

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD
CATÓLICA DEL PERÚ**

Escuela de Posgrado



**PROPUESTA PARA LA REGULACIÓN DE UN MERCADO
DE SERVICIOS DE BALANCE EN EL SISTEMA
ELÉCTRICO PERUANO**

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

Edward Alex Angelino Zúñiga

Asesor:

Raúl Lizardo García Carpio


Lima, 2024

Informe de Similitud

Yo, Raúl Lizardo García Carpio, docente de la Escuela de Posgrado de la Pontificia Universidad Católica del Perú, asesor de la tesis de investigación titulada “Propuesta para la Regulación de un Mercado de Servicios de Balance en el Sistema Eléctrico Peruano” del autor Edward Alex Angelino Zúñiga, dejo constancia de lo siguiente:

- El mencionado documento tiene un índice de puntuación de similitud de 7%. Así lo consigna el reporte de similitud emitido por el software *Turnitin* el 16/11/2024.
- 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.

Lima, 18 de noviembre de 2024

Apellidos y nombres del asesor / de la asesora: <u>García Carpio, Raúl Lizardo</u>	
DNI: 09951306	 Firma
ORCID: 0000-0001-9100-8056	



RESUMEN

En este trabajo de investigación se ha analizado lo relacionado a los servicios de balance en el Perú, revisando la normativa existente a nivel de Procedimientos utilizados por el Operador del Sistema (COES) y Normas técnicas, también los avances realizados en consultorías llevadas a cabo tanto por el Regulador y el Operador del Sistema. Se encontró, además, de la experiencia en cuanto a los Servicios Complementarios en el país, que estos han tenido algunos problemas en su implementación como mercados, como es el caso del mercado de Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), que, por una deficiente implementación del Procedimiento y la interpretación de un agente, llevo a la pérdida del estado peruano en un arbitraje en el CIADI. En cuanto a la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), está se desarrolla de manera obligatoria y sin compensación, estando exceptuados de brindarlo las centrales renovables.

De cara una mayor inserción de energías renovables se ha podido encontrar que los métodos para la determinación de la cantidad y el costo se verían afectados en cuanto a su incertidumbre, por lo que en el futuro sería más costoso abastecer de estos servicios, lo cual haría que se vea afectada la demanda en el pago de estos, ya sea mediante costos adicionales en los contratos de largo plazo o directamente como un cargo adicional al peaje por conexión (este fue el caso de la prima RER).

Un tema adicional es la consideración de los equipos de almacenamiento de energía, como son las baterías (BESS) las cuales en otros países han demostrado un adecuado funcionamiento en la RPF y RSF. No obstante, aún falta implementar normatividad adecuada para su utilización, tales como crear agentes que puedan proveerlos. Actualmente algunos generadores térmicos los están usando para reemplazar su aporte obligatorio de RPF en el sistema, aspecto que no está negado en nuestra norma.

