (“Balance Responsibility Party” [BRP]).

Este balance opera de forma separa del sistema del TSO por lo que puede ocasionar costos operacionales adicionales para el sistema de coordinación. Más aún, el TSO no tiene acceso a los recursos de la red de distribución, lo que castiga el precio de dichos servicios.

- (4) Modelo de Mercado Común TSO-DSO (“Common TSO-DSO AS Market Model”) (Gerard, 2020): Propone un mercado común para recursos flexibles conectados a la red de transmisión y distribución. Este mercado es operado de manera conjunta por el TSO y el DSO en la forma que el producto para el sistema como un entero es optimizado. Al final, los contratos de SSCC de los TSO desde la red de transmisión y distribución y el uso de recurso flexible del DSO de su propia red en cooperación y en interacción con el TSO. De esta forma, se tiene el potencial para minimizar el costo total de procura, no existiendo prioridad a favor del TSO o el DSO. Dependiendo de la variante escogida, el mercado puede estar organizado como un mercado común (variante centralizada con una plataforma de mercado común) o como un conjunto de mercados locales dinámicamente conectados al mercado unidad (variante descentralizada). Para la variante descentralizada, la principal ventaja comparada con el modelo de mercado centralizado de SSCC, es que los costos operacionales del mercado son compartidos con el TSO y el DSO, dejando un incentivo para reducir costos totales.

La comparación entre las dos variantes, los costos del DSO (como operador de mercado en el mercado local) son más altos en la variante descentralizada. En adición, igual que en el Modelo de Mercado Local de SSCC hay menores posibilidades para agregar distintos recursos en una oferta común (debido a la fragmentación).

- (5) Modelo de Mercado de Flexibilidad Integrada (“Integrated Flexibility Market Model”) (Gerard, 2020): Existe un mercado común para recursos de flexibilidad conectados a la red de transmisión y de distribución integrado por el TSO, DSO y las partes desreguladas (generadores). Se requiere un operador independiente de mercado para asegurar neutralidad. Permite incrementar las posibilidades para las Partes Responsables de Balance (“Balance Responsible Party” [BRP]) para balancear sus portafolios, y para los operadores de los sistemas revender recursos contratados no necesarios o tener acceso a recursos previamente contratados innecesarios desde otro actor del mercado en el caso de estimaciones erróneas. Los costos de la adquisición de flexibilidad puede ser menor debido a la alta liquidez del mercado. En adición dado que hay un mercado común, los costos operacionales son menores para las partes individualmente consideradas.
- Se requiere la presencia de un operador independiente de mercado y que el TSO y el DSO compartan su data (por ejemplo, restricciones de la red de distribución con el operador del mercado independiente).

Tabla 3. Resumen de principales elementos de los sistemas de coordinación respecto al rol del DSO en la organización del mercado, el principio de asignación de la flexibilidad desde la red de distribución

<b>Esquema de Coordinación</b>	<b>Rol del DSO</b>	<b>Organización de mercado (operador mercado)</b>	<b>de</b>	<b>Principio de asignación de la flexibilidad desde la red de distribución)</b>
<b>Unidized AS Market model</b>	Limitado a posible proceso de precalificación	Mercado (TSO)	Común	Prioridad para el TSO
<b>Local AS Market Model</b>	Organización del mercado local. Comprador de la flexibilidad la gestión de congestión local Agregación de recurso para el mercado unidad.	Mercado (TSO) Mercado (DSO)	Unidad Local	Prioridad para el DSO
<b>Shared Balancing Responsibility Model</b>	Organización del mercado local. Comprador de flexibilidad para gestión de cogestión local y balance.	Mercado (TSO) Mercado (DSO)	Unidad Local	Uso exclusivo para el DSO
<b>Common TSO-DSO AS Market Model</b>	Organización de mercado de flexibilidad en cooperación con el TSO.	Mercado (TSO y DSO) Mercado (TSO)	común Unidad	Minimización del costo total para TSO y DSO.

	Comprador de flexibilidad para gestión de congestión local	Mercado (DSO)	Local	
<b>Integrated Flexibility Market Model</b>	Comprador de flexibilidad para la gestión de congestión local.	Mercado (operador independiente de mercado)	común	Mayor disposición a pagar

Fuente: (Gerard, 2020)

Tabla 4. Resumen de beneficios y riesgos de los sistemas de coordinación.

Dominio	Principales beneficios y riesgos	Esquema de coordinación					Integrated flexibility market model
		Unidize d market model	Local AS market model	Shared AS balancing responsibility model	Commo n TSO- DSO market model		
<b>Interacción entre operadores de sistema</b>	Es necesario incrementar la comunicación entre operadores de sistemas.	Bajo	Medio	Medio	Alto	Medio	
	Es necesario compartir data entre los operadores de sistema	Bajo	Medio	Bajo	Alto	Medio	
<b>Operación de la red</b>	Riesgo de violación de restricciones de la red de distribución	Medio	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	
	Posibilidad de tener acceso desde la red de distribución por el TSO.	Alto	Medio	Bajo	Alto	Alto	
<b>Funcionamiento del mercado</b>	Costos operacionales de la organización del mercado	Bajo	Alto	Medio	Alto	Alto	
	Riesgo de iliquidez en el mercado	Bajo	Alto	Alto	Bajo	Bajo	

Fuente: (Gerard, 2020)

En el caso del Modelo de Mercado Centralizado de SSCC [CS-A] el DSO tiene sólo la cesión de la precalificación de los recursos conectados a las redes locales. Esta precalificación necesita asegurar que los DER puedan ser activados para suministrar SSCC cuando sea llamado por el TSO solo si dicha operación no causará eventos en la red de distribución, tales como la cogestión. Se asume que será el esquema de coordinación en Europa en 2030. (Kockar, Siface, & Morch, 2020)

El TSO considera la procura de recursos conectados a la transmisión y a la distribución, pero no toma en cuenta las restricciones de la red local. El DSO está involucrado en la procura y el proceso de activación del SSCC por el TSO sólo si un sistema de precalificación es implementado para garantizar que la activación de los recursos de una red de distribución por el TSO no causa restricciones adicionales en la red de distribución. En este caso, esta precalificación de los recursos a nivel de la red de distribución está bajo la responsabilidad del DSO tiene que evaluar el impacto de la entrega de un servicio específico por un recurso específico en la red, y si viola las restricciones locales de la red, el DSO podría prohibir la entrega del servicio por ese recurso específico.

El esquema de coordinación de Modelo de Mercado Local [Local AS market model] [CS-B] en el cual el DSO opera un mercado local para adquirir recursos de flexibilidad para la gestión de la congestión de sus redes locales. (Kockar, Siface, & Morch, 2020)

El DSO selecciona los recursos necesitados para resolver las congestiones locales. Adicionalmente, el DSO hace el rebalance local seleccionando y compensando las activaciones extras hechas para que el TSO no vea el desbalance del sistema total modificado. Después del despeje del mercado local, el DSO transfiere los recursos de flexibilidad remanentes al mercado operado por el TSO. El DSO debe asegurar que solo ofertas respecto a las restricciones de la red del DSO puedan tomar parte en el mercado de los SSCC.

En la práctica, este esquema está basado en un procedimiento de dos pasos. El primer paso es el despeje del mercado local, donde todos los recursos locales están bajo disposición del DSO que elegirá el menos oneroso tomando en consecuencia las restricciones locales de la red. En el segundo caso, el TSO resuelve los desbalances y congestiones en la totalidad utilizando los recursos de la red de transmisión y los recursos locales no usados por el DSO en el paso previo.

La posibilidad para gestionar directamente la congestión ofrece al DSO más opciones para resolver las congestiones en la red que una simple reconfiguración de la red.

Sin embargo, se observan en la configuración CS-B, los siguientes problemas:

- (1) Divide la optimización que despeja el mercado en dos pasos, lo que deviene en soluciones subóptimas, desde el punto de vista matemático y técnico.
- (2) Siendo que el mercado local está limitado a la red de distribución local, pueden haber problemas con la liquidez del mercado si recursos limitados están conectados a la red de distribución. Puede ocurrir que un mercado de mFRR no pueda resolver un problema y luego una aFRR que es más cara sea utilizada por necesidad.
- (3) El operador local de la red de distribución puede ser sujeto a un significativo poder de mercado.

El esquema de coordinación del modelo de responsabilidad de balance compartida ("Shared balancing responsibility model" [CS-C]) en el cual el DSO opera un mercado local para adquirir recursos de flexibilidad para la gestión de congestión y para el balance de sus redes locales. (Kockar, Siface, & Morch, 2020)

Considera el caso en el cual el DSO tiene una responsabilidad completa del balance de sus redes de distribución. El DSO opera un mercado local para obtener recursos locales para el balance de la red de distribución y la gestión de la congestión. Los requerimientos de balance también incluyen un programa predefinido de intercambio de Energía en el nodo de interconexión entre la red de distribución y la red de transmisión que el DSO debe respetar.

El esquema de coordinación entrega acceso directo a los recursos de flexibilidad, y permite que el DSO tenga más opciones para la operación de su red, más que una simple reconfiguración de la red. La interacción entre los agentes (generadores distribuidos) puede hacer viable la disponibilidad de nuevos recursos que puedan ser usados de forma optimizada en un mercado local.

Los problemas del esquema [CS-C] son:

- (1) El DSO debe tener un control completo de la red de distribución y de los recursos bajo su responsabilidad, lo que involucra una alta inversión de la infraestructura ICT.
- (2) Se crea una restricción referida a un programa de intercambio entre las redes de transmisión de distribución; por tanto las soluciones de despeje son -en el mayor de los casos- subóptimas. Esto causa la activación del aFRR o medidas no deseadas (por caras).
- (3) DSO pequeños pueden sufrir problemas de liquidez.
- (4) El mercado local puede ser vulnerable al poder de mercado.

El esquema de coordinación (CS-D), en el cual el TSO y DSO opera junto un mercado global de SSCC para adquirir recursos de flexibilidad que necesitan para la operación de sus redes. (Kockar, Siface, & Morch, 2020)

Es una evolución del CSA, en el cual el mercado es operado por el TSO y el DSO juntos, con las restricciones de la red de distribución integrados en el algoritmo de despeje. Aunque es menos complejo que el CS-A, la integración de las restricciones físicas de la red en algoritmo incrementa los costos del proceso de despeje. El DSO requiere:

- (1) Requiere control de la red local y de los DER conectados para los cuales se requieren inversiones de ICT.
- (2) No necesita proveer la data necesaria para la parte responsable de la operación del mercado.

El esquema de coordinación [CS-D] donde un mercado de flexibilidad integrado es introducido y los operadores y las partes comerciales compiten por los recursos de flexibilidad. (Kockar, Siface, & Morch, 2020)

Requiere un alto nivel de complejidad matemática, incluyendo elementos de la teoría de juegos. Los problemas encontrados son:

- (1) Puede crear incertidumbre respecto a la cantidad real de congestión y desbalance, por lo que en consecuencia, sobre la cantidad de recursos que son necesarios por el TSO y el DSO.

- (2) En tanto el TSO y el DSO compiten con otros participantes por la flexibilidad, no se puede asegurar que éstos puedan adquirir los recursos necesarios.
- (3) El alto nivel de competencia entre los operadores podría incrementar los precios de mercado.

## **2.6. Regulación en países comparables**

### **2.6.1. Estados Unidos**

Los principales sistemas son el CAISO, NYISO, ERCOT y PJM. Se definen tres categorías de SSCC: (1) Control de Frecuencia, (2) Control de Voltaje, y (3) Recuperación del Servicio. Los servicios de Control de Frecuencia se definen en función del requerimiento específico para mantener la frecuencia: Respuesta de Frecuencia (“Frequency Response”), Regulación (“Regulation”), Reserva Rotante (“Spinning Reserves”) y Reserva No Rotante (“Non-Spinning Reserves”).

El servicio de “Frequency Response” es de control automático y local, en el cual se cambia rápidamente el punto de operación de una banda de potencia previamente definido para contener las desviaciones abruptas de frecuencia. La inyección o reducción de potencia es proporcional a la desviación de frecuencia. La respuesta automática está definida con una constante de “Droop”<sup>5</sup> entre 4% a 5% dependiendo de la tecnología (NERC-BAL-003-A). Cumple los mismos objetivos que la RPF. (CNE [Chile], 2019)

El servicio de “Regulation” es de control automático en el cual un generador hace un cambio respecto en su punto de operación, dentro de una banda de potencia previamente definida, con el objetivo de balancear la oferta y demanda de Energía, una vez que la desviación de frecuencia ha sido estabilizada. Los generadores son capaces de seguir una señal enviada por el ISO. Cumple los mismos objetivos que la RSF.

Los servicios de “Spinning Reserves” y “Non-Spinning Reserves” son de control manual y centralizado en el cual un agente (previamente aprobado por el ISO) es re-despachado (o despachado en el caso del “Non-Spinning”) para que

---

<sup>5</sup> “Droop” es una técnica de control para regular la caída en generadores síncronos y recursos basados en inversores. Se basa en compartir la carga entre varios generadores conectados en paralelo.

los servicios de “Frequency Response” y “Regulation” vuelvan a estar disponibles una vez utilizados. Los agentes tienen la capacidad de desplegar la potencia contratada según lo pactado con el ISO, variando de 10 a 30 minutos.

Para los sistemas eléctricos indicados, el servicio de “Frequency Response” es obligatorio para todos los generadores y el pago de este depende del sistema en específico. El servicio de control de voltaje (Servicio de Control de Tensión peruano) es obligatorio para todos los que cumplan con los requerimientos técnicos respectivos, al igual que el servicio de Recuperación del sistema. Estos últimos servicios son subastados.

### **2.6.2. Regulación de SSCC del PJM**

Funciona bajo Mercados de Día Previo (“Day-Ahead”) y Mercados en Tiempo Real (“Balancing”) donde los requerimientos de Reserva son cooptimizados con la demanda de Energía en el Mercado de Día Previo. Se dispone de un mercado de cobertura frente a costos marginales derivados de la congestión (“Financial Transmission Rights Market”).

El mercado recibe ofertas a más tardar a las 10:30 del día anterior para el Mercado de Día Previo de Energía y Reservas, a través de un modelo de minimización de costos cooptimizando Energía y Reservas. Una vez cerrado el Mercado de Día Previo, se reciben ofertas de reajuste que sirven para el redespacho en el Mercado de Tiempo Real, que se lleva a cabo con resolución horaria, utilizando un modelo “Real-Time Security Constrained Economic Dispatch” que determina el redespacho de las unidades, así como la asignación de Reservas e intercambios con otros sistemas.

Se reconocen tres categorías de SSCC: (1) Control de Frecuencia, (2) Control de Voltaje y (3) Recuperación de Servicio. El Servicio de Control de Frecuencia está subdividido en: (1.1) “Primary Frequency Response” (PFR); instantánea (segundos), (1.2) “Regulation” con respuesta antes de 5 minutos, y (1.3) “Reserves” 10 minutos o superior. El PFR es entregado por los gobernadores de las unidades (o cualquier otro equipamiento equivalente) de forma automática, y en base a la medición local de la frecuencia. Toda unidad participa en la entrega de este servicio y cumple con el requerimiento de un máximo de 5% de Droop y  $\pm 36\text{Hz}$  de banda muerta según la norma NERC-BAL-003-1 (CNE [Chile], 2019). El PFR es obligatorio y no remunerado.

La (1.2) “Regulation” corresponde al Control Automático de Generación (“Automatic Generation Control” [AGC]) por el que se corrigen las desviaciones a través de señal de control global denominado Error de Control de Área (“Area Control Error” [ACE]). Se tiene una señal de alta frecuencia (RegD) (para baterías) y de señal de baja frecuencia (RegA) (para unidades térmicas). (CNE [Chile], 2019).

Las (1.3) “Reserves” distingue (1.3.1) Reserva de contingencias (“Synchronized / Non-synchronized”) de tiempo de respuesta de 10 minutos, (1.3.2) Reserva Secundaria de tiempo de respuesta 30 minutos, y (1.3.3) Reserva disponible de tiempo de respuesta mayor a 30 minutos. Poseen una potencia mínima de 0.1 MW y mantienen la provisión por 30 minutos (CNE [Chile], 2019).

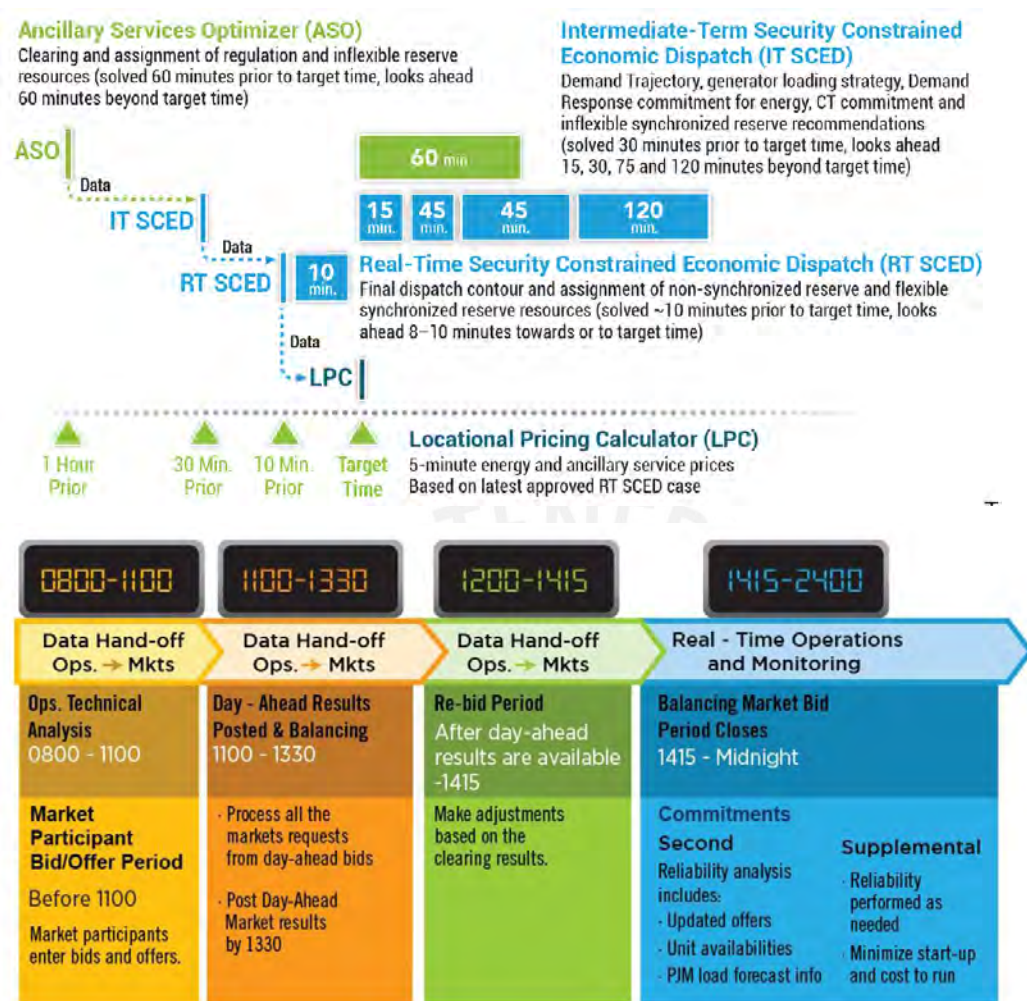
La “Regulation” y “Reserves” operan bajo una lógica de mercado spot (“Priced as Cleared”) y contratos bilaterales entre terceros.

En el caso del (2) Servicio del Control de Voltaje es obligatorio y se paga bajo el concepto de recuperación de costos. La categoría de Recuperación del Servicio se puede optar por un esquema de recuperación de costos o licitaciones de largo plazo. Es obligatoria para todos los participantes y remunerado bajo recuperación de costos.

El servicio de (3) Recuperación de Servicio es entregado a través de “Black Start” que requiere que la unidad opere de forme autónoma en menos de 3 horas y mantener la provisión por cuanto tiempo sea necesario. Se opta entre un esquema de recuperación de costos o uno de licitaciones de largo plazo.

En el PJM se aplica un Mercado de Día Previo, Mercado Intradía y Mercado de Inflexibilidades Operativas y SSCC cooptimizado.

Figura 14. Optimización de SSCC, Inflexibilidades Operativas y Energía.



Fuente: (PJM, 2024)

### 2.6.3. Regulación en el CAISO

La Energía y SSCC son cooptimizados en el Mercado de Día Previo y el Mercado Intradiario (15 minutos antes), mientras que en el Mercado de Tiempo Real (que ocurre cada 5 minutos) sólo se transa Energía. Existen otros mecanismos de despacho y predespacho como “Reliability Unit Commitment” (RUC) que ocurre en paralelo con los Mercados de Día Previo, 15 minutos antes y en Tiempo Real. El CAISO tiene una estructura de “múltiple asignación” para los recursos de Energía y SSCC, puesto que las ofertas para cada uno de los mercados mencionados son liquidados de forma separada y en distintas escalas de tiempo (CNE [Chile], 2019). El proceso de balance consiste en la cooptimización de Energía y SSCC para todos los mercados del CAISO, los cuales corresponden al Día Previo y Tiempo Real. Para el proceso de cooptimización se consideran restricciones respectivas a los recursos,

tecnologías y requerimientos del sistema. Se tiene un sistema de “Pay as Cleared” donde el precio sombra o “Ancillary Service Marginal Price” (ASMP) de la restricción asociada a dicho producto.

Asimismo, existe un Mercado de Desbalances de Energía (EIM por sus siglas en inglés) en la cual operan los ISO que conforman el WECC (interconexión regional). En el EIM, los distintos ISO negocian sus excedentes o déficits de Energía. Si la oferta de Energía es suficiente, el ASMP corresponde a la suma de ese servicio complementario más todos los SSCC potencialmente sustitutos. Por otro lado, si la oferta de Energía no es suficiente, entonces el precio de SSCC corresponde a la “Scarcity Reserve Demand Curve Values”. El precio de dicha curva está en función de la falta del Servicio Complementario que exista y de acuerdo con esto, el precio corresponderá a un cierto porcentaje del precio máximo de la oferta por Energía.

En el Mercado de Día Previo y Mercado en Tiempo Real se puede sustituir un cierto servicio complementario por otro servicio complementario en la medida de que el costo de operación disminuya y se cumplan con los requerimientos de confiabilidad.

El Mercado de Día Previo se encuentra disponible para presentar ofertas siete días antes y cierra un día antes del Trading Day. Las ofertas del Tiempo Real, las ofertas son presentadas 7 días antes y cierra un día antes del Trading Day. En el Mercado de Tiempo Real las ofertas son presentadas 75 minutos antes de cada “Trading Hour”. Dichas ofertas solo contienen información acerca de la “Trading Hour” correspondiente. El CAISO comunica los resultados de SSCC del Mercado del Día Previo a más tardar 45 minutos antes de la hora de operación, mientras que con respecto al Tiempo Real, los resultados son publicados a más tardar 22.5 minutos antes del siguiente intervalo de operación.

Las transacciones del Día Previo y Tiempo Real se realizan a través del Coordinador de Programación (“Scheduling Coordinator”), al cual se le asigna una parte de los requerimientos de SSCC. El CAISO calcula los pagos y costos cobrados al Coordinador de Programación.

Existen tres categorías de SSCC (CNE [Chile], 2019): (1) Control de Frecuencia, (2) Control de Voltaje, (3) Recuperación de Servicio. Los servicios

de Control de Frecuencia se distinguen en: (1.1) “Frequency Response”, (1.2) “Regulation Up”, (1.3) “Regulation Down”, (1.4) “Spinning Reserves” y (1.5) “Non-Spinning Reserves”. Los servicios de “Regulation Up” y “Regulation Down” deben seguir una señal centralizada con un tiempo máximo de respuesta de 4 segundos. Los servicios “Spinning Reserve” y “Non-Spinning Reserve” deben tener la capacidad de ser despachados a los 10 minutos de recibido el requerimiento.

La “Regulation Up” y “Regulation Down”, son prestados por unidades con Control Automático de Generación (AGC). La capacidad máxima de “Regulation Up” y “Regulation Down” queda definida por el límite de su capacidad de rampa en un tiempo de 10 minutos.

Con relación al “Non-Spinning Reserve”, éste incluye las Cargas Participantes (“Participating Loads”), Procura de Demanda de Respuesta (“Proxy Demand Response”) y Demanda Cortable (“Curtaible Demand”) que pueda ser reducida en consumo o unidades generadores que puedan responder a instrucción de despacho de 10 minutos pueden participar en “Non-Spinning Reserve”. El máximo de capacidad de “Non-Spinning Reserve” para Unidades de Encendido Rápido (“Fast Start Units”) queda definido por el máximo nivel entre el nivel de operación que pueda alcanzar desde fuera de línea (“offline”) en un tiempo de 10 minutos y la capacidad de rampa máxima en 10 minutos. El máximo de capacidad de “Non-Spinning Reserve” para otros recursos, que no pueden pasar a encendido y sincronizarse con la red dentro de 10 minutos, queda definido por el mínimo entre su rango de operación de mínima carga a máxima capacidad y su máxima capacidad de rampa en 10 minutos. El máximo de capacidad de “Non-Spinning Reserve” para otros recursos, que no pueden pasar a encendido y sincronizarse con la red dentro de 10 minutos, queda definido por el mínimo entre su rango de operación de mínima carga a máxima capacidad y su capacidad máxima de rampa en 10 minutos.

En el Mercado de Día Previo, la “Non-Spinning Reserve” puede ser obtenido de todos los recursos en línea y de fuera de línea incluyendo las Unidades de Encendido Rápido (“Fast Start Units”). Solo las unidades cuyas características técnicas les permiten entregar el “Non-Spinning Reserve” dentro

de 10 minutos pueden participar en el Mercado de Tiempo Real de “Non-Spinning Reserve”. La jerarquía para evaluar los distintos tipos de SSCC en el proceso de cooptimización corresponde a la siguiente, en un orden de la más importante a la menos importante: “Regulation Up”, “Spinning Reserve”, y “Non Spinning Reserve”. Los recursos que suministran SSCC recién un pago “Pay as Cleared” tanto en los Mercado de Día Previo y Mercado de Tiempo Real.

En caso de indisponibilidad para la entrega del servicio complementario, debido a restricción individual, se anula el pago de la capacidad por indisponibilidad. Esta capacidad se valora al precio marginal del servicio complementario “Ancillary Service Marginal Price” (ASMP) del periodo temporal correspondiente. Si la indisponibilidad a entregar el servicio complementario es a causa de una restricción externa al recurso, el pago no es anulado.

El servicio de Control de Voltaje debe responder en un máximo de un (1) minuto después de la instrucción, y bajo los estándares de control automático de voltaje de CAISO. El servicio de Recuperación se mantiene durante todo el tiempo que requiera el CAISO.

El servicio de “Frequency Response”, se remunera en dos componentes: (1) por disponibilidad del servicio se remunera el costo de oportunidad para cada generador (resultado de la cooptimización) y (2) por activación de servicio se remunera la oferta por cada MWh utilizado. Los servicios de “Regulation”, “Spinning Reserve” y “Non-Spinning Reserve” se remuneran según los precios marginales de los SSCC resultantes de la cooptimización en la que fueron materializados.

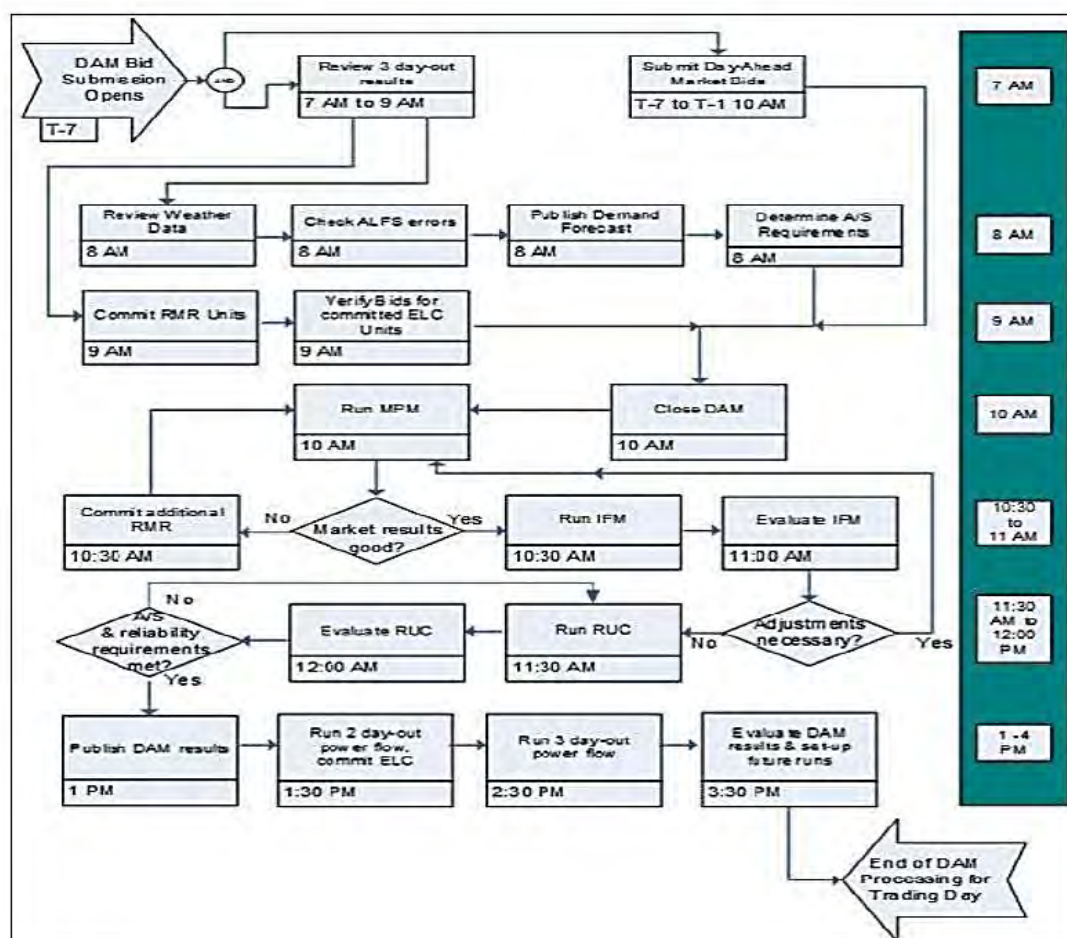
El servicio de Control de Voltaje se remunera por contratos bilaterales de control de voltaje entre el agente y el CAISO. De ser insuficiente, según lo pactado en contratos bilaterales de confiabilidad entre el agente y el CAISO, y de forma última por el costo de oportunidad perdido de las unidades que no tienen contratos y son instruidas para operar como reguladores de voltaje. El servicio de Recuperación del sistema se remunera con recuperación de costos acordado entre el agente y el CAISO bajo un “Black Start Agreement”.

En noviembre de 2016 (Moray PSR, 2018) el CAISO implementó dos nuevos productos en los mercados de 5 y 15 minutos. El “Flexible Ramp Up” y

el “Flexible Ramp Down” que permite a los generadores ofertar una capacidad adicional para aumentar y disminuir la generación para enfrentar desviaciones e incertidumbres de la demanda y de la generación ERNC.

El flujo de trabajo del Mercado de Día Previo es el siguiente:

Figura 15. Flujo de trabajo de actividades de Mercado de Día Previo



Fuente: CAISO ISO Operating Procedure N| 1210 (Versión 19.6) “Day-Ahead Market” (05.07.2024)

#### 2.6.4. New York Independent System Operator (NYISO)

Existe una secuencia de procesos para llegar al despacho económico: Revisión de Confiabilidad con una Semana de Anticipación (“Week-Ahead reliability reviews” (WA)), Mercado de Día Previo (“Day-Ahead Market” (DAM)), Compromiso en Tiempo Real (“Real-Time Commitment” (RTC)), Despacho en Tiempo Real (“Real-Time Dispatch” (RTD)). En WA se recibe y procesan los datos respecto a los pronósticos de Energía y Reservas para la semana, así como datos de la demanda. En Mercado de Día Previo se corre un Compromiso

de Unidad Constreñida por [razones de] Seguridad (“Security Constrained Unit Commitment”) considerando todas las ofertas de Energía y Reservas de los agentes. En Tiempo Real (RTC y RTD) se utiliza un sistema que aplica efectos correctivos a las ofertas de los agentes en función al estado del sistema, y genera los despachos y redespachos en Tiempo Real, para lo que se considera la cooptimización de Energía y Reserva cada 5 minutos.

Se definen (CNE [Chile], 2019) los siguientes SSCC: (1) Control de Frecuencia, (2) Control de Desbalances, (3) Control de Voltaje, (4) Recuperación del Servicio.

Los servicios de Control de Frecuencia comprenden: (1.1) “Frequency Response”, (1.2) “Regulation”, (1.3) “Energy Imbalance”, y (1.4) “Operating Reserves”. Los servicios de “Regulation” deben seguir la señal enviada por el NYISO en un tiempo máximo de 6 segundos. Los servicios de “Operating Reserves se dividen en Reserva sincronizada y no sincronizada de 10 minutos y 30 minutos desde que son requeridos. El servicio de Control de Voltaje entrega y absorbe reactivos.

Los servicios de “Regulation” se materializan según las ofertas de capacidad de todos los participantes con el resultado de la cooptimización de los costos operacionales del sistema, y entonces, el pago que recibe cada participante corresponde a su oferta por capacidad más un pago por la Energía efectivamente utilizada. Los servicios de Reserva sincronizada y no sincronizada, al igual al servicio de “Regulation”, son materializados como resultado de la cooptimización de los costos operacionales, para lo cual se reciben ofertas de los agentes por disponibilidad. La remuneración por este servicio es el precio marginal de “Operating Reserves” resultado de la cooptimización por la disponibilidad, se asignará a un precio de USD/.0/Mwh para la activación.

#### **2.6.5. Regulación de SSCC del Electric Reliability Council of Texas (ERCOT)**

ERCOT (CNE [Chile], 2019) cuenta con 4 productos de SSCC de control de frecuencia, las Reservas (1) “Regulation-up”, (2) “Regulation-down”, (3) “Responsive Reserves”, (4) “Non-Spinning Reserves”. Las Reservas de “Regulation-up” y “Regulation-down” corresponden a una capacidad de respuesta de 4 segundos a través de AGC. La “Responsive Reserve” (RRS)

responde dentro de los primeros minutos posteriores a un evento. La “Spinning Reserve” de 10 minutos (provista por los generadores como por la demanda). Los generadores (incluyen ERNC) proveen RRS a través de una respuesta primaria de frecuencia, por ejemplo, una respuesta del gobernador de la unidad (o sistema similar) con Droop de 5% y dead-band de  $\pm 17$  mHz. La demanda provee Reservas a través de una respuesta de frecuencia rápida, por ejemplo relés de baja frecuencia que desconectan una carga automáticamente de 0.5 segundos. La participación de cargas solo puede prestar hasta el 50% del requerimiento de Reservas RRS.

La “Non-Spinning Reserve” (NSRS) es provista por generación convencional para cubrir errores de pronóstico de generación eólica. La NSRS debe ser capaz de sincronizarse con la red y alcanzar su generación a nivel especificado dentro de 30 minutos y mantener dicho nivel de generación por 1 hora al menos. La capacidad de Reserva sincronizada provee el servicio, así como los consumos.

El servicio de control de voltaje o soporte de reactivos es obligatorio, así como la provisión de generación reactiva, incluyendo la ERNC (utilización de inversores obligatoria). La generación debe ser capaz de llevar a cabo un control a través de un sistema AVR de un factor de potencia de hasta 0.95 en adelanto y atraso, donde la respuesta del servicio debe ser dinámica y en el caso de la generación renovable variable, debe proveer dicha capacidad de soporte de reactivos siempre que su generación sea de al menos el 10% de su capacidad nominal.

El “Black Start Service” (BSS) puede ser provisto por generación fuera del área de control de ERCOT que se encuentren bajo un contrato de suministro de Potencia Firme.

El ERCOT opera un Mercado de Día Previo para los cuatro tipos de Reservas de SSCC, cooptimizados con la provisión de Energía. En 2014 ERCOT implementó una metodología de “Operating Reserve Demand Curve” (ORDC) en Tiempo Real. Con este proceso, las adiciones de precios son generadas para reflejar el valor de la disponibilidad de Reservas en el Mercado de Tiempo Real. Estas adiciones de precios se basan en el valor administrativamente fijado de la

pérdida de carga en el sistema y la probabilidad de que carga sea desprendida, dados los niveles de Reserva existentes. Estas adiciones de precios son calculadas tanto para las Reservas on-line (sincronizadas) como off-line (no-sincronizadas), y son agregadas al Precio Marginal Nodal (LMP) en Tiempo Real para determinar los precios despejados (“settlement price points”).

El servicio de Control de Voltaje es de carácter obligatorio y remunerado de forma diferenciada, según el generador que provee el servicio se encuentre en dos condiciones operativas. En la primera instancia, cuando el operador instruye a una unidad a exceder su límite de reactivos, ERCOT remunera dicha provisión adicional de potencia reactiva a un precio que reconoce los costos evitados en fuentes de soporte de reactivos en las redes de transmisión. En segunda instancia, cualquier reducción de potencia activa producto de una instrucción de despacho, por motivos de seguridad de la red, con el fin de proveer de capacidad de reactivos adicionales para el control de voltaje, compensada según costos de oportunidad.

El BSS es procurado a través de acuerdos bilaterales con los Qualified Scheduling Entities (QSEs), representantes de los generadores proveedores, a los que se les adjudica un pago horario por su disponibilidad (Hourly Standby Fee) determinado a través de licitaciones bianuales.

#### **2.6.6. Regulación de los SSCC en Reino Unido**

El pre-despacho y el despacho de las unidades se realiza en función de los contratos bilaterales entre la generación y la demanda, con independencia de un precio marginal centralizado, tanto para Energía y Reservas. Los cambios de generación y/o demanda para cada periodo de liquidación (“Settlement”) participan las unidades de balanceo que deben hacer sus ofertas antes del cierre de puerta (“Gate closure”). El operador re-despacha las unidades dependiendo del resultado del mercado de desbalances para cada periodo de liquidación (“Settlement”). En el caso de SSCC, el operador re-despacha las unidades para cada periodo de “Settlement” considerando el margen de Reserva adjudicado en los procesos de subasta.

Los SSCC (CNE [Chile], 2019) están clasificados en cuatro categorías (1) Servicio de Balance, (2) Servicio de Respuesta de Frecuencia, (3) Servicio de

Control de Reactivos y (4) Servicio de Arranque en Negro (“Black Start”). El ISO diferencia los proveedores con unidades de “Balancing Mechanism” (BM) y “Non-Balancing Mechanism” (non-BM). Las unidades BM están registradas por el ISO, y pueden ser medidas de forma independiente, por lo que el operador puede aceptar sus ofertas para reducir o aumentar demanda de forma rápida. Las unidades Non-BM no se encuentran registradas, por lo que el cambio de nivel de generación tiene una escala mayor de tiempo. Corresponden a generadores pequeños o elementos de la demanda a través de la Respuesta del Lado de la Demanda (“Demand Side Response” [DSR]).

Los (1) servicios de balance tienen tres productos (1.1) Reserva Rápida (“Fast Reserve”), (1.2) Reserva Operativa de Corto Plazo (“Short Term Operating Reserve” (STOR)), y (1.3) Aumento de Demanda (“Demand Turn Up”). El Fast Reserve es una Reserva para contingencias o cambios intempestivos, siendo capaces de activarse en 2 minutos del llamado de operación y estar en plena capacidad antes de los 4 minutos con una duración de por lo menos 15 minutos. Las unidades deben tener una capacidad superior de 50 MW y una capacidad de rampa de 25 MW. El STOR está enfocado en balancear errores de pronósticos producidos durante la mañana y tarde, por lo que permite un tiempo de repuesta más lento, 20 minutos con una duración de entre 2 a 4 horas, las unidades deben tener una capacidad de 3 a 50 MW. El “Demand Turn Up”, provee flexibilidad para incrementar o reducir generación en horas de baja demanda, en tanto puedan entregar 1 MW.

En el caso de los productos de repuesta de frecuencia, éstos se dividen en: (2.1) Respuesta de Frecuencia Mandatoria (“Mandatory Frequency Response” [MFR]), (2.2) Respuesta de Frecuencia Firme (“Firm Frequency Response” [FFR]), (2.3) Respuesta de Frecuencia Mejorada (“Enhance Frequency Response” [EFR]). El MFR es un cambio de potencia activa de todo generador mayor a 100 MW, con capacidad de hacer cambios en la frecuencia. El FFR ofrece un mercado para proveedores que de otro modo serían inaccesibles, entregado estabilidad frente a incertidumbre de los precios de los acuerdos de los servicios obligatorios para unidades de capacidad mayor a 10 MW. Tanto el MFR como el FFR se divide en respuesta primaria que actúa en los primeros 10 segundos del evento y respuesta secundaria para los primeros

30 segundos. El EFR se trata de un servicio dinámico para responder en forma proporcional a los cambios de frecuencia con una respuesta máxima de 50 MW en menos de 1 segundo.

En el caso de (3) control de reactivos, los productos son: (3.1) control de potencia reactiva obligatorio (ORPS) y el (3.2) control de potencia reactiva mejorado (ERPS). El ORPS corresponde a la provisión obligatoria y automática de Energía Reactiva de manera local para los generadores con capacidad mayor a 50 MW. El ERPS es un servicio entregado por tecnologías que suministran Energía Reactiva bajo o sobre los requerimientos de ORPS con un tiempo de respuesta menor a 2 minutos.

El (4) Arranque en Negro (“Black Start”) requiere que la unidad opere en menos de 2 horas tras recibir la instrucción del operador y entregarlo al menos 3 veces de forma secuencial.

Las licitaciones de SSCC corresponden a procesos de licitaciones con distintos horizontes de tiempo y con pago del tipo “Pay as Bid” para los servicios de balance, respuesta de frecuencia y control de reactivos, con la excepción del “Demand Turn up” y “Black Start” que se materializan a través de contratos bilaterales y para los servicios de carácter obligatorio para el MFR y ORPS remuneración según costo de prestación del servicio.

#### **2.6.7. Regulación de los SSCC en Alemania**

Se definen (CNE [Chile], 2019) tres categorías para los SSCC: (1) Control de Frecuencia (“Frequency Control”), (2) Soporte de Voltaje (“Voltage Support”), y (3) Arranque en Negro (“Black Start”). Para la categoría (1) Frequency Control existen tres productos (1.1) Potencia Primaria de Balance (“Primary Balancing Power” [PBP]), (1.2) Potencia de Balance Secundaria (“Secondary Balancing Power” [SBP]), (1.3) Reserva de Frecuencia de Restauración (“Frequency Restoration Reserve” (FRR)), (1.4) Potencia de Balance Terciario (“Tertiary Balancing Power” [TBP]) o Reserva de Minuto (“Minute Reserve” [MR]). El PBP es un servicio encargado de la estabilización de la frecuencia del sistema a partir de incidentes o perturbaciones en el rango de segundos, entregado de forma automática. Requiere que las respuestas vayan de 0% a 50% de la capacidad comprometida en 15 minutos y a un 100% de dicha capacidad en un rango

máximo de 30 segundos. La respuesta debe tener una duración mínima de 15 minutos.

Los productos son procurados en mercados de corto plazo, donde las Reservas para Control Primario de Frecuencia, Control Secundario de Frecuencia, son definidas en subastas semanales, mientras que, para el Control Terciario, éstas son definidas en subastas diarias. Si bien se requiere una precalificación. La procura se divide en dos bloques de tiempo: el periodo principal (“Haupttarif”) de lunes a viernes de 8 a 20 horas, con un total de 60 horas semanales y un sub-periodo (“Nebentarif”) que cubre el resto del tiempo, con un total de 108 horas semanales. Los postores ofrecen una capacidad disponible en MW, a un precio fijado en EUR/MW, y un precio por Energía para el balance en EUR/MWh. Los ganadores de las subastas son asignados en base a solo sus ofertas de capacidad, con un pago “Pay as Bid”.

En el Control Primario (“Primary Control Reserve” [FCR]), las subastas para Reservas son de carácter semanal, teniendo la oferta una duración de una semana, teniendo un pago por capacidad. La oferta de capacidad de Reservas debe simétrica, mayor o igual 1 MW, en escalones de 1 MW.