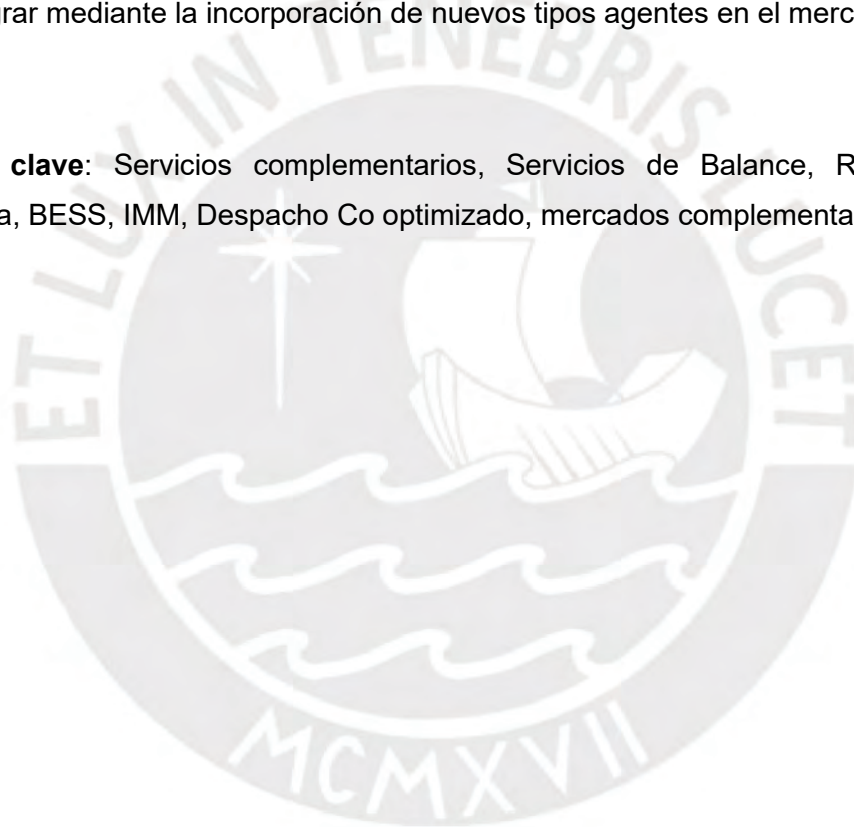
Como propuesta para el marco de mercado de servicios de balance en la presente investigación se propone:

- Mercado de RPF, considerando la participación de los generadores renovables, para ello se requiere que estos puedan remunerar por bloques.
- Mercado de RSF, considerando el servicio de rampa de carga en horas previas a la noche, el cual se hará necesario con mayor ingreso de generación solar, evitando

el fenómeno de la curva del pato.

- El despacho Co optimizado, dado que actualmente se realiza el despacho secuencial, esta metodología podrá incorporar oportunidades de eficiencia, ahorrando costos de operación del sistema y además definiendo claramente que centrales y cuanto deberán aportar en cuanto a RPF y RSF.
- La creación de un Monitor Independiente del Mercado (IMM), el cual sería el responsable de supervisar el mercado en políticas de competencia, en aspectos de precio y poder de mercado en los segmentos de RPF y RSF.
- La inclusión de nuevas tecnologías, como las baterías de almacenamiento (BESS) tanto para la RPF y la RSF, con la posibilidad de arbitrar precios. Lo cual se podría lograr mediante la incorporación de nuevos tipos agentes en el mercado.

Palabras clave: Servicios complementarios, Servicios de Balance, Regulación de Frecuencia, BESS, IMM, Despacho Co optimizado, mercados complementarios.



ÍNDICE

RESUMEN	iii
ÍNDICE	v
ÍNDICE DE CUADROS	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	viii
INTRODUCCIÓN	9
PRIMERA PARTE: MARCO DE LA INVESTIGACIÓN	18
CAPÍTULO I - LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	18
1.1 Conceptos Básicos de la Regulación de Frecuencia	18
1.2 Los Servicios de Balance	26
1.3 La Curva del Pato	27
1.4 La Regulación de Frecuencia como un bien público	28
CAPÍTULO II - MARCO NORMATIVO RELACIONADO A LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	30
2.1 Ley de Concesiones eléctricas y su Reglamento	30
2.2 El Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado (COES)	31
2.3 Ley 28832	32
2.4 El Reglamento de Mercado Mayorista de Electricidad (MME)	32
2.5 Norma Técnica de la Operación y Coordinación en Tiempo Real (NTCOTR)	33
2.6 Procedimientos del COES para la RPF, RSF	33
2.7 Estudios e investigaciones realizadas	35
SEGUNDA PARTE: IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	37
CAPÍTULO III - FALTA IMPLEMENTAR UN MERCADO DE SERVICIOS DE BALANCE PARA EL INGRESO MASIVO DE ENERGÍAS RENOVABLES	37
3.1 Experiencia en el Perú sobre los servicios de balance	37
3.2 Los proyectos con energía renovable en cartera y su efecto en el sistema eléctrico peruano.	51
3.3 Problema de falta de un mercado de servicios complementarios con mayor inserción de renovables	56
TERCERA PARTE: MARCO CONCEPTUAL Y PROPUESTA	65
CAPÍTULO IV - EXPERIENCIA EN OTROS PAISES CON MERCADOS DE SERVICIOS DE BALANCE	65
4.1 Experiencia en Chile	65
4.2 Experiencia en Colombia	69
4.3 Experiencia en Brasil	72
4.4 Experiencia en Argentina	74
CAPÍTULO V - PROPUESTA REGULATORIA PARA IMPLEMENTAR UN MERCADO DE LOS SERVICIOS DE BALANCE	79
5.1 Consideraciones básicas ante la reforma de las normas de Regulación de Frecuencia.	79

5.2 Análisis de la experiencia en Chile, Brasil, Colombia y Argentina	90
5.3 Propuesta de Mercado de Servicios de Balance	91
5.4 Simulaciones considerando la propuesta y su comparación.....	98
5.5 Propuesta de cambios normativos.....	101
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	104
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	106
ANEXOS	109



ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1. Proyectos de generación con EPO aprobado.....	13
Cuadro 2. Resumen de los servicios de balance y tiempos de actuación.	26
Cuadro 3. Costo total para evaluación de la reserva óptima para el período de avenida 2024.	40
Cuadro 4. Costo total para evaluación de la reserva óptima para el período de estiaje 2024.	40
Cuadro 5. Evolución de la RPF en el SEIN.	41
Cuadro 6. Magnitud de Reserva Secundaria disponible para bajar y subir, debido a errores en el pronóstico de demanda y generación RER para el año 2024.	42
Cuadro 7. Magnitud teórica de reserva secundaria total del SEIN.	42
Cuadro 8. Precios de mercado de ajuste con sensibilidades en el tiempo de recuperación y separadas por tecnología. (G1, G2, G3 son Centrales Hidro).	43
Cuadro 9. Resumen de consultorías realizadas por el COES.	50
Cuadro 10. Proyectos de generación con EPO aprobado.	54
Cuadro 11. Costos sociales totales de la generación eléctrica.	56
Cuadro 12. Comparación entre despachos considerando la reducción de generación Renovable.	58
Cuadro 13. Requerimiento de regulación de frecuencia y remuneración 2024.	76
Cuadro 14. Resumen de SSCC y características en países del mundo.	78
Cuadro 15. Determinación de las desviaciones propuesto.	96
Cuadro 16. Comparaciones de despacho económico.	100

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Excursiones de frecuencia con mayor generación térmica vs mayor RER	10
Figura 2. Precio del Mercado de Ajuste y precio máximo	11
Figura 3. Esquema de la interacción de la frecuencia con la generación y demanda.	19
Figura 4. Modelo simplificado de generador eléctrico.	20
Figura 5. Entradas y salidas del modelo de generador eléctrico.....	20
Figura 6. Simplificación de entradas y salidas de un generador conectado a un SEP.	21
Figura 7. Etapas de un desbalance de oferta – demanda.....	22
Figura 8. Inercia, respuesta de frecuencia en el tiempo.....	23
Figura 9. ROCOF y frecuencia Nadir.....	25
Figura 10. Curva del Pato con diferentes grados de penetración renovable.	27
Figura 11. Determinación de la reserva óptima para el período de avenida 2024.....	40
Figura 12. Determinación de la reserva óptima para el período de estiaje 2024.	41
Figura 13. Secuencia del cálculo del precio límite para oferta en el mercado de ajuste.	43
Figura 14. Cobertura de RSF en el tiempo.....	44
Figura 15. Precios del mercado de ajuste y máximos en el tiempo.	45
Figura 16. Evolución de la producción de electricidad 2002-2022.....	51
Figura 17. Generación por tipo de fuente (mayo 2024).....	53
Figura 18. Costos sociales totales de la generación eléctrica.....	56
Figura 19. Servicios esenciales de confiabilidad de los sistemas eléctricos en USA.	62
Figura 20. Precios de la energía del mediodía en California (CAISO).	63
Figura 21. Proceso de administración de los servicios auxiliares.	73
Figura 22. Ejemplo de jerarquía.....	94