En el Control Secundario (“Secondary Control Reserve” [aFRR]), las subastas de Reservas son de carácter semanal. Los productos semanales tienen un pago por capacidad y Energía de balance, clasificándose según el periodo de tiempo de provisión de servicio: Punta, de lunes a viernes de 8 a 20 horas, Fuera de Punta, de lunes a viernes de 0 a 8 horas, y de 20 a 24 horas, así como fines de semana y días feriados, de 0 a 24 horas. La oferta de capacidad de Reservas no requiere ser simétrica, pero debe ser mayor o igual a 5MW en escalones de 1 MW.

En el caso del Control Terciario (“Tertiary Control Reserve” [mFRR]), las subastas son de carácter diario, llevadas a cabo a las 10 horas de cada día en consideración de la operación del día siguiente, fin de semana o feriados. El producto de Reserva tiene una resolución de 6 bloques diarios, de 4 horas cada uno, recibiendo ellos un pago por capacidad disponible y Energía de balance, la oferta de capacidad de Reservas no requiere ser simétrica, debiendo ser mayor

o igual de 5 MW, en escalones de 1 MW, pudiendo además ser designadas como indivisibles, para el caso de ofertas de hasta un máximo de 25 MW.

El FRR es el servicio encargado de mantener el balance entre la generación y el consumo en cada área de control, el FRR se divide en Reserva automática (aFRR) y Reserva manual (mFRR). El aFRR es capaz de seguir un AGC centralizado con un controlador PI y responde a señales de error en el área (ACE) en un rango de 1 a 5 segundos. El tiempo de activación de aFRR es 30 segundos desde que recibe la primera señal de AGC. La respuesta debe durar más de 15 minutos. El mFRR requiere de un tiempo de activación de entre 4 y 14 minutos y una duración de 1 hora. El TBP es el servicio que recupera el PBP y SBP reemplazando y liberando unidades que proveen dichos servicios, permitiéndoles estar disponibles nuevamente.

El Control de Voltaje y despacho de Potencia Reactiva tiene por objetivo mantener el perfil del voltaje cercano al perfil deseado y dentro de una banda de tolerancia, durante un periodo de minutos a horas. Dada su carácter local, la demanda de reactivos es reducida, teniendo un tamaño potencial de mercado reducido.

El pago y materialización se realiza mediante contratos bilaterales. Los SSCC de Soporte de Voltaje (“Voltage Support”) y Arranque en Negro (“Black Start”), el pago y la materialización se realiza con contratos y licitaciones, considerando una regla de pago libre con un chequeo expost. Los servicios de Frequency Control, se considera un mercado de corto plazo con resolución semanal (PBP y aFRR) y por bloques (TBP). Para todos estos servicios, la remuneración es “Pay-as-Bid”. El PBP considera una oferta por capacidad, mientras que SBP y TBP considera una oferta por capacidad y Energía.

#### **2.6.8. Regulación de los SSCC en Dinamarca**

Hay (CNE [Chile], 2019) cuatro categorías de SSCC: (1) Control Primario de Frecuencia, (2) Control Secundario de Frecuencia, (3) Control Terciario de Frecuencia, y (4) Control de Voltaje.

En el caso de (1) Control Primario de Frecuencia, hay 3 servicios: (1.1) Reserva de Contención de Frecuencia (“Frequency Containment Reserve” [FCR]), (1.2) Reserva de Funcionamiento Normal controlada por Frecuencia

(“Frequency-controlled Normal Operation Reserve” [FCR-N]), y (1.3) Reserva de Perturbación controlada por Frecuencia (“Frequency-controlled Disturbance Reserve” [FCR-D]). El FCR es la respuesta automática mediante equipos de control que responden a desviaciones en la frecuencia. Este servicio se solicita como Regulación Ascendente (“Upward Regulation”) o como Regulación Descendente (“Downward Regulation”). La respuesta debe ser implementada en un 50% en los primeros 15 segundos, llegando a un 100% en menos de 30 segundos, con una duración de respuesta de 15 minutos. Este servicio está definido para la zona DK1, mientras que el FCR-N y FCR-D están definidos para la DK2. El FCR-N se define como el servicio que asegura el equilibrio producción-consumo en el evento de una desviación, manteniendo la frecuencia. Tiene un requerimiento de tiempo de respuesta de 150 segundos. Por otro lado, el FCR-D se define como el servicio que regula la frecuencia de forma rápida frente a una caída debido a contingencia mayor (fallas en grandes unidades o líneas de transmisión) y requiere que el 50% del servicio sea desplegado en 5 segundos, mientras que el 50% restante puede ser desplegado en un rango de hasta 25 segundos adicionales. Tanto para el FCR-N y el FCR-D, el tiempo de duración de la respuesta no se encuentra definido.

Con relación a la Reserva Primaria o Reserva de Contención de Frecuencia (“Frequency Containment Reserve” [FCR]) en DK1, la FCR asegura el balance entre la producción y demanda de Energía de forma automática estabilizando las desviaciones de la frecuencia de operación del sistema. El ISO (Energinet) procura el suministro a través de subastas días del Día Previo, el cual se divide en 6 bloques de 4 horas cada uno. La capacidad es ofertas al “Pay as Cleared”. Las ofertas son indivisibles (se aceptan por completo), y aquellas mayores a 5 MW que sobrepasen los requerimientos necesarios pueden ser desestimadas.

Con relación a la Reserva Primaria o Reserva de Funcionamiento Normal controlada por Frecuencia (“Frequency-Controlled Normal Operation Reserve” [FCR-N]) en DK2, ésta estabiliza la frecuencia del sistema luego de un desbalance de forma automática. La procura se realiza mediante subastas diarias donde los pagos son “Pay as Bid”, donde la Energía (MWh) entregada para Regulación Ascendente (“Upward Regulation”) se costea según el precio

de regulación de potencia para dicho servicio. De forma similar, se paga la Energía provista en la Regulación Descendente (“Downward Regulation”). La mínima oferta es 0.3, el requerimiento simétrico tanto para la Regulación Ascendente como la Regulación Descendente. Las ofertas pueden ser horarias o en bloques (uniformes en capacidad y precio de disponibilidad) y son realizadas D-2 o y D-1. Para D-2 las ofertas en bloques de hasta 6 horas, aceptadas D-2, para D-1 los bloques pueden ser de hasta 3 horas, las cuales son recibidas hasta las 18 horas. Los bloques pueden empezar en cualquier momento durante el día de operación, pero deben terminar dentro del mismo día.

Para la Reserva Primaria o “Frequency-Controlled Disturbance Reserve” (FCR-D) en DK2, regula la frecuencia de una caída sustancial como resultado de la salida de unidades generadores o líneas mayores de forma automática. La asignación de Reservas se realiza mediante subastas diarias “Pay as Bid”, donde el suministro por este tipo de Reservas se paga al igual que desbalances normales.

Para la Reserva Secundaria o Reserva de Restauración Automática de Frecuencia (“Automatic Frequency Restoration Reserve” [aFRR]) en DK1, sirve para dos propósitos, liberar Reserva primaria, restaurar la frecuencia y restaurar los desbalances en las interconexiones para seguir planes previos. El mecanismo de asignación es subastas con duración dependiente del requerimiento particular, con precios según “Pay as Bid” (para el pago por capacidad) y un Precio Regulado para el caso de la Energía suministrada. La Energía (en Mwh) entregada por la Regulación Ascendente, se costea según el precio spot en la región DK1 más DKK 100/Mwh, o a lo menos el precio de regulación de potencia para dicho tipo de regulación. Para el Regulación Descendente (Downward Regulation), la Energía se paga según el precio spot, menos DKK100/MWh, o a lo más el precio de regulación de potencia para dicho tipo de regulación. La oferta de este tipo de Reservas es simétrica para Regulación Ascendente y Regulación Descendente, siendo el rango del monto a ofertar es entre 1 MW y 50 MW, para el periodo solicitado por la demanda del requerimiento. Dicho requerimiento se basa en la incertidumbre del pronóstico de generación eólico, con niveles de Reserva publicados con días de anticipación.

Con relación a la capacidad de suministro de aFRR, en DK1 y DK2, este servicio tiene por objetivo retener suministradores actuales de Reservas de aFRR y atraer nuevos actores. Este tipo de Reservas se asigna mediante subastas mensuales con duración mensual, procurando productos simétricos. El rango del monto a ofertas es de 1MW a 50 MW.

El CSF considera el servicio de “Automatic Frequency Restoration Reserve” (aFRR). El aFRR se define como el servicio encargado de liberar el CPF y se separa en “Upward Regulation” y “Downward Regulation” de forma combinada y simétrica. Se requiere un tiempo de respuesta de no más de 14 minutos y de una duración indefinida.

Para el CTF, se considera el servicio de “Manual Frequency Restoration Reserve” (mFRR). El mFRR se define como el servicio manual de regulación “Upward” y “Downward” usado para liberar el aFRR y el CPF, activado desde el centro de control del ISO (Energinet). El tiempo de respuesta no supera los 14 minutos y tiene una duración definida.

La Reserva Terciaria o “Manual Reserve” (mFRR) en DK1 y DK2, la “Upward” y “Downward”, ésta permite liberar la aFRR y el FCR-N en la eventualidad de desbalances menores o salidas de operación de máquinas, o restricciones que afecten la generación o la transmisión. La adjudicación se realiza mediante subastas diarias, bajo “Pay as Cleared” para “Upward” como “Downward Regulation”, donde la Energía se paga al mismo precio para todos los oferentes, igual al precio de la oferta más cara activada necesaria para cumplir el suministro de la Reserva. El monto ofertado no requiere ser simétrico, pudiendo ser de 5MW hasta 50MW. La adjudicación se realiza “Pay as Cleared”. Las ofertas mayores de 25 MW que generen sobreoferta de capacidad pueden ser desestimadas. Si el “Great Belt Power Link” (principal interconexión de corriente continua) se encuentra limitado desde DK2 a Dk2, el ISO puede requerir Reservas manuales adicionales para el DK1 durante la mañana para lo que se realiza una subasta similar a aquella realizada.

El control de voltaje es obligatorio para las unidades del sistema, y varían según la unidad se encuentre en alguna de las siguientes categorías: menor a 1kW, entre 1kW y 1.5kW y más de 1.5 kW. Es un requerimiento obligatorio, no

habiendo contratos ni subastas, no siendo remunerado. El ISO ordena a las unidades cambiar su generación o consumo de reactivos fuera de niveles aceptables hasta que sus niveles aceptables de operación y balances de reactivos sean alcanzados.

En el caso del Plan de Recuperación de Servicio o “Black Start”, éste no es mandatorio y es remunerado “Pay as Bid”. Se cuenta con capacidad de regulación de 0 a 100 MW en 15 minutos.

En el caso de los servicios de control de frecuencia, año a año se estiman los requerimientos anuales de Reserva. Luego se realizan subastas y la asignación según la curva de oferta. El mecanismo de remuneración varía según los distintos servicios: para FCR se considera un pago por capacidad según el precio marginal, y un pago de Energía según precio de desequilibrio. Para el FCR-N y FCR-D, se considera un pago por capacidad a través de un mecanismo “Pay as Bid” y un pago de Energía según el precio de desequilibrio. Para el aFRR, se considera un pago por capacidad a precio fijo, y un pago de Energía según el precio marginal. Para el mFRR se considera un pago por capacidad y Energía a precio marginal.

El proceso de balance consiste en un sistema de auto-despacho, donde la provisión de Reservas es asignada en base a subastas, siendo la activación determinada en base a la curva de oferta. Los requerimientos de Reservas de SSCC varían dependiendo de la región de suministro: al este del Great Belt Power Link (DK2), Dinamarca Oriental, al oeste del Great Belt Power Link (DK1).

En la DK1 corresponde el suministro de Reserva primaria o Reserva de Contención de Frecuencia (“Frequency Containment Reserve” [FCR]), la capacidad de Reserva secundaria o (Reserva de Restauración Automática de Frecuencia (“Automatic Frequency Restoration Reserve” [aFRR]), Reservas manuales o Reserva de Restauración Manual de Frecuencia (“Manual Frequency Restoration Reserve” [mFRR]) y otras propiedades requeridas para la estabilidad.

A la región DK2 corresponde el suministro de Reserva de Perturbación controlada por Frecuencia (“Frequency-Controlled Disturbance Reserve” [FCR-D]), Reserva de funcionamiento normal controlado por Frecuencia (“Frequency-

Controlled Normal Operation Reserves” [FCR-N]), la Reserva secundaria o Reserva de Restauración Automática de Frecuencia (“Automatic Frequency Restoration Reserve” [aFRR]), Reservas manuales o Reserva de Restauración Manual de Frecuencia (“Manual Frequency Restoration Reserve” [mFRR]), y otras propiedades para mantener estabilidad.

En todos los casos, para DK1 y DK2, se consideran ofertas para Regulación Ascendente y Regulación Descendente, a excepción de la FCR-D, para la cual sólo hay ofertas para Regulación Ascendente. Los oferentes deben demostrar la capacidad técnica de suministrar cada servicio de Reservas, por lo cual, las turbinas eólicas sólo pueden realizar ofertas si estas incluyen otras fuentes de generación que aseguren el suministro en caso de falta de recurso renovable. Los costos de la provisión de Reservas son asumidos por la totalidad de usuarios.

En caso de no contar con SSCC suficientes (CNE [Chile], 2019) los servicios son jerarquizados priorizando (1) Reserva Primaria en DK1, y FCR-D en DK2, (2) aFRR en DK1 y FCR-N en DK2, y (3) Reservas Manuales. La obligación de prestar la Reserva ejecuta no es transferible (entrega física). En caso de indisponibilidad imputable, la penalización consiste en no poder presentar ofertas por hasta un mes. Los costos incurridos para suplir las Reservas indisponibles son asignados al oferente incumplidor.

#### **2.6.9. Regulación de los SSCC en Noruega**

Distingue (CNE [Chile], 2019) dos SSCC (1) Control de Frecuencia y (2) Control de Voltaje. El (1) Control de Frecuencia tiene tres servicios: (1.1) Control Primario de Frecuencia o Reserva de Contención de Frecuencia (“Frequency Containment Reserve”) dividido en (1.1.1) Reserva de funcionamiento normal controlado por Frecuencia (“Frequency-Controlled Normal Operation Reserve” [FCR-N]) y (1.1.2) Reserva de Perturbación controlada de Frecuencia (“Frequency-Controlled Disturbance Reserve” [FCR-D]), pudiendo ser provistas tanto por generadores como por consumos. La activación de la Reserva es automática, donde los generadores con una capacidad mayor a 10 MVA pueden contar con un máximo de 12% de desprendimiento en su nivel de generación si es que estos no se encuentran activos en el mercado, nivel que se ve reducido

durante los meses de verano a un 6%. Respecto al tiempo de respuesta, el FCR-D es más veloz operando en los primeros 5 segundos a partir de que se observa una perturbación y llegando a su máxima respuesta dentro de 30 segundos, pudiendo prolongarse por sobre una hora. El FCR-N tiene un tiempo de respuesta de 2 a 3 minutos, extendiéndose su duración en bloques diarios entre 20 y 24 horas, las 0 y 8 horas, y las 8 y 20 horas del día siguiente.

El (1.2) Control Secundario de Frecuencia o “Reserva de Restauración Automática de Frecuencia (“Automatic Frequency Restoration Reserve” [aFRR]) es provisto por generadores, siendo activado de forma automática, el volumen de dicha Reserva debe tener de 120 a 210 segundos como tiempo de respuesta, y duración indefinida.

El (1.3) Control Terciario de Frecuencia o Reserva de Restauración Manual de Frecuencia (“Manual Frequency Restoration Reserve” [mFRR]), éste puede ser provisto tanto por generadores como por la demanda, debiendo contar con un tiempo de respuesta de 15 minutos y una duración de al menos 1 hora.

Respecto al (1.1) Control Primario de Frecuencia, existe una obligación de suministro para unidades con capacidad mayor de 10 MVA, y mercados “Pay-as Bid” tanto para FCR-N como para FCR-D existiendo además mercados semanales para FCR-N los días jueves y viernes. El (1.2) Control Secundario de Frecuencia, se organiza por el TSO en mercados semanales, pudiendo ser provista por otros países. El (1.3) Control Terciario de Frecuencia se define en base a contratos bilaterales.

El (2) Control de Frecuencia resulta de carácter obligatorio, provisto por los generadores con más de 25 MVA de capacidad, los que cuentan con un sistema PSS.

#### **2.6.10. Regulación de los SSCC en Italia**

Se (CNE [Chile], 2019) distingue los SSCC de (1) Control de Frecuencia, (2) Control de Voltaje, y (3) Balance en Tiempo Real, (4) Interrupción de Carga, y (5) Servicios de Arranque en Negro (“Black Start”) del sistema.

El Control de Frecuencia contiene a su vez (1.1) Servicio de Control Primario de Frecuencia, (1.2) Servicio de Control Secundario de Frecuencia o

control de potencia y un (1.3) Servicio de Control Terciario de Frecuencia. El control primario es obligatorio para todo generador con capacidad mayor a 10 MVA, salvo la generación ERNC. El tiempo de respuesta es 50% dentro de los primeros 15 segundos y 100% dentro de 30 segundos, con una duración de respuesta no menos a 15 minutos. El (1.2) Servicio de Control Secundario es de carácter opcional, provisto por unidades con capacidad mayor a 10 MVA y una rampa de 10MW en 15 minutos, tiempo de repuesta menor a 15 minutos y duración no menos a 120 minutos. El (1.3) Servicio de Control Terciario es opcional provista por generación convencional con tiempo de repuesta de no más de 15 minutos y duración indefinida.

El (1) Servicio de Control Primario de frecuencia es obligatorio, con un esquema opcional de prestación de servicio donde el precio es el precio ponderado promedio de la activación del servicio en el mercado de balance en Tiempo Real, pagándose a los proveedores al costo de oportunidad (precio de energía). Los servicios de control secundario y terciario de frecuencia, de carácter opcional son pagados a través de un esquema de mercado "Pay as Bid".

El (2) control de voltaje, o Reserva de reactivos diferencia entre necesidad de control primario de voltaje para mantener un perfil de voltajes y control secundario de voltaje para resolver desviaciones en barras específicas. Ambos niveles de control de voltajes son obligatorios. En el caso del control secundario de frecuencia es prestado por unidades localizadas.

El (2) control de voltaje es obligatorio y sin remuneración.

El (3) balance en Tiempo Real es suministrado por unidades, comprometido a través de ofertas de Reservas secundarias y terciarias aceptadas por el TSO. En el caso de las Reservas activadas a través de mecanismos pro quota, mientras que las Reservas terciarias son activadas de acuerdo con las listas de orden mérito. Es comprometido mediante licitaciones del tipo "Pay as Bid". Los precios de los desequilibrios energéticos son definidos en base a un mecanismo de precio dual, dependiendo si el desequilibrio es positivo o negativo en el área de control. Así, los costos de un desbalance son agregados e igualmente costeados entre todos los generadores.

El (4) servicio de interrupción de cargas corresponde a un servicio opcional suministrado por consumidores que cuenten con dispositivo automático de procesamiento de señales de control del TSO. Es comprometido a través de subastas trianuales, anuales y mensuales. Incluye a los consumidores.

El (5) servicio de Arranque en Negro o “Black Start” corresponde a un servicio excepcional suministrado a partir de eventos de fuerza mayor. Es suministrado por los generadores de mayor inercia y de capacidad de respuesta rápida. Es comprometido mediante contratos bilaterales.

Los servicios son incorporados de forma secuencial definidos en distintas escalas de tiempo. Diarios para Energía y bloques horarios para Reservas. En el caso particular del compromiso de Reserva secundario, este es asegurado por el TSO en mercados de SSCC en los cuales el comisionamiento producto del mercado de Energía, es modificado para cumplir con las restricciones sistémicas de márgenes de Reserva, restricciones de red, entre otras.

#### **2.6.11. Regulación de SSCC en España**

El ISO gestiona una serie de programaciones con distintos intervalos de tiempo antes y durante la operación, por periodos de 30 minutos en los que se abre un mercado destinado a la gestión de desvíos entre la generación y la demanda, donde cada agente oferta precio y disponibilidad para subir y/o bajar la generación, y en función de la liquidación de este servicio, se asignan unidades de redespacho a las unidades casadas por resultado.

Los SSCC (CNE [Chile], 2019) comprenden (1) Servicio de Control de Frecuencia, (2) Servicio de Control de Voltaje, (3) Servicio de Interrupción de cargas, (4) Servicio de Manejo de desviaciones y (5) Servicio de Arranque en Negro (“Black Start”).

El (1) Servicio de Control de Frecuencia se subdivide en (1.1) Primaria o de Contención de Frecuencia, (1.2) Secundaria o de Restauración de frecuencia, (1.3) Terciaria o de Reemplazo. La Reserva primaria es provista por generadores de forma obligatoria con un tiempo de respuesta menos de 15 segundos si el desbalance es menor a 1500 MW, siendo la respuesta al 50% en los primeros 15 segundos y de 100% en menos de 30 segundos si el desbalance es mayor, con una duración de 15 minutos. La Reserva secundaria puede ser ofertada de

forma opcional por generadores de un área de regulación de frecuencia determinada bajo un sistema de Control Automático de Generación (“AGC” por sus siglas en inglés). La Reserva secundaria es entregada dentro de 30 segundos y con una duración de 15 minutos. La Reserva terciaria puede ser entregada por cualquier generador, incluida la generación distribuida, de carácter obligatorio con un tiempo de respuesta máximo de 15 minutos y una duración no menor de 2 horas.

La prestación de Reserva primaria es obligatoria y no remunerada. La provisión de Reserva secundaria es opcional y se contrata en mercados de Día Previo, siendo remunerada bajo un concepto de capacidad del rango de regulación y el uso de esta Reserva (o Energía), siendo asignados y remunerados a través de costos marginales. La Reserva terciaria de frecuencia requiere de ofertas obligatorias de disponibilidad de capacidad, remunerada como “Pay as Bid”. Los costos son remunerados por los agentes de mercado que causaron la desviación.

El Control de Voltaje distingue la operación en transmisión y de distribución. El control en redes de transmisión puede ser obligatorio u opcional, suministrado por generadores con capacidad superior a 30 MW, generadores ERNC, cogeneradores, TSOs, consumidores conectados con potencias contratadas superiores o iguales a 15 MW o DSO. En el caso de control de voltaje en redes de distribución, éste es obligatorio y suministrado por consumidores y generación ERNC, debiendo corregir factores de potencia, efectos capacitivos sobre redes de distribución y contar con equipos de corrección de generación de reactivos. El control de voltaje en redes de transmisión puede ser obligatorio, en cuyo caso no es remunerado, u opcional, en el que es remunerado a través de licitaciones. Su pago depende de si el proveedor del servicio es una unidad generadora o de consumo y si este inyecta o consume reactivos. La operación como compensador sincrónico es remunerada en base a la disponibilidad del rango de operación y la inyección o absorción de reactivos efectiva para el control de tensión. El control de voltaje en las redes de distribución es obligatorio y no remunerado.

La interrupción de cargas es opcional suministrada por consumidores conectados a redes de alto voltaje, correspondiendo a dos bloques de Reserva 5 o 90 MW. Requiere un tiempo de respuesta del tiempo inmediato (instantáneo

y sin aviso), y de ejecución rápida (respuesta inferior a 15 minutos con aviso previo). Las interrupciones de ejecución horaria deben cumplir con un tiempo de respuesta de al menos 2 horas, previo aviso. La interrupción de cargas no puede ser superiores a 40 horas / semanas y 240 horas / año para el caso de Reservas de 5 MW, y no puede superar las 60 horas/semana y 360 horas/año, en el caso de las Reservas de 90 MW.

La interrupción de cargas es un SSCC opcional definido por subastas de Reserva llevadas a cabo por el ISO. El pago es basado en costos, con un componente de pago fijo (disponibilidad de la carga a ser desprendida) y un pago variable (relacionado con efectivo desprendimiento de carga).

El manejo de desviaciones es un SSCC opcional provisto por unidades, incluyendo unidades de bombeo como consumos. Es adjudicado mediante un esquema de mercado spot organizado por el ISO cuando éste prevé una desviación mayor o igual a 300 MW en promedio. Su pago es a costo marginal y los costos del servicio sorteados por los participantes del mercado de Energía que incurren en desviaciones respecto de su generación comprometida.

El servicio de Arranque en Negro (“Black Start”) se compromete con acuerdos de colaboración entre el ISO y las generadoras, remunerado mediante contratos, no siendo remunerado en el caso español.

### **Circular 3/2019**

Mediante Circular 3/2019 publicada por el organismo regulador (CNMC) el 02.12.2019 se publican las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema. Posteriormente el 09.09.2022 se aprueban las condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico (Condiciones SNF).

De acuerdo al Procedimiento de Operación 3.1 “Proceso de Programación” antes de las 10.30 horas, el ISO pone en disposición de los Partícipes del Mercado y el Operador del Mercado, la siguiente información:

- (1) Previsión de demanda total por intervalos de 15 minutos de la programación.
- (2) Previsiones de generación ERNC por intervalos de 15 minutos de la programación.
- (3) Volumen agregado de indisponibilidades de las unidades.

- (4) Situación de la transmisión.
- (5) Previsión de capacidad de interconexiones internacionales: Capacidad de Intercambio (NTC, por sus siglas en inglés) y Capacidad de Intercambio Disponible (ATC, por sus siglas en inglés) por periodos de 15 minutos.

La programación está estructurada sobre la base de los siguientes

programas de operación:

- (1) Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF). Comprende (1.1) la nominación de programas de Energía derivados del uso de despachos físicos de capacidad de conexiones internacionales, (1.2) resultado de casación del mercado diario, (1.3) información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física nominados al ISO antes y después del Mercado del Día Previo (“Mercado Diario”).
- (2) Programa Diario Viable Provisional (PDVP). Es el PDBF que integra la solución de restricciones técnicas.
- (3) Programa Final (PHF / PHFC). EL PHF (Programa Final) es el PDVP más los ajustes de programa realizados en el mercado intradiario (subastas y rondas de mercado intradiario). El PHFC (Programa Final Definitivo), es establecido sobre la base del PDVP conteniendo los ajustes de programa realizados en el mercado intradiario (subastas y rondas de mercado intradiario común).
- (4) Programa Operativo (P.48). Es establecido sobre la base del PDVP incorporando ajustes de programa realizados en el horizonte intradiario y cambios de programa entre el BPP comunicados al ISO tras el mercado intradiario continuo. Incluye modificaciones de los programas necesarios para la solución de restricciones técnicas en Tiempo Real, asignaciones de ofertas realizadas en los mercados de Balance y los redespachos de Energía derivados de las declaraciones de indisponibilidad y la comunicación de desvíos de las unidades de programación.

Antes de las 10:30 horas, el Operador del Mercado recibe la nominación relativa a: (1) contratos bilaterales físicos internacionales en interconexiones en las que no existe un procedimiento coordinado de asignación de capacidad, y (2) contratos bilaterales internos con entrega física que han elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario.

Antes de las 13:00, el ISO recibe del Operador del Mercado el resultado de la casación en el mercado diario, que incluya: (1) los programas de Energía derivados de la integración en el mercado de las contrataciones establecidas en el mercado a plazo con entrega física de la Energía, (2) el orden de mérito de las ofertas de compra y venta de Energía resultado de la casación de ofertas, y todas las ofertas presentadas en dicha sesión.

El Programa Diario Viable Provisional (PDVP) incorpora el PDBF derivado del proceso de solución de restricciones técnicas. El periodo de recepción de ofertas para el proceso de solución de restricción se abre a las 12:00 horas hasta 15 minutos después de publicado el PDBF. El ISO aplica un análisis de seguridad sobre el PDBF para detectar restricciones técnicas y soluciones posibles. El ISO realiza modificaciones de programa para resolver las restricciones detectadas y establece las limitaciones de programa por seguridad utilizando el procedimiento preestablecido.

El ISO establece los requerimientos de banda de RSF para cada uno de los periodos de 15 minutos del día siguiente. Una vez publicados se abre un periodo de recepción de ofertas para la prestación del servicio de RSF que cierra a las 16:00 horas o 75 minutos tras la publicación del Programa Diario Viable Provisional (PDVP). Estos son publicados antes de las 16:30 horas, o hasta 30 minutos después del cierre de presentación de ofertas de RSF.

Cada día, antes de las 21 horas, se establecen los requerimientos de RTF para cada uno de los periodos de programación de 15 minutos del día siguiente. Antes de las 23:00 horas, los proveedores de RTF deben presentar ofertas de la RTF.

El Programa Final (PHF) de unidades programación es publicado luego de cada una de las sesiones de subasta a partir del resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación negociable en dicha subasta, como consecuencia del PDVP y de las sesiones y rondas del mercado intradiario realizadas hasta su publicación.

El Programa Final Definitivo (PHFC) se establece a partir del resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas luego de cada una de las subastas y rondas del mercado intradiario continuo para los periodos

de programación negociables en cada una de las subastas y rondas del mercado intradiario continuo. El ISO publica el PHFC para los periodos con una antelación no inferior a 45 minutos respecto al inicio del periodo de programación.

Se habilitan los cambios internos de programa entre Sujetos de Liquidación Responsables de Balance (“BRP” por sus siglas en ingles), a través de comunicaciones enviadas al ISO. Después del cierre de cada ronda del mercado intradiario continuo de programa, conforme a los criterios establecidos en las Condiciones relativas al Balance aprobadas por el organismo regulador (CNMC), indicando las razones que motivan el cambio de acuerdo con las categorías previstas, bajo apercibimiento de comunicación al CNMC (entidad supervisora y fiscalizadora).

La Energía de balance se asigna a los proveedores de Servicios de Balance (“BSP”, por sus siglas en inglés) a través de los siguientes productos:

- (1) Producto de Reserva de sustitución “Replacement Reserve” (RR).
- (2) Regulación terciaria. Corresponde con el producto de balance “manual Frequency Restoration Reserve” (mFRR).
- (3) Regulación secundaria. Producto de balance “automatic Frequency Restoration Reserva” (aFRR).
- (4) Servicio de respuesta activa de la demanda.

La activación de Energías de balance procedentes de Reservas de sustitución (RR) para la gestión de los desvíos previstos de generación y consumo respecto al Programa Final Definitivo (PHFC) es realizada mediante la Plataforma Europea de Intercambio de Energías de Balance RR (artículo 19 del Reglamento (UE) 2017/2195). La activación de Energías de balance de Reservas de Sustitución (RR) se realiza conforme al “Marco de aplicación de la plataforma europea de intercambio de Energías de Reservas de sustitución” (RRIF, por sus siglas en inglés).

Ante desequilibrios de frecuencia-potencia, actúa la RPF y RSF de forma inmediata. Si la Reserva de RSF se reduce debajo de niveles deseables, el ISO requiere la utilización del servicio de RTF para regenerar la RSF.

Las Restricciones Técnicas comprenden -de acuerdo con el Procedimiento de Operación 3.2 “Restricciones Técnicas”- se identifica como

cualquier incidencia o circunstancia que afecte las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro, que requiera la modificación de programas de Energía. Estas se originan en:

- Incumplimiento de condiciones de seguridad definidas en el procedimiento de operación.
- Insuficiente Reserva de potencia para regulación y balance del sistema.
- Insuficiente Reserva de capacidad para el control de tensión.
- Insuficiente de Reserva de capacidad para reposición de servicio.
- Incumplimiento de las condiciones de seguridad en la Red de Distribución.

Las ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas, son ofertas simples sin importar si la unidad de venta o adquisición a la que está asociada a uno o más contratos con entrega física.

Cada oferta contiene -de acuerdo con el Procedimiento de Operación 3.2 "Restricciones Técnicas"- la siguiente información:

- Tipo de oferta (generación, importación, consumo de bombeo, almacenamiento o demanda).
- Para cada periodo de programación y respecto al PDBF, se indicará:
  - ✓ Energía a subir. N° de bloque, Energía (MWh) y Precio de Energía ofertada. El precio de la oferta de restricciones no podrá ser menos que el límite técnico inferior de precio establecido, en su caso, para ofertas de mercado diario, o el menos entre el mínimo del diario y las subastas del intradiario, si ambos fueran distintos.
  - ✓ Energía a bajar. N° de bloque, Energía (MWh) y Precio de Energía ofertada. El precio de la oferta no podrá ser menor que el límite técnico inferior de precio establecido para ofertas al mercado diario, o el menos entre el mínimo del diario y las subastas del intradiario si ambos fueran distintos.
- Para los grupos términos:
  - ✓ Incorporar los tiempos de preaviso desde orden de arranque hasta el mínimo técnico, en frío y en caliente -declarados en minutos ambos-.
  - ✓ Incorpora:
    - Costos de arranque en frío.

- Costos de arranque en caliente, que deberá ser igual o inferior al coste de arranque en frío.
- Para los grupos térmicos correspondientes a combinados multieje comprenden: (1) Coste de arranque de turbina de gas adicional, (2) Coste para cada hora en que se requiera la programación de una turbina de gas adicional.
- ✓ Código para la definición de precedencia en repercusión de posibles redespachos de Energía a subir aplicados sobre unidad de compra y redespachos a bajar sobre unidad de venta, en caso de participación simultánea en transacción de mercado y ejecución de uno o más contratos bilaterales con entrega física.

De acuerdo con el antepenúltimo párrafo del numeral 4.5 del Procedimiento de Operación 3.2 “Restricciones Técnicas” es posible establecer límites de precios máximos, tanto de la Energía como de los términos específicos, en tanto existan restricciones sistemáticas con un bajo nivel de competencia en los medios disponibles para su aplicación, fijados por el CNMC y con carácter temporal.

Los redespachos de Energía necesarios para la solución de restricciones técnicas respetan los valores de potencias mínimas y capacidades máximas de potencia activa. Las limitaciones propias de la unidad, tales como rampas máximas de subida y bajada de carga de grupos térmicos se gestionan en el mercado intradiario, salvo que por imposibilidad efectiva no pueda participar en el mercado intradiario por incompatibilidad de horario.

El proceso de solución de restricciones técnicas del programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) consta de dos fases:

- (1) Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad. Identifica las modificaciones al programa necesarias para la solución de restricciones técnicas, estableciendo las limitaciones de programa por seguridad, para evitar la aparición de nuevas restricciones técnicas. Comprende:
  - (1.1) Identificación de restricciones técnicas: Comprende:
    - (a) Preparación de los casos de estudio.
    - (b) Análisis de seguridad.

(c) Solución de restricciones técnicas.

(1.2) Medios para la solución de las restricciones técnicas. Comprenden:

(a) Modificaciones topológicas con influencia en los flujos de potencia activa y reactiva.

(b) Consideración de la predisposición de los sistemas de reducción de carga.

(c) Incremento de la Energía programada en el PDBF.

(1.3) Selección y aplicación de los medios de solución.

(a) Solución de restricciones técnicas mediante el incremento de la Energía programada en el PDBF.

(b) Solución de restricciones técnicas mediante la reducción de la Energía programada en el PDBF.

(c) Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente Reserva de potencia a subir.

(d) Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente Reserva de potencia a bajar.

(1.4) Implementación práctica de la solución de restricciones. El ISO establece las modificaciones de los programas necesarias para la solución de restricciones técnicas, indicando para cada unidad afectada por dichas modificaciones, el tipo y magnitud de despacho que le es aplicable.

(1.5) Establecimiento de limitaciones por seguridad. El ISO establece limitaciones de seguridad sobre los programas de venta de Energía y de adquisición para consumo de bombeo, almacenamiento y demanda con localización específica, y sobre los programas de exportaciones de Energía. Las limitaciones se clasifican en:

(a) Limitación de Programa Mínimo o Límite Inferior (LPMI). Por el cual se debe mantener un programa mínimo de venta.

(b) Limitación de Programa Máximo o Límite Superior (LPMA). Por el que la unidad de venta, su programa no puede superar determinado valor.

- (1.6) Tratamientos de la solución de restricciones en la Red de Distribución.
- (1.7) Tratamientos de las modificaciones de programa solicitadas por los sistemas eléctricos vecinos.
- (2) Reequilibrio de generación y demanda.
  - (2.1) Medios para el reequilibrio generación-demanda. El ISO asigna las ofertas presentadas y aceptadas para el proceso de solución de restricciones técnicas para el incremento o reducción de la Energía programada en el PDBF por los Participantes del Mercado asociados a estos tipos de unidades:
    - (a) Unidades venta de Energía asociadas a instalaciones de producción a la asignación de las ofertas presentadas y aceptadas en el proceso de solución de restricciones técnicas en el PDBF.
    - (b) Unidades de venta correspondiente a importaciones de Energía a través de interconexiones sin sistema coordinado de gestión.
  - (2.2) Selección y aplicación de los medios para el reequilibrio generación-demanda. El ISO determina las modificaciones a realizarse sobre el PDBF tras la inclusión de las modificaciones señaladas (2.1).
  - (2.3) Indisponibilidades de unidades y de adquisición con influencia en la seguridad, comunicadas después de publicado el PDBF.
  - (2.4) Información al Operador del Mercado (OM) y los Participantes del Mercado (PM). La solución de restricciones técnicas sobre el PDBF es puesta a disposición por el ISO al Operador del Mercado y los Participantes del Mercado. La información entregada al Operador del Mercado incluye (1) las limitaciones de seguridad aplicadas sobre los programas de las unidades de venta y adquisición de Energía, y (2) el Programa Diario Viable Provisional (PDVP).
  - (2.5) Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de solución de las restricciones técnicas del PDBF.

La solución de restricciones técnicas en Tiempo Real comprende:

- Limitación y modificaciones de programa por criterios de seguridad. El ISO analiza el estado de seguridad real y detecta las restricciones técnicas en pudieran existir en cada periodo de programación en los que no se puede realizar modificaciones mediante el mercado intradiario. Para la determinación de los precios de los redespachos de Energía, incluyendo los costos de arranque de grupos térmicos y los cambios de modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje, se considera el programa que ha sido establecido para ellas en el último PHFC publicado con anterioridad al momento de establecer las limitaciones por seguridad.
  - Tratamiento de la solución de restricciones técnicas en la Red de Distribución.
  - Tratamiento de las reducciones/anulación de la capacidad de evaluación de la producción por indisponibilidades sobrevenidas de elementos de la Red de Transporte o de la Red de Distribución.
  - Tratamiento de las modificaciones de programa solicitadas por los sistemas vecinos.
  - Solución de restricciones mediante actuación sobre la demanda. Subsidiaria a la solución de la restricción mediante la modificación del programa de las unidades de producción o de demanda. Comprende:
    - ✓ Reducción/ anulación de las capacidades de exportación a sistemas externos sin mecanismo de coordinación de gestión de capacidad.
    - ✓ Aplicación de interrumpibilidad de acuerdo con lo fijado en el procedimiento del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.
- (2.6) Reequilibrio de generación-demanda posterior a la solución de restricciones técnicas en Tiempo Real. Los desequilibrios generación-demanda provocados por la solución en Tiempo Real de las restricciones técnicas identificadas se resolverán, junto con el resto de los desvíos comunicados por los Participantes del Mercado asociados a unidades de programación, los desvíos entre la

demanda real y prevista, y los desvíos entre la producción ERNC prevista y real, se resuelven mediante la utilización de la RPF, RSF, y RTF.

Posteriormente, se realiza la liquidación del proceso de solución de restricciones técnicas:

- (1) Liquidación de la provisión del servicio de solución de restricciones técnicas: Se establece con arreglo a la Energía redespachada y los precios incorporados en los redespachos, aplicados en el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en Tiempo Real, con arreglo a las limitaciones de programa.
  - (1.1) Liquidación de los programas de Energía.
  - (1.2) Liquidación conforme a medidas de Energía. Aplicado a las unidades de venta o adquisición de Energía, por la que por razones de seguridad, se programó su arranque o aumento de programa de venta o reducción de programa de consumo, respecto al PDBF para la solución de restricciones técnicas identificadas en este programa (Fase 1) o para la solución de restricciones identificadas en Tiempo Real.

Los redespachos tienen el precio de oferta, teniendo en cuenta el coste arranque y coste de cada hora incorporados en la oferta de restricciones técnicas.

En caso no exista oferta, o exista insuficiencia de oferta existente, , incorporan un precio de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, igual 1.15 por el precio marginal resultante del mercado diario.

- (2) Distribución de sobrecostes derivados del proceso de solución de restricciones técnicas.

Los Participantes del Mercado son los responsables financieros de los desvíos causados en el sistema (numeral 3.2 del Procedimiento Operativo 14.1 “Condiciones generales del proceso de liquidación del ISO”).

Los servicios de ajuste -de acuerdo con el Procedimiento de Operación 14.4 “Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema”- cubren:

- (1) La resolución de restricciones técnicas.
- (2) La activación de Energía de balance procedentes del producto de Reserva de sustitución.
- (3) El servicio de RSF
- (4) El servicio de RTF.
- (5) El servicio de respuesta activa de demanda.
- (6) Desvíos entre la medida en barras de unidad y el programa.

La Energía de balance se asigna a los Proveedores de Servicios de Balance (BSP) a través de los siguientes productos:

- (1) Producto de Reserva de sustitución “Replacement Reserve” (RR). Comprende:
  - (1.1) Energía de balance de producto RR a subir. Pago calculado al precio marginal del producto RR. En caso de las ofertas activadas por razones de control de flujo de las interconexiones, la Energía activada es valorada al precio de la oferta de activación de Energía, siempre que sea superior al marginal del producto RR.
  - (1.2) Energía de balance de producto a RR a bajar. Pago calculado al precio marginal del producto RR. En caso de ofertas activadas por razones de control de flujo de interconexiones internacionales, la Energía activa es valorada al precio de la oferta de activación de esa Energía, siempre que sea inferior al precio marginal del producto RR.
- (2) RTF: Corresponde con el “futuro” producto de balance “manual Frequency Restoration Reserve” (mFRR). Pago calculado al precio marginal de las ofertas de regulación terciaria asignadas en cada periodo de programación de cada tipo de asignación. Cubre:
  - (2.1) RTF a subir. Pagados a precio marginal.
  - (2.2) RTF a bajar. Pagados a precio marginal.
- (3) RSF: Corresponde con el producto de balance “automatic Frequency Restoration Reserve” (aFRR). Comprende:

(3.1) Regulación secundaria a subir. Pagada al precio marginal.

(3.2) Regulación secundaria a bajar. Pagada al precio marginal.

- (4) Servicio de respuesta activa de demanda. El precio es el máximo precio marginal de la asignación programada y directa de regulación terciaria a subir en el periodo de programación del periodo de 15 minutos en el que se realiza la activación del servicio.

#### 2.6.12. Regulación de SSCC en Chile

Hasta febrero de 2016 (Moray PSR, 2018), un reconocimiento de las velocidades de toma de carga y tiempos de partida se mezclaba con el mecanismo de remuneración de la potencia de suficiencia. El régimen de SSCC estaba definido en el DS 130 de 2013 se reconoce el pago por capacidad de los atributos que le dan flexibilidad al sistema.

En 2016, se aprobó una reforma al régimen de los SSCC como parte de la modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos, que permite adjudicar precios vía subasta y le da al ISO la facultad de identificar nuevos SSCC. Los recursos técnicos son asignados a los comercializadores a prorrata de sus retiros y el costo de la nueva infraestructura, a la demanda como un cargo directo.

Hasta antes de la aprobación del Reglamento de SSCC (2020) se reconocían los siguientes SSCC. Cabe señalar que el ISO tiene la facultad de definir nuevos SSCC para garantizar que la operación cumpla con la Norma Técnica de Seguridad y calidad de Servicio (NTSyCS), el propio DS 130, a través de un "Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios" (IDPSSCC).

Tabla 5. Servicios de flexibilidad reconocidos de acuerdo con el DS 130.

SSCC	Servicios de Balance	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Acción de control ejercida por los controladores de carga/ velocidad de las unidades síncronas y los controladores de frecuencia / potencia de parque eólicos, fotovoltaicos y equipos de compensación de Energía Activa (ECEA)
		Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Acción manual o automática (AGC) destinada a corregir la desviación permanente de frecuencia resultante de la acción del CPF.
		EDAC y DMC	
	Servicios de Control de Tensión	Control de Tensión	Los recursos que se disponen son: (1) Elementos de Generación:

			<p>(1.1) Unidades generadoras sincrónicas: Mediante la actuación del controlador de tensión de una unidad generadora sobre la salida de la excitatriz, a través de la modificación de la corriente de campo.</p> <p>(1.2) Parques eólicos y fotovoltaicos: Mediante la actuación del regulador de tensión sobre sus equipos de generación o equipos de potencia reactiva.</p> <p>(2) Elementos de compensación reactiva. Mediante compensadores estáticos de potencia reactiva, bancos de condensadores o reactores fijos y/o desconectables, compensadores síncronos y reguladores estáticos o dinámicos de tensión (SVC, STATCOM, etc), entre otros. Se identifican como IDPSSC y no son remunerados como SSCC, sino como elementos de transmisión (prohibición de doble pago).</p> <p>(3) Desconexión de Carga (DC): Mediante dispositivos en las cargas para desconexión en casos de eventos de subtensión, subfrecuencias o contingencias.</p>
	Servicios de Recuperación de Servicio	Partida Autónoma	Capacidad de una unidad de encenderse estando fuera de servicio, sin contar con un suministro externo.
		Aislamiento rápido	Operar de forma aislada, alimentando sólo sus servicios auxiliares tras su desconexión intempestiva del sistema a consecuencia de un Black Out total o parcial.
		Equipos de vinculación	Conjunto de equipos primarios, de medición, supervisión y control que permite el cierre de un vínculo redundante o la sincronización de sistemas eléctricos aislados.
		Plan de defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE)	Acciones de control correctivo que evitan un Apagón Total.
Otros Servicios de Flexibilidad	Servicios de Balance	Esquemas de Desconexión Automática de Generación (EDAG)	En función el resultado del Estudio para el Plan de Defensa ante Contingencias Extremas (PDCE) las unidades identificadas disponen de equipamientos para participar en el EDAG, ERAG y Sistemas de Protección Multiárea.
		Esquemas de Reducción de Automática de Generación (ERAG)	

Fuente: (Moray PSR, 2018)

Posteriormente se publicó el Decreto N° 113 – Reglamento de los Servicios Complementarios publicado el 27.03.2019, que permite que la procura de SSCC se realiza mediante (1) Subasta, (2) Instrucción Directa.

El Decreto N° 113 está acompañado de la “Norma Técnica de Servicios Complementarios” aprobada por Resolución N° 786 Exenta, publicada el 26.12.2019. El ISO chileno (“Coordinador”) elabora y publica los siguientes documentos de planificación:

- (1) Estudio de Costos de Servicios Complementarios o “Estudio de Costos”.
- (2) Estudio de Servicios Complementarios o “Informe de SSCC”, que incluye:
  - (2.1) Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva.
  - (2.2) Estudio de Control de frecuencia y Determinación de Reservas.
  - (2.3) Estudio de Esquemas de Desconexión de Carga y Generación.
  - (2.4) Estudio de Plan de Defensa contra Contingencias.
- (2.5) Estudio del Plan de Recuperación del Servicio.

Las conclusiones del Informe de SSCC pueden ser sometidas al dictamen del Panel de Expertos.

Las subastas de la Norma Técnica de SSCC chilena (numeral 2.7) establece que las subastas respetan el Principio de Neutralidad Tecnológica, pudiéndose restringir la participación de Energías gestionables a las cuales se les determine un costo de oportunidad para resguardar la disponibilidad del recurso primario para uso futuro (numeral 2.13), en condiciones especiales de operación de embalses o en racionamiento.

Se adjudican las ofertas (numeral 2.17) que permitan la operación más económica del sistema.

El numeral 2.25 de la Norma Técnica de SSCC chilena establece que mediante la instrucción de prestación y/o instalación de forma directa, la instrucción directa de construcción y/o instalación de equipamiento remunerado mediante un Estudio de Costos -realizado cada 4 años-. La instrucción de prestación directa proviene de una declaración de desierto de la subasta y la instalación de forma directa, ante la insuficiencia de las instalaciones disponibles (numeral 2.24).

El Estudio de Costos (numeral 2.34) tiene la siguiente estructura mínima:

- (1) Costos de inversión eficiente asociado a la infraestructura para la prestación de SSCC.
- (2) Costos anuales de mantenimiento eficiente.

- (3) Mecanismos de valorización o costos de prestación eficiente de recursos técnicos instruidos por el CNE. Dichos mecanismos, podrán incluir componentes de operación, disponibilidad y/o activación asociados a la prestación de SSCC.
- (4) Fórmulas de indexación.

El Estudio de Costos está estructurado de la siguiente forma:

Tabla 6. Inversiones por tipo de Servicio Complementario.

Tipo de instalación	Componentes
Control de Frecuencia (numeral 2.36)	Inversiones requeridas para la instalación de equipos de medición que permitan verificar la disponibilidad en el sistema y seguimiento del cumplimiento efectivo de los servicios. Costos de habilitación del equipamiento, incluyendo costos de estudio y evaluación necesarios.
Control de Tensión (numeral 2.37)	Inversiones requeridas para la instalación de equipos de medición, que permitan verificar la disponibilidad en el sistema y seguimiento del cumplimiento efectivo del Control de Tensión Costos de instalación y/o habilitación de equipamiento, incluyendo costos de estudios y evaluación.
Control de contingencias (numeral 2.38)	Inversiones para instalación de automatismos, equipos de medición, monitoreo y control, de acuerdo con el Informe SSCC o bases de licitaciones de Nueva Infraestructura.
Servicios de PSR (numeral 2.39)	Cubre: (1) Instalación de generadores de Partida Autónoma, como motogeneradores o turbinas de gas, o Sistemas de Almacenamiento. (2) Adaptación de instalaciones complementarias para Partida Autónoma. (3) Instalación de automatismos para forzar aislamiento rápido. (4) Modificación de sistemas de comunicaciones con el fin de asegurar su disponibilidad en el proceso de PRS. (5) Instalación de sistemas de comunicación con otros CC por instrucción del PRS. (6) Modificaciones de sistemas de almacenamiento de servicios auxiliares para asegurar la capacidad de maniobra en el caso de un apagón, instalación de grupos electrógenos, UPS, entre otros. (7) Instalaciones de transmisión y equipos de vinculación, toda vez que los mismos no estén remunerados como parte de la actividad de transmisión. (8) Inversiones requeridas para la instalación de equipos de medición que permitan verificar la disponibilidad en el sistema y seguimiento del cumplimiento efectivo del PSR.

Fuente: Norma Técnica de SSCC (Chile).

Quando los servicios de Control de Frecuencia sean subastados, la adjudicación de Reservas (nuestra Provisión Base peruana), la adjudicación se realizará a aquellas ofertas que permitan la operación más económica del sistema (numeral 2.48). En otras palabras, se optimizan de forma conjunta, la colocación de Energía y las Reservas operacionales para el control de frecuencia.

El requerimiento de un servicio técnico de un determinado servicio complementario (numeral 3.3) cuando se presentan condiciones operacionales normales o de contingencias propias del sistema eléctrico, que pueden originar un incumplimiento de los estándares de seguridad y calidad del servicio. Las causas de las condiciones operacionales -de forma enunciativa- son:

- (1) Errores de pronóstico o variaciones en la demanda de los consumos, en su potencia activa y reactiva, medidas en MW y MVar, respectivamente.
- (2) Tasa de variación de la demanda, ya sea el aumento y/o disminución, con tendencia sostenida de los consumos del sistema en un intervalo de tiempo dado, valor medido en MW/unidad de tiempo y MVar/unidad de tiempo según corresponda.
- (3) Variaciones naturales de generación ERNC con recursos primarios variables, en ventanas de tiempo en algunos minutos a una hora.
- (4) Errores de pronóstico de generación no gestionable.

La determinación de Reservas para RSF y RTF se realiza de manera dinámica, considerando los pronósticos de generación ERNC, previsión de demanda y de las instalaciones del sistema eléctrico que se prevean estén disponibles en la operación en Tiempo Real, determinando con dichos pronósticos las funciones de distribución de probabilidad en función de las categorías siguientes (numerales 3.25 y 3.26): (1) bloques horarios, (2) estación de daño, (3) tipo de día (laboral, sábado, domingo) en el caso de la demanda y nivel de generación ERNC, o de demanda. La determinación de Reservas secundarias y terciarias se realiza:

La Reserva secundaria o  $R_{CSF}^{\circledast}$  se determina de acuerdo con la mayor variación intrahoraria de Demanda Neta, de acuerdo con métodos probabilísticos o de series de tiempo históricas, determinándose la diferencia entre la Demanda Neta programada y Demanda Neta observada en la operación en Tiempo Real en medias móviles de 5 minutos respecto a media móvil cada 15 minutos (tiempo de definición de Control Secundario de Frecuencia según Resolución SSCC).

- (1) La Reserva terciaria  $R_{CTF}^{\circledast}$  para cada categoría corresponderá a la Reserva total menos la Reserva secundaria.

- (2) El requerimiento de rampas (numeral 3.29) o tasas de subida y bajada de carga se realiza mediante la determinación de variaciones en la Demanda Neta. El requerimiento se determina como la máxima variación real de demanda y Energía ERNC, en una ventana de tiempo de 1 minuto, 5 minutos o 15 minutos, considerando el intervalo de confianza (numeral 1.13).

Los recursos para el servicio de Control de Tensión (numeral 3.34) son:

- (1) Unidades sincrónicas.
- (2) Condensadores sincrónicos.
- (3) Condensadores y reactores conectados en derivación, y equipos de compensación de Energía Reactiva.
- (4) Cambiadores de taps bajo carga para transformadores.
- (5) Equipamiento con convertidores de potencia equipados para proveer potencia reactiva.
- (6) Generación eólica y solar fotovoltaica para proveer tal control.
- (7) Sistemas de Almacenamiento de Energía.

El CNE evalúa la evaluación del desempeño de la prestación de cada SC, mediante factores de desempeño. El factor de desempeño es la multiplicación de un factor de disponibilidad (porcentaje de tiempo en el que el SC se mantuvo disponible en el periodo de evaluación) y un factor de activación o de respuesta (indica cumplimiento de especificaciones técnicas de la prestación del SC). El factor de activación pondera la entrega del monto comprometido y el cumplimiento de los requerimientos de la definición de los SSCC, y las exigencias del ISO al requerir el servicio.

En el año 2024, (CNE [Chile], 2024) se publicó el listado de SSCC requeridos para el año 2025, incluyendo:

Tabla 7. SSCC requeridos para el año 2025 en el Sistema Eléctrico Nacional

SSCC	Categoría de SSCC	Subcategoría de SSCC	Mecanismo de provisión
Control de frecuencia	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (CPF +)	Instrucción directa
		Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia	Subasta
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF +)	Subasta
		Control Secundario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CSF -)	Subasta

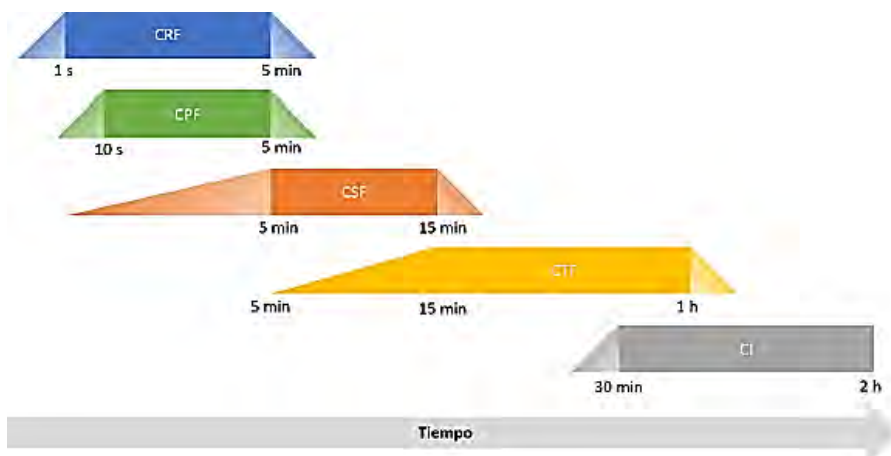
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario de Frecuencia por Subfrecuencia (CTF +)	Subasta
		Control Terciario de Frecuencia por Sobre frecuencia (CTF -)	Subasta
Control de Tensión	Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)	Instrucción Directa y Licitación
Control de Contingencias	Desconexión de Carga	EDAC (EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Subtensión, EDAC por Contingencia Específica)	Instrucción Directa y Licitación
Control de Contingencias	Desconexión de Carga	Desconexión Manual de Carga (DMC)	Instrucción Directa
		Desconexión Manual de Carga (DMC)	Instrucción Directa
	Desconexión de Generación	EDAG o ERAG (EDAG o ERAG por Sobre frecuencia y EDAG o ERAG por Contingencia Específica)	Instrucción Directa
	Plan de Defensa Contra Contingencias (PDC)	Planes de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC)	Instrucción Directa
		Planes de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE)	Instrucción Directa
Plan de Recuperación de Servicio	Partida Autónoma (PA)	Partida Autónoma (PA)	Instrucción Directa
	Aislamiento Rápido (AR)	Aislamiento Rápido (AR)	Instrucción Directa
	Equipos de Vinculación (EV)	Equipos de Vinculación (EV)	Instrucción Directa

Fuente: (CNE [Chile], 2024)

Los SSCC competitivos para efecto de evaluar las condiciones de competencia se analizaron bajo el RSI (“Residual Supply Index”)

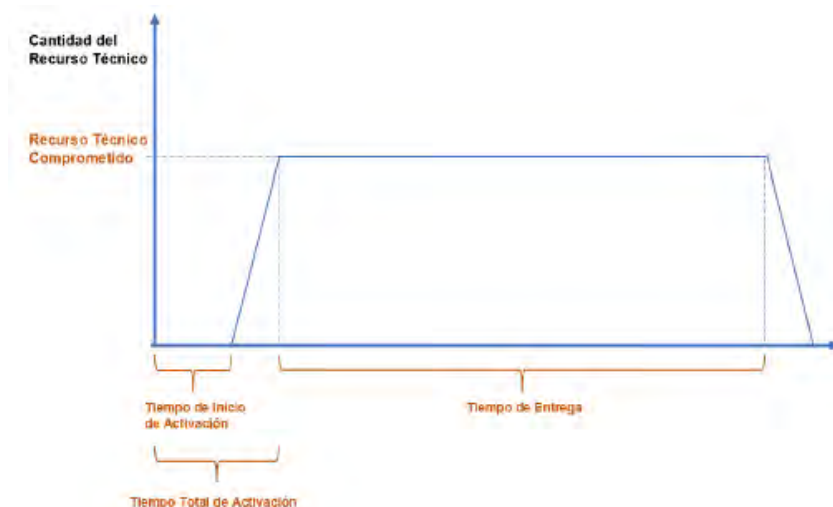
El Servicio Complementario de Control de Frecuencia tiene 5 acciones básicas distinguibles: Control Rápido de Frecuencia (CRF), Control Primario de Frecuencia (CPF), Control Secundario de Frecuencia (CSF), Control Terciario de Frecuencia (CTF) y Cargas Interrumpibles:

Figura 16. Esquema cadena de Reservas de control de frecuencia de Control de Frecuencia.



Fuente: (CNE [Chile], 2024)

Figura 17. Representación referencial de tiempos de servicios de Control de Frecuencia



Fuente: (CNE [Chile], 2024)

Tabla 8. Características de los SSCC de Control de Frecuencia

Característica Técnica	Modo de Activación	Tiempo de Inicio de Activación	Tiempo Total de Activación	Mínimo Tiempo de Entrega	Máximo Tiempo de Entrega
CRF	Automático Local	-	1[s]	5[min]	
CPF	Automático Local	-	10[s]	5[min]	
CSF	Automático Centralizado	-	5[min]	15[min]	
CTF	Por instrucción, en la operación en Tiempo Real, del Coordinador.	5 [min]	15[min]	-	1[hr]
CI	Por instrucción, en la operación en Tiempo Real, del Coordinador.	-	30[min]	2[hr]	-

Fuente: (CNE [Chile], 2024)

Por el Control de Tensión (CNE [Chile], 2024), éste corresponde a las acciones de control que permiten mantener la tensión de operación de las barras del sistema eléctrico en una banda predeterminada. Es un servicio de naturaleza local. Los requerimientos se distinguen:

- (1) Unidades de generadoras sincrónicas: Control de régimen permanente y dinámico: Actuación del controlador de tensión de la unidad, sobre la salida de la excitatriz, a través de la modificación de la corriente de campo, para contribuir al mantenimiento de tensión, en régimen permanente, o ante contingencia, según previsión de ISO.
- (2) Parques eólicos y fotovoltaicos: Incluye (2.1) Control de régimen permanente, consistente a la entrega de una cantidad física de potencia

reactiva; (2.2) Control dinámico: corresponde a la actuación del regulador de tensión sobre sus equipos de generación o sobre equipos de suministro de potencia reactiva, tanto en régimen permanente como en contingencias.

### **Identificación y cuantificación de SSCC**

El ISO a través del Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas (ECFyDR) del 2024, estableció que las categorías requeridas para el 2025 corresponden a: Control Primario de Frecuencia, Control Secundario de Frecuencia y Control Terciario de Frecuencia.

Con relación a la definición de las condiciones de competencia, la demanda por SSCC está definida en base a requerimientos de confiabilidad determinados por el ISO, siendo la demanda inelástica en el corto plazo. Para efecto de evaluar las condiciones de competencia para los servicios de Control Primario de Frecuencia (CPF), Control Secundario de Frecuencia (CSF), y Control Terciario de Frecuencia (CTF) se analiza indicadores de concentración de tipo estático, como el “Residual Supply Index” (RSI) que consiste en el indicador que mide el porcentaje de la demanda que se puede satisfacer sin considerar la demanda que se puede satisfacer sin considerar la capacidad de los grupos empresariales más relevantes. Si el RSI es mayor a 100%, el resto de los agentes poseen capacidad suficiente para satisfacer el mercado, y por lo tanto, estos i agentes deberían tener poca influencia en el mercado.

### **Subastas de SSCC de Control de Frecuencia**

Las subastas por SSCC de Control de Frecuencia consisten en ofertas de costos de desgaste, sujetas a valores máximos y medidas de mitigación de corto plazo<sup>6</sup>. En caso se produzcan costos de oportunidad y sobre costos, éstos son remunerados ex - post como parte del valor de adjudicación, definido<sup>7</sup> como la suma del costo de oportunidad real, costo por operación a un costo variable mayor al costo marginal real, costo de operación adicional real y valor ofertado, definidos como:

---

<sup>6</sup> Señala el ISO chileno (CNE [Chile], 2024) que se utilizaron los siguientes modelos (1) “PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations”, diciembre 2019; (2) “PJM Manual 15: Cost Development Guidelines”

<sup>7</sup> Resolución Exenta N° 189 del 23 de abril de 2024.

Tabla 9. Definición de costos

COSTOS REMUNERADOS	DESCRIPCIÓN
<b>COSTO DE OPORTUNIDAD REAL</b>	Costo incurrido por instalación adjudicada por la pérdida de ventas de Energía en el mercado de corto plazo, debido a la utilización limitada o nula de la capacidad de producción por prestar un Servicio Complementario. Calculado por CNE.
<b>COSTOS POR OPERACIÓN A UN COSTO VARIABLE MAYOR AL COSTO MARGINAL REAL</b>	Costo en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un Servicio Complementario cuando el costo variable resulta ser mayor al costo marginal del sistema en el mercado de corto plazo. Calculado por el CNE.
<b>COSTO DE OPERACIÓN ADICIONAL REAL</b>	Costo en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un SSCC cuando ésta opera en un punto de operación en que su rendimiento es menor, o su consumo específico de combustible es mayor, al considerado por el CNE en el proceso de programación, considerando una operación en que sólo vendería sin prestar el servicio complementario. Este costo es calculado por el CNE.
<b>VALOR OFERTADO</b>	Valor ofertado por el titular de la instalación adjudicada para la prestación de un SSCC. Incluye todos los costos no considerados anteriormente, tales como desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros.

Fuente: (CNE [Chile], 2024)

Como medidas de mitigación de corto plazo, la CNE definió<sup>[8][9]</sup> la aplicación de valores máximos aplicados en los procesos de subasta, definidos.

Tabla 10. Definiciones utilizadas de “Precio Máximo de Reserva” y “Precio Máximo de Remuneración”

<i>Valor Máximo</i>	<i>Definición</i>
<i>Precio Máximo de Reserva</i>	Valor de desgaste estimado, establecido de manera transitoria en la resolución y recalculado por CNE a través de estudio de costos y un factor de ajuste aditivo, el cual corresponde a una función creciente en el número de recursos técnicos ofertados. A mayor competencia, menor necesidad de contar con precio máximo restrictivo.
<i>Precio Máximo de Remuneración</i>	Aplicado cuando existan subastas parcial o totalmente desiertas <sup>10</sup> . Consiste en un componente de costo de oportunidad, remuneración por operación con costo variable mayor al costo marginal, remuneración por costo de operación adicional para instalaciones de generación termias y remuneración por costo de operación adicional para instalaciones de generación hidráulica. De declararse un proceso parcial o totalmente desierto, las unidades son “forzadas” en la programación. Remuneran los conceptos expost, pero no los costos de desgaste, ya que no se realizó una oferta.

<sup>8</sup> Resolución Exenta N° 443 del 23 de noviembre de 2020.

<sup>9</sup> Resolución Exenta N° 493 del 20 de diciembre de 2020.

<sup>10</sup> De acuerdo a las Bases Administrativas para subastas de SSCC de control de frecuencia del 07 de julio de 2021: “Se declarará una subasta como total o parcialmente desierta, si como resultado de la cooptimización de Energía y Reservas, (...) la adjudicación resultante de un bloque horario específico considera en su totalidad o parcialmente configuraciones operativas que no hayan presentado una oferta válida o no hayan presentado oferta.”. Antes de la modificación, sólo se incluían en la cooptimización las unidades ofertantes, a menos que fueran inferiores a los requerimientos, situación en la que declarado el proceso desierto, se incluía el resto de las unidades de generación era incluido para la prestación de SSCC.

Fuente: (CNE [Chile], 2024)

En el caso de los conglomerados<sup>11</sup> no pivotaes<sup>12</sup>, si las ofertas están por encima del Precio Máximo de Reserva, las ofertas son descartadas. En el caso de conglomerados pivotaes, las ofertas son descartadas si superan el valor de costo de desgaste “teórico” contenido en la resolución y actualizado por el CNE cuando corresponda.

En el caso de las subastas parcial o totalmente desierts, se aplica el Precio Máximo de Remuneración, manteniéndose los incentivos de participación, ya que, en caso de no participar, se asume el riesgo de ser adjudicado directamente para ser incluido en la cooptimización en conjunto con las unidades adjudicadas, no obteniendo los ingresos por costos de desgaste.

Con el anterior esquema de subastas -previo a la modificación del 07.07.2021 de las Bases Administrativas- se podía ofertar un precio bajo el valor máximo, pero sólo si hicieran ofertas con unidades que no serían despachadas bajo instrucción directa, siendo forzadas sólo para la prestación debido a la existencia de la oferta, aumentando el costo de operación, disminuyendo el costo marginal al incrementar los sobrecostos. Con el actual esquema de subastas, la cooptimización incluye la totalidad de capacidad disponible de SSCC, sin importar si ofertaron o no por lo que no se puede “forzar” el despacho de una unidad por el sólo hecho de ofertar, sin que dicha oferta implique un menor costo de operación a nivel agregado.

Las generadoras ofertan precio, sin limitar la capacidad disponible para la prestación de SSCC. Si pudiera suceder que declaren limitaciones o indisponibilidades para la prestación de SSCC, pero dicha conducta es ajena al mecanismo de adjudicación de SSCC. Las unidades no enfrentan riesgo asociado al costo marginal, al existir pagos laterales por costos de oportunidad y sobrecostos, siendo la única incertidumbre la del número de activaciones, la cual está presente en un escenario con o sin ofertas.

---

<sup>11</sup> Definidos de acuerdo al artículo 96 de la Ley N° 18.045 de Mercado de Valores.

<sup>12</sup> Calculados según la RSI3, utilizando la capacidad habilitada disponible y los requerimientos establecidos en el Informe de SSCC respectivo.

En el caso de generación ERNC, ésta puede participar en los servicios de CPF- y/o CSF-, disminuyendo sobre costos a su cargo, desplazando a una unidad térmica despachada para la prestación de SSCC o por desplazar la adjudicación de Reservas a unidades que operan al mínimo técnico, aumentar su generación, al respetarse la adjudicación de SSCC, incluso en un escenario de recortes, percibir lo ofertado por costo de desgaste en caso de que sea activada la unidad generadora, entre otros. En el caso de servicios de subida, se tienen los mismos beneficios, salvo el aumento de generación que puede aportar al cumplimiento de contratos o de cuotas de inyección renovable. Para el costo de desgaste, este es remunerado por disponibilidad para el servicio de CSF+, y solo es recibido al cambiar el mecanismo de materialización de subastas al tratarse de CPF de subida -lo que sucede cuando aumenta la capacidad disponible para prestar el servicio-.

De activarse los servicios de bajada o de disponer de capacidad de Reserva para servicios de subida, los costos de oportunidad son pagados -si el costo marginal es superior a cero- como pagos laterales, y en escenarios de recortes de ERNC, el costo de oportunidad es inexistente, por lo que serían priorizadas para la prestación de servicios.

Se considera suficiente (CNE [Chile], 2024) para efectuar el análisis de competencia el cálculo del indicador RSI3 según lo resuelto en la resolución exenta de valores máximos, ya que, de existir episodios esporádicos, las ofertas están limitadas al valor máximo, el cuál es una función del costo de desgaste teórico, y serán descartadas en caso de superar dicho precio, emulando un escenario de cooptimización bajo Instrucción Directa. El RSI no internaliza las diferencias en el costo de provisión de las Reservas entre tecnologías, ni asimetrías en el costo de operación del sistema. Las tecnologías con costo variable igual a cero ejercen presión competitiva de recortes de Energía, al ser el costo de oportunidad igual a cero, pero podrían no ser priorizadas en un contexto de abundancia de Reservas y costos marginales elevados, ya que el costo de oportunidad de estas unidades sería muy elevado.

### **Servicio Complementario de Control de Tensión – Mantenimiento de Tensiones en Barra**

Señala el CNE (CNE [Chile], 2024) que la sustitución de los recursos disponibles es reducida y no fácilmente determinable, debido a la naturaleza local, dependiendo la sustitución de las condiciones de operación del parque generador y de la topología de red.

Se necesitan la mayor cantidad de recursos dispersos de red para establecer el perfil de tensiones de manera eficiente, usando la menor cantidad de potencia reactiva, lo que causa menores pérdidas del sistema. Por eso se justifica, desde la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, un aporte de potencia reactiva mínima para máquinas sincrónicas, así como unidades con ERNC. Por ese motivo, el mercado relevante geográfico se puede reducir a un nodo particular.

En el caso que se subastar el Control de Tensión, las unidades que tienen un control automático de tensión de servicio, aportarían al control dinámico, aun cuando no resultaran adjudicadas, por lo que tendrían que reducir el control automático de tensión, lo que pone en riesgo la seguridad operativa del sistema eléctrico. Por lo tanto, se hace difícil la implementación de un potencial mercado, debiéndose realizar la adjudicación mediante Instrucción Directa<sup>13</sup>.

### **Servicio Complementario de Tensión – Potencia de Cortocircuito**

El CNE [Chile] (CNE [Chile], 2024) determinó que para el año 2025 es necesario contar con oferta para el aporte permanente de potencia de cortocircuito trifásico que garantice una operación segura. Se desarrolla una licitación para su abastecimiento mediante condensadores sincrónicos con un requerimiento total de 1000 (MVar) en potencia equivalente de CCSS, siendo adjudicada.

Instalaciones que pueden participar en el Servicio Complementario de Control de Tensión

Dentro del Servicio Complementario de Control de Tensión, se distingue para el 2025 (CNE [Chile], 2024) las siguientes instalaciones:

---

<sup>13</sup> Lo que resulta consistente con la Unión Europea, conforme al Study on the future design of the ancillary service of voltage and reactive power control – Elia (Belgian Electricity System Operator), 31-10-2018.

- Unidades sincrónicas (control de régimen permanente y dinámico).
- Equipos de compensación de potencia reactiva.
- Parques Eólicos y Fotovoltaicos:
  - ✓ Control de régimen permanente de potencia reactiva.
  - ✓ Control dinámico de potencia reactiva: lento (respuesta en el orden de los 20[s]) y rápido (respuesta inferior a 1[s])

#### Control de Contingencias

- (1) En el caso de Desconexión de Carga se tiene:
  - (1.1) EDAC por Subfrecuencia, sus esquemas están en proceso de adecuaciones para ajustarse a la recomendación del Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga de 2020.
  - (1.2) EDAC por Contingencia Específica: Estos esquemas son de naturaleza local y responde a una solución específica. Es difícil excluir la Instrucción Directa actualmente vigente.
  - (1.3) Desconexión Manual de Carga. Para el caso de una Desconexión Manual de Carga sistémico, existirían condiciones de competencia. En el caso de la Desconexión Manual de Carga local, sería ineficiente realizar subastas dado las reducidas condiciones de competencia, recomendándose la Instrucción Directa.
- (2) En el caso Desconexión de Generación:
  - (2.1) EDAG por Contingencia Específica, contemplados en los planes de defensa contra contingencia extrema y crítica. Ya se encuentran implementados. En el caso de nuevos EDAG o actualizaciones, se evaluarán las condiciones de competencia.
- (3) Plan de Defensa contra Contingencias: Dado que se tratan de acciones específicas, realizados con recursos específicos, no reemplazables por otros, no existen condiciones de competencia para subasta.  
 En el caso del Plan de Recuperación de Servicio, éste se ejecuta bajo condiciones de contingencia. Se recomienda la instrucción directa.  
 Resumen de mecanismos de materialización de SSCC (2025).  
 Las condiciones estructurales estimadas para el 2025 (CNE [Chile], 2024) son las siguientes:

Tabla 11. Resumen de mecanismos de materialización de SSCC

Subcategoría Servicios	Condiciones Estructurales de Competencia	Mecanismo
CPF+	No	Instrucción Directa
CPF-	Sí	Subasta
CSF+	Sí	Subasta
CSF-	Sí	Subasta
CTF+	Sí	Subasta
CTF-	Sí	Subasta
CT	No	Instrucción Directa y Licitación
EDAD Subfrecuencia	No	Instrucción Directa
EDAC Contingencia Específica	No	Instrucción Directa
DMC	No	Instrucción Directa
EDAG/ERAG por Contingencia Específica	No	Instrucción Directa
PDCE	No	Instrucción Directa
PDCC	No	Instrucción Directa
PA	No	Instrucción Directa
AR	No	Instrucción Directa
EF	No	Instrucción Directa

Fuente: (CNE [Chile], 2024)

### SSCC descartados

Para el año 2025 (CNE [Chile], 2024), se descartaron:

(1) Un nuevo Servicio Complementario para la provisión de Rampa de Generación y de Inercia, pagados por la disponibilidad de los atributos, sin la necesidad de impactar en la programación o su operación en Tiempo Real y asegurando un nivel mínimo de Reserva. Se postuló que los mismos se adjudiquen con licitaciones de mediano plazo, con periodicidad semestral. Dichos servicios deben estar incorporados en el “Informe de Definición de SSCC”<sup>14</sup>.

(2) Un nuevo Servicio de Control de Rampa Solar, para la provisión de un Control de Rampa Solar para la provisión de rampa de generación, con un mecanismo de provisión, verificación y determinación de Reservas similar a la del Control Terciario de Frecuencia. Se señala que se cubre la necesidad de provisión de Reservas en los horarios de entrada y salida de unidades ERNC, no utilizando las Reservas destinadas a controles de frecuencia ya normados y

<sup>14</sup> Todas las propuestas recibidas y consideradas por el Coordinador para la elaboración de este Informe pueden ser descargadas del sitio web del Coordinador, en el siguiente enlace: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/isscc/ano-2024/proyectos-y-propuestas-a-informe-sscc-2024/>

que deben activarse en casos de desviaciones normales de demanda o contingencias. Se descartó por la inexistencia de un análisis técnico económico cuantitativo.

### **2.6.13. Regulación de los SSCC en Australia**

Australia (CNE [Chile], 2019) tiene dos redes eléctricas, la National Electricity Market (NEM) (regiones de la costa este y sur de Australia) y la South West Interconnected System (SWIS) que entrega suministro a la zona oeste. Ambos sistemas son gestionados por el Australian Energy Market Operator (AEMO) -también gestiona la red nacional de gas- a través de un Mercado de Día Previo y otro de balance, donde la Energía y los SSCC de control de frecuencia son cooptimizados. También actúan el Australian Energy Market Commission (AEMC) (diseño de reglas) y el Australian Energy Regulator (AER) (monitoreo del sector).

Se utiliza un modelo matemático para efecto de pre-despacho. Para efectos de despacho y predespacho, generándose listas de mérito para instrucciones de despacho de Energía (“Dispatch Merit Order”), servicios de balance (“Balancing Dispatch Merit Order”) y Servicios de No Balance (Non-Balancing Dispatch Merit Order).

Los SSCC comprenden: (1) Servicio de Control de Frecuencia (“Frequency Control Ancillary Services” [FCAS]), (2) Servicio de Soporte de Red y Control (“Network Support & Control Ancillary Services” [NSCAS]), (3) Servicio de Reinicio de Sistema (apagón total o parcial) (System Restart Ancillary Services [SRAS]).

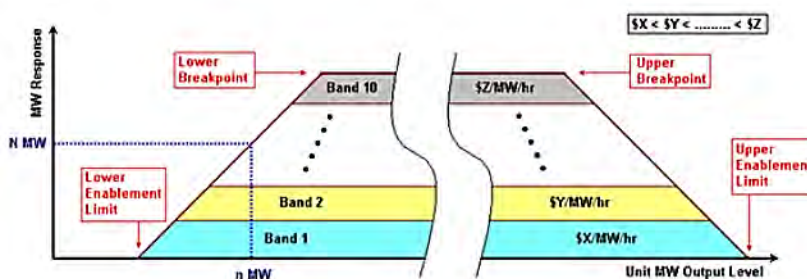
Servicios de Control de Frecuencia (“Frequency Control Ancillary Services” [FCAS])

El Servicio de Control de Frecuencia se subdivide en (1.1) Regulación (“Regulation”) y (1.2) Contingencia (“Contingency”). El FCAS “Regulation” se separa en categorías Up y Down (“Raise” y “Lower”). Tiene un único producto y tiene como fin la corrección del balance de generación/demanda ante desviaciones menores. Los proveedores están bajo el esquema del Control Automático de Generación (“Automatic Generation Control” [AGC]). El Servicio de Contingencia tiene 3 productos que son: (1.2.1) Control de Frecuencia Rápido (tiempo de respuesta de 6 segundos) (duración de 60 segundos) (“Fast Raise”),

(“Fast Lower”), (1.2.2) Control de Frecuencia Lenta (tiempo de repuesta de 60 segundos) (“Slow Raise”) (“Slow Lower”), (1.2.3) Control de Frecuencia Retrasado (tiempo de repuesta de 5 minutos) (duración de 10 minutos) (“Delayed Raise”) (“Delayed Lower”). El servicio de contingencia atiende desbalances producidos por salidas de una unidad o un elemento de transmisión.

La asignación de FACS es realizada a través de ofertas recibidas por el “National Energy Market Dispatch Engine” (NEMDE) en cada periodo de despacho, para definir como se cumplen los requerimientos de cada SSCC en dicha categoría. Las National Electricity Rules (NER) establecen que una oferta FACS forma parte del “trapecio FACS”) que indica la cantidad máxima de FCAS que se puede proveer para un nivel dado de generación (MW), o un nivel dado de consumo (MW) para una carga programada (eje horizontal).

Figura 18. Trapecio de ofertas FACS



Fuente: (CNE [Chile], 2019) tomado de “Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market de AEMO (2015).

Las ofertas (bids) de FCAS deben cumplir con reglas de licitación similares a las del mercado de Energía.

- Las ofertas pueden constar de hasta 10 bandas de precio, con disponibilidad de MW diferentes a cero;
- Los precios de la banda deben aumentar monótonicamente;
- Los precios de la banda deben establecerse antes de las 12:30 del día anterior al día para el cual se aplica las bids.
- Las disponibilidades de banda, los límites de habilitación (enablement limit) y los puntos de interrupción (breakpoint limit) pueden ser re-ofertados (rebid) de acuerdo con las reglas similares aplicadas en el mercado de Energía.

Para cada intervalo de despacho, el NEMDE determina un precio de compensación para cada uno de los ocho mercados de FACS. Dicho precio es utilizado en el proceso de liquidaciones para el pago de proveedores de FACS. El sistema NEMDE adjudica para los 8 FCAS, según el orden de mérito y determina el precio marginal resultante de ello como la única oferta casada para cada periodo. Para el despacho económico, el NEMDE cooptimiza la Energía y los FCAS habilitados.

La asignación de pagos se realiza con la siguiente formula:

Ecuación 2. Asignación de Pagos

$$Pago = MW_E * CP / 12$$

Fuente: (CNE [Chile], 2019) t

Donde  $MW_E$  son los MW habilitados para participar por un agente determinado, CP es el precio de despeje en USD/MW\*h y la división por 12 responde al hecho de que el redespacho ocurre cada 5 minutos.

Los costos se distribuyen según el siguiente esquema:

- Los Contingency Raise Services (Fast, Slow, Delayed) atribuidos a los generadores.
- La Contingency Lower Services (Fast, Slow, Delayed) atribuido a la demanda.
- Los Regulation Services (Raise, Lower) atribuidos al causante del evento (Causer pays).

Los costos de las categorías FCAS Regulation son asignados según el “Causer Pays”, mientras los FCAS Contingency de regulación Up son asignados a los generadores y los costos por regulación Down a los consumidores, siendo que la asignación se prorratea en función a la generación o consumo respectivamente. Para el método de “Causer Pays”, se monitorea constantemente con el sistema SCADA el comportamiento de la generación o consumo. Si la desviación o consumo contribuyó al balance de frecuencia, se asigna un factor bajo de participación, mientras que, si la desviación agravó la desviación de frecuencia, se le asigna un alto factor de participación.

El servicio de control de frecuencia tiene como mecanismo de materialización un mercado spot, despejado a partir de una cooptimización conjunto con el mercado de Energía que determina un único precio de despeje

común por habilitación en USD/MW/h. El pago es obtenido: (i) si el servicio es utilizado hacia arriba lo paga la generación, (ii) si el servicio es de contingencia hacia abajo lo paga la demanda, (iii) si el servicio es de seguimiento de carga (regulación) lo paga el causante, a prorrata de las desviaciones.

#### Network Support & Control Ancillary Services (NSCAS)

Para el servicio de soporte de red y control existen tres productos: (2.1) Servicio de Control de Voltaje (“Voltage Control Ancillary Service” [VCAS]), (2.2) Servicio de Control de Carga de Redes (“Networking Loading Control Ancillary Service” [NLCAS]) y (2.3) Servicio de Control de Estabilidad Oscilatoria y Transitoria (“Transient and Oscillatory Stability Ancillary Service” [TOSAS]). El VCAS tiene como fin control del voltaje en distintos puntos de red. Puede ser prestado por un generador síncrono u otro no convencional (condensadores). Los servicios de NLCAS controlan (reducen) los flujos de potencia entre interconexiones y mantener estos dentro de los límites físicos mediante la reducción de carga (reduciendo consumo) o cambios en la generación (incrementando). Los servicios de TOSAS mantienen la estabilidad transiente y oscilatoria del sistema ante desbalance producidos por fallas. Se utilizan mecanismos de control de voltaje, mecanismos de soporte de inercia del sistema, Power System Stabilisers, y cambios en la generación/demanda.

#### Servicio de Reinicio de Sistema (“System Restart Ancillary Services” [SRAS])

Para el (3) Servicio de Reinicio de Sistema tiene un único de producto consistente en la capacidad de asistir el reinicio del sistema ante un “Black-Out” total o parcial. Es distinta aquellos que no requiere fuente externa (“General Restart Source”) y generadores con capacidad de formación de islas para su posterior conexión luego de reiniciar el sistema (Trip House Load).

Tanto los NSCAS y las SRAS se utilizan licitaciones de largo plazo, donde existe 4 tipos de pago: “Enabling” cuando el equipo es habilitado para ofrecer el servicio, “Availability” cuando el servicio está disponible para ofrecer el servicio, (3) “Testing” cuando el servicio se le hacen las pruebas, (4) “Usage” cuando efectivamente se presta el servicio. Los costos del NSCAS son pagados por la demanda, y los SRAS divididos equitativamente entre la generación y consumo.

Actualizaciones.

EL AEMC planea (Moray PSR, 2018) introducir dos servicios adicionales:

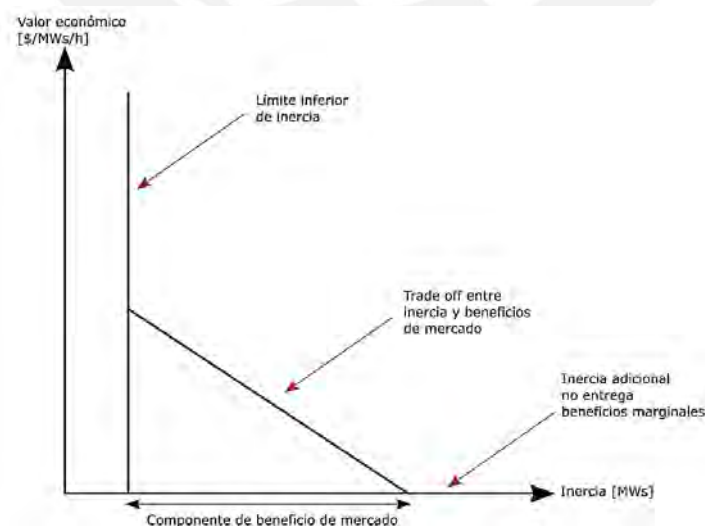
- Inercia: Con el objetivo de reducir el RoCoF (tasa inicial de cambio de frecuencia) y así aumentar el tiempo disponible para poder reestablecer la frecuencia.
- Respuesta rápida de frecuencia (FFR) Para detener el cambio de frecuencia más rápida que el servicio auxiliar de control de frecuencia de contingencia (FCAS).

Ambos productos son sustitutos. La Inercia permite una respuesta más lenta y una respuesta más rápida permitiría menos inercia. Sin embargo, las tecnologías de respuesta más rápida implican un retardo de tiempo para medir el cambio inicial de frecuencia. Este retraso implica que existe un nivel mínimo de inercia.

Así, el nivel de inercia que es requerido para mantener el RoCoF dentro de ciertos límites contempla dos aspectos:

- (1) Umbral mínimo del sistema: El nivel mínimo de inercia requerido para mantener la operación segura del sistema.
- (2) Beneficios del mercado: Tener inercia adicional por encima del umbral mínimo permite flujos de interconexión adicionales, mayor confiabilidad y menor costo total de Energía al reducir restricciones del sistema.

Figura 19. Curva que representa la relación entre la inercia del sistema y el costo que tiene para el sistema.



Fuente: Moray PSR, 2018.

La línea vertical de la izquierda representa el umbral mínimo de Inercia del sistema que podría ser requerido para operar el sistema dentro de los límites

permitidos. Más allá de ese punto, la línea inclinada representa el trade-off que existe entre los costos de suministrar más inercia y otras opciones para administrar la seguridad del sistema, tales como restringir el sistema u obtener servicios FFR.

#### **2.6.14. Regulación de los SSCC de Nueva Zelanda**

Para gestionar los despachos y re-despachos el ISO (“Transpower”) utiliza el software “Scheduling Pricing and Dispatch tool (SPD)” (CNE [Chile], 2019). Recibidas las ofertas de Energía, y luego de culminado el proceso de adjudicación de Reservas, estas variables se ingresan como inputs al SPD para generar los outputs: precios marginales del sistema e instrucciones de despacho para generación y Reservas.

Los SSCC se agrupan en 5 categorías: (1) Mantenimiento de Frecuencia (“Frequency Keeping” [FK]), (2) Reserva Instantánea (“Instantaneous Reserve” [IR]), (3) Reserva de Frecuencia Superior (“Over Frequency Reserve”), (4) Soporte de Voltaje (“Voltage Support”) y (5) Arranque en Negro (“Black Start”), definidos por el regulador a través del “Code of Electricity”, reglamento en el cual se regula el sector eléctrico. El proceso de balance se realiza a través de la cooptimización de Energía y Reservas, donde las últimas participan a través de un mecanismo “Pay as Bid”, en un mercado con resolución de 30 minutos para los servicios de IR y FK. Dentro de ambas categorías existen subproductos. El FK se subdivide en Simple FK (“Single FK”) y Múltiple FLK (“Multiple FLK”), según la capacidad de rampa que posee la unidad, y se remunera a través de un pago por disponibilidad representado en el precio de adjudicación. El servicio de Reserva Instantánea (“Instantaneous Reserva”) se clasifica en Instantánea Respuesta Rápida (“Fast IR”), e Instantánea Respuesta Sostenida (“Sustained IR”) según el tiempo de respuesta en que debe actuar, en este caso ambos son remunerados con el precio ofertado.