INTRODUCCIÓN

1. Antecedentes y Alcances

A medida que Perú busca aumentar la participación de las energías renovables en su matriz energética, se vuelve crucial garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico (SEIN), esto se logra, operativamente, a través de los servicios complementarios, tales como: la regulación de frecuencia, la reserva de capacidad y el balance de carga. En ese sentido actualmente el COES (Operador del sistema eléctrico peruano) cuenta con los procedimientos técnicos: PR-21 y PR-22 que buscan administrar la regulación primaria (RPF) y secundaria de frecuencia (RSF) en el SEIN, asimismo la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real (NTCOTR) que hace mención a los Servicios complementarios.

A manera de caso real se pudo observar entre marzo y mayo de 2020, que la potencia media horaria de Generación Renovable (RER) representó entre el 12% y 15% de la potencia despachada del SEIN, la cual de manera regular era del orden del 5%, para dicha situación, de mayor componente RER, el COES, tuvo que incrementar el porcentaje de reserva para RPF de 2,9% a 3,5% para dar mayor seguridad al SEIN¹.

Asimismo, en ese mismo período se pudo constatar mayores excursiones de la frecuencia frente a fallas de magnitud similar, cuando se contaba con despacho de mayor componente renovable (menor generación térmica), dado que la generación con centrales renovables no aporta RPF.

¹ Informe COES/D/DO/SPR-IPDO-081-2020 "Programa Diario de Operación" Semana N° 12 de sábado 21 de marzo de 2020