El mercado es ejecutado a través del WITS (“Wholesale Information and Trading System”).

Los servicios de Reserva de Frecuencia Excesiva (“Over Frequency Reserve”), Soporte de Voltaje (“Voltage Support”), y Arranque en Negro (“Black Start”) se proveen a través de licitaciones y contratos de largo plazo con precio y cantidad fija. El pago se divide en un precio fijo por disponibilidad y otro por

activación definidos contractualmente y con capacidad de ser reajustados con una frecuencia no mayor a 12 meses.

Los costos por SSCC son adjudicados según el tipo de productos. Los costos de Mantenimiento de Frecuencia (“Frequency Keeping”) son asignados a los compradores de Energía prorratea de retiros. En el caso de Reserva Instantánea (“Instantaneous Reserve”), Reserva de Frecuencia Superior (“Over Frequency Reserve”), y Arranque en Negro (“Black Start”) los costos se cargan a la transmisión. En el caso del Soporte de Voltaje (“Voltage Support”), los costos se asignan a la distribución correspondiente.

En el caso de Mantenimiento de Frecuencia (“Frequency Keeping”) se encarga de balancear las diferencias entre la demanda y generación. El requerimiento consiste en una banda de desviación de MW dentro del cual el sistema es capaz de operar sin comprometer la seguridad y calidad del servicio. Esta banda es repartida entre los agentes que ofertan sus bandas de MW a través de subastas cerradas dentro de un mercado con horizonte de tiempo de 30 minutos. Cada agente puede enviar hasta 5 ofertas separadas con diferentes bandas de MW y precio (CNE [Chile], 2019). La oferta mínima para participar en Mantenimiento de Frecuencia Simple (“Single Frequency Keeping” (SFK)) o Mantenimiento de Frecuencia Múltiple (“Multiple Frequency Keeping” (MFK)) es de 8 MW de banda de acción, con una respuesta promedio de al menos 10 MW por minuto con el error en frecuencia de la red es mayor a 0.2 Hz para SKF y de al menos 0.4 MW por minuto por cada MW en la banda de MW.

En el caso de la Reserva Instantánea (“Instantaneous Reserve”), se encarga de gestionar la recuperación de la frecuencia de la red en un evento de disminución de frecuencia con el objetivo de impedir una mayor disminución. Las unidades deben tener equipamiento suficiente para realizar mediciones cada 6 y 10 segundos para Reserva Instantánea Rápida (“Fast Instantaneous Reserve”) y Reserva Instantánea Sostenida (“Sustained Instantaneous Reserve”).

En el caso de Reserva de Frecuencia Superior (“Over Frequency Reserve”), tiene como objetivo contener la subida de frecuencia y restaurarla a la banda de operación normal. La unidad proveedora debe ser capaz de actuar en forma remota ante las instrucciones del operador sobre el equipamiento de relé que controla la conexión y desconexión de carga. Además, debe estar

disponible en todo momento. La adjudicación de este servicio se realiza a través de contratos licitados de precio y cantidad fija establecidos por el ISO.

En el caso del Soporte de Voltaje (“Voltage Support”) consiste en proveer fuentes de potencia reactiva, ya sea de forma estática o dinámica para controlar el voltaje. La adjudicación se realiza a través de licitaciones y contratos de precio y cantidad fija establecidos por el ISO.

El servicio de Arranque en Negro (“Black Start”) se adjudica a través de licitaciones y contratos de precio y cantidad fija establecidos directamente por el operador.

En conclusión, los SSCC (CNE [Chile], 2019) se categorizan en (1) servicios de balance, (2) control de voltaje, (3) Arranque en Negro (“Black Start”) y (4) control de frecuencia diferenciado hacia arriba y hacia abajo. El control de baja frecuencia se realiza con la Reserva Instantánea Rápida (“Fast Instantaneous Reserve”) y la Reserva Instantánea Sostenida (“Sustained Instantaneous Reserve”), que buscan detener caídas de frecuencia ante una contingencia con tiempos de activación de 6 y 10 segundos y una duración de respuesta de 60 segundos y 15 minutos respectivamente. El control de la sobre-frecuencia se realiza con la capacidad de desconexión automática.

La asignación de los servicios de baja frecuencia se realiza a través de subastas en un mercado con resolución de media hora y cuya asignación resulta de la cooptimización con el despacho de Energía. El costo de estos servicios debe ser pagado por las unidades con capacidad mayor de 60 MW y por el ISO. Las subastas son utilizadas para materializar los servicios de balance MFK y Back-Up SFK. Por otro lado, los servicios de sobre-frecuencia, control de voltaje y Arranque en Negro (“Black Start”) se utilizan contratos bilaterales directamente con el operador y cuya remuneración se realiza a través de un pago regulado.

#### **2.6.15. Revisión del análisis comparado**

La revisión internacional confirma grados de heterogeneidad en la forma de definir los SSCC como en los mecanismos de definición de asignación y remuneración. En el caso peruano, como en el chileno existe una semejanza, precios de Energía a partir de costos auditados y precios de SSCC en base a ofertas (bajo licitación o mercado spot), pero con una remuneración marginalista en Energía y de “Pay as Bid” en SSCC.

Sin embargo, una primera conclusión es que se la definición de los tipos de SSCC depende del tipo del parque generador, a fin de entregar las señales correctas a la demanda de servicio. Por ejemplo, una mayor integración de ERNC hace necesario disponer de Reservas con respuesta rápida y de un servicio de rampa de subida y bajada.

En resumen:

Tabla 12. Comparación entre países<sup>15</sup>

	OBLIGATORIO	CONTRATO BILATERAL	LICITACIÓN	MERCADO SPOT
<b>CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA</b>	BR, UK, NW, IT, ES, PJM, PE, CA, NY, ER	NZ	NZ, DK, DE, UK	NZ, NW, AU
<b>CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA</b>	-	BR, PJM	NZ, NW, IT, DK, DE, UK, PE	ES, AU, PJM, PE, CA, NY, ER
<b>CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA</b>	ES	BR, NW, PJM	IT, DK, DE	NW, AU, PJM, CA, NY, ER
<b>VOLTAJE</b>	NW, IT, ES, DK, UK, PJM, PE, CA, NY, ER	NZ, BR, DE	NZ, ES, UK, AU	-
<b>PRS</b>	CA, NY	NZ, BR, IT, ES, DE, UK	NZ, AU, PJM, ER	-

Fuente: (CNE [Chile], 2019)

En la forma más tradicionales, los SSCC son proveídos más como una obligación sujeta al mercado de Energía. Esta posición ha variado hacia una que sostiene la existencia de un mercado de SSCC distinto del mercado de Energía, con los SSCC asociados a tipos de Reservas adjudicados tipo subasta o licitación. Dentro de las Reservas están la regulación secundaria y/o terciaria materializadas en subastas de corto plazo. En la mayoría de sistemas, la Reserva primaria o servicios de repuesta son materializados como condición necesaria para participar en el sistema eléctrico, contratos bilaterales o través de licitaciones de largo plazo. El resto de SSCC asociados con la regulación de

<sup>15</sup> AU: Australia, BR: Brasil, CA: California, DE: Alemania, DK: Dinamarca, ER:ERCOT, ES: España, IT: Italia, NW: Noruega, NY: Nueva York, NZ: Nueva Zelanda, PE: Perú, PJM, UK: Gran Bretaña.

voltaje o recuperación de servicio son materializados a través de contratos bilaterales o licitaciones.

La interacción entre los mercados de Reserva y el mercado de Energía se realiza bajo dos paradigmas: (1) un esquema tipo Mercado de Día Previo donde las Reservas y Energías son cooptimizados y los precios de Energía y Reserva salen de variables duales de los problemas de optimización, reduciendo la necesidad de que los agentes tengan que estimar costos de oportunidad asociados a la provisión de Reservas. Se utilizan herramientas de optimización en Tiempo Real que les permiten hacer despachos y redespachos cooptimizando Energía y Reserva cada 3 horas, una hora e incluso 15 minutos. Este esquema es utilizado principalmente en los Estados Unidos; y, (2) un esquema secuencial donde las Reservas se transan de manera independiente a la Energía, usualmente en licitaciones de semanas o meses donde los pagos están asociados a las ofertas de cada agente ("Pay as Bid") y se requiere que los agentes estimen los costos de oportunidad asociados al no uso de esa capacidad de Reserva.

El esquema (1) facilita la asignación y compensación eficiente de Energía y Reservas (productos asociados). El esquema (2) utiliza esquemas secuenciales (particularmente con procesos de largo plazo) permitiendo contar con certidumbre respecto a la capacidad necesaria para Reservas. No parece lo adecuado dada la naturaleza estocástica en los sistemas con alta penetración de ERNC.

De la revisión internacional (CNE [Chile], 2019) (1) existe un alto grado de heterogeneidad en la definición de los mecanismos de asignación de SSCC; (2) los mercados para SSCC son relativamente nuevos, y principalmente relacionados con la Reserva secundaria y terciaria, siendo que con alta penetración de ERNC se sofistican con la definición de Reserva de subida y bajada; (3) pocos países tienen mercados para Reserva primaria, dada su naturaleza distribuida. Dos de los países que tienen un mercado spot para Reserva primaria, Nueva Zelanda y Noruega son hidráulicos caracterizados por una gran inercia rotacional. Por tanto, las desviaciones de frecuencia tienen pendiente reducida, reduciendo el requerimiento de potencia activa, como de rampa de las unidades que prestan el servicio, aumentando la competencia en el mercado; (4) los SSCC no asociados a Reservas como regulación de voltaje

o recuperación de servicio, son materializados a través de contratos bilaterales o licitaciones de largo plazo. La regulación de voltaje es fundamentalmente local (altas pérdidas asociadas al transporte de potencia reactiva) y costo menor debido al margen entre potencia reactiva y potencia aparente máxima de máquinas síncronas; (5) los dos esquemas de interacción de SSCC son Mecanismo Secuencial y el Mecanismo de Cooptimización; (6) unidades internas de monitoreo de mercado en los operadores de sistemas se han creado para detectar y mitigar poder de mercado.

## **2.7. Nuevas tecnologías**

Las tecnologías (Moray PSR, 2018) que tienen el potencial de suministrar servicios para mayor flexibilidad del sistema y permitir el ingreso de generación renovable no sincrónica:

- (1) Unidades hidroeléctricas de bombeo (“Pumped Storage Hydroplant” (PSH)) que entrega Energía en horas punta y bombea agua en periodos fuera de punta. Los servicios de flexibilidad son los mismos de una unidad de embalse pero sin depender de la hidrología. Todos los sistemas de almacenamiento son dispositivos neto negativos, por lo que existen pérdidas en el almacenamiento.
- (2) Baterías: Estos equipos pueden entregar SSCC como plan de recuperación de servicios, regulación de tensión y regulación de frecuencia.
- (3) Volantes de inercia o flywheels (“Flyweel Energy Storage System” (FESS)) basado en principio de masa rodante por el que se emula el almacenamiento de energía eléctrica en mecánica (Energía cinética). Presta SSCC de regulación de frecuencia, control de tensión y toma de carga. Amortiguan las fluctuaciones debido a la intermitencia de ERNC..
- (4) Inercia virtual o sintética: Los generadores eólicos utilizan convertidores electrónicos de potencia para operar a distintas velocidades del viento capturando su Energía dentro de un amplio rango de velocidades. Los convertidores aíslan el eje de la máquina de la frecuencia de la red de manera que los generadores no ofrecen una respuesta natural a la

frecuencia, mediante la reprogramación de los inversores, de manera que emulen las masas rodantes.

(5) Nuevas tecnologías de almacenamiento:

(5.1) El almacenamiento de hidrógeno actúa mediante la electrolisis (separación de agua e hidrogeno y oxígeno). La Energía puede ser recuperada usando una celda combustible para recombinar el hidrogeno y el oxígeno, o el hidrogeno puede usarse como un combustible en una caldera o en un motor de combustión.

El principal problema (CAISO, 2007) con el hidrogeno es la compresión y el almacenaje en tanques de alta de presión que requieren Energía para comprimir el hidrógeno en 5,000 PSI. Asimismo, licuefactado el hidrógeno reduce el volumen a ser almacenado, pero a niveles antieconómicos.

(5.2) El almacenamiento de aire comprimido también es utilizado para almacenar Energía.

(5.3) Las baterías de flujo (utilizan tanques largos de electrolitio recargable), utilizando bromo de zinc, redox de vanadio que utiliza ácido sulfúrico y bromuro de sodio (CAISO, 2007).

(5.4) Supercapacitores o capacitadores electromecánicos, poseen capacidades de carga o descarga intercambiables.

(5.5) Conexión de Vehículos Híbridos a la Red ("Plug in Hybrid Vehicle-to Grid" [PHVG]). La idea de usar las baterías de vehículos eléctricas es aún en sus inicios, pero tiene el potencial de una respuesta rápida, con servicios de balance de fluctuaciones en la red.

(5.6) Almacenaje de baterías de iones de litio. Tienen alta densidad de Potencia y aparecen ser costo-efectivas para el uso con generación intermitente.

## **2.8. Regulación Peruana**

### **2.8.1. Regulación de Potencia Firme de la generación con ERNC**

Prescribe el artículo 43, literal a) de la LCE, que las transferencias de Potencia y Energía en el MCP -entre generadores- se valorizan al Costo Marginal

de Corto Plazo (CMCP) sujetos a regulación de precios. Dicha regulación no es aplicable a los contratos entre generadores por Potencia Firme y Energía. En otras palabras, los resultados netos del balance económico por cada intervalo temporal de mercado -15 minutos- entre generadores superavitarios (inyectan más de lo que retiran) y deficitarios (retiran más de lo que inyectan) se determinan sobre la base del CMCP de cada barra determinado sobre a partir de Costos Variables (CV) auditados o fijados administrativamente.

Así, el artículo 5 de la LCE define al CMCP, como el costo de producir una unidad adicional de Energía en la barra relevante del SEIN. Adicionalmente, el artículo 105 del RLCE establece que el CMCP, conforme a la definición quinta del Anexo I de la LCE, se calcula con el costo promedio en el que incurre el sistema en conjunto durante una hora para suministrar una unidad adicional de Energía en la barra correspondiente.

Asimismo, el Glosario del COES define al Costo Variable, como los costos de operación de una Unidad que dependen de su nivel de producción, determinados de acuerdo a los PR del COES, diferenciando los CVC y los CVNC.

En dicho contexto, el MCP responde a un esquema de costos auditados, salvo la generación con ERNC y el costo de oportunidad del agua. La generación con ERNC tiene costo variable "0" y el costo de oportunidad del agua es el CMCP desplazado o evitado por el no uso de la generación hidroeléctrica gestionable (lo que no ocurre con la generación con GN). El CV de las unidades termoeléctricas comprende el CVC y el CVCN por MW/h producido, y las unidades hidroeléctricas el costo del agua (definido bajo la legislación de recursos hídricos- -distinto del costo de oportunidad-).

La Potencia se paga a través del pago igual al costo de expansión del sistema (costo fijo de la unidad de punta). Los ingresos son recaudados en la tarifa de barra de Potencia ("Bolsa de Potencia").

Ecuación 3. Bolsa de Capacidad.

$$\text{Bolsa de Capacidad} = \sum PP_i \times \text{Máxima Demanda Mensual},$$

Siendo  $PP_i$  el Precio de Potencia en la barra  $i$ . Este precio se determina con el Precio Básico de Potencia del Sistema (PBP) haciendo la expansión por pérdidas de Energía en cada barra. El PBP se obtiene de:

Ecuación 4. Precio Básico de Potencia.

$$PBP = PTG \times (1 + MRFO) \times \left( \frac{1}{1 - TIF} \right)$$

Dónde:

**PTG** Es el precio del turbogenerador (anualidad de la inversión más COyM).

**MRFO** Es el Margen de Reserva Firme Objetivo (30%).

**TIF** Es la Tasa de Indisponibilidad Fortuita.

Los Ingresos Disponibles para Pago por Potencia (IDPP) corresponden a la sumatoria de los Ingresos Garantizados de Potencia Firme (IGPF) e Ingresos Adicionales Potencia Generada (IAPG), este último corresponde al Factor incentivo al despacho por un 30%<sup>16</sup> que premia a las unidades que generan efectivamente.

Los ingresos recaudados en la tarifa en barra de Potencia alcanza a formar una “Bolsa de Capacidad” siendo que este ingreso satisface los IGPF. Los IGPF se reparten realizando un despacho de Potencia para la hora del pico mensual y el margen de Reserva, ordenándose las unidades por costo variable, siendo que cada unidad participa con su Potencia efectiva (la Potencia máxima generable en condiciones normales en el periodo de máxima demanda anual) y los IAPG.

Los IAPG resultan de multiplicar la generación real horaria por un precio horario de Potencia. El precio horario depende de la probabilidad de no suministro en cada hora, conocidos como Factores de Distribución Horaria del Precio de la Potencia (FHDP).

Finalmente, existen las Reservas Frías de Generación (tanto las que Reservas Frías en sentido estricto, como las del Nodo Energético del Sur) que entregan un margen de Reserva para la operación del sistema a través de un pago por Potencia contractual, pagado por los usuarios a través de un cargo

<sup>16</sup> El Factor de Incentivo al Despacho o Ingresos Adicionales por Potencia Generada está suspendido (DS N° 057-2009-EM).

asociado al peaje de transmisión. En el caso de las Reservas Frías, su potencia no es computada para el pago de Potencia.

Los recursos son recaudados a través de las valorizaciones de los retiros de Potencia efectuados por las Generadoras, Distribuidores y Grandes Usuarios (numeral 3 del artículo 1 de la LDGE).

### **Contratación empaquetada de Potencia Firme y Energía**

En el mercado peruano, una generadora sólo puede ofertar la Potencia Firme y la Energía Firme medida por cada unidad de su parque. La firmeza viene dada por la alta seguridad del suministro. En el caso de las unidades hidroeléctricas de almacenamiento, la Potencia Firme se alcanza con el 95% de excedencia. Para las unidades térmicas la Potencia Firme es igual a la Potencia Efectiva menos las indisponibilidades programadas y no programadas.

Esto significa que la Energía que se inyecte por encima de la Energía Firme, será remunerada al precio spot. Esto se traduce en una mayor exposición de las unidades generación hidroeléctrica al precio spot y una aún mayor exposición al precio spot por parte de las unidades ERNC.

En el caso de las unidades que usan GN es necesario que se garantice la existencia de contratos a firme por el consumo promedio histórico (artículo 110 del RLCE).

En dicho contexto, la Potencia Firme reconocida, además de determinar la participación en la “Bolsa de Potencia”, determina la capacidad de contratación de cada unidad, lo que permite estabilizar los flujos de ingresos por Potencia de Energía y evitar estar expuesto al a volatilidad del precio spot. Los contratos de corto plazo tienen una mayor convergencia al precio spot, mientras que los contratos de largo plazo internalizan el riesgo del precio a la fecha de la entrega de Energía.

En dicho contexto los ingresos netos anuales de un generador son iguales a:

Ecuación 5. Ingresos anuales de un generador

$$\Pi^N = (CMg^1 - CV) * Eg + (PEC - CMg^R * Ec + INP - ((AVI + COyM) + PTR)$$

Donde:

$\prod N = \text{Ingresos netos anuales del generador}$

$CMg^1 = \text{Costos marginal de la energía inyectada por el generador}$

$CV = \text{Costos variables propio del generador}$

$Eg = \text{Energía generada(inyectada) por el generador}$

$PEC = \text{Precio de la energía de los contratos que tenga el generador}$

$CMg^R = \text{Costo Marginal de la energía retirada por el generador}$

$Ec = \text{Energía contratada(retirada) por el generador}$

$INP = \text{Ingresos netos de potencia que recibe el generador}$

$AVI + COyM = \text{Costo total del generador, que incluye la anualidad de la inversión(AVI) mas los costos de operacion y y mantenimiento}$

$PTR = \text{Pago por el uso de los sistemas de transmision}$

Fuente: (Moray PSR, 2018)

Al respecto:

- $[(CMg^1 - CV) * Eg]$  representa el rol del generador como productor que asume la Generadora, teniendo ganancias cuando  $(CMg^1 > CV)$ , es decir, cuando el precio spot de Energía es mayor al costo variable al momento de inyectar.
- $[(PEC - CMg^R) * Ec]$  representa el rol de comercializador de la Generadora
  - ✓ Si el precio del contrato es mayor que el costo marginal del sistema cuando se retira Energía para cumplir el contrato se tienen ganancias:  $(PEC > CMg^R)$
  - ✓ Si el precio del contrato es menor que el costo marginal del sistema cuando se retira Energía, se tendrán pérdidas:  $(PEC < CMg^R)$ .
- En las tecnologías de base, el Ingreso Neto de Potencia (INP) debiese ser menor que los costos de inversión (AVI), en la medida que se espera una proporción de tiempo en el cual se infra margina.
- Los Costos de Operación y Manteamiento y los pagos por el uso de transmisión (PTR) deben ser en proporción menor de los costos totales.

### 2.8.2. El Mercado de Corto Plazo (MCP)

La LCE creó el sistema de transferencias de Energía y Potencia entre generadores para la resolución de diferencias. Es un mercado de excedentes,

en donde los participantes no intervienen en las cantidades a producir y vender ya que la producción es ordenada por el COES y la venta es producto de las necesidades de los clientes.

El despacho es basado en algoritmos de programación lineal entera-mixta adecuados para sistemas hidrotérmicos.

### **2.8.3. Mercado Mayorista de Electricidad (MME)**

El artículo 11 de la LDGE establece que en el MME participan los Generadores, los Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres y los Grandes Usuarios Libres. La compra y venta de Energía Firme se realiza en función a los CMCP nodales. Los retiros de Potencia que se efectúan en el MME que coinciden con la máxima demanda del período mensual están sujetos a pagos por Capacidad.

En el MME participan los generadores para la atención de sus contratos de suministro en tanto titulares de unidades, las distribuidoras para atender la demanda de sus Usuarios Libres hasta un 10% de la máxima demanda registrada en los doce últimos meses, y los grandes usuarios para atender el 10% de su máxima demanda registrada en los últimos doce meses.

El COES es el encargado de calcular los CMCP del despacho real en las Barras de Transferencia para cada intervalo de mercado constituido por un periodo no mayor que sesenta (60) minutos en el cual se realiza una valorización de transferencias de Energía activa. Para tales efectos, el COES fracciona en dos (2) los componentes del CMCP, siendo el primero el Costo Marginal de Energía y el segundo el Costo Marginal de Congestión.

Las valorizaciones de las transacciones de potencia se realizan: (1) el pago por capacidad se efectúa con el precio de potencia de la punta de barra establecido según el artículo 47 de la LCE, como parte de los precios en barra, sin incluir peajes; y (2) retiros de Potencia que se efectúen en el MPC que coincidan con la máxima demanda del periodo mensual estarán sujetos al pago por capacidad.

Las valorizaciones de Energía consideran: (1) las entregas y/o retiros valorizados a los CMCP por cada intervalo de mercado, (2) la diferencia de

valorización del total de entregas y del total de retiro, descontando las rentas de congestión -originadas por la utilización de los Costos Marginales de Congestión en la determinación de los CMCP, según los criterios aprobados por OSINERMIN-, (3) los participantes con saldo económico negativo efectúan el pago a aquellos con saldos positivos en la proporción en el saldo positivo total del mes.

Dicho MME está constituido por el Mercado de Corto Plazo de Energía y los mecanismos de asignación de SSCC, Inflexibilidades Operativas y pagos colaterales para el funcionamiento del SEIN. Se distinguen (1) Mercado de Corto Plazo donde se establecen los criterios de remuneración de Energía y Potencia, (2) sistema de asignación de SSCC donde se establecen los criterios de valoración y remuneración de servicios de balance de Energía activa y reactiva, y (3) el mecanismo de asignación de Inflexibilidades Operativas, donde se establecen las remuneraciones a los generadores por prestar servicios a la red, que no son consideradas en el sistema de asignación de SSCC.

Para la elaboración del Programa Diario de Operación (PDO), las unidades generadoras deben haber previamente presentado al COES) su valor y disponibilidad de combustibles, así como parámetros técnicos, entre otros, además las unidades generadoras que participan en el Mercado de RSF deben enviar sus ofertas. Para elaborar el PDO se utiliza un modelo matemático "Stochastic Dual Dynamic Programming" (SDDP) (PR-01).

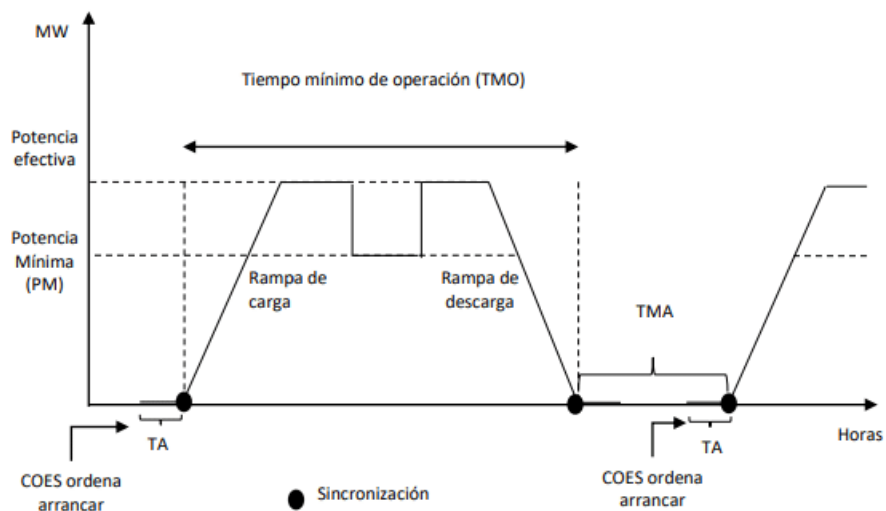
Las Reservas para RPF y RSF están destinadas a cubrir los desvíos de generación y demanda no programados. Durante el día de operación y cada 3 horas los participantes del mercado envían toda la información técnica, pronósticos de generación y/o disponibilidad de combustibles lo más actualizada disponible. Si de la información recibida, se sobrepasan una tolerancia definida en los desvíos o existen condiciones de seguridad críticas en la operación, el COES elabora una reprogramación en la operación (RDO), reasignando los recursos del sistema los agentes del mismo modelo de elaboración del PDO (PR-06).

En el mercado de Energía, el valor de ésta es determinado por el costo marginal en cada barra del sistema, independiente del PDO, RDO. El costo

marginal es definido por la variable dual resultante del modelo de optimización que resuelve el COES.

En el CMCP de Energía, se diferencian las Rentas por Congestión y los Costos Marginales de Energía.

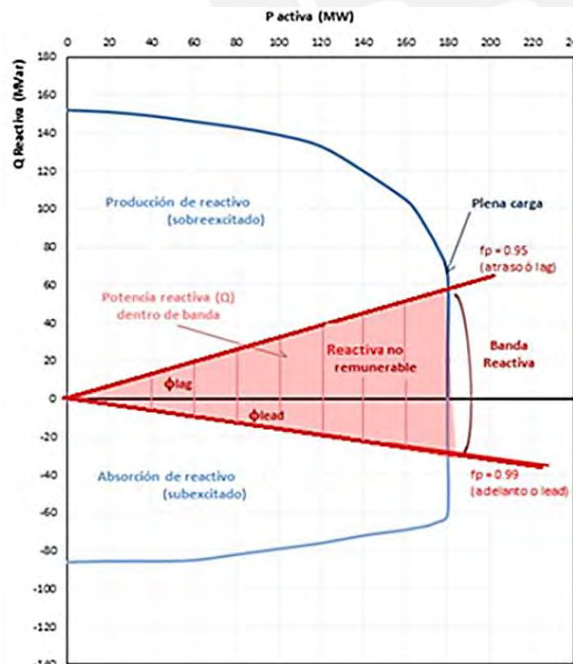
Figura 20. Despacho Físico.



Fuente: Osinergmin

En el caso de la Energía Reactiva:

Figura 21. Curva de potencia reactiva de una Unidad y la Banda Reactiva.



Fuente: PR-15.

Todos los generadores tienen la obligación de proveer el servicio de control de reactivos al sistema hasta un límite de factor de potencia de 0.95 según lo requiera el COES. Cuando un generador se le exige hacer control de reactivos por fuera de los límites, se le paga por la cantidad de reactivos inyectados y absorbidos fuera de este límite de operación. El COES define la tarifa de consumos de reactivos (en soles por kVARh de consumo) que excedan el límite tolerable de 0.95 de factor de potencia, el cual se redistribuye entre los agentes que han prestado el servicio de control de reactivo. En caso de déficit de pagos, el déficit se recauda a prorrata por los retiros físicos de Energía. Las instalaciones de transmisión que prestan el servicio de control de reactivos, están valorizados según una tarifa relacionada con la anualidad de inversión eficiente de un equipo básico de control de reactivos.

El MME opera de forma paralela al MCP entre generadores, interviniendo adicionalmente los Usuarios Libres y Distribuidores hasta por el 10% de su Máxima Demanda. Su objetivo es permitir el ajuste de los descalces para el cumplimiento de obligaciones contractuales por parte de los agentes.

#### **2.8.4. Potencia Firme de generación solar y eólica**

Mediante RM N° 455-2018-MEM/DM, el MINEM autorizó la publicación del proyecto de DS que modifica el artículo 110 del RLCE a la generación solar y eólica. El proyecto establece que ambas tecnologías tienen una Potencia Firme igual:

Ecuación 6. Potencia Firme.

$$PF = PI \times FP$$

Donde:

*PF es igual a la Potencia Firme .*

*PI es igual a la Potencia Inicial.*

*FP es igual al Factor de Presencia correspondiente al mes de evaluación.*

Fuente: RM N° 455-2018-MEM/DM

A su vez, la Potencia Inicial es la sumatoria menor de Energía producida cada mes del estiaje (junio, julio, agosto, setiembre, octubre y noviembre) de los años de funcionamiento de la unidad dividida entre el periodo de evaluación (4392 horas). La expresión es la siguiente:

## Ecuación 7. Potencia Inicial

$$PI = \frac{\Sigma E_j^*}{4392}$$

Donde:

PI es la Potencia Inicial.

$\Sigma E_j^*$  es la sumatoria de la producción de las menores producciones de energía de los meses de junio a noviembre.

Fuente: RM N° 455-2018-MEM/DM

El *Factor de Presencia* se calcula -en forma parecida a las centrales de pasada- sobre la base de la disponibilidad diaria de las unidades solares y eólicas, siendo 1 si la unidad despachó la Potencia media evaluada durante las 24 horas del día y es al menos 15% de la Potencia instalada de la planta. Es 0 si no se cumple con dicha condición. Si en un mes calendario, la verificación de disponibilidad diaria no supera 15 días consecutivos con valores asignados como 0, el FP será igual a uno (1,0), caso contrario se determinará conforme al siguiente procedimiento:

## Ecuación 8. Factor de Presencia

$$FP = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n d_i$$

Donde:

FP es igual a Factor de Presencia mensual.

n es el número de días.

d es la Disponibilidad diaria de la unidad del día "i" (1 o 0).

Fuente: RM N° 455-2018-MEM/DM

Posteriormente, OSINERGMIN mediante RCD Osinergmin N° 073-2019-OS-CD publicada el 01.05.2019, presenta su propuesta de modificación del numeral 8.6.3 del PR N° 26 "Cálculo de la Potencia Firme", estableciendo que la Potencia Firme de las Unidades ERNC se determina utilizando la producción de Energía y las Horas punta del Sistema definidas por el MINEM, en cumplimiento del Artículo 110 del RLCE de acuerdo con la siguiente fórmula:

## Ecuación 9. Cálculo de la Potencia Firme

$$PF = \frac{\Sigma_{i=1}^h EG_i}{h}$$

Donde:

PF es Potencia Firme

$EG_i$  es la Producción de energía de la unidad ERNC durante las Horas de punta de los últimos 36 meses. En caso de no disponerse de esta serie, se hará uso de los meses históricos inmediatos que se tengan disponibles.

h es el Total de Horas de punta del Sistema durante los últimos 36 meses.

Fuente: Proyecto (RCD Osinergmin N° 073-2019-OS-CD)

La versión definitiva de la norma es publicada el 31.08.2019 mediante RCD Osinergmin N° 144-2019-OS-CD que dispone la Potencia Firme de unidades ERNC, se determinará considerando la producción de Energía en las Horas de punta del Sistema definidas por el MINEM conforme al artículo 110 del RLCE, de acuerdo con lo siguiente fórmula:

Ecuación 10. Producción de Energía

$$PF_i = \frac{\sum_i^h EG}{h}$$

Dónde:

PF<sub>i</sub> : Potencia Firme de la unidad ERNC i.

EG : Producción de Energía activa de la unidad ERNC i durante la Horas de Punta del Sistema de los últimos 36 meses (periodo de evaluación). En caso de no disponerse de esta serie, corresponderá considerar el periodo que comprende desde la fecha de Puesta de Operación Comercial de la unidad ERNC i hasta el mes de evaluación de la PFi

h : Número total de Horas de punta del Sistema correspondiente al periodo de evaluación del EG.

Fuente: RCD Osinergmin N° 144-2019-OS-CD

Señala el informe técnico de sustento de Osinergmin (OSINERGMIN;, 2019) que el Perú tiene un modelo simplificado de estimación de la Potencia Firme, a diferencia del modelo de “Contribución en términos de Demanda o Capacidad”, medida como “Potencia Firme como demanda equivalente” o “Potencia Firme como capacidad equivalente” -como el utilizado en Chile-, en el que (1) se considera al sistema sin la planta en evaluación y se calcula la fiabilidad del mismo, se añada la planta bajo en evaluación, (2) en base a una tecnología de referencia se realiza (1). En ambos casos, el método “con y sin” permite cuantificar la contribución de cada grupo en la medida/índice de

fiabilidad, requiriendo el uso de una cantidad elevado de datos, incluyendo características y restricciones técnicas.

El SEIN es considerado como un sistema hidrotérmico con un alto componente hidráulico, pero con capacidad de regulación restringida, y un competente térmico significativo de gas. La “principal simplificación” consiste en considerar que en las horas punta existe una probabilidad de que el sistema tenga un problema suministro, y que la probabilidad de que el problema surja fuera de ese intervalo es nula.

Existen metodologías sustitutorias utilizadas para la ERNC solar:

- (1) “Equivalent Conventional Power” (EPC): Para determinar la contribución de las unidades solares a la seguridad de suministro de la demanda.
- (2) “Effective Load Carrying Capability” (ELCC): Para determinar la contribución de las unidades solares a la seguridad de suministro de la demanda.

#### **2.8.5. Declaración de Precios de GN**

En el marco de las acciones para la promoción de la contratación de GN, se aprobó el DS N° 016-2000-EM, por el que las Generadoras que utilizaran GN podían declarar -anualmente- precios de GN sin tope máximo o mínimo. Esto permitía a los generadores que utilizan GN declarar precios inferiores a los valores de contratación, incluso cero, asegurando su despacho económico.

Se justificaba dicha medida en las cláusulas “Take or Pay” contenidas en los contratos del Productor (Lote 88) (Pluspetrol) que a su vez se originaban en la restricción de precios establecida en el Contrato de Licencia del Lote 88, que establece el precio de 1 USD por 1 MMBTU, actualizado según una canasta de índices de precios establecida contractualmente.

Mediante DS N° 034-2001-EM se modificó temporalmente el artículo 5 del DS N° 016-2000-EM estableciéndose que el precio de GN presentado debía sustentarse. Luego, mediante DS N° 014-2006-EM se mantuvo la declaración de precios una vez al año, incluyendo un tope máximo. Posteriormente, mediante DS N° 019-2017-EM se dispuso que la declaración era dos veces al año. Luego, mediante DS N° 039-2017-EM se suspendió el DS N° 016-200-EM.

Mediante DS N° 043-2017-EM -publicado el 29.12.2018, se implementó un tope mínimo de precio de GN, bajo la siguiente formula.

Ecuación 11. Precio Mínimo de GN según DS N° 043-2017-EM

$$PMGN_i = \left( 1 - \left[ \frac{CDC_i}{24x \sum_j^n (Pef_{ij} * CEC_{ij})} \right] TOP \right) PSG$$

Dónde:

PMGNI: Precio mínimo de gas natural para el Generador i (USD/MMBTU), entendiéndose por “Generador i” al titular de generación.

CDCi: Cantidad diaria contractual del generador “i” (MPCD)

Pefij: Potencia Efectiva de la Unidad “j” utilizando gas natural, determinada conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 17 (o el que lo sustituya), perteneciente al Generador “i” (kW).

CeCij: Consumo específico de calor de la Unidad “j”, determinado conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 17 (o el que lo sustituya), perteneciente al Generador “i” (convertido en MPC/kWh). Para estos efectos, el poder calorífico inferior será el registrado en la prueba de potencia efectiva, conforme al procedimiento técnico respectivo.

TOP: Porcentaje del consumo diario contratado sujeto a la condición “take or pay”, o cualquier otra denominación estipulada en el respectivo contrato de suministro, que el generador está obligado a pagar independientemente de su consumo efectivo (%).

PSG: Es el precio de suministro de GN (no incluye transporte y distribución) aplicable según el respectivo contrato de suministro de gas natural, incluido los descuentos aplicables. En el caso que las unidades de un mismo generador tengan PSGs diferenciados, se considerará el correspondiente a la unidad para el cálculo del PMGNI,

Fuente: DS N° 043-2017-EM

Posteriormente, mediante Sentencia emitida en el Expediente de Acción Popular N° 28135-2019-Lima, se declaró la nulidad del DS N° 043-2017-EM. Dicha sentencia se sustentó en el principio de eficiencia, ya que la declaración de precios afectaría la confiabilidad y seguridad del SEIN, así como no permitir el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

A partir de la derogación del DS N° 016-2000-EM, la declaración de precios de GN ha dejado de existir, resultado de aplicación el régimen general de CV y CVN, que no toma en consideración la existencia de cláusulas “Take or Pay”.

#### **2.8.6. Regulación peruana de los SSCC**

Los SSCC se clasifican en (i) Regulación de Frecuencia, (ii) Regulación de Tensión y (iii) Reserva Fría. En forma específica el numeral 6.1 de la NTCOTR establece que los SSCC a considerar son:

- (1) Reserva Rotante para RPF y RSF.
- (2) Regulación de Frecuencia, incluye la RPF y RSF.
- (3) Regulación de tensión y/o suministros locales de reactivos.
- (4) Grupos de arranque rápido por emergencia (Reserva Fría).

Se utiliza un modelo matemático de “Stochastic Dual Dynamic Programming” para efectos de realizar los programas diarios de operación (PDO) y la reprogramación de la operación (RDO). El PDO se realiza todos los días y durante el día, cada 3 horas, se reevalúa la situación del sistema para decidir si realiza un nuevo RDO. Considera las restricciones técnicas de las unidades de generación y las líneas de transmisión, así como los costos variables y de arranque-parada de las unidades (PR-1), así como los niveles de tensión de los rangos de tolerancia de la NTCOTR.

##### **2.8.6.1. Reserva Rotante para RPF**

En el caso de la Reserva Rotante, conforme al PR-21, el COES presenta una propuesta de magnitud de Reserva Rotante para la RPF. El Anexo N° 1 del PR-21 establece el procedimiento:

- (1) Se fija en 59.9 Hz el valor límite inferior de la frecuencia en estado cuasi estable que debe alcanzarse en el sistema después del Tiempo de Aporte para RPF de ocurrido un Evento.
- (2) La magnitud de Reserva Rotante para la RPF para compensar déficit de generación tendrá en cuenta las fallas aleatorias de generadores y equipos de la red que impliquen salidas de generación y la conexión intempestiva de grandes bloques de demanda. La magnitud de Reserva total para RPS se determina como aquella que alcanza el valor mínimo de la sumatoria de: (i) el incremento del costo de operación del SEIN por

Reserva, y (ii) el costo de la Energía no suministrada por eventos intempestivos que originen desequilibrios entre generación y demanda:

Figura 22. Comportamiento de Unidades que prestan la RPF



Fuente: (Di-Avante et al., 2020)

- (3) Las penalidades se calculan, conforme al PR-21, de la siguiente forma:  
Ecuación 12. Cálculo de la Penalidad

$$Cargoinc_i = \left\{ \frac{CostoRSF_{total\_mesn}}{15} \times \frac{P_{medi\_mes}}{Dem_{med}(MW)_{mesn}} \times \left( \sum_{j=1}^N INC_{dia_j} \right) \right\} + Saldo_{mesn-1} \dots (3)$$

Donde:

$$CostoRSF_{total\_mes} = \sum_{j=1}^N CostoRSF_{dia_j}$$

N= Número de Días del Mes

COSTORSFTOTAL\_MES N: Costo total del Servicio de RSF correspondiente al mes N

INCDIA\_J: Nivel de incumplimiento de la unidad detectado para el día "J"

PMEDI\_MES: Potencia Media de la Unidad "I" en el mes N. Este valor se obtiene promediando todos los registros de potencia, incluso los valores cero, entregados al SEIN en el mes N.

Demmed (MW) Mes: Demanda media del SEIN en el Mes N, expresado en MW. Este valor se obtienen promediando todos los registros de demanda registrados en el SEIN en el mes N.

Saldo Mes N-1: Saldo del cargo por incumplimiento del mes anterior

COSTORSFDÍA\_J: Costo del Servicio de RSF del SEIN del día "J"

Fuente: PR-21

- (4) Las fallas de generación y de equipos de transmisión que impliquen desconexión de generadores se limitarán a una desconexión simple (pérdida de una unidad a la vez).
- (5) La magnitud de Reserva Rotante para la RPF para disminuir generación (frecuencia por encima de la referencia) es el mismo encontrado para incrementar generación (disminución de frecuencia).
- (6) En la metodología se considera inicialmente una Reserva Rotante para para la RPF asignada es de 0% de la demanda, para iniciar el proceso de análisis.
- (7) Si el COES observa que existe una diferencia mayor al 15% en la magnitud de la Reserva Rotante para la RPF entre los resultados correspondientes a periodos típicos tales como avenida/estiaje o cambios importantes del parque generador, se podrá establecer magnitudes de Reserva Rotante para la RPF diferenciados para dichos periodos.

Para el año 2024 (OSINERGMIN, 2023), el costo total (sobrecosto operativo y costo de Energía no suministrada para valores de Reserva de RPF de 0 a 5%), el COES presentó los siguientes valores:

Tabla 13. Cálculo de valores de costo de servicio y costo de Energía no suministrada.

Periodo de Avenida (enero a mayo y diciembre)				Periodo de Estiaje (junio a noviembre)			
% RPF	Costo del Servicio (millones USD)	Costo de la ENS (millones USD)	Costo Total (millones USD)	% RPF	Costo del servicio (millones USD)	Costo de la ENS (millones USD)	Costo Total (millones USD)
0.0%	0.00	22.15	22.15	0.0%	0.00	18.88	18.88
1.0%	4.35	10.54	14.89	1.0%	2.60	10.39	12.79
2.0%	9.23	4.44	13.67	2.0%	5.45	5.83	11.27
3.0%	13.68	2.19	15.86	3.0%	9.51	1.97	11.47
4.0%	18.83	0.97	19.81	4.0%	13.27	0.92	14.19
5.0%	24.07	0.00	24.07	5.0%	16.84	0.00	16.84

Fuente: (OSINERGMIN, 2023)

Se descuenta de la asignación de Reserva la potencia promedio por las unidades exceptuadas de esta obligación (por bloque horario de demanda) y se encuentra un valor único por periodo estacional.

Se considera los escenarios de bloque de demanda (punta, media y base), resultando los valores de 2.11% para el periodo de avenida y 2.54% para el periodo de estiaje. Se fija la magnitud de Reserva rotante para RPF para el 2024

en el periodo de avenida 2.1% y para el periodo de estiaje 2.5% (RCD N° 203-2023-OS/CD de 28.11.2023).

Existe una evaluación hacia mayores valores porcentuales de Reserva Rotante:

Tabla 14. Magnitud de la Reserva rotante para la RPF.

Aprobación 2021 - Periodo 2022		Aprobación 2022-Periodo 2023		Aprobación 2023-Periodo 2024	
Avenida	2.8%	Avenida	1.9%	Avenida	2.1%
Estiaje		Estiaje	2.3%	Estiaje	2.5%
Máxima Demanda Estimada 2022 (MW)	7892.8	Máxima Demanda Estimada 2023 (MW)	7945.8	Máxima Demanda Estimada 2024 (MW)	8160.8
Incremento de la demanda (2021-2022)	1.5%	Incremento de la demanda (2022-2023)	0.7%	Incremento de la demanda (2023-2024)	2.0%

Fuente: (OSINERGMIN, 2023)

#### 2.8.6.2. RPF

En el caso de la Regulación de Frecuencia, en el Perú se utiliza la RPF y la RSF. En el caso de la RPS esta se activa a los 5 segundos de ocurrido un desequilibrio y debe estar disponible durante 10 minutos por unidades con una potencia instalada superior a 10 MW. El generador debe ser capaz de responder a los 5 segundos de requerido el servicio, y desplegar totalmente la capacidad comprometida dentro de 30 segundos. El servicio se debe mantener hasta por 10 minutos, con la posibilidad de disminuir en un 15% el despliegue de la Reserva a los 60 segundos (PR-21).

El servicio de RPF es provisto por las unidades y no existe contraprestación. Las Reservas para RPF son asignadas en el Programa Diario de Operación (PDO) haciendo una cooptimización conjunta de Energía y Reservas. Es de control automático y local. Las ERNC quedan exceptuadas de esta obligación. La no prestación implica la aplicación de una multa por incumplimiento.

#### 2.8.6.3. RSF

El servicio de RSF es de control automático y centralizado, para lo que se utiliza un esquema de "Automatic Generation Control" (AGC). La Reserva debe ser activada a los 20 segundos de recibido el aviso por el COES y debe estar totalmente activa dentro de los 10 minutos de recibido el primer aviso. Las unidades deben ser capaces de responder a las instrucciones recibidas en

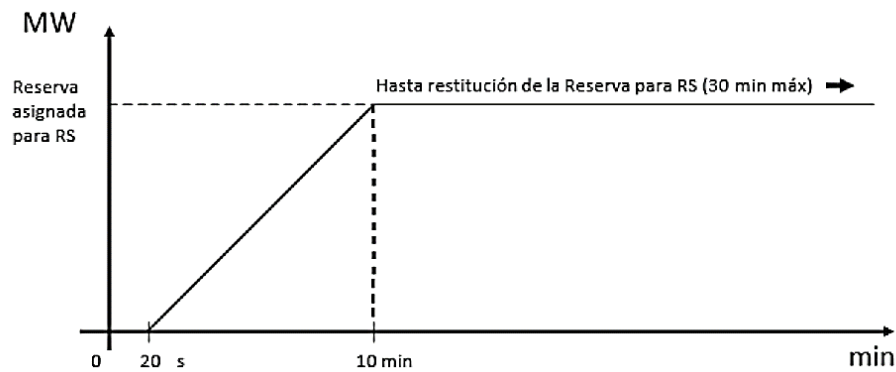
menos de 10 segundos. El RSF es provisto por unidades o agrupamiento de unidades que sumen no menos de 40 MW.

Existe un servicio de Provisión Base y un servicio en el Mercado de Ajuste. El servicio de Provisión Base se oferta cada 3 meses y el de Mercado de Ajuste mediante ofertas diarias. La asignación prioriza las Reservas de la Provisión Base y se hace en el Programa Diario de Operación (PDO), mediante cooptimización conjunta de Energía y Reservas. La asignación de Reserva para RSF se basa en un procedimiento de asignación conjunta PDO usando la información de precio presentada. Solo prestan RSF las Unidades de Regulación Secundaria (URS), pudiendo estas ser agrupaciones de unidades.

Para el Servicio de Provisión Base, las URS hacen ofertas cada 3 años, mientras que, para el Mercado de Ajuste, las ofertas son de resolución diaria. Para ambos casos, las ofertas se presentarán en soles por kW-mes. Las ofertas podrán ser asimétricas y todas las URS tienen la obligación de participar en la presentación de ofertas para cada uno de los dos mercados. Las ofertas solo consideran precios por capacidad, pues las URS están obligadas a prestar toda la capacidad disponible, previamente declarada como información técnica. La remuneración de la Provisión Base de la RSF será de tipo "Pay as Bid", tanto para la Provisión Base a Firme como para la Provisión Base Variable. El Precio Máximo del Proceso de Asignación es único y expresado en S./ kW-mes. Este Precio Máximo es establecido por el COES para el Acto de Apertura de Ofertas. Existe un límite a dicho precio ofertado, el cual no puede superar el 50% del precio de potencia vigente (expresado en S./kW-mes). Se asigna primero el servicio de Provisión Base, y en caso de escasez, se adjudican las Reservas del Mercado de Ajuste. Los requerimientos de Reserva son cooptimizados y adjudicados en el Programa Diario de Operación (PDO). El costo de oportunidad representa la diferencia del beneficio neto obtenido por una unidad en el programa de producción de Energía durante un periodo de programación, motivado por la necesidad de despachar éste en un punto de producción menor para permitirle la provisión de la RSF asignada. Los pagos por RSF son de cargo de todos los participantes del MME, a prorrata de inyección y/o retiros de Energía.

Siendo que sólo pueden prestar, generadores que estén en operación, no debe estar a plena carga (capacidad Reservada) y debe estar operando por encima del “Mínimo Técnico”.

Figura 23. Activación de RSF



Fuente: PR-22

Hasta el año 2011, la RSF era suministrada por dos unidades (una al norte, otra al sur). En agosto de 2011, el MINEM emitió la RM 069-2011-EM/DGE que ordenó al Osinergmin a emitir un procedimiento técnico que determinará la metodología, criterios y condiciones, que incluían la implementación de un Control Automático de Generación (“AGC” por sus siglas en inglés).

En diciembre de 2012, el COES presentó su propuesta, en base a un informe técnico preparada por la ISO colombiana y la consultora XM del año 2007. Dicha propuesta fue rechazada por el Osinergmin mediante RCD OSINERMIN N° 195-2013-OS/CD. Luego, el MINEM encargó a elaboración del Informe Indra (publicado el 24.02.2014). Luego el COES emitió su Primera Propuesta de PR-22, sustituida por una Segunda Propuesta de PR-22.

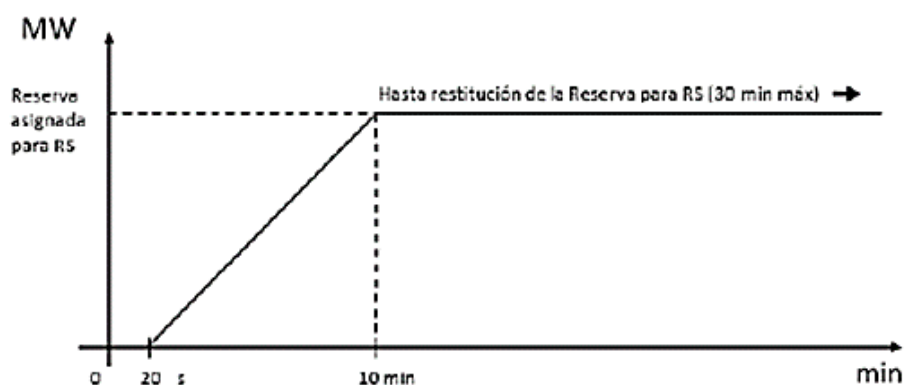
El PR-22 fue publicado el 29.03.2014, estableciendo:

- (1) El servicio de RSF se presta automáticamente mediante el Sistema de Control Automático de Generación (AGC). Existe un programa de AGC primario y uno secundario funcionando en paralelo.

Corresponde al servicio complementario prestado por la Reserva rotante de las unidades y que responden a las variaciones de generación por regulación automática o manual y sostenible al menos durante 30 minutos, o mientras se recupera la Reserva rotante de las unidades que participaron en la RPF o se recupere la carga y/o reasignen de forma

óptima los recursos de generación para satisfacer la demanda. La respuesta debe ser a partir de 20 segundos del evento, disponibles por 10 minutos y sostenible por 30 minutos, con gradientes -de toma de carga y de descarga- de 8 MW/minuto y para ciclos combinados mayor a 16 MW/minutos. El COES establece las Reservas para el Servicio de RSF, calculando las Reservas a subir (RAS) y Reservas a bajar (RAB).

Figura 24. Prestación de Servicio de RSF



Fuente: (Di-Avante et al., 2020)

- (2) Los proveedores de RSF son seleccionados combinando (a) contratos de largo plazo adjudicados por el COES, que incluyen el compromiso de capacidad de Reserva (“Provisión Base”) de hasta 3 años; y (b) mediante un Mercado de Ajuste en que los generadores calificados en el Orden de Mérito presentarías ofertas de corto plazo bajo “Pay as Bid”
- (3) La Provisión Base es repartida entre los adjudicatarios, quienes tendrían prioridad respecto a los demás generadores (“Proveedores de Base Firme”), y los Proveedores de Base Variable, serían llamados si la RSF de los Proveedores de Base Firme resultan insuficiente para cubrir la cantidad total de Reserva necesaria, siempre que sus ofertas fueran más competitivas que aquellas presentadas por los generadores del Mercado de Ajuste (“Proveedores de Base Variable”). La Provisión Base se hace bajo “Pay as Bid”. En caso de existir déficit, se adjudica en el Mercado de Ajuste de RSF (diario).

A su vez, el COES publicó el 01.10.2015 la “Nota Técnica para la implementación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia a través del Control Automático de Generación -AGC” que definía (i) los requisitos

técnicos del AGC; (ii) requisitos técnicos de los proveedores de RSF; y (iii) procedimiento para asignar la provisión del servicio de RSF. Asimismo, mediante Resolución Osinergmin N° 026-2016-CD/Osinergmin se aprobaron los “Lineamientos para la Asignación de la Provisión Base para Regulación Secundaria de Frecuencia” publicada el 16.02.2016. Dichos Lineamientos: (i) facultan al COES a realizar y supervisar el proceso de licitación para la adjudicación de la Provisión Base; (ii) establecen que el adjudicatario tendría el derecho exclusivo de prestar la Provisión Base por un plazo de 3 años.

El 08.07.2016, el COES publicó el documento “Nota Técnica: Metodología a Utilizar para realizar la Asignación del Despacho Económico y la Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia”, cuyo objetivo era definir “la metodología que debe utilizar el COES para determinar el despacho económico de generación y la Reserva requerida para Regulación Secundaria de frecuencia, tomando en cuenta lo establecido en la [Resolución N° 141] y el [Informe 410]”. Dicha nota fue modificada por la “Nota Técnica: Metodología a Utilizar para realizar la Asignación del Despacho Económico y la Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia”, aclarando que: (1) no existía un orden de prioridad en la asignación del servicio de RSF en los Proveedores de Base Firme, Proveedores de Base Variable y los generadores del Mercado de Ajuste; (2) el despacho económico y la asignación de la prestación del servicio de RSF se realizará mediante Optimización Conjunta considerando todo el parque disponible y las unidades que se encuentran calificadas para operar bajo el control de AGC; (3) los Proveedores de Base Variable pueden participar en el Mercado de Ajuste y ofrecer precios y cantidades distintos de los acordados en sus actas de compromiso respectivo, mientras que los Proveedores de Base Firme no pueden participar en el Mercado de Ajuste. A raíz de un recurso de apelación emitido por Kallpa GSA, se eliminó la disposición que señalaba que no habría prioridad entre los Proveedores de Base Firme, los Proveedores de Base Variable y los Proveedores de Mercado de Ajuste.

Señala Di-Avante (Di-Avante et al., 2020) que el COES realiza una cooptimización de Energía y Reservas provenientes del Mercado de Ajuste, forzando las Reservas provenientes de la Provisión Base programadas en la operación por despacho económico. Como producto de la cooptimización, en el

Mercado de Ajuste el precio se determina en la modalidad “Pay as Cleared” (precio máximo determinado por el COES).

Cada participante para la prestación del servicio recibe un pago mensual por RSF conforme a una fórmula que tiene en cuenta el Costo de Oportunidad, Asignación de Reserva, Compensación de costos operativos adicionales producidos por el Cumplimiento del Servicio (CA), y el Pago por Reserva No Suministrada (PRNS) de la Unidad de Regulación Secundaria (URS). Los pagos se obtienen a prorrata de la generación inyectada, y de los retiros en caso de los retiros del MCP. La FSP es pagada mayoritariamente por los generadores que inyectan. Así:

Tabla 15. Derechos de cobro

<b>Derechos de Cobro (PR-22)</b>	
<b>Costo de Oportunidad (CO)</b>	Diferencia del beneficio neto obtenido en el programa de producción de Energía durante un periodo de programación motivado por la necesidad de despachar a este en un punto de inyección con producción inferior para permitirle la provisión de RSF. Es calculado en cada periodo diario de programación del Programa Diario de Operación (PDO).
<b>Asignación de Reserva (AR)</b>	Se determina en base a la Reserva Asignada de la unidad de RS proveniente de la Provisión Base, y la Reserva Asignada a subir y a bajar proveniente del Mercado de Ajuste. El cálculo es diario.
<b>Compensación de costos operativos adicionales producidos por el cumplimiento del servicio de RSF (CA)</b>	
<b>Obligaciones de Pago</b>	
<b>Pago por Reserva No Suministrada (PRNS)</b>	Cuando la unidad no puede brindar la RSF: La Reserva No Suministrada (RNS) deberá ser pagada por el titular de la URS con Déficit de Reserva por cada periodo diario.

Fuente. PR-22

Siendo la fórmula:

Ecuación 13. Distribución de Costos

$$LIQ_u = CO_u + AR_u + CA_u - PRNS_u$$

En el caso de los SSCC el numeral 4.1. de la NTCTR establece que el COES establece la forma de distribución de costos de los SSCC vía PR. Al respecto, el PR-10 de “Liquidación de la valorización de las transferencias de Energía Activa y de la valorización de SSCC e Inflexibilidades Operativas” establece que el Saldo de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas Neto de cada Participante resulta de la suma de:

- (1) Valorizaciones de transferencias de Energía Reactiva determinada de acuerdo al PR-15 “Valorización de las Transferencias de Energía Reactiva”.
- (2) Compensación por Reserva rotante para regulación secundaria de frecuencia, evaluada conforme al PR-22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia”.
- (3) Compensación por costos operativos adicionales, determinado de acuerdo con el PR-33 “Compensaciones de Costos Operativos adicionales de las Unidades Térmica”.
- (4) Cualquier otra valorización o compensación que genere obligaciones de pagos y/o derechos de cobro para los Participantes relacionados a SSCC e Inflexibilidades Operativas y establecidos de acuerdo con los PR del COES.

El numeral 9.2.2 del PR-10 dispone que el pago lo efectúan sólo Participantes económicamente deficitarios a los Participantes excedentarios, según la prorrata de Saldos de Servicios e Inflexibilidades Neto en la proporción en que participen en el saldo positivo total.

Aparte de los mecanismos de precio máximo, no existe un mecanismo de mitigación de poder de mercado.

#### **2.8.6.4. Regulación Terciaria de Frecuencia (RTF)**

No se ha implementado una RTF. La recuperación de las Reservas rotantes se hace a través de procesos de redespacho, aunque también bajo las licitaciones de Reserva Fría, se puede tener RTF. Los Grupos de Arranque Rápido por Emergencia (GARE) son definidos en la NTCOTR como parte de la Reserva Fría, puestas en funcionamiento en un tiempo menor a 10 minutos.

### 2.8.6.5. Regulación o Control de Tensión

Está reconocido en el PR-15, sobre valorización de transferencias de Energía Reactiva, así, los Generadores, presentan información de Energía Reactiva de sus unidades para cada intervalo de mercado en bornes. Las compensaciones por los excesos de consumo de Energía Reactiva se reportan cuando no estén asociadas al titular de la red de distribuidor donde se encuentra el cliente. El cálculo se hace con el precio (S// kVARh) establecido por Osinergmin.

Los Distribuidores y Grandes Usuarios informan el exceso de consumo de Energía Reactiva asociados a sus consumos en el MME y la valorización considerando el Cargo por Exceso de Energía Reactiva (S// kVARh) fijada por Osinergmin. De la misma manera sobre los equipos de compensación reactiva.

Los transmisores informan sobre la producción de Energía Reactiva inyectada y absorbida por sus equipos de compensación para cada intervalo de mercado.

Para los generadores, la remuneración se efectúa por Energía Reactiva inductiva y capacitiva, fuera de la banda reactiva en el periodo de punta reactiva,  $k_y$  para todos los intervalos. Los precios básicos de Energía Reactiva inductiva y capacitiva son revisados cada 2 años.

El COES determina el saldo neto para la transferencia de Energía Reactiva considerando:

- (1) Fondo recaudado por exceso de consumo de Energía Reactiva (FREC): Sumatoria de los excesos de consumo de Energía Reactiva y capacitiva asociada a los consumos de los clientes de los generadores más los excesos de los consumos en el MME de los Distribuidores y Grandes Usuarios.
- (2) Pagos de compensación a Unidades por inyección y absorción de Energía Reactiva fuera de la Banda Reactiva (CUGFdBR): Valorización de la Energía Reactiva inyectada o absorbida fuera de la Banda Reactiva, y el precio básico de Energía Reactiva inductiva o capacitiva.
- (3) Pagos de compensación a equipos de compensación reactiva (CECR): Para los equipos de compensación reactiva (reactores de barra, banco de

capacitadores shunt, SVC y/o compensadores síncronos) se mide la Energía Reactiva en los sistemas de medición y se valoriza al precio de Energía Reactiva para este tipo de equipos indicados en el anexo del PR-15.

Se determina el Saldo por Fondo de Energía Reactiva (SFR) como la suma de CUGFdBR, CECR y Compensaciones por sobrecostos por Operación de Tensión menos el FREC. Se determina el Saldo por Fondo de Energía Reactiva Total (SFRT) de la Suma de los Saldos por el Fondo de Energía Reactiva de todos los Participantes. Si el SFRT es negativo, el saldo se asigna a los Participantes en proporción a sus montos mensuales de FREC recaudados. Si por el contrario, es positivo, los Participantes aportan el saldo asignado acumulado de los meses anteriores en proporción a sus saldos acumulados y de todos los participantes hasta que éstos sean igual a cero. De ser insuficiente, el monto restante será cubierto por los participantes en función a sus retiros en el mes valorizado.

El COES puede disponer la puesta en servicio de unidades para elevar la tensión de una barra de carga, cuando ésta sea inferior al 97.5% de su tensión de operación. También puede disponer el rechazo (desconexión) manual de carga para elevar tensión, cuando las barras de carga operen con tensiones inferiores al 95%.

No hay mecanismo de mercado, pero si reconocen compensaciones por la prestación de los SSCC de regulación de tensión. El PR-15 existe la posibilidad de remuneración siempre que la inyección o absorción de reactivos sean requeridas por el COES, a equipos de compensación reactiva no remunerados por cargos regulados de largo plazo por Osinergmin o precios básicos de Energía Reactiva calculados por el COES.

Los generadores se encuentran obligados a suministrar Energía Reactiva hasta el límite de capacidad de sus equipos, y la obligación de los Distribuidores o de los Clientes Libres de no consumir Energía Reactiva más allá de los límites permitidos. Cualquier exceso de consumo es penalizado, y dichos ingresos transferidos a los suministradores (ya sea generadores o propietarios de

equipos) que pueden proveer Energía Reactiva por medio de equipos estáticos o de compensación síncrona.

Cuando a los generadores se les exija hacer control de reactivos operando a un factor de potencia más bajo que 0.95 se le compensa por los MVAR adicionales inyectados y/o absorbidos a una tarifa única administrativa fijada por el COES. Cuando las instalaciones efectúan el control de reactivos, se les paga una tarifa relacionada con la anualidad de inversión eficiente de un equipo básico de control de reactivos.

#### **2.8.6.6. Servicios de Recuperación de Servicio**

El COES elabora el Plan de Restablecimiento del SEIN de acuerdo con el PR-9. Éste es un documento que permite a los centros de control de los agentes, procedentes a la recuperación rápida y segura del suministro. El Plan está clasificado en 3 áreas operativas: Norte, Centro y Sur.

Dicho Plan cuenta con el inventario de unidades por áreas operativas que cuentan con arranque autónomo ("Black Start"), Teledisparos (equivalentes a las desconexiones automáticas de carga y generación) y Aislamiento Rápido. La prestación del servicio de aislamiento es voluntaria.

En el caso de esquemas ERACMF, EDAGSF, ERACMT, están detallados en el Estudio de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN. El COES elabora este estudio para establecer los esquemas previendo situaciones de inestabilidad y los agentes tienen la responsabilidad de implementarlo.

#### **2.8.6.7. Resumen.**

El resumen es:

Tabla 16. Resumen de SSCC en Perú

SSCC	Servicio	Mercado	Aplicación	Prestación efectiva	¿Quién paga?	Observaciones
<b>Balance</b>	RPF PR-21	No	Obligatoria (PEfectiva > 10MW) Se eximen unidades ERNC	Si, Pendiente evaluar estadísticas operativas	Condición para participar. Incumplidor	-El dinero pagado por los incumplidos alivia costos RSF. -Hay posibilidad de delegación del servicio. -Penalidad por incumplimiento
	RSF PR-22	Si	Voluntario Solo participan habilitados	Si, pendiente evaluar detalles operativos	Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios (retiros)	-Subastas semestrales en caso el COES lo requiera: Provisión Base -Subastas diarias: Mercado de Ajuste -Ofertas voluntarios de magnitud (MW) y precios arriba y abajo en S// KW-mes.
	RTF	No definido	No definido	No definido	No definido	No definido
<b>Regulación o Control Tensión</b>	Generador PR-15	No	Obligatorio Exceso de Energía Reactiva	Si	Demanda: Consumidores penalizados	Penalizaciones por consumo en exceso
	Transmisor, sólo a solicitud del COES Distribuidor o Usuarios Libres PR-15	No	A requerimiento del COES Plan de transmisión y Plan de Inversiones	Si	Distribuidores o Usuarios Libres	Susceptible de mejora
<b>Restablecimiento</b>	Arranque autónomo Desconexión Automática Aislamiento Rápido	No	Plan de Restablecimiento	Si	Demanda	Propuesta para nuevos desarrollos de acuerdo con requerimientos al SEIN

Fuente: (Di-Avante et al., 2020)

### **2.8.7. Propuestas regulatorias presentadas por el estado peruano**

El 24.06.2022, mediante RM N° 227-2022-MINEM-DM ((Perú), 2022), el MINEM publicó el Proyecto de Ley que modifica la LDGE, cuya versión final fue entregada por el Poder Ejecutivo al Congreso de la República (Ejecutivo, 2023), cuyo resumen es:

- (1) Se autoriza la adquisición de Potencia Firme y Energía de forma no empaquetada. Entonces, un comprador puede adquirir toda la Energía Firme de un ERNC y la Potencia Firme de distintos suministradores.
- (2) Implementación de Bloques Horarios en las licitaciones a cargo de los Distribuidores. Esto permite que la adquisición de Energía de generadores en segmentos horarios con mayor Energía Firme para las unidades solares y eólicas y no para los tradicionales bloques Hora Punta, Hora Fuera punta. Cabe señalar que el Osinergmin ha implementado un segmento intermedio para la formación de tarifas a usuarios finales. Cabe señalar que dicha propuesta ya fue implementada en Chile, obteniéndose mayores precios de energía en horas punta (nocturnas) (licitaciones hacia distribuidores)

### **2.8.8. El MSGN**

El DS N° 046-2010-EM regula el MSGN por el cual a través del MECAP como mercado centralizado de volumen y transporte de GN en el que los Consumidores -Distribuidores y Consumidores Independientes- transan excedentes de volumen y transporte.

Las transferencias tienen una vigencia anual hasta horaria. Asimismo, la Tercera DCF prescribe que los Consumidores Ofertantes tienen el derecho de transferir los volúmenes o capacidades de transporte de GN contratadas y no consumidas, así el DS N° 012-2021-EM -publicada el 19.05.2021- dispone que las disposiciones contractuales que condicionen dicho derecho a una autorización o conformidad del Productor o Concesionario de Transporte, éstas deben obtener antes del inicio de la subasta correspondiente. A falta de pronunciamiento, existe aprobación tácita.

A la fecha, el MECAP no tiene funcionamiento, no existiendo adjudicatario del servicio de administración de la plataforma electrónica del MECAP.

### 2.8.9. Propuesta del COES

El COES a través de una consultora (Di-Avante & al., 2020) contrató la elaboración un informe para la implementación de un nuevo marco regulatorio de SSCC. Éste señala que:

- (1) Mientras mejor sea el diseño del mercado de corto plazo de SSCC y Energía -entendido como el que mejor refleje todas las restricciones operativas relevantes en los precios, mayor será la cantidad de ERNC que se pueden integrar de forma eficiente. Al tratar de integrar más ERNC sin fijarse en el número y variedad de restricciones operativas causadas por los ERNC mayor será el costo anual.
- (2) Los mercados de SSCC a corto plazo que cooptimizan con un mercado de Energía que refleja todas las restricciones de transmisión y operativas relevantes reducen el costo de atender la demanda de Energía y SSCC en todos los nodos de la red de transmisión. Los mercados europeos que son secuenciales y no cooptimizan, con los mercados en Estados Unidos donde casi todos cooptimizan. Se observa altos costos de congestión y redespacho en Europa.
- (3) Definir los mercados de liquidación múltiple y que opere en Tiempo Real con mayor frecuencia reduce significativamente la necesidad de SSCC y permite asignar los costos de acuerdo con el Principio de Causalidad. En un Mercado de Liquidación Múltiple coexisten un Mercado de Tiempo Real y un Mercado de Día Previo para las siguientes 24 horas de carácter vinculante y reliquidar las cantidades y precios entre ellos.
- (4) Con la introducción de ERNC se requiere nuevos productos como el “mileage charge” del CAISO y PJM para gestionar rampas.
- (5) Las definiciones de tecnología deben respetar el principio de neutralidad tecnológica.
- (6) La creación de un mercado de SSCC normalmente requiere un mecanismo de mitigación del poder de mercado.

La propuesta presentada por el COES (Di-Avante et al., 2020) comprende:

- (1) La implementación de un Mercado de Día Previo que determine compromisos vinculantes de producción de Energía y asignación de Reservas,

sin interferencias de adquisiciones de largo plazo, y una reliquidación de cantidades de Energía versus la operación en Tiempo Real (activación de Reservas).

(2) Se elimina el concepto de Provisión Base en su diseño actual, reemplazándolo por una adquisición de servicio de largo plazo, sin asignación física, que no altere la minimización de costos de Energía y Reservas en el Mercado de Día Previo y Mercado Intradiario. En otras palabras, el adjudicatario de la Provisión Base asumiría los riesgos financieros de liquidación en el Mercado de Día Previo y Mercado en Tiempo Real.

(3) Se recomienda redefinir los precios de la Reserva secundaria, de modo que existan dos componentes: (3.1) Disponibilidad que resultará de un proceso de subasta y estimado considerando costos de oportunidad, y (3.2) un valor de activación que resultará de los balances entre el Tiempo Real y el Día Previo, y que corresponde a una remuneración (pago) de Energía. Esta definición de precios se extiende para la RTF.

(4) En relación con los pagos de la disponibilidad de Reservas entre los actores, es recomendable una distribución basada en la causalidad en los pagos de Reserva.

(5) En cuanto a la RPF, se sugiere mantenerla de acuerdo con los procedimientos actuales, y dependiendo del avance que tengan los mercados pioneros en introducir subastas a este servicio, plantear su introducción.

(6) Con relación al Servicio de Control de Tensión, se propone modificar el PR-15 para que el precio de la Energía Reactiva a costo de oportunidad para los generadores. Para las instalaciones que no sean de generación, se propone identificar la Energía Reactiva inyectada a requerimiento del COES, y una fijación de precio entre el costo de oportunidad y precio actual, en caso de que sea remunerada. En el largo plazo se propone: (6.1) el COES a partir de la identificación de nuevos requerimientos de Energía Reactiva que no se encuentran disponibles en el mercado y que resulten necesarias para su desarrollo, elevando un informe a Osinergmin y al MINEM en un símil con el Plan de Transmisión actualmente utilizado, (6.2) estas entidades evaluarán el establecimiento de un mercado competitivo para el control de tensión y mejorar la calidad de las redes.

(7) Con relación a los Servicios para la Recuperación del Servicio se sugiere la implementación de islas eléctricas, y de las necesidades de las redes teniendo en cuenta la penetración de ERNC, para la creación de un mercado de Arranque en Negro (“Black Start”) y Aislamiento Rápido.



### **3. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN, ANÁLISIS DE INFORMACIÓN**

La metodología consiste en la revisión de la literatura existente, así como la comparación de las regulaciones disponibles de los países relevantes. A partir de dicha revisión se extraen las siguientes conclusiones:

(1) La mayoría de países, salvo Chile, tienen un MCP con subastas del Día Previo, es decir descartan el uso de costos auditados, los cuales son utilizados en mercados insulares, con reducido nivel de competencia.

(2) La mayoría de países, no requieren la adquisición asociada de Potencia Firme y Energía Firme.

(3) No existen mercados de Día Previo, Intradíarios y en Tiempo Real para RPF o su equivalente. La mayoría incorpora obligaciones administrativas de carácter general y el reembolso de costos fijados administrativamente.

(4) Una mayor integración de ERNC genera mayores costos de SSCC lo que aumenta los costos totales, además de incrementar los riesgos de confiabilidad y seguridad.

Entonces, la cantidad de modelos referenciados comparten el funcionamiento de por lo menos un Mercado de Día Previo, y una adquisición no empaquetada de Potencia y Energía.

Por el dato del uso de data real del SEIN se utilizan los datos utilizados por el COES y OSINERGMIN para la fijación de cantidades de Reserva Rotante para RPF del SEIN del año 2024 de acuerdo con el PR-21 (COES, 2023) que contiene el detalle del parque generador (incluye ERNC) destinado a la prestación de SSCC. Dicha data, permite concluir cuantos son los costos de operación por Reserva Rotante para RPF, es decir la Reserva total del sistema para la RPF bajo un régimen de prestación obligatoria y gratuita. Dicha data se encuentra contenida en Anexo 4.

Asimismo, se utiliza la data -con intervalos de 15 minutos- de las cantidades inyectadas de Energía Activa y SSCC, del año 2023, por todo el SEIN desagregado por generadora y agrupada por tipo de tecnología. Dicha data se encuentra en el Anexo 5. Asimismo, los costos marginales -con intervalos de 15 minutos-, utilizándose la Barra Santa Rosa por ser la más representativa, y los Costos por MW de SSCC utilizado. A partir de dicha data se pueden elaborar los

escenarios de mayor penetración ERNC tomando como referencia el comportamiento del SEIN durante todo el 2023. Dicha data se encuentra en el Anexo 5 del presente documento.

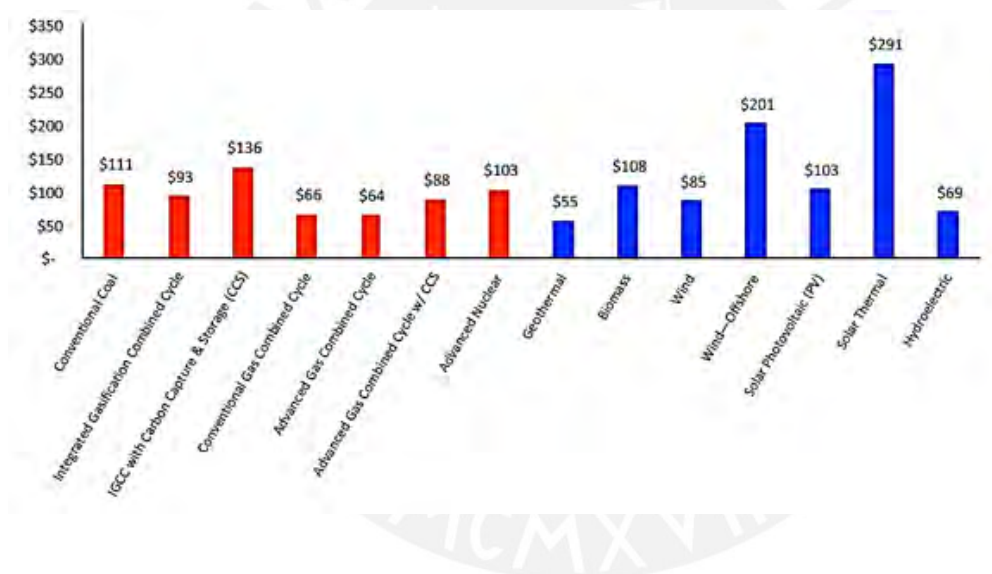


#### 4. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Señala el MIT (MIT, 2016) que las recientes innovaciones (generación con ERNC, Generación Distribuida, entre otras), no significa que dichas tecnologías sean de cualquier forma competitivas a nivel de costo.

Utilizando el costo de Energía nivelado (“Levelized Cost of Energy”), entendida como una métrica que divide la sumatoria de CAPEX y OPEX entre el total de Energía producida durante toda su vida útil. Esta métrica es útil para simples comparaciones de costos de distintas tecnologías, aunque es una fotografía incompleta en tanto existen distintos patrones, comparando tecnologías despachables con renovables intermitentes.

Figura 25. Costos de Energía Nivelado Promedio (“Average Levelized Costs of Electricity”) de Estados Unidos para la nueva generación que entra en servicio en 2022



Fuente: (MIT, 2016) tomado de National Academies of Sciences, Engineering and Medicine 2016, Apéndice B.

\*Asume USD/.15 por tonelada de dióxido de carbono emitido y ajustado por intermitencia, la necesidad potencial de inversión en transmisión y el costo de criterio de contaminantes atmosféricos.

Con relación a los sobrecostos producidos por una mayor integración de ERNC (Energy Center UNC Kenan-Flagler Business School, 2022), la naturaleza difusa e indirecta de los costos de la intermitencia de la ERNC impide una estimación precisa de su impacto. Una empresa del sector para los Estados Unidos calculó el costo de USD/. 11.00 MWh al 20% de penetración de ERNC.

Estos costos incrementan en una función no lineal respecto al crecimiento de la penetración de ERNC. Se señala que no existe un consenso sobre los costos de integración y de que forman incrementan sobre el tiempo. Los estudios hechos en laboratorios nacionales sugieren que la penetración puede alcanzar el 30% de la capacidad de generación en un mercado específico con cambios mínimos de sistema.

De acuerdo con el IEA -examen realizado en el 2005 (Karkatsouli, 2013)- la mitigación de la intermitencia genera costos adicionales tales como (1) mayores reservas de balance/operacionales, (2) mayores reservas de capacidad, (3) mayor extensión de líneas de transmisión y distribución. Por el lado de (1) mayores reservas de balance/operacionales Ueckewerdt et al -citado por Karkatsouli (Karkatsouli, 2013)- cuantifica el incremento de 2 Euro/MWh a 4 E/MWh cuando la penetración de viento incrementa de 5% a 30%; (2) por el lado de mayores reservas de capacidad, la intermitencia incrementa el tamaño del margen del sistema para mantener el mismo nivel de confiabilidad.

Estos costos se refieren a la intermitencia propia de la ERNC: (1) El primer tipo de intermitencia consiste en las fluctuaciones segundo-minuto a minuto que ocurren con las variaciones del recurso primario. Las operaciones normales de la red se caracterizan por el constante, aunque con pequeñas fluctuaciones en voltaje y frecuencia. Ambos son gestionados en una base de segundo por segundo para mantener la calidad de la Energía. Las fluctuaciones normales son compensadas con pequeños ajustes en la Energía generada en las plantas en línea. Con las ERNC, requiere fluctuaciones mayores en Tiempo Real, lo que requiere mayores y más frecuentes modulaciones en las unidades de generaciones en líneas y ocasionales arranques o apagados de las unidades en punta; (2) el segundo tipo de intermitencia es el desbalance entre la generación ERNC promedio y el promedio de la curva de demanda en una base diaria. Como las unidades solar no producen nada en la noche (Máxima Demanda), esto significa que una unidad de base pasa operar a tiempo parcial, en modo de demanda, lo que es ineficiente en términos de costo; (3) una tercera preocupación es la habilidad de las unidades para cubrir la ratio de cambio de la demanda durante el día. Esto es conocido como el “Reto de la Rampa” (“Ramping Challenge”). Diferencias en la velocidad de la rampa de la demanda puede ocurrir de un día a otro. En un día caluroso la demanda puede aumentar

rápidamente, precisando de un incremento de la generación. Como las unidades van a producir lo que la naturaleza (energía primaria) permita producir en ese tiempo, su habilidad para seguir la rampa de demanda es una función de lo que la naturaleza permite. Las unidades termoeléctricas, tienen la habilidad de entregar “Energía Despachable” que puede ser planeada para rampas específicas de demanda. Esto permite una utilización del activo eficiente. Aunque los ISO o los generadores pueden hacer pronósticos sobre la generación ERNC disponible para cubrir la rampa, se deben tener planes de cobertura en caso no exista disponibilidad de la fuente primaria de energía. Esto requiere una capa de redundancia y el uso de plantas ineficientes para cumplir con caídas de generación; (4) el cuarto desbalance es lo que se hace con el suministro de generación solar excedente durante el pico de generación solar por la tarde o durante el periodo nocturno eólico. En principio esto causa una reducción de la Energía despachable, lo que produce la generación menor en unidades termoeléctricas, lo que es costoso. Otra alternativa es verter la Energía a los mercados vecinos lo que requiere mayores inversiones en interconexiones. En cualquier caso, los costos marginales reducidos por la generación con ERNC se compensan con los gastos involucrados en el apagado y arranque de unidades termoeléctricas; (5) la quinta preocupación es la reducida Potencia Firme respecto a la Potencia Instalada. Una unidad solar produce el 20-25% de su Potencia Instalada, las unidades solares entre el 40-45%. Esto contrasta con las Unidades de Ciclo Combinado de Gas Natural que producen el 85% de su Potencia Instalada. La reducida potencia está en función de su variabilidad. Las unidades solares no producen nada en la noche y producen en función de la irradiación solar, el clima y la estación. Esto permite deducir que las ERNC no están adaptadas para funcionar como carga de base. Esto incluye a la generación eólica, conforme al detalle del Anexo 5 del presente documento.

La integración de generación solar genera sobre costos en la gestión de la intermitencia, tales como (1) incrementado del despacho de unidades termoeléctricas, relacionadas a cambios en el orden de despacho, (2) exceso de Energía se vuelve un problema con alta penetración de ERNC solar, (3) las Reservas se incrementan, (4) El ciclo de las plantas incrementa, especialmente la de las unidades termoeléctricas de ciclo simple.

Un consenso general consiste en que la integración de ERNC requiere la combinación de los siguientes componentes: (1) Almacenamiento de Energía; (2) Diversificación de tipo y de ubicación geográfica de Renovables; (3) Mercados de Energía de Área Planta; (4) Planeamiento de Sistemas Integrado/Pronóstico; (5) Gestión de Demanda; y (6) Uso de Generación con Gas Natural Flexible.



## **5. ANÁLISIS DE PROBLEMÁTICA**

### **5.1. La intermitencia y la variabilidad de la ERNC como fuente de la problemática**

Los procesos de balance de los sistemas de potencia, incluyendo la programación, el despacho en Tiempo Real (la carga próxima), y los procesos de regulación están basados en modelos determinísticos que trabajan bien con sistema de generación basadas en generación convencional.

El incremento de la generación ERNC causa retos con la gestión de incertidumbres y variabilidad asociada con estas funciones, con la incorporación de la información bajo incertidumbre dentro de la operación de la red y las funciones del mercado.

Siguiendo a (Makarov, Etingov, & Ma, 2014) estas desviaciones pueden requerir la procura de Reservas adicionales y servicios de balance costosos. Es necesario conocer si el sistema será capaz de cumplir con los requerimientos de balance dentro de un horizonte prospectivo, capacidad de balance adicional y capacidad de rampa adicional.

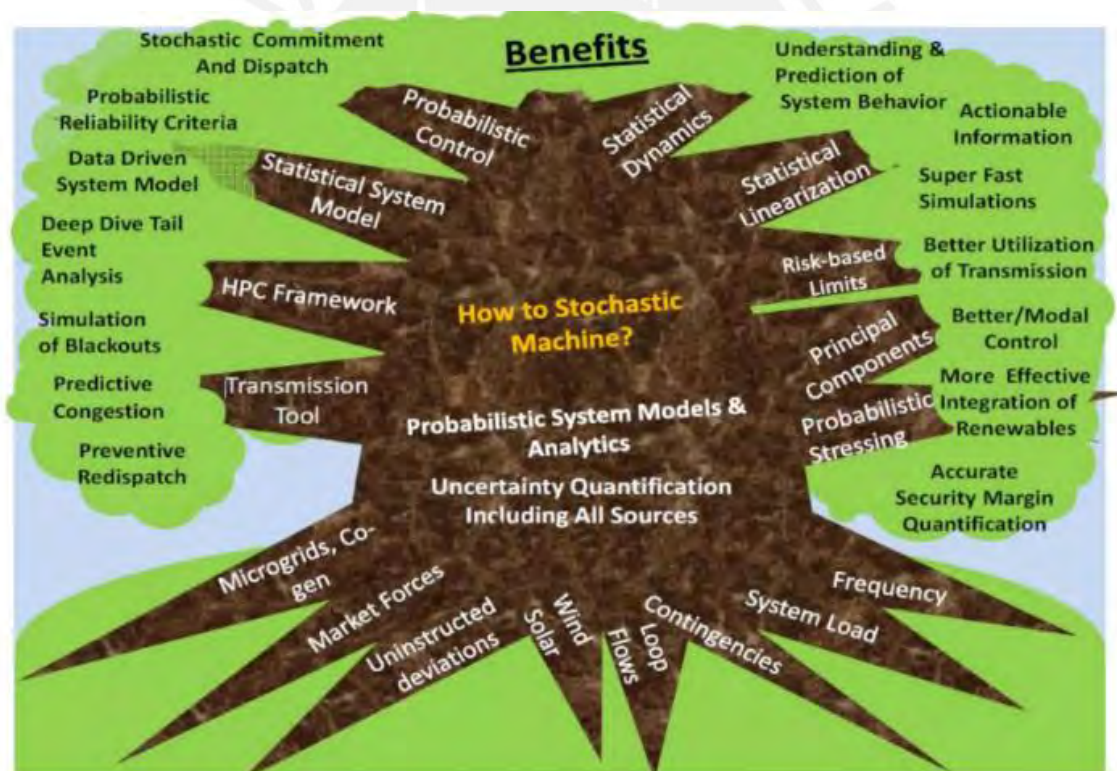
Los requerimientos de balance tienen una naturaleza no paramétrica. Las distribuciones no paramétricas no pueden ser utilizadas una distribución de probabilidad estándar (distribución normal) aunque puede ser aproximadas utilizando una distribución estándar o una combinación de distribución con un nivel limitado de certeza.

La carga y los errores de pronóstico de viento exhiben una fuerte autocorrelación entre el subsecuente pronóstico y una correlación cruzada entre diferentes pronósticos. La autocorrelación significa que, por ejemplo, que para cierto número de horas de operación, si un error de pronóstico positivo es observado, es probable que un error similar sea observado para la siguiente hora. Una correlación cruzada significa una dependencia estadística. En procesos no estacionarios, las características estadísticas de errores de pronósticos cambian sobre el tiempo.

La figura siguiente (Makarov, Etingov, & Ma, 2014) muestra la transición desde tecnologías determinísticas a probabilísticas utilizados en la operación de sistemas de potencia y planeación. La ruta el problema es construyendo modelos

de incertidumbre y variabilidad por todos los factores contribuyentes. La figura, muestra fuentes adicionales de incertidumbres, como impactos de mercado, flujos de bucle (“Loop Flow”), micro redes, y control desde el lado de demanda, y contingencias. Este esfuerzo requiere un bien organizado, coordinado, sistemático y continua recolección y procesamiento de información primaria, como líneas de transmisión y tasas de salida de generador. El paso siguiente es construir modelos de incertidumbre para cada fuente, tanto como el modelo de incertidumbre de larga escala, que se convierte en un modelo dispersión geográficamente cuando el aspecto de incertidumbre de transmisión es analizado. Dicho modelo puede reproducir características estadísticas de la información primaria histórica y sirve como un generador de numerosas simulaciones Montecarlo.

Figura 26. Ruta de problemas



Fuente: (Makarov, Etingov, & Ma, 2014)

Nota: HPC= High Performance computing.

Existen tres modos posibles de integración de la información de incertidumbre de la operación del Sistema: pasiva, activa y proactiva. La integración pasiva es el primer nivel de integración que advierte de las

incertidumbres dentro de las herramientas de software del centro de control a través de la visualización de información y alarma. La integración activa utiliza la información de incertidumbre para modificar las funciones de operación de la red existente, como el compromiso de unidad. La integración proactiva desarrolla nuevas funciones de la operación de red, hechas posibles por la información bajo incertidumbre.

## 5.2. Una mayor integración de ERNC genera mayores requerimientos de RPF, RSF y supone la introducción de RTF

Tomando como referencia la data procesada por el COES (COES, 2023):

Tabla 17. Potencia instalada que no presta RPF

VALORES REFERENCIALES				
Central	Pot. Instalada	Maxima	Media	Minima
C.E. CUPISNIQUE	83.15	80	50	20
C.E. MARCONA	32	10	20	20
C.E. TALARA	30.86	25	20	20
C.E. TRES HERMANAS	97.15	90	70	50
C.E. WAYRA I	132.3	126	110	90
C.E. HUAMBOS	18.4	11	11	11
C.E. DUNA	18.4	11	11	11
C.E. PUNTA LOMITAS	260	140	140	140
C.E. PUNTA LOMITAS EXPANS.	36.4	20	20	20
C.H. ARCATA	5.312	4.5	4.5	4.5
C.H. CANCHAYLLO	5	4	4	4
C.H. CAÑA BRAVA	6	5	5	5
C.H. CARHUAQUERO IV	10	10	10	10
C.H. CHARCANI I, II, III	7.0132475	6.11	6.11	6.11
C.H. CHARCANI VI	8.96	8.5	8.5	8.5
C.H. EL CARMEN	9	8	8	8
C.H. HER 1	0.7	0.7	0.7	0.7
C.H. HUASAHUASI I	10.3	7.9	7.9	7.9
C.H. HUASAHUASI II	10.48	8	8	8
C.H. LA JOYA	10	9.5	9.5	9.5
C.H. NUEVA IMPERIAL	3.97	3.5	3.5	3.5
C.H. OROYA	9	8.7	8.7	8.7
C.H. PACHACHACA	9	9	9	9
C.H. PARIAC	4.859	4.6	4.6	4.6
C.H. PATAPO	1	1	1	1
C.H. POECHOS II	5	4	4	4
C.H. PURMACANA	1.8	1	1	1
C.H. RONCADOR	3.8	3.2	3.2	3.2
C.H. SANTA CRUZ I	7	5	5	5
C.H. SANTA CRUZ II	7	5	5	5
C.H. YANAPAMPA	4.17	3.5	3.5	3.5
C.S. INTIPAMPA	44.54	0	40	0
C.S. MAJES	20	0	20	0

C.S. MOQUEGUA FV	16	0	16	0
C.S. PANAMERICANA SOLAR	20	0	20	0
C.S. REPARTICIÓN	20	0	20	0
C.S. RUBÍ	144.48	0	144	0
C.S. CLEMESÍ	114.9	0	114	0
C.S. TACNA SOLAR	20	0	20	0
C.T. CAÑA BRAVA	14	11	11	11
C.T. DOÑA CATALINA	2.4	2.4	2.4	2.4
C.T. HUAYCOLORO	4.8	4.5	4.5	4.5
C.T. LA GRINGA	3.2	2	2	2
C.T. MAPLE ETANOL	37.5	0	0	0
C.T. PARAMONGA	23	13	13	13
C.T. SAN JACINTO	21.71	6	6	6
C.T.B. CALLAO	2.4	2.4	2.4	2.4
P.C.H. CHAGLLA	6.385	6	6	6
Nuevos Proyectos 2024	Pot. Instalada	Maxima	Media	Minima
C.H. CENTAURO - ETAPA I	12.5	7	7	7
C.E. WAYRA EXTENSIÓN	177	80	80	80
C.E. SAN JUAN	135.7	60	60	60
C.T. REFINERIA TALARA	102	80	80	80
		908	1241	777

Fuente: (COES, 2023)

Se tiene para Estiaje y Avenida que la potencia instalada máxima que no presta RPF -y por lógica RSF para el 2024 suma 908 MW (Potencia Instalada) (máxima) 1241 Media. Esto permite deducir los siguientes resultados.

Así se tiene que de la totalidad del sistema los porcentajes de participación de la Potencia no considerada en la asignación de Reserva Rotante -ERNC más generación no gestionable, tales como las centrales de pasada, u otras ERNC no consideradas bajo el alcance de trabajo, tales como las que utilizan biocombustible, o centrales de cogeneración-, son iguales para 11.57% para Reserva Punto (en horas punta), 16.05% para Reserva Media y 12.22% para Reserva Base.

Dichos porcentajes se incrementan a mayor introducción de ERNC aumentando los costos de provisión de Reserva Rotante para RPF, tales como mayores costos operativos (inflexibilidades operativas incrementadas y Energía No Suministrada).

### **5.3. Los mercados de Día Previo y mercados Intradiarios permiten una mejor integración de la ERNC**

En un Mercado de Día Previo, un generador tiene mayores incentivos de ofertar Energía Firme adecuada a sus pronósticos de producción. Esto debido a que las cantidades disponibles son pronosticables -hasta cierto límite- por los generadores ERNC, entonces estos pueden ofertar cantidades conservadoras de Energía reduciendo las cantidades de SSCC necesarias para cubrir las variaciones de frecuencia, y permitiendo cuantificar las cantidades de rampa de subida y de bajada necesarias, así como requerimientos de RSF. Esto permite hacer al Programa Diario de Operación (PDO) vinculante y no referencialmente como actualmente ocurre, y permite la aplicación del Principio de Causalidad en la desviación de los programas de despacho.

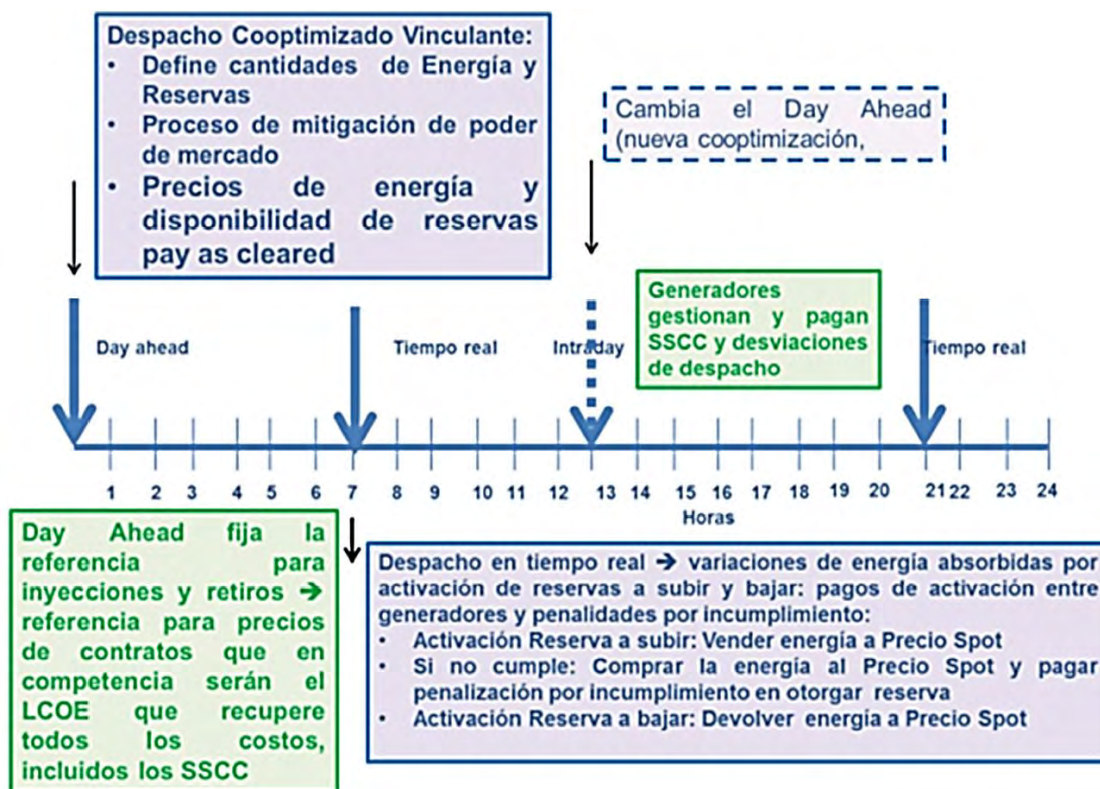
Posteriormente un Mercado Intradiario previo al Tiempo Real permite la presentación de ofertas de compra y venta de Energía y SSCC que permitan actualizar el resultado del Mercado de Día Previo a los cambios en pronósticos de la fuente primaria de Energía, así como salidas de unidades o cortes de transmisión o reducción de capacidad de transmisión, o cambios en la demanda. Un Mercado Intradiario tienen como ventaja explotar la reducción de incertidumbre de producción de la fuente primaria, lo que permite a los generadores ERNC ofertar la mayor Energía Activa disponible y comprar de otros generadores la menor Energía Activa disponible causada por cambios en el pronóstico de producción de fuente primaria. De esta forma, se permite a los generadores ERNC hacer las ofertas de Energía y SSCC necesarias para ajustar el nuevo pronóstico de las fuentes primarias, reduciendo su exposición al Mercado en Tiempo Real.

La definición de mercados de liquidación múltiple y que operen en Tiempo Real -o lo más cercano al Tiempo Real- reduce la necesidad de SSCC y permite asignar los costos de acuerdo con el Principio de Causalidad (Di-Avante & al., 2020). A su vez, las liquidaciones múltiples permiten asegurar la neutralidad de la fuente de SSCC, permitiendo la introducción de productos nuevos que satisfagan necesidades nuevas en un escenario de alta penetración de ERNC.

Esta medida fue presentada coincidentemente por Di-Avante (Di-Avante & al., 2020), señalando que esto elimina el concepto de Provisión Base, modificándola por una adquisición de servicio de largo plazo, sin compromisos físicos. Así, recomienda redefinir los precios de RSF diferenciado (1) la disponibilidad que resulta de un proceso de subasta competitivo y que debe ser

determinado por los agentes considerando sus estimaciones de costo de oportunidad en sus ofertas, y (2) un valor de activación que resulta de los balances entre el Tiempo Real y el Día Previo y que es igual al pago de Energía. Esta definición se extiende a la RTF.

Figura 27. Resumen de propuesta de Di-Avante



Fuente: (Di-Avante & al., 2020)

En forma específica el Di-Avante (Di-Avante & al., 2020) propone la implementación de un Mercado de Día Previo y un Mercado Intradiario tanto de Energía y SSCC entre integrantes del COES.

Señala Di-Avante que en función a los principios tomados por su estudio (Di-Avante et al., 2020), el diagnóstico ofrecido permite inferir la intervención regulatoria propuesta:

Tabla 18. Diagnóstico

Principios regulatorios	Diagnóstico
<b>Causalidad de costos en los precios</b>	No hay, pago se asigna a generadores a prorrata de inyección.
<b>Mercado de Día Previo y Liquidación con Tiempo Real</b>	No existe Es necesario para que los SSCC y redespachos se paguen de acuerdo con el Principio de Causalidad.
<b>Mercado de Tiempo Real</b>	Existe, despeje cada 30 minutos, precios nodales

<b>Co-optimización de la Energía y los SSCC</b>	Parcial, para la Reserva denominada de ajuste. En caso de Reserva Base se asigna cuando la unidad es despachada producto de la cooptimización. No obstante, al no existir "Día Previo", no resulta efectiva.
<b>Fijación de precios no confiscatoria</b>	Existe un híbrido en que se paga a los seleccionados para dar RSF una mezcla entre los valores ofertados "Pay as cleared" + costos determinados por el COES. En caso de la Provisión Base el pago es take or pay. No existe el concepto de pagos por disponibilidad y activación, aunque se podría asimilar los pagos de asignación + costos determinados al primero. Costos determinados por el COES no son optimizados.
<b>Mitigación de poder de mercado</b>	No existe procedimiento formal Solo cap para ofertas de Reserva
<b>Limitar las definiciones de producto y maximizar la participación de recursos</b>	Existe neutralidad tecnológica Provisión Base va en contra

Fuente: (Di-Avante et al., 2020)

### **5.3. Es necesario que los costos por SSCC y los costos asociados a la mayor integración ERNC se internalicen en su fuente productora (internalización de Externalidades)**

Los costos de integración de una unidad se dividen en (Samadi, 2017) son clasificados de la siguiente forma:

- (1) En primer los "costos sociales" definidos como los costos de la sociedad de generar electricidad utilizando varios tipos de tecnología. Estos son desagregados en "costos privados" y "costos externos". Los "costos privados" son aquellos asumidos por el generador como entidad, los "costos externos" son aquellos que son tomados en cuenta por el generador.
- (2) Dentro de los "costos privados" se pueden diferenciar los "costos de nivel de planta" y los "costos del sistema". Los "costos de nivel de planta" comprende los costos asociados a la unidad, consistente en costos de capital, costos de combustible y costos de operación y mantenimiento. Estos costos son calculados a través del "costo de electricidad promedio" ("Levelized Cost of Electricity" [LCOE]).
- (3) Dentro de los "costos del sistema" son aquellos asociados a la confiabilidad en la entrega desde el sitio de generación a los nodos de consumo. Incluyen los costos de transmisión, y de distribución, tecnologías de almacenamiento y un rango de SSCC requeridos para la operación estable del sistema eléctrico. También se incluyen los costos

de perfil (“profile cost”) definidos como los costos de capital adicional y los costos operacionales adicionales causados de forma residual en el sistema eléctrico, tales como los costos de sobreproducción de electricidad de las fuentes de ERNC. En términos generales, por su dificultad de adscripción a alguna unidad específica, los costos son repartidos entre suministradores o consumidores por unidad producida o consumida.

- (4) También puede identificarse de los costos sociales a nivel amplio, incluyendo cuestiones geopolíticas o de política económica.

A fines de resumen:

Tabla 19. Resumen de subcategorías de costos relevantes para la comparación de costos sociales de las tecnologías de generación

<b>Costos a Nivel de Planta (Plant-Level Costs)</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costos de Capital</li> <li>• Costo de Combustible</li> <li>• Costos de mercado de emisiones de efecto invernadero (“greenhouse gas” [GHG])</li> <li>• Costos de operación y mantenimiento no combustible (fijo y variable)</li> </ul>
<b>Costos del sistema</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costos de la red</li> <li>• Costos de balance</li> <li>• Costos de perfil</li> </ul>
<b>Costos Externos</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costos sociales de emisiones de efecto invernadero (menos los costos de mercado de las emisiones de efecto invernadero)</li> <li>• Impactos de la contaminación distinta a los gases de efecto invernadero</li> <li>• Impactos paisajísticos y de ruido</li> <li>• Impactos en ecosistemas y biodiversidad (más allá de los relacionados al cambio climático)</li> <li>• Costos externos asociados a emisiones radioactivas.</li> </ul>

Fuente: (Samadi, 2017)

Con relación a los “costos del sistema”, estos incluyen a los “costos de red” (“grid costs”), “costos de balance” (“balancing costs”), y “costos de perfil” (“profile cost”).

Los costos de red incluyen los “costos de reforzamiento y extensión de la red”, tanto a nivel de transmisión y distribución. Se puede argumentar que solo una parte de los costos extras deben ser asignados a la nueva unidad, en tanto otros productores o consumidores se benefician de las extensiones y reforzamientos, por ejemplo a través del incremento de la estabilidad de la red.

Los “costos de balance” (“balancing costs”) son necesarios para mantener la operación estable del sistema eléctrico, para enfrentar fluctuaciones en la generación y el consumo puede ser compensado con reservas suficientes previas al despacho real. Estas reservas son utilizadas si es necesario para suministrar energía.

Los “costos de balance”, se incrementan según la mayor penetración ERNC, según el siguiente cuadro:

Tabla 20. Costos de balance adicionales específicos por diferentes tecnologías de generación en distintas tasas de penetración, de acuerdo con distintos estudios.

País o Región	Tecnología	Tasa de Penetración (Porcentaje de la generación total)	Costos de balance (en centavos de euro/kWh)	Comentario
OCDE (6 países)	Nuclear	10% 30%	<0.1 <0.1	-
	Viento (onshore y offshore) y Solar Fovoltaica	10% 30%	0.3 0.5	Mediana; Rango Completo: 0.2-0.7 Mediana; Rango Completo: 0.5-1.3
Arizona, EE.UU	Solar Fovoltaica	8%	0.2	Mediana; Rango Completo: 0.2-0.3
EEUU, y distintos países de Europa	Viento (onshore y offshore)	≈10%	0.3	Mediana; Rango Completo: <0.1-0.4
		≈20%	0.3	Mediana; Rango Completo: <0.1-0.5
		≈30%	0.4	Mediana; Rango Completo: <0.1-0.6
11 países de Europa	Solar fovoltaica	15%	0.1	-
Distintos países de Europa y distintas regiones de EE.UU	Viento (onshore y offshore)	≈1% a ≈40%	≈0.3	Mediana, Rango Completo: <0.1-1.3 No claridad en correlación entre costos de balance específicos y el nivel de penetración
Data de costos en este estudio son suministrados en USD. La tasa de conversión a euro es 1 EU=1.1. USD .				

Fuente: (Samadi, 2017)

Los “costos de perfil” (“profile costs”) se refieren a los (i) costos adicionales de capital y operativos por la generación de una nueva unidad que puede causar en el sistema eléctrico de forma residual, más (ii) los costos de sobreproducción de los costos. Incluyen los “costos de respaldo” (“back up cost”), “costos de adecuación” (“adequacy costs”), o “costos de efecto de utilización” (“cost of the

utilization effect”). Se señala (Samadi, 2017) que existe consenso sobre que la generación ERNC incrementa los costos adicionales en el sistema eléctrico residual, no hay consenso que estos deberían ser atribuidos a las unidades ERNC, argumentándose que el problema real es la inflexibilidad de las plantas existentes o que “la adaptación del sistema ocurre inherentemente en los sistemas de potencia y por consiguiente no puede ser atribuido directamente a una nueva tecnología”. Los costos de perfil hallados son:

Tabla 21. Costos de perfil específicos promedio y marginal de la generación eólica y solar fotovoltaica de acuerdo a distintos estudios

Método usado	Tecnología ERNC	Ratio de penetración (Porcentaje de la Generación Total)	Costos de perfil (en de centavos Euro/kWh <sub>ERNC</sub> )		Comentario
			Promedio	Marginal	
Modelación genérica (típica para países europeos con plantas termoeléctricas)	Eólica	10%	1.5	1.9	Reducción de costos por ERN incluidos
		20%	1.9	2.5	
		40%	2.5	4.6	
	Solar Fotovoltaica	10%	1.5	2.7	
		15%	2.1	3.3	
		25%	3.3	9.8	
Modelación genérica (basado en data de carga, potencia eólica y data de solar fotovoltaica de Alemanai)	Eólica	10%	1.0	n.s	Ninguna reducción de costos por ERNC o costos relacionados asumidos
		20%	1.3	n.s	
		40%	1.5	n.s	
	Solar Fotovoltaica	10%	0.8	n.s	
		20%	1.3	n.s	
		40%	2.0	n.s	
	Eólica (ver nota 2 y 3) y Solar Fotovoltaica (ver nota 1 y 3)	10%	0.3	n.s	
		20%	0.7	n.s	
		40%	1.1	n.s	
Meta estudio (fuentes de literatura utilizados cubren distintos países de Europa y distintas regionales de Estados Unidos)	Eólica	10%	0.5	0.8	Ninguna reducción de costos de ERNC incluido;, basado en la mejor curva ajustada para valores de estudios usando modelos de largo plazo
		20%	0.8	1.2	
		40%	1.3	2.2	

1. Referencia en reportes de perfiles de costos marginales. Costos promedio son derivados basados en curvas de costos marginales recogidas en los estudios, y debería ser vistos como valores aproximados.
2. Costos en este estudio son provistos en USD. Estos costos fueron cometidos a Euro utilizando una tasa de cambio de 1 Euro = 1.1. USD.

Fuente: (Samadi, 2017)

La mayor integración de generación solar y eólica aumenta la cantidad de SSCC necesarios para dar estabilidad al sistema. Bajo el esquema actual de Reserva “tradicional” se aplica la  $R_{\text{contingencia}}$  por falla de unidades (eventos imprevisibles no asociados a una tecnología específica) y  $R_{\text{demanda}}$  referido a variaciones de consistentes. Con la penetración de ERNC se integra la Reserva Adicional ( $\Delta R$ ) referida a la volatilidad de generación (pronósticos no coinciden con generación real).

Di-Avante (Di-Avante et al., 2020) propone que la existencia de 3 productos para RSF y RTF, en la modalidad de oferta simple:

- (1) Una cantidad de MW para Disponibilidad de Regulación Secundaria a subir a un valor de USD/MW.
- (2) Una cantidad de MW para Disponibilidad de Regulación Secundaria a bajar, a un valor de USD/MW.
- (3) Una cantidad de MW para Disponibilidad de Reserva Rotante para Regulación Terciaria, a un valor de USD/MW.
- (4) Una cantidad de MW para Disponibilidad de Reserva No Rotante para Regulación Terciaria, a un valor de USD/MW.

Existen dos métodos para calcular las Reservas: (1) la aditiva en donde los requerimientos son determinados y sumados para obtener un requerimiento total, (2) no aditiva, en el que se determina la Reserva total sin considerar los causantes. El Perú utiliza (1), así para la determinación de las Reservas rotantes, así para la RPF se aplica el Anexo I del PR-21 y para el RSF el Anexo II del PR-22. Para la RSF se considera la adición de la Reserva por variaciones de demanda  $R(D)$  y a variaciones de ERNC  $R(ERNC)$ . Señala Di-Avante (Di-Avante et al., 2020) que el cálculo sobreestima los estimados de requerimientos de Reserva para RSF.

A su vez, una mayor integración de generación solar y eólica aumenta la cantidad de Reserva Rotante necesaria para el sistema.

## **5.4. Propuesta Regulatoria**

### **5.4.1. Regulación de Mercado de Día Previo**

El diseño de un Mercado de Día Previo de Energía o de SSCC, requiere de la resolución de distintas disyuntivas, así (1) si las asignaciones obtenidas en la programación del día anterior son no vinculantes, (2) si durante la operación se utilizará un esquema de redespacho o algún tipo de listas de méritos (mercado intradiario de Energía y SSCC).

Los modelos disponibles son los siguientes:



Tabla 22. Esquemas de Ofertas de Energía y Reservas

Esquemas de Ofertas										
Esquema	Ofertas Vinculantes		Híbrido Vinculante		Híbrido-Híbrido		Híbrido no Vinculante		Costos no Vinculantes	
Producto	Energía	Reservas	Energía	Reservas	Energía	Reservas	Energía	Reservas	Energía	Reservas
Ofertas /Costo	Bids	Bids	Costo	Bids	Costo	Bids	Costo	Bids	Costo	Costo
Vincula / No Vincula	Vincula	Vincula	Vincula	Vincula	No Vincula	Vincula	No Vincula	No Vincula	No Vincula	No Vincula
Asignación de responsabilidades de desvíos	Permite		Permite		Permite en Reservas – No permite en Energía		No permite		No permite	
Riesgo de ejercicio de poder de mercado	Alta		Media		Media		Media		Nula	
Aspectos regulatorios	Requiere cambios regulatorios para la vinculación de Energía y SSCC		Requiere cambios regulatorios para vinculación de Energía y SSCC		No requiere cambios		Depende del uso o no de listas de mérito		Depende del uso o no de listas de mérito	
Eficiencia	Sub-óptimo fijar todo el día anterior en caso que re-despachos no se co-optimicen. Depende del uso o no de listas de mérito.		Sub-óptimo fijar todo el día anterior en caso que re-despachos no-cooptimicen. Depende del uso o no de listas de mérito.		Sub-óptimo en caso de redespachar Energía libremente con Reservas fijas del día anterior. Depende del uso o no de listas de mérito.		Depende del uso o no del listas de mérito.		Depende del uso o no de listas de mérito.	
Inconvenientes o complejidades prácticas	Re-despacho requiere cooptimización intradiaria. Gran cambio en esquema de mercado peruano que puede impactar el cómo los agentes participan.		Vinculación Energía con costos auditados.		Sistema híbrido puede complejizar participación de agentes que son auditados en Energía pero hacen bids en Reservas. Potencial impacto en mercado de Energía.		No vinculación asociado a bids en Reserva. Sistema híbrido puede complejizar participación de agentes que son auditados en Energía pero hacen bids en Reservas. Potencial impacto en mercado de Energía.		Difícil auditar costos de Reserva, particularmente en tecnologías como respuesta de demanda o baterías.	

Fuente: (Di-Avante et al., 2020)

En general la mayoría de los sistemas utiliza ofertas para Energía como para Reservas. Asimismo, es usual que el resultado de la subasta de Día Previo sea vinculante, lo que facilita la asignación de responsabilidades frente a incumplimientos, y el consecuente proceso de asignación los costos de redespachos.

La experiencia señala que los esquemas de cooptimización son mejores que los esquemas secuenciales. Sin embargo, el uso o no de hacer redespachos intradiarios resolviendo modelos de optimización o utilizando listas de mérito, impacta la eficiencia del proceso, así como si la reasignación puede impactar en las Reservas para SSCC.

El hecho de tener un esquema híbrido que superponga costos auditados para Energía y ofertas para Reserva, complejiza el despacho económico, más específicamente en la decisión de hacer vinculante el despacho de Energía. Esto en razón a que al no contarse con ofertas de Energía -vinculantes en cantidad y precio- la escasez de la fuente primaria no puede resolverse mediante mecanismos de mercado, asimismo se resta legitimidad a la asignación de los costos de SSCC por el Principio de Causalidad.

En un esquema Híbrido Vinculante es aquel en el que la programación de Energía y la de Reservas es vinculante, pero sólo se aceptan ofertas en las Reservas. Este sistema sólo es utilizado -de la revisión realizada- en Chile y Perú. Es especialmente relevante la cuestión de la asignación de costos de desviación cuando el programa es realizado sobre costos auditados.

Un sistema Híbrido-Híbrido se basa en la utilización de costos auditados para Energía y ofertas para Reservas, no vinculante la programación Energía del Día Previo y la programación de Día Previo de Reservas vinculante. En el caso que durante la operación se realiza de despacho, existe la opción de dejar fija la cantidad de Reserva o permitir una nueva cooptimización. A pesar de esto, el esquema podría implicar hacer un redespacho de Energía dejando las Reservas fijas en la programación del día anterior -en Estados Unidos éste es el esquema utilizando, siendo reciente un redespacho de Reservas en Tiempo Real-. El redespacho de Reservas enfrenta mayores retos respecto a la tecnología utilizada en las unidades.

En un sistema Híbrido No Vinculante, existen costos auditados para Energía y ofertas para Reservas, pero la programación del Día Previo es solamente referencial. La asignación final y pagos quedan determinados después de la operación del sistema. Durante la operación, los redespachos en Tiempo Real utilizan listas de mérito previamente definidas. Al no tener las ofertas carácter vinculante, hay espacio para conductas oportunistas. Asimismo, no permite asignar responsabilidades frente a desvíos de la programación del Día Previo. El esquema no vinculante para Energía y Reservas es más compatible con el uso de listas de mérito para la operación en Tiempo Real, ya que en caso fuera vinculante existiría una inconsistencia entre los mecanismos de despeje del Día Previo y el del Tiempo Real.

En un sistema de Ofertas No Vinculante, donde la programación del Día Previo es referencial y todos los pagos y asignaciones finales se determinan en base de la operación, se utiliza listas de mérito y tiene como riesgos no poder asignar los costos de redespacho frente a las desviaciones de forma sencilla. Requiere la habilidad del ISO de auditar costos de todos los participantes, lo que no resulta sencillo para las nuevas tecnologías.

De la revisión de los regímenes revisados, a excepción de Perú y Chile, en todos los casos estudiados se consideran ofertas tanto en Energía, como Reserva, con reglas que son el resultado de condiciones tecnológicas y geográficas del sistema (CNE [Chile], 2019):

- (1) En el caso australiano las subastas solo aplican a productos de regulación de frecuencia normal y contingencia. Todos los demás SSCC se asignan mediante licitaciones de largo plazo. Las ofertas son recibidas y utilizadas para definir el despacho y los pagos a base de “Pay as Cleared”.
- (2) En el caso peruano, las subastas sólo aplican a servicios de RSF bajo “Pay as Bid” con precios límite. En el caso de SSC control de reactivos y RPF, la condición que establece el regulador es que todos los generadores deben proveer el servicio, con excepción del RPF, donde las unidades cumplen están obligación sin remuneración.
- (3) En el caso del CAISO, y otros sistemas de Estados Unidos, se presentan esquemas de cooptimización de ofertas de Energía y Reserva.

- (4) En los sistemas europeos, se utilizan esquemas secuenciales. Las subastas referidas a productos de control de frecuencia se adjudican en subastas de corto plazo, donde las ofertas aceptadas son luego activadas en la operación en base a listas de mérito.

Un elemento común del diseño es la existencia de condiciones de competencia, dado que, en caso de existir, se permite la utilización de subastas y licitaciones. Es por esto por lo que el uso de los índices de monitoreo del grado de competencia en el Mercado de Energía y los Mercados de SSCC adquiere mayor relevancia. Siguiendo al ISO chileno (CNE [Chile], 2019), es recomendable que exista un proceso automatizado y público de medición de los indicadores de monitoreo del mercado. En los casos en los que no se reúnan competencia, se pueden limitar las ofertas de los agentes con poder de mercado lo que incluye precios máximos (iguales al precio de potencia u algún otro sustituto) o la contratación mediante contratos de más de un año o hasta tres sin compromiso físico (fines de cobertura) (competencia por el mercado). En el caso de existencia de competencia, las ofertas de precio son aceptadas sin límites máximo.

La propuesta regulatoria consiste en la implementación de mercados de Día Previo e Intradía de Energía y SSCC que entreguen listas mérito vinculantes, así como la internalización por fuente productora de los mayores costos por SSCC. La programación de operación se realiza mediante la resolución de un problema de cooptimización de los costos de Energía y ofertas de RSF (positiva y negativa), RTF (positiva y negativa), Servicio de Rampa (positiva y negativa), RSF de Arranque Rápido donde se considera un esquema de pagos "Pay as Bid" (para SSCC) bajo la asunción de condiciones de competencia limitadas. La programación del día anterior es el resultado de las ofertas vinculantes, por lo que está sujeto a compromisos físicos, se deberá (idealmente) redespachar el sistema de Energía y Reservas de SSCC en Tiempo Real, en la medida que los cambios operacionales del SEIN lo requieran, resolviendo la cooptimización de Energía y SSCC cuando sea necesario.

Los pagos de Energía se realizan al costo marginal, resultante de la operación en Tiempo Real con los precios del Mercado de Día Previo ajustados

por el Mercado Intradiario bajo “Pay as Cleared”, y los pagos de Reserva licitados o bajo un Mercado de Día Previo bajo “Pay as Bid”.

Los aspectos críticos de la operación en Tiempo Real:

- (1) Vinculación de la programación del Día Previo. Si el despacho de Reservas es vinculante, se debe pagar por la Reserva programada en el Día Previo. Cada agente es responsable por la disponibilidad de dicha Reserva en la operación en Tiempo Real. Dicho esquema permite asegurar la disponibilidad de Reservas al precio adjudicado del Día Previo, ya que el costo de desviaciones de Reserva es de cargo de los agentes que se desviaron.
- (2) Adjudicación de las Reservas. En la programación del Día Previo se define una adjudicación de las Reservas en conformidad con un algoritmo de cooptimización de Energía y Reservas. El pago de los SSCC adjudicados se realiza según el esquema “Pay as Bid”. Según el poder de mercado, se pueden establecer límites de participación a ciertos agentes o el uso de contratos de largo plazo no físicos.
- (3) Cooptimización versus listas de mérito. La cooptimización permite realizar reasignaciones de recursos, para Energía y Reservas, asegurando eficiencia económica; sin embargo, hace más complejos los redespachos y por tanto más compleja las reliquidaciones de desviaciones. Una lista de orden de mérito permite reasignar recursos en Tiempo Real de manera sub-óptima, debido a que no actúa respecto al estado actual del sistema. Este esquema es más sencillo para la determinación de despacho y reliquidaciones de desviaciones. En caso de que no sea posible hacer cooptimización en Tiempo Real, resulta conveniente hacer listas de mérito separadas para Energía y Reservas (desacopladas) resultado de la adjudicación.

Partiendo del hecho de que la predictibilidad de la producción de Energía aumenta en tanto mayor cercanía temporal exista entre la predicción y el despacho mismo, las diferencias entre lo pronosticado y lo realmente despachado debieran ser atribuidas por la ERNC en el momento de la programación del despacho resultado del Mercado de Día Previo e Intradiario.

En el caso danés (Houmoller, 2014) se señala que el TSO administra la intermitencia de la generación eólica a través de mayor capacidad de regulación a través de soluciones de mercado con las siguientes características:

- (1) Los TSO -en Dinamarca, las funciones del TSO e ISO están yuxtapuestas- tienen un umbral de cantidad mínima de capacidad, en la cual los agentes pueden ofertar en el mercado por capacidad de regulación. Este umbral es pequeño, haciendo posible que los pequeños productores y consumidores puedan participar en el mercado, facilitando la competencia.
- (2) El TSO debe comprar la capacidad un Día Previo. Esto maximiza la cantidad de capacidad ofrecida en el mercado, porque los consumidores industriales pueden ajustar su consumo. El TSO establece una señal de corto plazo para capacidad, que puede ser utilizado por potenciales inversores de capacidad. Este puede ser comparado con el mercado spot, que provee una señal de corto plazo para el mercado de Energía, el cual es la base para contratos de largo plazo y decisiones de inversión.

Un diseño amigable de mercado para Energía (Houmoller, 2014) es similar a uno para mercados de capacidad. Estas características incluyen:

- (1) El TSO tiene un umbral de cantidad mínima de Energía, en la cual los agentes están permitidos a ofertar, si quieren participar en el mercado por Energía. Es umbral hace posible a los pequeños productores y consumidores participar en el mercado.
- (2) El mercado de Energía debe estar separado del mercado de capacidad. El TSO no necesita negociar la Energía junto con la capacidad. Esto hace posible a los productores de ERNC suministrar Energía, sin participar en el mercado de capacidad.

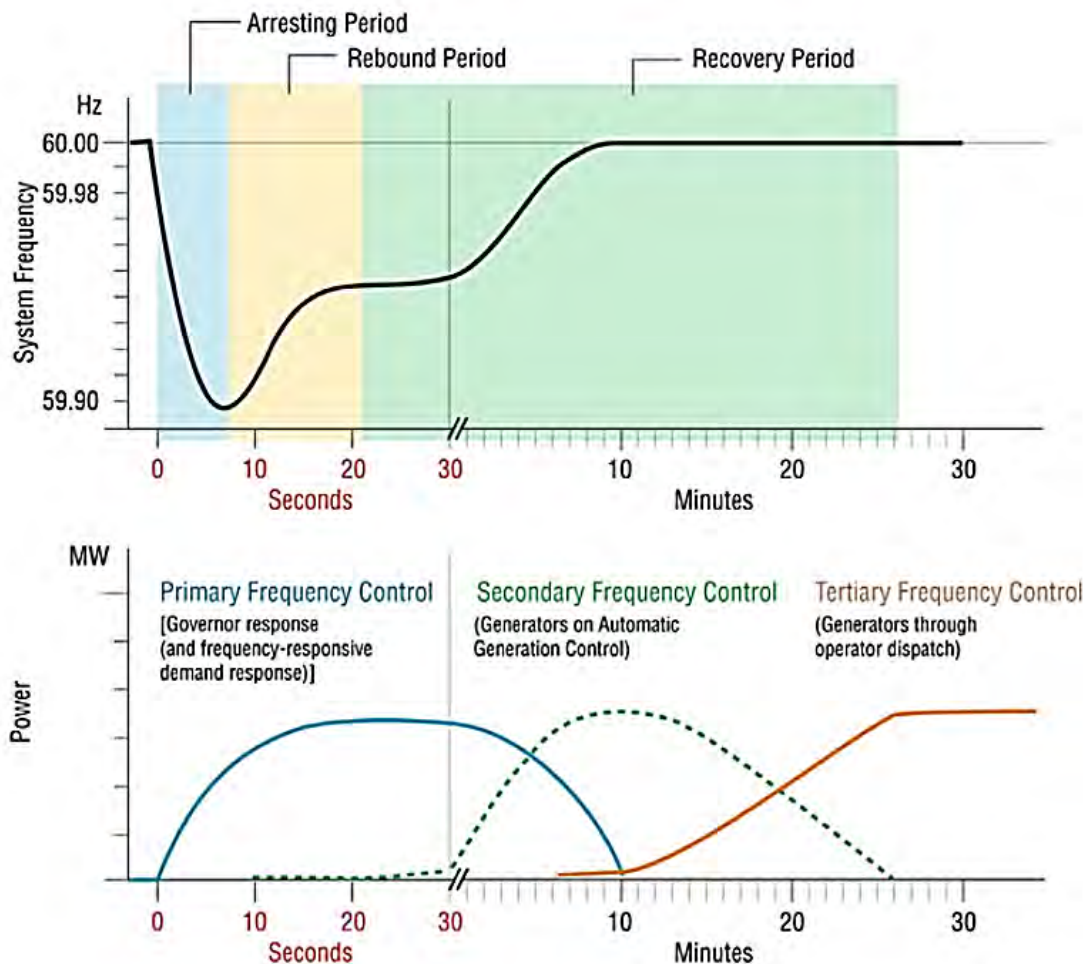
Así, el mercado de Energía funcionaría mediante una subasta del Día Previo “Pay as Cleared” por intervalos de “x”<sup>17</sup> minutos para la Energía Firme. Así las cantidades ofrecidas de Energía Firme de las unidades solares y eólicas serían aquellas que dichos generadores han pronosticado producir.

---

<sup>17</sup> La experiencia va desde los 5 (Australia) a 15 minutos (Perú).

Luego funcionaría un Mercado de Día Previo de SSCC, a través del cual “Pay as Cleared” se ofertarían ofertas por “x” minutos de RSF, e incluso RTF.

Figura 28. Activación de RPF, RSF y RTF.



Fuente: (Houmoller, 2014)

Entonces, sería factible efectuar una cooptimización en razón a la temporalidad de los resultados de las subastas:

- (1) En un primer momento, el COES estimaría las cantidades de Energía demandadas, según los procedimientos tradicionales de Programación Diaria. En el mediano y largo plazo, ese rol puede ser sustituido por comercializadores desde el lado de la compra. En realidad, actualmente los Distribuidores a través de las licitaciones (LDGE) y su capacidad propia -integración vertical- actúan como comercializadores.
- (2) En un segundo momento, se realizarían las subastas de Energía en la forma de Mercado de Día Previo, por barra de retiro. Las cantidades de Energía ofertadas podrían estar ajustadas por razones de seguridad,

capacidad de transmisión, siguiendo el modelo español. Entonces se requiere una atención especial del COES en la definición y restricción de flexibilidades operativas que tuvieran incidencia sobre la ejecutabilidad de las ofertas, tanto a nivel de restricciones en la oferta, como en la elaboración del cronograma post cierre de los mercados de Día Previo de Energía y SSCC. Esto incluye el uso del Compromiso de Unidad con múltiples días de antelación (“Multi-day-ahead unit commitment”).

- (3) En un tercer momento, obtenidos los resultados de (2) se tendría un estimado de las cantidades de RPF, RSF y RTF requeridas según modelos previamente elaborados. Asimismo, los nuevos productos de Rampa, y Arranque Rápido. En el caso del RPF, la incidencia del uso de métodos probabilísticos no determinísticos es mayor.
- (4) En un cuarto momento, obtenidos los resultados de (3) se realiza la subasta de SSCC -fuera de las cantidades procuradas vía licitaciones de mediano plazo de Provisión Base de RSF (sin compromiso físico, ni co-optimización y sólo como mecanismo de cobertura financiera), y en su caso RTF-. Es viable seguir el mismo esquema para Arranques Rápidos y Rampa.
- (5) Resultado de (1) a (4) se publica el programa de operación vinculante del día siguiente (PDO actual) sobre la base de ofertas vinculantes.
- (6) En un quinto momento, obtenidas las cantidades de Energía y SSCC, se activaría el MSGN necesario para optimizar el comportamiento conjunto de los Mercados de Energía, SSCC, y el MSGN. Esto especialmente relevante, dado que se le da solución contractual a las inflexibilidades contractuales propias de la contratación del volumen y transporte de GN (Take or Pay).
- (7) Horas antes del Tiempo Real se activaría un Mercado Intradía de Energía y de SSCC, para realizar las transacciones originadas en cambios de pronóstico de generación ERNC o circunstancias similares.
- (8) Luego de (7) se emite el programa de operación revisado (RDO), resultado del Mercado Intradía vinculante.
- (9) Se realiza el Despacho en Tiempo Real, haciendo que los redespachos – minimizados- se paguen al orden de mérito resultado de los Mercados de Día Previo e Intradía.

Es importante señalar la necesidad de implementar medidas estructurales que impidan el arbitraje de precios en el Mercado Diario, Mercado Intradiario y Mercado en Tiempo Real a través de (1) que no exista cantidad sin ofertar de capacidad en ninguno de los mercados, (2) el uso de ofertas simétricas (de bajada y de subida) para unidades gestionables (termoeléctricas e hidroeléctricas de almacenamiento), (3) el monitoreo constante, automatizado y público de las condiciones de competencia.

Con relación a la activación del MSGN, en el que los generadores deficitarios o superavitarios, entregarían ofertas de venta y compra de GN. El gran impedimento es la existencia de cláusulas en los contratos del Productor de GN y el Generador para la reventa de GN. Esto se puede solucionar con una prohibición legal, conforme al artículo 882 del Código Civil que prescribe: “No se puede establecer contractualmente la prohibición de enajenar o gravar, salvo que la ley lo permita”.

Nótese que a la fecha, el COES administra un Mercado de Ajuste de SSCC (RSF), administrado junto a licitaciones de Provisión Base de RSF hasta por 3 años. Los resultados de la Provisión de Base Firme no se cooptimizan junto con los resultados del MCP (costos auditados), ni el MME.

Una mayor integración de ERNC requiere de la presencia de nuevos productos y modificaciones:

Tabla 23. Productos existentes.

	<b>Productos existentes</b>	<b>Nuevos Productos y Modificaciones para la integración de ERNC</b>
<b>Energía</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Programas horario, Despacho Económico (15 minutos) (Tiempo Real)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ofertas vinculantes del Mercado de Día Previo e Intradiario.</li> </ul>
<b>SSCC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• RPF</li> <li>• RSF</li> <li>• Reserva Rotante</li> <li>• Reserva Fría</li> <li>• Control de Frecuencia (primaria y Secundaria)</li> <li>• Control de Voltaje</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mercado de Día Previo / Mercado Intradiario</li> <li>• Rampa.</li> <li>• Arranque Rápido</li> <li>• RTF</li> </ul>
<b>Capacidad</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potencia Firme</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Atributos operacionales (Capacidad flexible)</li> </ul>

Lo óptimo es que exista una cooptimización de los mercados de SSCC, Energía. Así, el mercado de Energía que refleje las limitaciones de transmisión y de operación, reducen los costos de Energía y SSCC. Al comparar los

mercados europeos (zonales y no cooptimización) con los mercados de Estados Unidos en donde todos cooptimizan, se observan costos diferenciales de congestión y redespacho a favor de los mercados de Estados Unidos.

#### 5.4.2. Propuesta

Es necesaria una coordinación entre los mercados de Energía y SSCC en tanto (Di-Avante & al., 2020): (i) la coincidencia del (i.1) modelo de red eléctrica utilizado por el mercado para establecer precios y despachos en el mercado de corto plazo y (i.2) el modelo utilizado para la operación, (ii) el alcance de la planificación anticipada, así con una planificación más avanzada se requiere menos SSCC, y (ii) la frecuencia en que el mercado de la Energía se despeja en Tiempo Real, con un despeje más frecuente se reduce la demanda de SSCC.

Un Mercado de Día Previo permite definir cantidades vinculantes de Energía y SSCC (RSF, RTF, Rampa, Arranque Rápido), mediante un proceso de cooptimización de Energía y disponibilidad de Reservas, ambos con remuneración fijada vía “Pay as Cleared” del proceso de cooptimización (costo marginal de la Reserva respectiva). El Mercado de Día Previo es equivalente al actual Programa Diario de Operación (PDO) para las 24 horas del día siguiente, con la diferencia de que el Mercado de Día Previo es un mercado financiero y vinculante que define las remuneraciones, cantidades de Energía y Reserva.

Se tendrá entonces (Di-Avante et al., 2020) para RSF y RTF:

$$\text{“PagoRUPu (USD) = MWRUPu} \times \text{*min} \times \text{PrecioRUP}$$

$$\text{PagoRDNu (USD) = MWRDNU} \times \text{*min} \times \text{PrecioRDN}$$

$$\text{PagoSRu (USD) = MWRSRu} \times \text{*min} \times \text{PrecioSR}$$

$$\text{PagoNSRu (USD) = MWNSRu} \times \text{*mn} \times \text{PrecioNSR}$$

En donde:

PagoRUPu es el pago recibido por Disponibilidad de RSF a subir de la unidad u en el período de \*minutos.

MWRUPu es la cantidad de Disponibilidad de RSF a subir asignada a la unidad u en el período de \*minutos..

PrecioRUP es el precio de la Disponibilidad de RSF a subir despejado como "Pay as Cleared"

PagoRDNu es el pago recibido por Disponibilidad de RSF a bajar de la unidad u en el período de \*minutos.

MWRDNU es la cantidad de Disponibilidad de RSF a bajar asignada a la unidad u en el período de \*minutos.

PrecioRDN es el precio de la Disponibilidad de RSF a bajar despejado como "Pay as Cleared"

PagoSRu es el pago recibido por Disponibilidad de Reserva Rotante para RTF de la unidad u en el período de \*minutos.

MWSRu es la cantidad de Reserva Rotante para RTF asignada a la unidad u en el período de minutos\*

PrecioSR es el precio de la Disponibilidad de Reserva Rotante para RTF despejado como "Pay as Cleared"

PagoNSRu es el pago recibido por Disponibilidad de Reserva No Rotante para RTF de la unidad u en el período de \*minutos.

MWNSRu es la cantidad de Reserva No Rotante para RTF asignada a la unidad u en el período de \*minutos.

PrecioNSR es el precio de la Disponibilidad de Reserva No Rotante para RTF despejado como "Pay as Cleared"

Modelo similar que se puede utilizar para la Rampa y el Arranque Rápido utilizando intervalos de tiempo de 1 minuto por Mw de subida o de bajada de rampa o de Arranque Rápido para RSF.

Durante la operación real se activan las Reservas asignadas o no asignadas -en forma idéntica al PR-22-, existiendo una aproximación entre la gestión operativa actual y la gestión comercial. Las liquidaciones positivas y negativas son valorizadas al precio marginal, en sentido contrario a las desviaciones:

$LIQDAu (USD) = (MWhu \text{ Tiempo Real} - MWhu \text{ Día Previo}) \times CMg \text{ Tiempo Real}$

En donde (Di-Avante et al., 2020):

$LIQDA_u$  es la liquidación entre en Tiempo Real y Día Previo de la unidad  $u$

$MW_{hu}$  Tiempo Real es el despacho de la unidad  $u$  en Tiempo Real

$MW_{hu}$  Day ahead es el despacho de la unidad  $u$  en el Day Ahead

$CMg_{Tiempo Real}$  es el costo marginal de la Energía en Tiempo Real

Se define la siguiente notación para calcular los precios de equilibrio de mercado de la Energía y los cuatro SSCC: Regulación arriba (RegUp),

Regulación abajo (RegDn), Reserva Rotante para Regulación Terciaria (SR) y Reserva No rotante para Regulación Terciaria (NSR)

$K(i)$  = capacidad de la unidad  $i$  en MW

$KMIN(i)$  = nivel operativo mínimo de seguridad para la unidad  $i$  en MW

$RUP(i,j,h)$  = incremento de cantidad de la oferta RegUp  $j$  ofrecida desde la unidad  $i$  durante el intervalo de  $*minutos$ .

$RDN(i,j,h)$  = incremento de cantidad de la oferta RegDn  $j$  ofrecida desde la unidad  $i$  durante el intervalo de  $*minutos$ .

$SR(i,j,h)$  = incremento de cantidad de la oferta de SR  $j$  ofrecida desde la unidad  $i$  durante el intervalo de  $*minutos$ .

$NSR(i,j,h)$  = incremento de cantidad de la oferta de NSR  $j$  ofrecida desde la unidad  $i$  durante el intervalo de  $*minutos$ .

$PRUP(i,j,h)$  = precio de oferta para el incremento de la oferta RegUp  $j$  de la unidad  $i$  durante la hora  $h$   $PRDN(i,j,h)$  = precio de oferta para el incremento de la oferta RegDn  $j$  de la unidad  $i$  durante la hora  $h$   $PSR(i,j,h)$  = precio de oferta por incremento de SR oferta  $j$  desde la unidad  $i$  durante el intervalo de  $*minutos$ .

$PNSR(i,j,h)$  = precio de oferta por incremento de NSR oferta  $j$  desde la unidad  $i$  durante la hora  $h$   $DE(h)$  = demanda de Energía en el intervalo de  $*minutos$ .

$DRUP(h)$  = demanda de RegUp en el intervalo de  $*minutos$ .

$DRDN(h)$  = demanda de RegDn en el intervalo de  $*minutos$ .

$DSR(h)$  = demanda de SR en el intervalo de \*minutos.

$DNSR(h)$  = demanda de NSR en el intervalo de \*minutos

$SC(i)$  = costo arranque para la unidad

$J(AS)$  = número de incrementos de oferta para un determinado SSCC AS, para una unidad

$START(i)$  = 1 si la unidad arranca y cero de lo contrario

$ZMIN(t,h)$  = flujo mínimo en MWh en la interfaz de transmisión t durante el intervalo de \*minutos.

$ZMAX(t,h)$  = flujo máximo en MWh en la interfaz de transmisión t durante el intervalo de \*minutos.

$Z(t)$  = flujo en la interfaz de transmisión t durante el intervalo de \*minutos.

El precio por intervalo de tiempo por la Energía en cada nodo es igual al aumento en el valor optimizado de la función objetivo asociado con el aumento con el aumento de la cantidad extraída en ese nodo durante esa unidad. El precio por los SSCC es igual al aumento en el valor optimización de la función asociada con el aumento de la demanda de ese SSCC durante el intervalo de tiempo en una unidad.

El uso de Mercado de Día Previo (un día antes del Mercado de Tiempo Real) y de Día Intradía (horas antes del Mercado de Tiempo Real), internaliza el riesgo de cantidad de Energía ( $MW_{min}$ ) ofertada en el MCP, lo que es consistente con la reducción de incertidumbre respecto a la cantidad despachada de Energía producida a partir de ERNC. Asimismo, permite la obtención de rentas de escasez por servicios de rampa (disminución de reducción de radiación solar) y Arranque Rápido para RSF (que atiende a la variabilidad de la producción ERNC).

En un Mercado de Día Previo, se utilizan precios marginales nodales de liquidación múltiple como un mercado de mayorista formal de electricidad de corto plazo. Se establecen compromisos firmes para todas las unidades y la demanda durante las 24 horas del día siguiente. Los proveedores envían curvas de oferta por cada unidad por cada hora del día siguiente, y el COES curvas de

demanda para cada hora del día siguiente (actividad reemplazable en caso se integren a los comercializadores). Los generadores ofrecen cantidades y precios de Energía y RSF (subidas y bajadas por intervalos de 5 a 15 minutos), RTF (subidas y bajadas por intervalos de 5 a 15 minutos), Rampa (subidas y bajadas por intervalos desde 1 minuto), Arranque rápido por intervalos de 5 a 15 minutos). Las ofertas de subida y bajadas son simétricas para unidades gestionables. La totalidad de la capacidad de la unidad está comprometida tanto para Energía y SSCC.

Luego el COES minimiza el costo ofrecido de Energía y SSCC para satisfacer estas demandas durante las 24 horas del día siguiente, sujeto a la configuración de la red de transmisión otras restricciones -las restricciones de la unidad se incorporaron en la programación derivada del Mercado de Día Previo-. Esto da lugar a los precios marginales locales y compromisos firmes para comprar y vender Energía y SSCC cada intervalo temporal (5 a 15 minutos) del día siguiente.

Luego de publicado el Programa Diario de Operación (PDO) del día siguiente, las cantidades excedentes o deficitarias de GN pueden ser transadas en el MSGN de volumen y transporte, lo que facilita la ejecutabilidad del programa.

Posteriormente, en el Mercado Intradía los agentes del lado de la demanda a través del COES (posteriormente a través de comercializadores, demanda responsiva) ajustan los compromisos físicos del Mercado de Día Previo a los cambios en los pronósticos de energía primaria, tanto a nivel de Energía y SSCC. Luego el ISO vuelve a optimizar los resultados y se obtiene una Reprogramación del Programa Diario de Operación.

Los precios marginales locales de Energía y SSCC en Tiempo Real se determinan a partir de curvas de oferta en Tiempo Real de todas las unidades disponibles y las curvas de demanda ( $q$ ) de las cargas despachables, minimizando el costo en Tiempo Real de todos los nodos del sistema, considerando la configuración de la red de transmisión y otras restricciones relevantes. Este proceso da lugar a los precios marginales locales en todos los nodos de la red de transmisión y los niveles reales de operación por cada

intervalo temporal (5 a 15 minutos) para todas las unidades. Los desequilibrios se liquidan a estos precios en Tiempo Real. Los precios del Mercado en Tiempo Real de Energía y SSCC se obtienen de las ofertas de Energía y SSCC recibidas en el Mercado de Día Previo ajustado por el Mercado Intradía.

Señala Di-Avante et al (Di-Avante et al., 2020) que un diseño de un mercado de precios marginales nodales de liquidación múltiple es muy adecuado para gestionar una combinación de generación con una proporción significativa de recursos intermitentes. Las restricciones operativas adicionales necesarias pueden incorporarse fácilmente en el Mercado de Día Previo, Mercado Intradía como restricciones de oferta, lo que aumenta el incentivo para el almacenamiento, hibridación y electrónica de potencia. Una vez presente la señal de precios, y bajo el Principio de Neutralidad Tecnológica es posible integrar soluciones distintas como el almacenamiento de Energía, o la implementación de soluciones de electrónica de potencia en la generación ERNC.

Los mercados de liquidación múltiple permiten (Di-Avante et al., 2020) la participación de la demanda como comprador/vendedor y resuelven el problema de la “línea base” para los programas de respuesta de la demanda. La respuesta de la demanda cuando sólo hay un Mercado de Tiempo Real, requiere de una línea base administrativa sobre la cual se paguen las reducciones de demanda. Con el Mercado de Día Previo, la demanda de referencia y su precio quedan definidos en el Día Previo, y si el consumo real es inferior a la línea base, la diferencia se vende en el Mercado de Tiempo Real al precio del Mercado de Tiempo Real.

Un Mercado de Día Previo, permite cooptimizar la Energía y la adquisición de SSCC de balance. Ello permite una programación más eficiente de los recursos hidroeléctricos y térmicos gestionables, permite gestionar las no convexidades en la operación de las unidades, tales como costos de puesta en marcha, nivel mínimo de carga y tiempos de encendido y apagado. Facilita la entrada de nueva capacidad de generación ERNC, permite la entrada de comercializadores, agentes de almacenamiento y participación activa de la demanda por lo menos a nivel de Grandes Usuarios -sin perjuicio de la entrada a largo plazo de agregadores o respuesta de la demanda de clientes finales-.

Por tanto, implica retirar el pago de inflexibilidades operativas, o de retirarlas en el mediano plazo.

Otro mecanismo para reducir el rango y la cantidad de SSCC es la frecuencia de liquidación en Tiempo Real. Una despeje más frecuente -intervalos temporales de 5 [Australia] a 15 minutos [Perú]- del Mercado de Tiempo Real establece señales más precisas y niveles de despacho con costos más bajos para unidades. A más desviaciones de los despachos de generación de Día Previo y Tiempo Real pueden ser llevadas al precio.

Adicionalmente, un mercado de precios nodales marginales de liquidación múltiple permite crear un mercado de liquidación múltiple para Energía y SSCC. La disponibilidad de un mercado de Energía y SSCC en Tiempo Real permite a los proveedores comprar Energía y SSCC del mercado a corto plazo para cumplir con sus obligaciones contractuales.

#### **5.4.3. Mercado de Tiempo Real para la Energía y para los SSCC permite compensar los desequilibrios del mercado**

Las alternativas (Di-Avante et al., 2020) para la obtención de SSCC son (1) contratos de largo plazo a través de instalaciones específicas cuando las condiciones de competencia no permitan la implementación de Mercados de Día Previo, (2) a través de un despacho a través de mercados de corto plazo (de Día Previo e Intradía). En el caso de (1), los mecanismos para la adquisición de los SSCC son (1.1) vía obligación general sin compensación explícita, (1.2) vía prestación directa, con una remuneración basada en costos, (1.3) un proceso de adquisición competitivo basado en una oferta.

En el caso de la RPF, dada su naturaleza incierta y altamente localizada no se utilizan mecanismos de mercado de corto plazo, salvo Chile (desde enero de 2020) y el CAISO (que retrasó su implementación). Esto no quiere que la actualizada regulación peruana deba mantenerse, en principio no existen obstáculos para retirar la exoneración de RPF a las unidades eólicas y distribuir la totalidad costos -en el caso que se retire su gratuidad y se sustituya por un precio administrativo igual al costo de oportunidad de la reserva en el mercado en Tiempo Real- a todas las unidades, incluidas las solares. Esto permite entregar una señal de precios (subóptima). Sería necesario desagregar la

causalidad sistémica de la RPF -atribuida sin el Principio de Causalidad- de aquella atribuida a la generación ERNC. Esto entrega una señal de precios y un costo de oportunidad para incentivar la inversión en soluciones tecnológicas de mayor confiabilidad.

Otra alternativa es establecer umbrales de requerimientos de RPF por unidad que permita establece la RPF pagada por el sistema en su conjunto bajo el esquema actual y un porcentaje bajo reparto bajo el Principio de Causalidad. En el caso de nodos de generación de ERNC, la suscripción de contratos de hasta 3 años (tomando el ejemplo de la provisión base de RSF) con compromiso físico, para luego ser sustituido por contratos financieros sujetos a una liquidación de Mercado en Tiempo Real.

En el mismo sentido, el suministro de Energía Reactiva, dentro de un rango pre-especificado (el suministro de MVAR es prácticamente cero), el cual cuando es superado recién recibe compensación. Sólo si la producción real de la unidad se reduce para proporcionar Energía Reactiva adicional, el proveedor recibe una compensación igual al costo de oportunidad de suministrar Energía en el Mercado en Tiempo Real.

En el Mercado de Tiempo Real el problema de optimización es resuelto para calcular el nivel de despacho en el intervalo de cada una unidad dadas las obligaciones de SSCC de cada unidad. La solución a este problema produce precios en Tiempo Real para cada intervalo como el aumento en el valor optimizado de la función objetivo asociada con un cambio de una unidad en los retiros en cada barra. Señala (Di-Avante et al., 2020) que el modelo utilizado actualmente en el COES refleja esta formulación basada en costos y sólo debiera modificarse para introducir la optimización de Reservas rotantes y no rotantes para RTF.

Así, tomando el ejemplo de Di-Avante (Di-Avante et al., 2020) que en un parque generador de gas y diésel se verifica el efecto sustitución entre la capacidad para entregar Energía y la capacidad para entregar SSCC. El detalle es el siguiente:

(1) Costos de capital:  $f^d D + f^g G$

En donde

$D$  y  $G$  son las capacidades a diésel y a gas

$f^d$  y  $f^g$  son sus costos de capital por MW

- (2) Costos de generar energía:  $\Sigma_t(c^d E_t^d + c^g E_t^g)$

$E_t^d$  y  $E_t^g$  es la energía generada con diésel y con gas en la hora  $t$

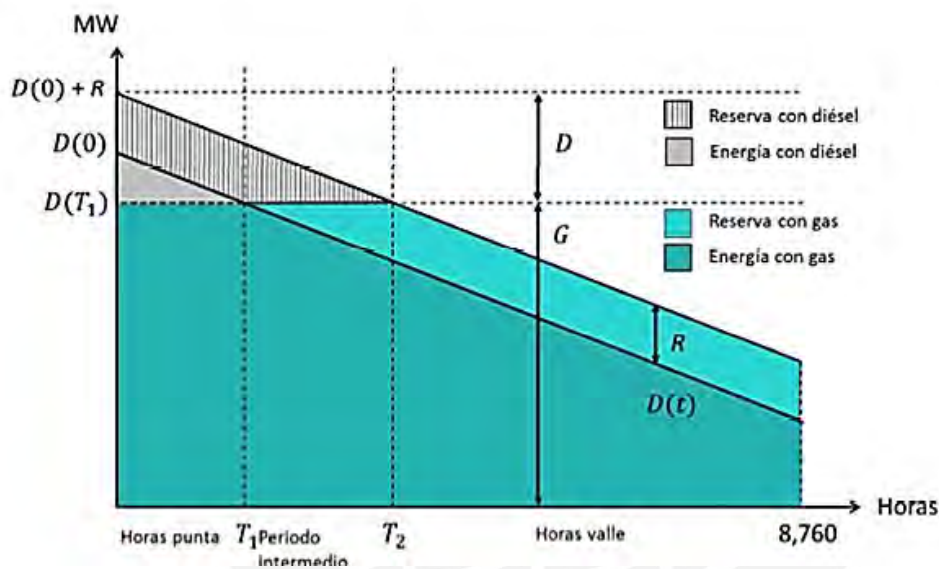
$c^d$  y  $c^g$  son sus costos de combustible por MWh

- (3) Costos esperados de dar reservas:  $\Sigma_t(\lambda c^d R_t^d + \lambda c^g R_t^g)$

$R_t^d$  y  $R_t^g$  son las reservas suplidas con diésel y con gas en la hora  $t$

$\lambda$  es la cantidad esperada de energía a ser inyectada con la reserva en cada hora ( $\lambda$  es un parámetro entre 0 y 1)

Figura 29. Optimización de Energía y Reservas con dos tecnologías



Fuente: (Di-Avante et al., 2020)

Un mercado de Energía a corto plazo (Diario e Intradía) permite a los proveedores de contratos a futuro eliminar los desequilibrios en la producción de Energía en Tiempo Real en relación con sus contratos de venta de Energía a plazo. unidades

A mayor crecimiento de la ERNC en la red eléctrica, el titular de una unidad gestionable está en capacidad de ofrecer productos de RSF, RTF, Rampa, Arranque Rápido (para RPF) en el Mercado de Día Previo, el Mercado Intradía y el Mercado en Tiempo Real, mitigando el riesgo de GN no consumido a través del MSGN. Se permite a las unidades de ciclo simple ser proveedores exclusivos de SSCC.

El Mercado de Tiempo Real fijará los precios a los que deberán comprar los agentes que sufran desvíos respecto de sus compromisos vinculantes adquiridos en el Mercado de Día Previo para Energía y SSCC.

La liquidación entre el Mercado de Día Previo y el Mercado de Tiempo Real determina los costos de Reservas que en general se separan en disponibilidad (costo de mantener Reserva, generalmente costos de oportunidad) y activación (cuando la Reserva es requerida ante variaciones de oferta y demanda), los que resultan en mercados que tienen Día Previo, y más complejos en mercados que solo tienen Tiempo Real como el Perú.

#### **5.4.4. Cooptimización de Energía y SSCC**

La minimización del costo total de Energía y los SSCC requiere la adquisición conjunta de estos productos. Esto significa que el mecanismo que determine que ofertas de Energía y SSCC se aceptan de cada unidad debe reconocer las ofertas de todas las otras unidades para proporcionar tanto Energía como SSCC al mínimo costo a través del Programa Diario de Operación (PDO) resultado del Mercado de Día Previo y la Reprogramación Diaria de Operación (RDO) resultado del resultado del Mercado Intradiario.

La cooptimización permite que los precios reflejen los costos de oportunidad de todo el sistema que administrar recursos escasos tanto intertemporales como espaciales, en función de la disponibilidad del recurso de energía primaria y la escasez de recursos de SSCC.

Como se señaló, la actual remuneración de la RSF está constituida por tres conceptos:

- (1) Asignación de Reserva (AR): Es la oferta y se determina en base a la Reserva Asignada de la unidad de RSF proveniente o de la Provisión Base, o de la Reserva Asigna a subir y a bajar proveniente del Mercado de Ajuste. Los pagos son “Take or Pay” y “Pay as Bid” para la Provisión Base y “Pay as Cleared” para el Mercado de Ajuste.
- (2) Costo de Oportunidad (CO): Representa la diferencia del beneficio neto obtenido en el programa de producción de Energía durante el periodo de programación, motivado por la necesidad de despachar a éste en un punto de funcionamiento con producción inferior para permitirle la

provisión de RSF que se le asigna. Es calculado por el COES y no entra en el proceso de cooptimización. Existe la probabilidad de un doble bajo entre el AR y el Costo de Oportunidad, ya que el segundo no forma parte de la cooptimización: cuando la Reserva activa, si es Reserva a subir, recibirá la remuneración por Energía, existiendo en ese caso otra fuente de doble pago. Siguiendo a Di-Avante (Di-Avante et al., 2020) dicho pago debe ser eliminado, siendo refundido en la Asignación de Reserva.

- (3) Compensación de costos operativos adicionales producidos por el cumplimiento del servicio de RSF (CA): Esta compensación debiera estar presente para todas las unidades que tengan costos de partida u otros no cubiertos, y no solo las que otorgan Reservas. No es un componente de Reservas, sino de un pago literal o “make whole payment”. De acuerdo con el PR-33 el resto de las unidades son compensadas por estos conceptos, luego este pago debe ser parte del PR-33 y no un pago de Reservas.

Así, no se paga -a diferencia de la tendencia encontrada- un precio por la disponibilidad de la Reserva proveniente de la cooptimización de las Reservas y Energía y un pago por activación (que se liquida en el mercado de Energía), proveniente de las desviaciones entre el Tiempo Real y Día Previo, al no existir último.

Di-Avante (Di-Avante et al., 2020) propone que los dos primeros componentes se refundan en una sola, que es el precio “Pay as Cleared” de las ofertas de corto plazo (no se considera la Provisión Base en el proceso de cooptimización diario). Nosotros disentimos respecto al “Pay as Cleared” el mismo que se debería implementar cuando las condiciones de competencia están presupuestas, utilizándose por tanto un “Pay as Bid”. El tercer componente se mantiene como parte de la remuneración, pero no como parte de la remuneración de SSCC. A la nueva remuneración, se le descontarían los Pagos por Reserva No Suministrada (PRNS), así:

$$REMu = R Ru - PRNSu$$

Donde  $R Ru$  es la remuneración por Reserva de la unidad  $u$ .

La remuneración total es la Remuneración Total por Disponibilidad de Reservas en el Día Previo (REMRS). La asignación de disponibilidad de Reservas en el Día Previo queda completamente definido durante el proceso de cooptimización en el que se ejecuta el Mercado de Día Previo, actual Programa Diario de Operación (PDO) y Mercado Intradiario con la Reprogramación Diaria de Operación (RDO). Durante la operación real, las Reservas se podrán activar, recibiendo remuneración por Energía cuando corresponda.

#### **5.4.5. Mitigación del Poder de Mercado**

El funcionamiento de Mercados de Día Previo, tanto para Energía, SSCC, así como Mercado Intradiario requiere de la implementación de herramientas propias del Derecho de la Competencia, incluyendo (1) los indicadores de monitoreo de Poder de Mercado, (2) el establecimiento de precios máximos para la adjudicación de Reservas para RSF y RTF.

Con relación a (1), actualmente se utilizan los indicadores del Anexo 1 “Indicadores de Monitoreo de Mercado en el Mercado Mayorista de Electricidad”. Asimismo, el Anexo 2 recoge “índices no recogidos en la normativa peruana” que contiene los índices no recogidos en la legislación peruana que son utilizados en el CAISO para el monitoreo del índice pivotal para SSCC.

Con relación a (2), la práctica internacional (España, CAISO, PJM) utiliza la fijación de tarifas máximas establecidas a través de dos formas (1) mediante el histórico de precios alcanzados en intervalos temporales previos y (2) mediante costos auditados más un índice administrativo.

Aunque el presente trabajo no tiene por objeto analizar los indicadores de monitoreo del mercado, todas las regulaciones consultadas -que utilizan Mercados de Día Previo y Mercados Intradiarios y más aún cuando incluyen SSCC- hacen hincapié en el uso de los indicadores, incluyendo su presentación pública, automatizada con una granularidad relevante.

#### **5.4.6. Limitaciones a las definiciones de productos y maximización de participación de recursos**

Tal como se revisó, la definición de productos de SSCC es heterogénea y dependiente de (1) la composición de parque generador; (2) el nivel de

penetración de ERNC que requiere de mayores inversiones y disponibilidad de Reservas para SSCC; (3) el nivel de masa inercial del sistema.

Con el fin de gestionar las rampas diarias significativamente más rápidas hacia arriba y hacia abajo en la demanda neta, se requieren de nuevos productos de SSCC. En el CAISO y PJM han introducido productos de rampas flexibles que mantienen unidades de rampas rápidas que pueden tener precios de oferta bajos de demanda en relación con el precio de Energía de compensación del mercado para tener suficiente capacidad de generación flexible para satisfacer el rápido aumento de la generación despachable.

El CAISO introdujo el “mileage charge” y se usa para recompensar a las unidades por hecho de que la mayor volatilidad en la demanda neta requiere que las unidades reguladoras se muevan hacia arriba y hacia abajo. La penalización o “pay for performance” penaliza los atrasos sobre la base de desviación entre el nivel de funcionamiento de la unidad que el ISO definió y el nivel de generación real. La diferencia es penalizada.

Las unidades que proporcionan la Reserva de Regulación obtienen ingresos por tres acciones (1) variación de Energía Activa neta durante el intervalo de tiempo que la unidad proporciona regulación (normalmente una hora), (2) movimiento neto en una dirección a lo largo de la hora, (3) la cantidad total de movimientos hacia arriba o hacia abajo en el intervalo de tiempo. La tercera acción se llama “mileage” en el CAISO y es igual a la suma de los valores absolutos de los movimientos de MWh hacia arriba y hacia abajo durante la hora.

La regulación actual no reconoce el producto de SSCC de (1) Servicio de Rampa de subida, (2) Servicio de Rampa de Bajada, (3) RSF de Arranque Rápido (Subida), (4) RSF de Arranque Rápido (Bajada), (5) RTF de subida y (6) RTV de Bajada.

Dado que el objetivo de política regulatoria es permitir la penetración mayor de ERNC, se parte de la conclusión de que es necesario (1) definir si los actuales SSCC se ajustan al nuevo futuro parque generador con alta penetración de ERNC y diagrama de carga modificado, (2) una vez resuelto lo anterior, definir los atributos de cada SSCC, incluyendo la nueva definición de nuevos productos.

Desde el punto de vista comparado, resulta necesaria la introducción de nuevos productos, incluyendo (1) Servicio de Rampa de Subida, y (2) Servicio de Rampa de Bajada, (3) RSF de Arranque Rápido (Subida), (4) RSF de Arranque Rápido (Bajada), (5) RTF de Subida, (6) RTF de Bajada. Con relación a la RPF, según lo indicado previamente la obligación de entregar RPF puede ser extendida a la generación eólica, dejando a la generación solar exonerada.

Al respecto, con relación a la RPF, la tendencia está en que no existe Mercados de Día Previo y Mercados Intradiarios para su adjudicación. La mayoría de esquema establecen su prestación obligatoria sin remuneración, bajo penalizaciones por su no prestación. Sin embargo, una modificación viable es introducir su obligatoriedad para la generación eólica, considerando la reducción de costos en la implementación de inercia sintética. Con relación a la generación solar fotovoltaica, aunque existen mecanismos de electrónica de potencia que permiten hibridar una instalación solar junto a baterías u unidades de gas de ciclo simple, estos no han bajado de precio en tal forma que permita retirar la exoneración de prestación de RPF. Cabe señalar que la generación termosolar no presenta ningún obstáculo para la prestación de RPF.

#### **5.4.7. Cambios en la asignación de SSCC**

La regulación peruana eléctrica vigente establece que la generación eólica, solar y mareomotriz están exoneradas de prestar RPF. Asimismo, no participan en las licitaciones de RSF, ni en su Mercado de Ajuste previo.

En cuando a la RSF existe un híbrido en que se paga a los seleccionados para dar RSF una mezcla entre los valores ofertados y costos fijados por el COES. A diferencia de las tendencias internacionales, no se paga un precio "Pay as Cleared" por la disponibilidad de Reserva y un cargo de activación proveniente de las desviaciones entre el Tiempo Real y el Día Previo (que no existe). La suma de los componentes denominados de asignación y Costo de Oportunidad serían el equivalente a un pago por disponibilidad, sólo que una parte proviene del mercado y la otra es un costo regulado definido por el COES. Existe un tercer componente referido a las inflexibilidades operativas común a todas las unidades operativas, y no solo a los SSCC.

Por el lado de la generación eólica, la tecnología ha ido variando, permitiendo que tengan masa inercial, por lo que si les resulta exigible la prestación de RPF. Entonces, la exoneración de RPF para la generación eólica carece de sustento dada la nueva realidad tecnológica.

Las dimensiones de los sistemas de potencia pueden (Grijalva, 2014) ser clasificadas en tres grupos de dimensiones: temporal, espacial y de escenario. Las dimensiones espaciales y las dimensiones temporales pasadas son continuas, siendo que las dimensiones futuras temporales y de escenario tienen matices, escasez, variable granularidad y propiedades combinatorias. La integración de ERNC tiene mayor efecto en la dimensión temporal, así la generación ERNC es altamente variable y difícil de predecir, requiriendo Reservas convencionales para responder a cambios drásticos en la producción ERNC. Asimismo, en la dimensión de escenarios, haciendo -por ejemplo- que el proceso de programación precise de límites que dependan de la hora del día, temperatura, contingencias N-2, modelamiento de esquemas de remediación, perfiles de generación, incluyendo escenarios solares y de viento, y patrones de carga.

El modelamiento y análisis multi-escala considera: (1) una biblioteca de modelos que proveen una descripción consistente de un fenómeno a varias escalas relevantes (transmisión y distribución), (2) métodos de simulación que tengan en cuenta el estado estacionario e interacciones a escala dinámica, y (3) la representación de incertidumbre y su propagación a través de las escalas. Uno de los ejemplos del modelamiento multi-escala es el tratamiento del modelamiento del clima, donde fenómenos de reducidísima escala tienen efectos regionales y hasta mundiales, endicho contexto, existe una mudanza desde modelamientos determinísticos a estocásticos para resolver el problema de parametrización de los procesos climáticos.

Señala (Grijalva, 2014) que los sistemas eléctricos actuales utilizan una supervisión de control y adquisición de data centralizado (SCADA, por sus siglas en inglés) y un paradigma EMS (Energy Management System), que con la excepción del Control Automático de Generación (AGS), requiere gestión

humana en el control de bucles, siendo que a nivel de redes de distribución, ésta función se realiza a través de un sistema de gestión de distribución.

Una evolución posterior es la implementación de micro-redes que tienen nuevos requerimientos de control y operacionales, auto-reconexión, y operación sin personal (uGEMS).

Los EMS fueron diseñados basados en la noción del control en Tiempo Real y producto “just in time” y bajo optimización determinística incorporada por una aplicación SCOPF que gestionen (1) la variabilidad de la ERNC, (2) habilidad de almacenar cantidades grandes de Energía, (3) respuesta de la demanda y cambios de la demanda que utilicen drivers de información. Esto aumenta el grado de incertidumbre, por lo que la tradicional optimización instantánea está siendo reemplazada por la programación descentralizada, dinámica y estocástica, capaz de administrar la incertidumbre.

La regulación actual de asignación de costos del pago de SSCC establece que la misma se realiza en función a los retiros de Energía.

En dicho contexto, la asignación de la remuneración por Reservas es prorrateada por la producción de los generadores y las compras directas de la demanda en el MCP, no aplicándose el Principio de Causalidad.

Señala Di-Avante (Di-Avante et al., 2020) que en el esquema vigente de RSF (extensible a una futura RTF), los requerimientos provienen de la incertidumbre en la proyección de la demanda:  $R(D)$  y de generación ERNC:  $R(ERNC)$ , de modo que la Reserva total es  $R_{total} = R(D) + R(ERNC)$ .

Esto permite asignar a los causantes, de acuerdo a los porcentajes de cada una  $a = R(D)/R_{total}$  y  $b = R(ERNC)/R_{total}$ , respectivamente, con  $a+b = 1$ .

La REMR puede entonces descomponerse en (Di-Avante et al., 2020):

$$REMRD = \alpha \times REMR$$

Y

$$REMRERV = \beta \times REMR$$

en donde REMRD = remuneración de Reservas asignable a la demanda y REMERV= remuneración de Reservas asignable a la producción de ERV.

Por su parte, en cada período de liquidación se tiene:

$$ERNC = ESolar + Eólica$$

donde ESolar representa la producción solar en el período y Eólica la Energía eólica en el mismo período lo que permite definir los parámetros:

$$\gamma = ESolar/ERNC$$

y

$$\delta = Eólica/ERNC$$

Di-Avante (Di-Avante et al., 2020) propone aplicar cargos unitarios a la demanda (representada por los generadores para sus contratos o la demanda que compra directamente del MCP); a la generación eólica (suma de producciones eólicas del SEIN) y a la generación solar (representada por suma de producción solar del SEIN):

$$\text{Cargo Unitario a la Demanda} = \alpha \times REMR$$

Demanda en US\$/MWh

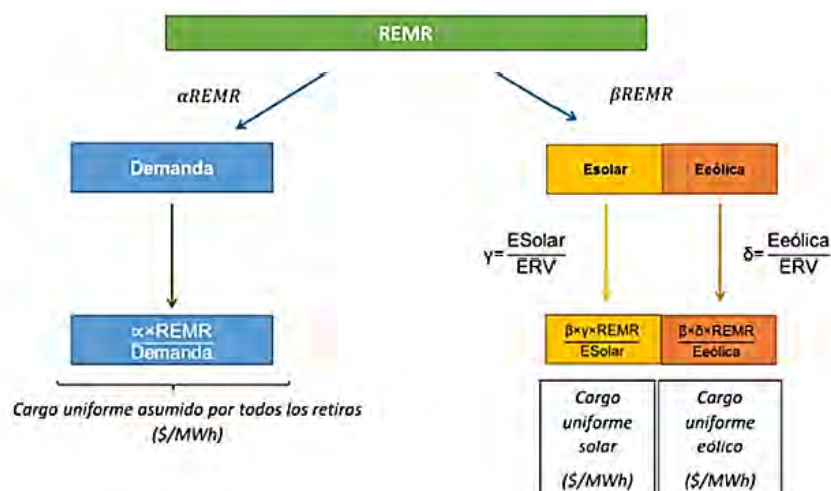
$$\text{Cargo Unitario a la producción solar} = \beta \times \gamma \times REMR$$

ESolar en US\$/MWh

$$\text{cargo unitario a la producción eólica} = \beta \times \delta \times REMR$$

Eólica en US\$/MWh

Figura 30. Distribución de cargos por tipo de generación ERNC



Fuente: (Di-Avante et al., 2020)

Un Mercado de Día Previo y Mercado Intradiario más una reliquidación en Tiempo Real, que cooptimiza Energía y Reservas y tiene costos marginales nodales, asigna correctamente todos los costos de la operación real en los pagos, y con esta asignación propuesta para los pagos por disponibilidad, esta última componente de costos queda correctamente asignada.

Entonces, la atribución de los SSCC se realiza, especificando al “Sujeto de liquidación responsable del balance” (BRP por sus siglas en inglés), siendo que la “Responsabilidad en materia de balance” es la responsabilidad financiera por los desvíos en el programa de generación” último, según el Principio de Causalidad. Dicho Principio de Causalidad es esencial para la internalización de los costos.

El precio de los desvíos es determinado según el precio adjudicado al “Proveedor de Servicios de balance” (BSP, por sus siglas en inglés).

#### 5.4.5. Sustitución de la Provisión Base por una Provisión Base (financiera) complementado con Mercado de Día Previo y Mercado Intradiario de RSF

La adquisición de RSF actualmente se realiza por periodos de 3 años - reducidos por el PR-22 a 6 meses- despejado en la forma de “Pay as Bid” y pagado como “Take or Pay”, con la justificación de motivar inversiones. Este mecanismo afecta la cooptimización diaria, a darle prioridad sobre las actuales ofertas de ajuste. Dicha prioridad, no permite minimizar el costo de Reservas.

Di-Avante (Di-Avante et al., 2020) propone mantener la Provisión Base, pero transformándola en una adquisición vía compromiso financiero, sin entrega física obligatoria. Si el agente adjudicado realiza una oferta en el despacho diario por parte o la misma cantidad adjudicada en el mediano plazo, y ella sale asignada en el corto plazo, entonces recibirá en su liquidación por Reserva de mediano plazo, la diferencia (positiva o negativa) entre su ingreso de largo plazo y su ingreso en el Mercado de Día Previo, Mercado Intradía o Tiempo Real de la Reserva. Se asegura el suministro al mínimo costo de Energía y Reservas, eliminándose la afectación a la cooptimización asociado a la Provisión Base. El objetivo de mayores inversiones se establece asegurando compromisos de nueva capacidad física para la prestación de SSSC.

#### **5.4.6. Regulación de Energía Reactiva y Regulación de Tensión**

El Control de Tensión (Di-Avante et al., 2020) consiste en la producción y disponibilidad de inyección de Energía Reactiva para resolver los problemas de las barras colectoras de baja tensión y la capacidad para absorber potencia reactiva en las barras de alto voltaje. No existen costos variables específicos asociados, sólo costos fijos y costos de oportunidad de vender Energía u otro SSSC que ofrezca el equipo. Por tanto, un mecanismo de licitación de mediano plazo es lo más eficiente, dada la diversidad de instalaciones, y el carácter zonal del servicio.

La fijación de servicios va desde la regulación de los compromisos a ser asumidos por los generadores (curva P-Q, mantenimiento de tensión, etc) hasta aquellos que trabajan con un mercado de Energía Reactiva. La decisión tiene que ver con la topología de la red, así como las condiciones de competencia.

Las mejores prácticas para mantener las tensiones y los flujos de potencia reactiva incluyen la planificación, control y despacho de la tensión y la potencia reactiva, así como acciones rutinarias y excepcionales en la operación en Tiempo Real. Los prestadores del servicio de transmisión vigilan los niveles de tensión y los flujos de reactivo en sus redes e interconexiones se encuentren en los límites, verificando el estado de sus equipos de compensación fuera de servicio o con restricciones. Los nodos del sistema eléctrico con valores inadecuados son normalizados mediante la operación de medios de tensión y potencia reactiva disponibles, informándolo al distribuidor u operador.

El COES cuenta actualmente con un procedimiento para las transferencias de Energía Reactiva. La propuesta (Di-Avante et al., 2020) mejora este procedimiento para luego avanzar a un esquema de licitaciones competitivas para otorgar el servicio, previa verificación de las condiciones de competencia, que pueden concluir en una prestación directa o compulsoria del servicio (bajo fijación tarifaria) o licitación al menor de precios.

Di Avante (Di-Avante et al., 2020) propone:

- (1) La Energía Reactiva que provenga de equipamientos de generación que requiera la reducción de la producción real, debe ser remunerada al costo de oportunidad de venta de Energía.
- (2) Los equipos que no son de generación en el largo plazo:
  - (2.1) El COES llama por una única vez a una licitación para proveer una determinada cantidad de Energía Reactiva en un plazo más bien largo (5 años o más), proveniente de equipos que no son generadores, la que usará en caso de contingencias severas en el sistema.
  - (2.2) Los participantes ponen a disposición del COES el equipo respectivo, de modo que se pueda controlar y comprobar la Energía inyectada por el equipo.
  - (2.3) El precio máximo para dicha licitación será un valor definido por el COES, entre 0 y el precio básico de la Energía Reactiva para equipos de compensación reactiva (PBEReq).
  - (2.4) Las instalaciones que no se presenten a este proceso y que operen en forma automática operada por el cliente, no tendrán derecho a remuneración alguna en caso de que inyecten Energía Reactiva.

Para una segunda etapa más de largo plazo, se propone (Di-Avante et al., 2020):

- (1) El COES efectuará al menos anualmente un informe en el cual deberá señalar los requerimientos de control de tensión necesarios para el corto, mediano y largo plazo. El COES identifica los requerimientos de Control de Tensión y los recursos técnicos que están disponibles en el sistema, y los nuevos recursos que deberán ser incorporados.

(2) Para los nuevos recursos, luego de un análisis de competencia, para identificar si son licitados o con prestación directa, tratándose de una actividad adicional a la elaboración del plan de transmisión.

(3) Entre cada Informe, el COES podrá, mediante una actualización, incluir o modificar fundamentalmente los requerimientos de SSCC establecidos, como también los recursos disponibles en el sistema.

(4) En caso de requerimientos de nuevas instalaciones éstas son licitadas por el MINEM bajo los principios de (4.1) neutralidad tecnológica, (4.2) anualidades de inversión de 10 a 15 años, (4.3) el adjudicatario puede entregar otros servicios.

#### **5.4.7. Propuesta para los Servicios de Recuperación de Servicios**

Tomando a Di-Avante (Di-Avante et al., 2020) el objetivo es asegurar que la mayor cantidad posible de unidades se mantengan en servicio luego de perturbaciones importantes del sistema. Esto se logra ajustando la carga conectada y/o modificando la configuración del sistema mediante la conformación de islas independientes. Se sugiere mantener el esquema actual para los servicios de recuperación de servicio que hoy forman parte de los planes de seguridad, y aplicar el proceso previsto para el servicio de control de tensión -análisis de competencia, licitación de nuevas instalaciones- para Arranque en Negro (PA) en una primera etapa, tal como lo muestra la experiencia internacional, y Aislamiento Rápido (AR) en una segunda etapa, lo que puede promover la incorporación de nuevas tecnologías como almacenamiento.

## 6. CONCLUSIONES

### 6.1. Conclusión 1: La mayor integración de ERNC se acomoda mejor a Mercados de Día Previo e Intradía de Energía y SSCC

La fijación del precio de Energía en el MCP bajo las reglas de costos auditados es utilizada y recomendada para mercados insulares, o mercados en que por su tamaño, la probabilidad de manipulación de precios es mayor, o también en mercados puramente térmicos. De los países relevantes, sólo Chile y Perú tienen un MCP de Energía Activa bajo las reglas de costos auditados. Con este mecanismo, los agentes no pueden establecer cantidades o precio a ofertar, quedando sujetas a listas de mérito establecidas a partir de costos variables fijados administrativamente (costos auditados).

El diseño peruano vigente comprende mecanismos vinculados a Mercados de Día previo o de Licitaciones -a través de la Licitación de Provisión Base del servicio de RSF, Mercado de Día Previo a través del MSGN, y el Mercado de Ajuste de RSF-, sin embargo, el despacho de Energía en el MCP se realiza sobre la base de costos auditados. Esto genera las siguientes contradicciones:

(1) El Programa Diario de Operación (PDO) se realiza sin que los agentes puedan ofertar cantidades y precios, por lo que no son vinculantes y pueden ser sujetos a Reprogramación Diaria de Operación (RDO). Por tanto, las desviaciones no son penalizadas bajo el Principio de Causalidad, lo que genera que la operación de ERNC no incluya los costos por mayores SSCC (RPF y RSF).

(2) La RSF se adjudica -parcialmente- mediante un Mercado de Día Previo -aunque bajo "Pay as Bid", esto es una solución de mercado centralizado. Asimismo, por lo menos regulatoriamente, con un MSGN que permite las transferencias de capacidad de transporte y volumen de GN desde generadores excedentarios a usuarios industriales y otros generadores deficitarios de GN.

A su vez, la RPF es una obligación gratuita -exonerada para la generación con ERNC, la RSF pagada mediante Provisión Base licitada y Mercado de Provisión de Ajuste de RSF-. Para tener asegurados los recursos para RPF, la Potencia Firme total se ve disminuida mediante la obligación de contar con

Reserva Rotante para RPF. De lo revisado, no existen Mercados de Día Previo para RPF o similar.

La mayor penetración ERNC -intermitentes- genera una mayor demanda de SSCC (RPF, RSF, de Reserva Rotante, Regulación de Tensión). La regulación peruana eléctrica vigente, no genera los incentivos para que el generador de dicha demanda de SSCC (el agente que causa las fluctuaciones de frecuencia) internalice los costos. Esto provoca que las cantidades de Energía Firme producida a partir de fuentes intermitentes sean ineficientes, desde los términos de la eficiencia productiva (costos totales de generación) y asignativa (el responsable de costos).

Entonces, la internalización de las dichas externalidades, especialmente en la generación ERNC, aparece como una mejora del actual esquema, en función a mejorar la eficiencia asignativa del MCP. Internalizadas las externalidades (mayor demanda de SSCC) es necesario que la fuente productora de dichas Externalidades tenga mecanismos de gestión operativa de las mismas, que pueden ser:

- (1) Mediante el uso de softwares para el mejor pronóstico de fuente primaria de Energía.
- (2) Mediante adquisición de sistemas de almacenamiento, y sistemas de electrónicas de potencia, que emulen la inercia, eliminen o reduzcan la intermitencia.
- (3) Mediante la adquisición a terceros (en su zona de despacho) de SSCC.
- (4) Mediante la adquisición en un Mercado de Día Previo o Mercado Intradiario (lo que actualmente ocurre con el Mercado de Ajuste de RSF, aunque centralizadamente).

Entonces, un Mercado de Día Previo de Energía y Mercado Intradiario de Energía, es complementario y consistente con un Mercado de Día Previo de SSCC y Mercado Intradiario de SSCC, en tanto es -desde el punto de interés del generador con ERNC y desde el lado del ISO peruano- el mecanismo de mercado que se caracteriza por:

- (1) La reducción de la incertidumbre respecto a las cantidades de ERNC respecto a la mayor proximidad al tiempo de despacho, permite tener

mayor exactitud de la Energía ofertada y de los consecuentes escenarios de mayores SSCC.

- (2) Permite identificar -por el fenómeno de la “Curva de Pato”- las cantidades de SSCC disponibles, permitiendo ordenar la oferta de SSCC en horas de mayor escasez.
- (3) Permite remunerar diferenciadamente según la escasez de recursos disponibles para la prestación de SSCC.

Un Mercado de Día Previo y Mercado Intradía con Liquidación Múltiple a pesar de ser financiero, al ser vinculante en las cantidades y precios genera incentivos para que los proveedores y los consumidores cumplan los compromisos de Día Previo. Un proveedor que no cumpla con la producción comprometida hará que el precio en Tiempo Real aumente (se utilizará la oferta más alta hasta cubrir la demanda) y tendrá que comprar la Energía en el Mercado de Tiempo Real a dicho precio más alto que el que se pagó por la Energía en el Mercado de Día Previo. Una demanda que no consumió lo que compró en el Mercado de Día Previo, venderá esa Energía en el Mercado de Tiempo Real a un precio más bajo, asimismo existen penalizaciones para los vendedores que no proporcionen la cantidad del servicio asignado en el Mercado de Día Previo.

Por tanto, la primera conclusión consiste en que la mayor integración de ERNC es mejor o se adecúa más a diseños regulatorios de Mercados de Día Previo e Intradía de Energía y SSCC (RSF de Subida, RSF de Bajada, Rampa de Subida, RSF de Arranque Rápido, Rampa de Bajada, RTF de Subida, RTF de bajada)

**6.2. Conclusión 2: La mayor integración de ERNC requiere de la aplicación del Principio de Causalidad en la atribución de costos de SSCC, y no el criterio de retiros en el balance diario, o cualquier criterio que no lleve asociado la causación de la inyección de la Reserva.**

Dicha conclusión no es incompatible con el establecimiento de mecanismos de reducción de poder de mercado -dada la naturaleza zonal de los SSCC- tales como licitaciones de mediano plazo, tal como constan en la experiencia chilena. Asimismo, con mecanismos de fijación regulatoria de precios, tal como ocurre en España (Precios Máximos), o en el pago de SSCC

al precio marginal del Mercado Intradiario de SSCC o de Energía. En otras palabras, aunque la aplicación del Principio de Causalidad está condicionada a la existencia de un Mercado de Día Previo de Energía -por lo menos- y Mercado Intradiario de Energía, no está condicionada a la existencia de un Mercado de Día Previo o Mercado Intradiario de SSCC; por tanto, la asignación de los costos de SSCC producidos por una mayor penetración de ERNC no precisa de la existencia de Mercados de Día Previo de SSCC o Mercados Intradiarios de SSCC, en tanto la atribución de mayores SSCC -precio fijado administrativamente o con mercados de largo plazo- incluso la atribución de mayores costos por RPF pueden ser atribuidos respetando el Principio de Causalidad sobre la base de desvíos del Programa de Operación Diaria (PDO) vinculante y su reprogramación luego del Mercado Intradiario de Energía. Lo sustancial se encuentra en la capacidad de los generadores de poder presentar ofertas vinculantes de cantidad -a partir de pronósticos- de Energía Activa por inyectar, que permita deducir las cantidades de SSCC necesarios para mantener los requisitos de calidad, confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico.

En dicho contexto, la aplicación del Principio de Causalidad respecto a la atribución de costos de SSCC producto de la intermitencia de ERNC, o en general cualquier causa, es consistente con la Primera Conclusión. A través de este principio, se asegura la eficiencia productiva al internalizar los costos de la intermitencia en la fuente generadora. Entonces, una mayor integración -ordenada- de ERNC requiere de la aplicación del Principio de Causalidad, por el que el pago del precio de los SSCC es atribuido al Participe del Mercado responsable de su previsión -para unidades comprometidas- o de su realización (inyección de Energía de Balance o SSCC). Cabe señalar que la ausencia de Mercados del Día Previo de SSCC e Intradiarios impide la consecución de una cooptimización al mínimo costo, o que resulta inconsistente con reducción de la incertidumbre de la generación ERNC.

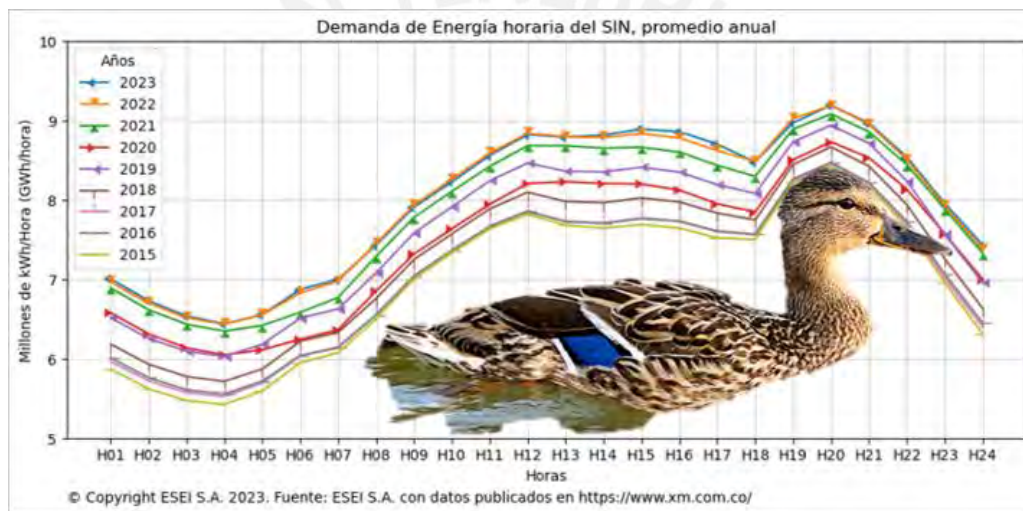
Entonces, la segunda conclusión consiste en que la mayor integración de ERNC requiere de la aplicación del Principio de Causalidad en la atribución de costos de SSCC, y no el criterio de retiros en el balance diario.

### 6.3. Conclusión 3. Una mayor integración de ERNC requiere de la definición de nuevos productos de SSCC, que aseguren la confiabilidad del suministro de Energía

Un Mercado de Día Previo y un Mercado de ERNC, así como o requiere de la definición de nuevos productos necesarios que atiendan a fenómenos nuevos propios de la mayor integración de ERNC, tales como:

(1) Servicio de Rampa (de subida y de bajada): Definido por la cantidad de incremento medido en  $MW_{min}$  necesario para atender la disminución de carga desde ERNC por efecto del fenómeno de Curva de Pato.

Figura 31. Curva de Pato producida por la disminución de carga solar.



Fuente: ESEI. S.A.

(2) Arranque Rápido de Unidades. Este producto requiere de la presencia de unidades con características que cubran la escasez de Reservas para RSF en segmentos horarios con escasez. Puede ser cubierto con unidades, la demanda, u agentes específicos tales como almacenamiento.

(3) Producto Inercial: A largo plazo, la mayor integración de ERNC necesitará de la definición de la capacidad inercial del sistema en su conjunto. Se trata de un producto de utilidad sistemática, que a la fecha no está exhibido, ni remunerado.

Entonces, la tercera conclusión consiste en que una mayor integración de ERNC requiere de la definición de nuevos productos de SSCC, que aseguren la confiabilidad del suministro de Energía.

#### **6.4. La propuesta establece una cooptimización de Energía y SSCC a través de Mecanismos de Día Previo, Intradía para Energía, RSF, RTF, Servicio de Rampa y Arranque Rápido**

En el Mercado de Día Previo se definen las cantidades Energía y Reservas. Los precios de Energía y Reservas para SSCC se definen “Pay as Cleared”.

El Despacho obtenido del Mercado de Día Previo de Energía y el Mercado de Día Previo de SSCC (RSF, RTF, Rampa) coexiste con licitaciones de largo y mediano plazo de SSCC que no puedan ser adjudicados en un mercado de Día Previo, o donde una tarifa administrativa pueda ser fijada.

Entonces, el despacho cooptimizado es vinculante en tanto define las cantidades de Energía y Reservas con precios de Energía y disponibilidad de Reservas establecidas “Pay as Cleared”. En el Día Previo se fija la referencia para inyecciones y retiros, obteniéndose una referencia para los contratos de Energía.

En el despacho en Tiempo Real, las variaciones de Energía programada son compensadas por la activación de reservas para subir y bajar. En caso no se cumpla con el SSCC, se deberá comprar energía al Precio Spot y pagar la penalización por incumplimiento en otorgar la reserva. En caso de activación de Reserva a Bajar, la devolución de la Energía al precio en Tiempo Real.

Esta cooptimización resulta más eficiente, así Di-Avante (Di-Avante et al., 2020), así Perú que no tiene liquidación múltiple requiere aproximadamente 2.5 más Reserva que California que si tiene liquidación múltiple, así California establece una RegUp entre 300 - 400 MW y una RegDn entre 350 - 400 MW para una demanda promedio horaria de ~30 000 MWh, y Perú establece unos márgenes de RegUp = 157 MW y RegDn = 157 MW para una demanda promedio horaria de ~6 000 MWh.

Cuando en el despacho en Tiempo Real se activen las Reservas, por un intervalo de tiempo se reducen las Reservas operativas que son compensadas por la RTF. Si el COES concluye que estas Reservas no se podrán recuperar

para la próxima de Reserva, los mercados de Hora Previa permiten a los operadores de sistemas adquirir Reservas adicionales para la hora siguiente como el Redespacho Diario Operativo gestionado por el COES. El operador adquiere Reservas adicionales de RSF y RTF así como despachar Energía adicional en Tiempo Real para alcanzar el nivel deseado de operación.

En cuanto a la RPF, es conveniente que la misma sea remunerada, cuyo precio sea establecido administrativamente, atribuyendo su pago en función al Principio de Causalidad. Las razones son las siguientes:

(1) La fijación del precio es inconveniente en un Mercado de Día Previo y Mercado de Tiempo Real, dada su carácter local e imprevisible.

(2) No existe experiencia internacional madura sobre el uso de Mercado de Día Previo menos Mercado de Tiempo Real para la fijación de precios de la RPF y sus sustitutos.

Sin perjuicio de ello, no existen obstáculos para incluir a la generación eólica como responsable de entregar RPF.

En el caso de la Energía Reactiva y Regulación de Tensión, dado que los mismos no tienen costos variables, sino costos fijos, la mejor forma de adjudicación es la licitación más un adicional por el costo de Energía no vendida.

## TRABAJOS CITADOS

- (Perú), M. d. (2022). Proyecto de Ley que modifica la Ley N° 23832 . *Resolución Ministerial 227-2022-EM/DM*. Obtenido de <https://www.minem.gob.pe/archivos/prepublicacion-zzc1zx2zzzz.pdf>
- Baker, C. (2014). Chapter 15. Practical Management of Variable and Distributed Resources in Power Grids. En L. Jones, Ph.D. (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids*. (págs. 189-201). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- Botterud, A. (2014). Chapter 11. Forecasting Renewable Energy for Grid Operations. En L. Jones Ph.D. (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (págs. 137-145). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- Broad, D., & Dragoon, K. (2014). Chapter 20. DR for Integrating Variable Renewable Energy: A Northwest Perspective. En L. Jones, Ph.D (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (págs. 253-264). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- CAISO. (2007). *Integration of Renewable Resources. November 2007. Transmission and operating issues and recommendations for integrating renewable resources on the California ISO-controlled Grid*. California: California Independent System Operator Corporation.
- Candy, R. (2014). Chapter 31. Managing Operational Uncertainty through Improved Visualization Tools in Control Centers with Reference to Renewable Energy Providers. En L. Jones, Ph.D. (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (págs. 391-403). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- Castro, R. (2022). *Electricity Production from Renewables* (Primera Edición ed.). Cham, Suiza: Springer. doi:<https://doi.org/10.1007/978-3-030-82416-7>
- Chapter 12. Probabilistic Wind and Solar Power Predictions. (2014). En L. Delle Monache, A. Stefano, & L. Jones, Ph.D. (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (págs. 149-157). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- Chapter 25. Intentional Islanding of Distribution Network Operation with Mini Hydrogeneration. (2014). En G. Taranto, T. Assis, & L. Jones, Ph.D. (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids*. Londres: Elsevier.
- Chapter 32. Dynamic Line Rating (DLR): A Safe, Quick, and Economic Way to Transition Power Networks towards Renewable Energy. (2014). En P. Schell, & L. Jones, Ph.D. (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (págs. 405-411). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- Chatzivasileiadis, S., Ernst, D., & Anderson, G. (2014). Chapter 14. Global Power Grids for Harnessing World Renewable Energy. En L. Jones, Ph.D. (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (págs. 175-187). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- CNE [Chile]. (2019). *Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SCCC*. Santiago de Chile: CNE [Chile]. Recuperado el 15 de 07 de 2024, de [https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/06/Informe\\_Final\\_Estudio\\_1\\_SCCC.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/06/Informe_Final_Estudio_1_SCCC.pdf)
- CNE [Chile]. (2019). *Informe Final: "Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SCCC integrado con el Mercado de Energía y Determinación de las Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones"*. Coordinador Nacional Eléctrico (Chile), Santiago de Chile. Recuperado el 20 de julio de 2024

- CNE [Chile]. (2024). *Informe de Servicios Complementarios 2025 - Coordinador Eléctrico Nacional*. Santiago de Chile: CNE [Chile]. Obtenido de [https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/06/2024.06.06-Informe\\_SSCC\\_2025.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/06/2024.06.06-Informe_SSCC_2025.pdf)
- COES. (2023). *Estudio para determinar la magnitud de Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia del SEIN - Año 2024 (PR-21)*. Lima. Recuperado el 22 de julio de 2024
- DeMarco, C., & Baone, C. (2014). Chapter 29. Control of Power Systems with High Penetration Variable Generation. En L. Jones, Ph.D. (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (págs. 369-379). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- Di-Avante et al. (Agosto de 2020). *Estudio de los Servicios Complementarios de energía en el Perú y su adaptación para inclusión de tecnologías no convencionales. Informe Final*. Lima: Elaborado a encargo del COES. Obtenido de [www.coes.org.pe](http://www.coes.org.pe): [https://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Publicaciones%2FInformes%20Tecnicos%2F08\\_Estudios%20SS.CC.%20Varios%2FDI-AVANTE%2FInforme%20Definitivo%20COES%20%2002102020.pdf](https://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Publicaciones%2FInformes%20Tecnicos%2F08_Estudios%20SS.CC.%20Varios%2FDI-AVANTE%2FInforme%20Definitivo%20COES%20%2002102020.pdf)
- Di-Avante, & al., e. (Agosto de 2020). *Estudio de los Servicios Complementarios de energía en el Perú y su adaptación para inclusión de tecnologías no convencionales. Informe Final*. Lima: Elaborado a encargo del COES. Obtenido de [www.coes.org.pe](http://www.coes.org.pe): [https://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Publicaciones%2FInformes%20Tecnicos%2F08\\_Estudios%20SS.CC.%20Varios%2FDI-AVANTE%2FInforme%20Definitivo%20COES%20%2002102020.pdf](https://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Publicaciones%2FInformes%20Tecnicos%2F08_Estudios%20SS.CC.%20Varios%2FDI-AVANTE%2FInforme%20Definitivo%20COES%20%2002102020.pdf)
- Di-Avante; PSR. (Diciembre de 2008). *Analisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Informe Final Completo. Revisión 2. Preparado para Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)*. Recuperado el 2023, de <https://acolgen.org>: <https://acolgen.org.co/portfolio/estudio-servicios-complementarios>
- Diu, P. (2023). *Renewable Energy Integration for Bulk Power Systems. ERCOT and the Texas Interconnection*. Suiza: Springer. doi:<https://doi.org/10.1007/978-3-031-28639-1>
- Dumas, J., & Maggio, D. (2014). Electric Reliability Council of Texas. Case Study: Reserve management for Integrating Renewable Generation in Electricity Markets. En L. Jones, Ph.D. (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (págs. 117-123). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- Dzamarija, M., Leclercq, G., Marroquin, M., & Herman, M. (2020). Chapter. Modeling of Complex Systems Including Transmission, Distribution, Aggregation, Ancillary Services Markets. En G. Migliavacca (Ed.), *TSO-DSO Interactions and Ancillary Services in Electricity Transmission and Distribution Networks. Modeling, Analysis and Case-Studies*. Cham, Suiza: Springer.
- Ejecutivo, P. (2023). Proyecto de Ley que modifica la Ley N° 28832, Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. *Proyecto de Ley*. Obtenido de <https://wb2server.congreso.gob.pe/spley-portal-service/archivo/ODY2MzM=/pdf/PL0456520230324>
- Endsley, M., & Connors, E. (2014). Chapter 30. Enhancing Situation Awareness in Power Systems: Overcoming Uncertainty and Variability with Renewable Resources. En L. Jones, Ph.D. (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (págs. 381-390). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- Energy Center UNC Kenan-Flagler Business School. (2022). *Conference Report. Meeting the Renewables Intermittency Challenge*. Energy Center UNC Kenan-Flagler Business School . Recuperado el 25 de junio de 2024, de <https://www.kenan-flagler.unc.edu/wp-content/uploads/2022/07/Meeting-the-Challenge-of-Renewables-Intermittency-General-Audience-Report.pdf>

- Gerard, H. e. (2020). Chapter 2. TSO-DSO Interaction and Acquisition of Ancillary Services from Distribution. En G. Migliavacca, & G. Migliavacca (Ed.), *TSO-DSO Interactions and Ancillary Services in Electricity Transmission and Distribution Networks. Modeling, Analysis and Case-Studies* (págs. 7-23). Cham, Suiza: Springer. doi:[https://doi.org/10.1007/978-3-030-29203-4\\_2](https://doi.org/10.1007/978-3-030-29203-4_2)
- Grijalva, S. (2014). Chapter 4. Multi-Dimensional, Multi-Scale Modelling and Algorithms for Integrating Variable Energy Resources in Power Networks: Challenges and Opportunities. En P. Lawrence E. Jones (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical management of variability, uncertainty, and flexibility Power Grids* (págs. 41-51). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- Helman, U. (2014). Chapter 26. Economic and Reliability Benefits of Large-Scale Solar Plants. En L. Jones, Ph.D. (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (págs. 327-343). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- Horsmanheimo, S., Tuomimäki, L., Rodríguez Sanchez, R., Pröbstl Andrén, F., & Amtrup Andersen, C. (2020). Chapter 4. ICT Requirements in a Smart Grid Environment. En G. Migliavacca (Ed.), *TSO-DSO Interactions and Ancillary Services in Electricity Transmission and Distribution Networks. Modeling, Analysis and Case-Studies* (págs. 61-92). Cham, Suiza: Springer.
- Houmoller, A. P. (2014). Scandinavian Experience of Integrating Wind Generation in Electricity Markets. En L. E. Ph.D. (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty and Flexibility in Power Grids* (págs. 53-66). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- IEA. (2024). *Renewable 2023. Analysis and forecast to 2028*. París, Francia: IEA.
- IRENA. (2023). *World Energy Transitions Outlook 2023. 1.5° C Pathway*. Abu Dhabi: IRENA.
- Jiang, Y., Xu, X., Yuanzhang, S., Congying, W., Wang, J., Deping, K., . . . Bowen, T. (2017). Day-ahead stochastic economic dispatch of wind integrated power system considering demand response of residential hybrid energy system. *Applied Energy*, 190, 1126-1137. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.01.030>
- Karkatsouli, I. (Junio de 2013). The Role of Wind Generation In European Power Sector Decarbonization: A General Equilibrium Analysis. 93. Massachusetts Institute of Technology., Estados Unidos: Master of Science in Technology and Policy.
- KEMA Consulting GmbH. (2014). *Integration of Renewable Energy in Future. Final Report. Report N° 9011-700*. Bonn: KEMA Consulting GmbH.
- Kirby, B., Ela, E., & Milligan, M. (2014). Chapter 7. Analyzing the Impact of Variable Energy Resources on Power System Reserves. En L. Jones, Ph.D. (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (págs. 83-98). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- Kirschen, D. S., & al, e. (2019). *Fundamentals of power system economic. Segunda Edición*. Washington, Estados Unidos: John Wiley & Sons Ltd.
- Kockar, I., Siface, D., & Morch, A. (2020). Chapter 7. Regulatory Frameworks for Enabling Distributed Energy Resource Participation. En G. Migliavacca (Ed.), *Services in Electricity Transmission and Distribution Networks. Modeling, Analysis and Case-Studies* (págs. 185-212). Cham, Suiza: Springer.
- Laudo Arbitral. Caso CIADI N° ARB/19/19 IC Power Ltd. y Kenon Holdings Ltd. contra República del Perú, N° ARB/19/19 (2023).

- Lawrence E. Jones, P. D. (2014). *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids*. San Diego, Estados Unidos: Elsevier.
- Leclercq, G., Pavesi, M., Gueuning, T., Araz, A., Geth, F., Sels, P., . . . Le Cadre, H. (08 de febrero de 2019). *Smart TSO - DSO interaction schemes, market architectures, and ICT solutions for the integration of ancillary services from demand-side management and distributed generation. Network and market models D2.2*. Obtenido de smartnet-project.eu: <http://smartnet-project.eu>
- Levy, A., Messina, D., & Contreras Lisperguer, R. (2021). *Definiciones del sector eléctrico para la incorporación de las energías renovables variables y la integración regional en América Latina y el Caribe*. Santiago de Chile: CEPAL.
- Li, Y., Li, Y., & Zeng, Z. (2024). *Flexible Load Control for Enhancing Renewable Power System Operation*. Singapur: Springer Nature Singapore Ltd. doi:<https://doi.org/10.1007/978-981-97-0312-8>
- Mack, P. (2014). Chapter 35. Big Data, Data Mining, and Predictive Analytics and High Performance Computing. En L. Jones, P.h.D. (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (págs. 439-457). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- Madina , C., Jimeno, J., Ortolano, L., Palleschi, M., Ebrahimy , R., Madsen, H., . . . Corchero, C. (2020). Chapter 6. Technologies and Protocols: The Experience of the Three SmartNet Pilot. En G. Migliavacca (Ed.), *TSO-DSO Interactions and Ancillary Services in Electricity Transmission and Distribution Networks. Modeling, Analysis and Case-Studies*. (págs. 141-184). Cham, Suiza: Springer.
- Makarov, Y., Etingov, P., & Ma, J. (2014). Chapter 13. Incorporating Forecast Uncertainty in Utility Control Center. En L. Jones (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (págs. 159-170). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- Mercados Energéticos Consultores PSR. (Julio de 2019). *Asistencia Técnica para el Análisis del Impacto del Incremento de la Parte de Generación Renovable No Convencional en el Sistema Eléctrico Interconectado Peruano. Resultados para 2030. Informe Final v6.0* . Obtenido de [www.minem.gob.pe](http://www.minem.gob.pe)
- MIT. (2016). *Utility of the Future. An MIT Energy Initiative response to an industry in transition*. Massachusetts, Estados Unidos: Massachusetts Institute of Technology.
- Mohler, D., & Sowder, D. (2014). Chapter 23. Energy Storage and the Need for Flexibility on the Grid. En L. Jones, Ph.D. (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (págs. 285-292). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- Moray PSR. (Marzo de 2018). *generadoras.cl*. Obtenido de <https://generadoras.cl/documentos/estudios/informe-final-psrmoray-analisis-de-largo-plazo-para-el-sen-considerando-fuentes-de-erv-e-intermitentes>
- Müller-Mienack, M. (2014). Chapter 28. German Renewable Energy Sources Pathway in the New Century. En L. Jones, Ph.D. (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (págs. 359-364). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- Mundon, T., & Goldsmith, J. (2014). Chapter 27. State of the Art and Future Outlook of Integrating Wave and Tidal Energy. En L. Jones, Ph.D. (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (págs. 347-357). Londres, Inglaterra: Elsevier.

- OSINERGMIN. (2019). *Informe N° 382-2019-GRT. Informe legal sobre la procedencia de modificar el Procedimiento Técnico del COES N° 26 "Calculo de la Potencia Firme"*. Lima.
- OSINERGMIN. (2021). *Informe N° 104-2021-GRT "Modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 21 "Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia"*. Lima.
- OSINERGMIN. (2023). *Informe Técnico N° DSE-SGE-303-2023 "Aprobación del Margen de Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia del SEIN - Año 2024"*. Lima.
- OSINERGMIN;. (2019). *Informe N° 381-2019-GRT. Modificación del Procedimiento Técnico N° 26 "Cálculo de la Potencia Firme" (Publicación)*. Lima.
- Ott, A. (2014). Chapter 21. Case Study: Demand-Response and Alternative Technologies in Electricity Markets. En L. Jones, Ph.D. (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (págs. 265-273). Londres: Elsevier.
- PJM. (2024). *PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations. Revision: 130. Effective Date: March 20, 2024*. Estados Unidos: PJM.
- Rodríguez-García , J., Álvarez-Bel, C., & Peñalvo-López, E. (2020). Novel Conceptual Architecture for the Next-Generation Electricity Markets to Enhance a Large Penetration of Renewable Energy. En W. Strielkowski (Ed.), *Market Design for a High-Renewables a High-Renewables* (págs. 81-103). Basilea, Suiza: MDPI. doi:doi:10.3390/en12132605
- Rossi, M., Merino, J., Madina, C., Turienzo , E., Harald , S., Kuusela, P., & Koponen, P. (2020). Chapter 5. Scenario Analysis. En G. Migliavacca (Ed.), *TSO-DSO Interactions and Ancillary Services in Electricity Transmission and Distribution Networks Modeling, Analysis and Case-Studies* (págs. 93-141). Cham, Suiza: Springer. doi:https://doi.org/10.1007/978-3-030-29203-4
- Rothleder, M., & Loutan, C. (2014). Case Study-Renewable Integration: Flexibility Requirement, Potential Overgeneration, and Frequency Response Challenges. En P. Larence E. Jones (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty and Flexibility in Power Grids* (págs. 67-78). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- Samadi, S. (2017). The Social Cost of Electricity Generation - Categorising Different Types of Costs and Evaluating Their Respective Relevance. *Energies*, 37. doi:https://doi.org/10.3390/en10030356
- Sioshansi, F. (2014). Chapter 22. The Implications of Distributed Energy Resources on Traditional Utility Business Model. En L. Jones, Ph.D. (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (págs. 275-282). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- Sune, S., & Andersen, A. (2014). Chapter 19. The Danish Case: Taking Advantage of Flexible Power in an Energy System with High Wind Penetration. En L. Jones, Ph.D. (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (págs. 239-249). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- Tsuchida, T. (2014). Chapter 24. Renewables Integration on Islands. En L. Jones, Ph.D. (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (págs. 295-305). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- Ulbig, A., & Anderson, G. (2014). Chapter 18. Role of Power System Flexibility. En A. Ulbig, G. Anderson, & L. Jones, Ph.D. (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (págs. 227-238). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- Vanfretti, L., Baudette, M., & White, A. (2014). Chapter 33. Monitoring and Control of Renewable Energy Sources using Synchronized Phasor Measurements. En L. Jones, Ph.D. (Ed.),

*Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (págs. 413-428). Londres, Inglaterra: Elsevier.

- von Meier, A., & Arghandeh, R. (2014). Every Moment Counts: Synchrophasors for Distribution Networks with Variable Resources. En L. Jones, Ph.D., *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (págs. 429-438). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- Wang, X. (2014). Chapter 8. Advances in Market Management Solutions for Variable Energy Resources Integration. En L. Jones, Ph.D. (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids*. (págs. 101-117). Londres, Inglaterra: Elsevier.
- Welsch, M., Mentis, D., & Howells, M. (2014). Chapter 17. Long-Term Energy Systems Planning: Accounting for Short-Term Variability and Flexibility. En L. Jones, Ph.D. (Ed.), *Renewable Energy Integration. Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids* (págs. 189-201). Londres, Inglaterra: Elsevier.



## ANEXO 1. INDICADORES DE MONITOREO DE MERCADO EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

### Indicadores Estructurales

(i.1) Cuota de Mercado. Tiene como objetivo medir la participación porcentual que tiene una empresa en el MME.

Ecuación 0-1. Fórmula de Cuota de Mercado

$$S_{i,t} = \frac{PE_{i,t}}{PES_t} \times 100\% \dots$$

**Donde:**

$S_{i,t}$  : Cuota de Mercado del Generador "i" cada 30 minutos.

$PE_{i,t}$  : Suma de la Potencia activa de las unidades del Generador "i" cada 30 minutos; según lo dispuesto en el PR-05.

$PES_t$  : Potencia activa total del SEIN cada 30 minutos; según lo dispuesto en el PR-05.

(i.2) Índice de Herfindahl y Hirschman. Tiene por objetivo medir la concentración del mercado cuando las empresas operan dentro de un esquema de competencia.

Ecuación 0-2. Índice de Herfindahl y Hirschman-HHI

$$HHI_t = \sum_{i=1}^n S_{i,t}^2 = S_{1,t}^2 + S_{2,t}^2 + \dots + S_{n,t}^2 \dots$$

**Donde:**

$n$  : Total de Generadores en el MME.

$HHI_t$  : Índice de Herfindahl y Hirschman cada 30 minutos.

$S_{i,t}$  : Cuota de Mercado del Generador "i" cada 30 minutos.

Si el valor tiende a 0 la situación de mercado es muy competitiva, mientras que si tiende a uno la situación es de monopolio.

(i.3) Índice de Oferta Pivotal. Tiene como objetivo determinar si un Generador es necesario (pivote), permitiendo conocer si su capacidad de producción resulta imprescindible para abastecer la demanda.

Ecuación 0-3. Oferta Pivotal.

$$IOP_{i,t} = f(x) = \begin{cases} 1; & \text{Si: } PE_{i,t} > (PES_t - MD) \\ 0; & \text{Si: } PE_{i,t} < (PES_t - MD) \end{cases}$$

**Donde:**

$IOP_{i,t}$  : Índice de Oferta Pivotal del Generador "i" cada 30 minutos.

$MD$  : Máxima Demanda del SEIN, previsto en el Programa de Operación Diario, conforme a lo dispuesto en el PR-01.

**PE<sub>i,t</sub>** : Suma de la Potencia activa de las unidades “i” cada 30 minutos, según lo dispuesto en el PR-05.

**PES<sub>t</sub>** : Potencia activa total del SEIN cada 30 minutos; según lo dispuesto en el PR-05.

Si la potencia activa del Generador “i” es mayor o igual a la diferencia entre la potencia activa del sistema y la máxima demanda del sistema, se considera que el Generador “i” es “pivotal”; y por lo tanto, el Generador “i” es fundamental para el SEIN.

En la gráfica siguiente se muestra el desempeño del siguiente indicador para el año 2018

(i.4) Índice de Oferta Residual. Mide la capacidad de la oferta residual de cada empresa generadora de satisfacer la demanda. Se define como la relación entre la oferta residual (la oferta total, menos la capacidad de cada empresa) y la demanda.

Ecuación 0-4. Índice de Oferta Residual

$$RSI_{i,t} = \frac{PES_t - PE_{i,t}}{MD} \times 100\% \dots$$

**Donde:**

**RSI<sub>i,t</sub>** : Índice de Oferta Residual del Generador “i” cada 30 minutos.

**MD** : Máxima Demanda del SEIN previsto en el Programa de Operación Diario, conforme a lo dispuesto en el PR-01.

**PE<sub>i,t</sub>** : Suma de la Potencia activa de las unidades del Generador “i” cada 30 minutos; según lo dispuesto en el PR-05.

**PES<sub>t</sub>** : Potencia activa total del SEIN cada 30 minutos; según lo dispuesto en el PR-05.

Indicadores de Comportamiento.

(ii.1) Índice de Lerner. Mide el margen del costo marginal y el costo variable de las unidades, respecto al costo marginal.

Ecuación.0-5. Índice de Lerner

$$ILE_{k,m,t} = \frac{CMg_{k,m,t} - CV_k}{CMg_{k,m,t}} \dots$$

**Donde:**

**ILE<sub>k,m,t</sub>** : Índice de Lerner de la unidad despachada “k” en la Barra de Transferencia “m” cada 30 minutos.

**CMg<sub>k,m,t</sub>** : Costos marginales en la Barra de Transferencia “m” asignada a la unidad despachada “k” cada 30 minutos. El costo marginal de corto plazo se realizará conforme a lo dispuesto en el PR-07.

**CV<sub>k</sub>** : Costo variable de la unidad despachada “k” conforme el PR-031.

(ii.2) Índice del Margen Precio Costo. Mide la diferencia del costo marginal y el costo variable de las unidades, respecto al costo variable.

Ecuación 0-6. Índice del Margen Precio Costo

$$IMU_{k,m,t} = \frac{CMg_{k,m,t} - CV_k}{CV_k} \dots \text{Donde:}$$

**IMU<sub>k,m,t</sub>** : Índice de Mark Up de la unidad despachada “k” en la Barra de Transferencia “m” cada 30 minutos.

**CMg<sub>k,m,t</sub>** : Costos marginal en la Barra de Transferencia “m” asignada a la unidad despachada “k” cada 30 minutos. El costo marginal de corto plazo se realizará conforme a lo dispuesto en el PR-07.

**CV<sub>k</sub>** : Costo Variable de la unidad despachada “k” conforme al PR-031.

Indicadores de Transmisión.

(iii.1) Índice de Monitoreo de la Red de Transmisión. Tiene por objetivo evidenciar a las unidades con una localización específica, que obtengan poder de mercado, con la presencia de congestión en una parte de la red de transmisión. Es de aplicación para unidades que operen por motivos de límite de capacidad de transformación o líneas de transmisión.

## ANEXO 2. ÍNDICES NO RECOGIDOS EN LA NORMATIVA PERUANA

(i) Residual Supply Index (RSI)

Desarrollado por Anjali Sheffrin para el CAISO, presentado en un workshop de monitoreo de mercado de la FERC (FERC Market Monitoring Workshop) en el 2002<sup>18</sup>.

Posee un cálculo similar al Indicador de Oferta Pivotal (“Pivotal Supplier Indicator [PSI]), pero no se expresa de forma binaria. El indicador RSI mide el porcentaje de la demanda que se puede satisfacer sin considerar la capacidad de los *i* generadores más relevantes.

$$RSI_i = \frac{\text{Total capacity} - \text{Supplier } i\text{'s relevant capacity}}{\text{Total demand (Plus Ancillary Services)}}$$

Si es que el RSI es mayor a 100% significa que el resto de los agentes poseen capacidad suficiente para satisfacer el mercado y, por lo tanto, estos *i* agentes deberían tener poca influencia en el mercado.

Se utiliza en CAISO y PJM, en donde se utiliza el Three Pivotal Supplier Test, que en la práctica resulta ser un RSI3.

---

<sup>18</sup>Presentación disponible en:

[https://www.caiso.com/Documents/PredictingMarketPowerUsingResidualSupplyIndex\\_AnjaliSheffrin\\_FERCMarketMonitoringWorkshop\\_December3-4\\_2002.pdf](https://www.caiso.com/Documents/PredictingMarketPowerUsingResidualSupplyIndex_AnjaliSheffrin_FERCMarketMonitoringWorkshop_December3-4_2002.pdf).

### ANEXO 3. CUADRO COMPARATIVO DE SSCC<sup>19</sup>

	Alemania	Australia	Dinamarca	España	Italia	Noruega	Nueva Zelanda	Perú	Estados Unidos	Reino Unido
<b>Control de Frecuencia Primario</b>										
Definición del Servicio	Estabiliza la frecuencia del sistema ante contingencias	Contraresta un desvío mayor en frecuencia debido a contingencia	Contrarresta desvíos de frecuencia menores y mayores	Contención obligatoria de desvíos en corta escala de tiempo	Contención obligatoria de desvíos en corta escala de tiempo	Contención de frecuencia para operación normal y contingencias	Producto diferenciado para sobre y bajo frecuencia	Governor responsable	Todos: Respuesta automática de gobierno	Varios productos según capacidad y propósito
Regulación, Contingencia o Ambos	Contingencia	Contingencia	Contingencia (DK1), Ambos (DK2)	Contingencia	Ambos	Ambos	Contingencia	Ambos	Todos: Contingencia	Ambos
Tiempo de Activación	15s- >50% 30s- >100%	6s:100%	DK1 15s- >50% 30s- >100%/ / DK2(conting.) 5s- >50% 25s- >100% DK2 (nomral) 150s	15s- >100% Conting. es <1500 MW// 15s- >50% 30s- >100% en otro caso	15s- >50% 30s- >100%	Normal 2-3min Contingencia 5s- >50% 30s- >100%	6s:100%	5s 30s:100%	Todos: Automático (seconds)	Contingency 1s Load 10s Gen Balancing 4min- >100%
Tiempo Mantenición	>=15 min	60 s	Indefinido	15 min	15min	1hr	60s	10 min	Todos: Siempre disponible	20s a 15min (B)
Capacidad Mínima para Participar	1 MW	-	0.3MW	-	10MVA	1MW	-	10MW	Todos: 0.1MW	De 1MW a 50MW según servicio
Posibles proveedores	Gen, Load, Storage	Gen, Load	Gen, Load	Gen	Gen(excluye renovables)	Gen, Load	Gen, Load	Gen	Todos: Gen	Gen, Load
<b>Control de Frecuencia Secundario</b>										
Definición del Servicio	Mantiene balance en cada área	Devuelve frecuencia a E. Normal	aFRR: Libera la Reserva primaria	Define bandas de Reserva hacia arriba y hacia abajo	Control frecuencia y balance	Restauración de Frecuencia automática	Control de frecuencia AGC	Reserva instantánea sostenida y servicio de balance (FK)	PJM: Regulación (tipo A y tipo D) ER, CA:Reg Up/Down	Varios productos según capacidad y propósito
Regulación, Contingencia o Ambos	Ambos	Ambos	Ambos	Ambos	Ambos	Ambos	Ambos	Ambos	Ambos	Ambos
Tiempo de	30s- >100%	60 s	15min	30sec	<15min	120s- 210s	20s 10min: 100%	10sec(S IR)	PJM, CA, ER: 4s	30s-20min

<sup>19</sup> Tomado de (CNE [Chile], 2019)

Activación									NY:6s	
Tiempo Mantenimiento	<=15min	No definido	Indefinido	15min	2hr (c) 15 min (b)	Indefinido	30 min	15min(SIR)	PJM:1hr CA:15min	30min-2hr
Capacidad Mínima para Participar	1MW to 5MW	-	min 1MW max50 MW	10MW	10MVA	Min:5MW Max:35 MW	40MW	Requiere rampa MFK:0.4 MW/m SFK:10 MW/m	PJM:0.1 MW	30MW-10MW// 10MW,30MW,100MW
Posibles Proveedores	Gen, Load, Storage	Gen, Load	Gen, Load	Gen	Ge (excluye renovables)	Gen	Gen	Gen, Load	Gen	Gen, Load
<b>Control de Frecuencia Terciario</b>										
Definición del Servicio	Para recuperar servicio primario y secundario mFRR y MR	Secundaria retardada y servicio de regulación	mFRR: Releva a las unidades de aFRR para que estén disponibles	Reserva obligatoria de reemplazo	Balanc e y recuperación servicio secundario	mFRR-frecuencia restoration	-	servicios no clasificados como CTF por menor tiempo de respuesta	Recursos de la red que se puedan usar como Reserva	Servicios no clasificados como CTF por menor tiempo de respuesta
Regulación, Contingencia o Ambos	Regulación	Contingencia	Ambos	Ambos	Ambos	Ambos	-	-	Ambos	-
Tiempo de Activación	mFRR 5min-15min	>=5min (delay d FR)	15min	15min	15min	15min	-	-	PJM, NY, ER:10-30min CA-10min	-
Tiempo Mantenimiento	1hr	10 min (delay d FR)	Indefinido	2hr	Indefinido (c) 60 min (b)	1hr	-	-	30 min	-
Capacidad Mínima para Participar	1MW-5MW	-	Min 10MW Max 50MW	10MW	-	10MW	-	-	0.1MW	-
Posibles Proveedores	Gen, Load, Storage	Gen, Load	Gen, Load	Gen, Load	Gen (excluye renovables)	Gen, Load	-	-	Gen, Load	-
<b>Control de voltaje</b>										
Definición del Servicio	Control de reactivos para mantener estabilidad de voltaje	Control de reactivos para mantener estabilidad de voltaje	Control de voltaje	Control reactivos, en Transmisión y Distribución	Control primario // secundario de voltaje	Control de voltaje	Control de voltaje	Control de voltaje	Control de voltaje	Control de voltaje obligatorio // mejorado
Características Técnicas	Especificaciones de características técnicas como curvas P-Q y equipos directamente en las normas técnicas de las respectivas regiones									
Posibles Proveedores	Gen (include Wind), HVDC, Transmission	Gen	Gen	Gen (>30MW), CoGen (>15MW)	Gen//G en específicos	Gen>2 5MVA	Gen	Gen, Transmisión	Gen, Transmisión	Gen
<b>Plan de Recuperación del Servicio</b>										

Definición del Servicio	Recuperación del servicio	Servicios de partida del sistema	Servicio de partida del sistema	Servicio de partida del sistema	Servicio de partida del sistema	Servicio de partida del sistema	Servicio de partida del sistema	No detallan el servicio
Características técnicas	Requerimientos específicos de equipos y calidad de operación durante la entrega del servicio están en las respectivas normas técnicas para cada región							
Posibles proveedores	Generadores con partida autónoma	Generadores con partida autónoma o desconexión rápida para seguir operado en isla	Generadores con partida autónoma, generadores hidráulicos van primero	Generadores con partida autónoma	Generadores con partida autónoma (al menos 2 por Isla)	Generadores con capacidad de partida autónoma	Generadores con capacidad de partida autónoma. 3 horas mínimo	



**ANEXO 4. DATA UTILIZADA PARA DETERMINACIÓN DE RESERVA ROTANTE PARA RPF<sup>20</sup>**

[Anexo 4 Reserva Rotante para RPF 2024](#)



---

<sup>20</sup> Tomado de COES (COES, 2023)

**ANEXO 5. DATA UTILIZADA PARA DETERMINACIÓN DE RESERVA  
ROTANTE PARA COSTOS MARGINALES AÑO 2023<sup>21</sup>**

[Anexo 5 Costos Marginales 2023](#)



---

<sup>21</sup> Tomado de COES (COES, 2023)