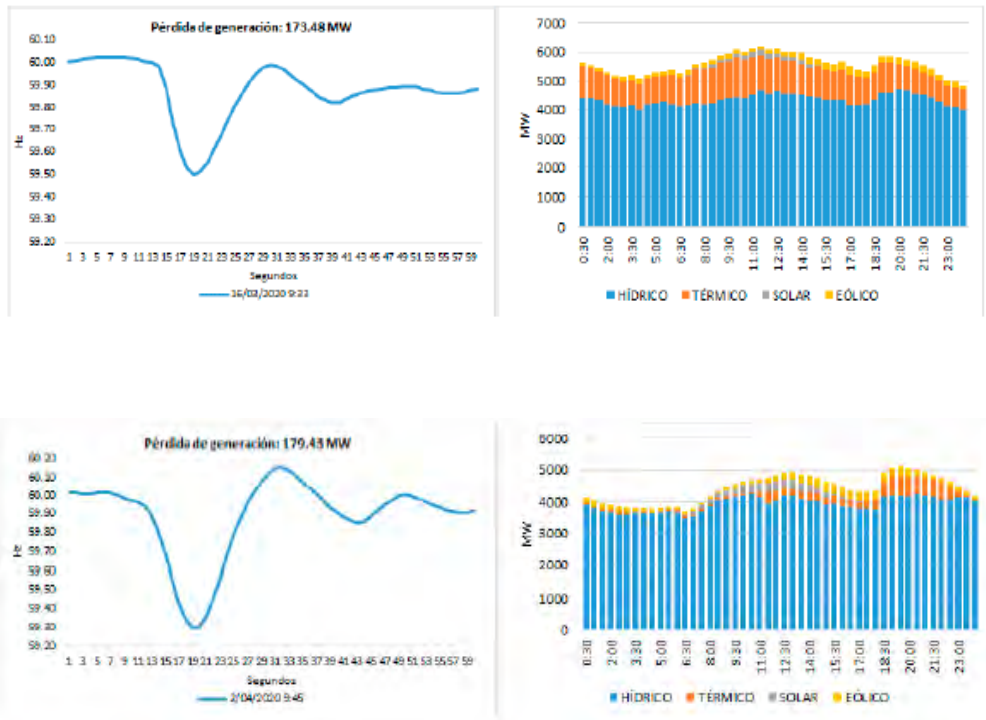


Figura 1. Excursiones de frecuencia con mayor generación térmica vs mayor RER

Por otro lado, en la regulación secundaria de frecuencia (RSF), en las subastas de la provisión base se ofertó el valor de 0.0 S./MW-mes, el cual contrasta con las ofertas diarias del mercado de ajuste, que más veces son los precios máximos establecidos por el OSINERG o en su defecto cero. Asimismo, la demanda de regulación total prevista por el COES fue de 380 MW el año 2021, siendo un valor muy inferior a la oferta disponible total de 2 300 MW, esto nos hace ver que en este mercado no existen incentivos adecuados.

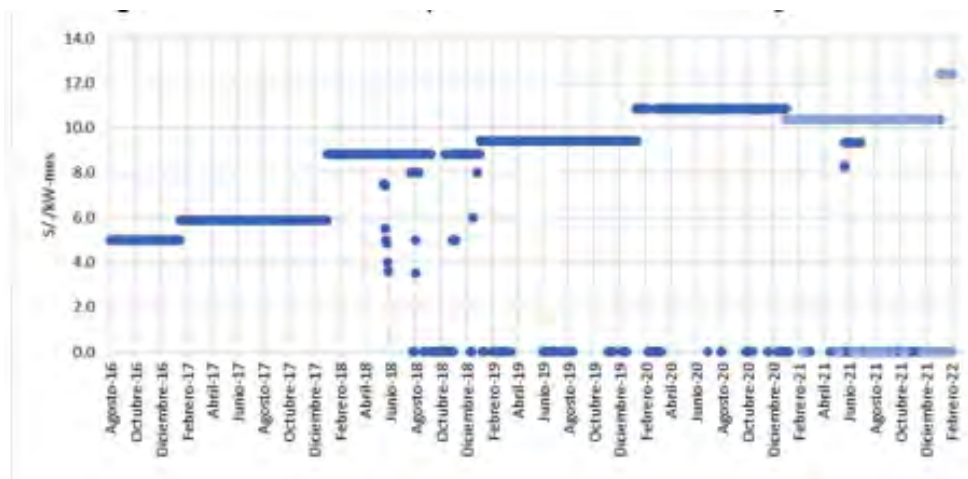


Figura 2. Precio del Mercado de Ajuste y precio máximo

Por lo que a opinión de los expertos existe mucha concentración en la provisión de los servicios complementarios de RPF (el 65% del servicio se concentra en 3 empresas generadoras.), siendo que esta provisión no se distribuye entre todos los agentes del sistema eléctrico, incluyendo las mismas renovables que van ingresando al sistema u otras tecnologías que no sean necesariamente generadores.

Adicionalmente, en cuanto a la RSF, se advierte falta de incentivos competitivos para la prestación del servicio, lo cual incrementa el riesgo del desarrollo de conductas anticompetitivas².

Otro problema real encontrado y relacionado con la RSF es el arbitraje que el estado peruano perdió en el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI) en octubre 2023, en el marco del TLC entre Perú y Singapur, el cual se centró en la supuesta vulneración de los estándares de trato justo y equitativo y protección y seguridad plenas del Artículo 10.5 del mencionado TLC, indicando que el estado peruano habría actuado de una manera inconsistente con esta obligación al emitir la Resolución No. 141-2016-OS/CD relacionada a la RSF y los esquemas de mínimo costo de operación en el SEIN. La falta de claridad o ambigüedad del PR-22, motivó la emisión de dicha Resolución, la cual fue tomada

² Informe OSINERGMIN N° 631-2022-GRT

como un cambio arbitrario, para evitar el despacho continuo de Kallpa al proveer RSF en la Provisión Base Firme (Luca Radicati di Brozolo et al., 2023).

Asimismo, la oferta futura de generación renovable (eólico y solar) en el país de acuerdo a los Estudios de Pre Operatividad (EPO) aprobados por el COES es de 15 GW y aquellos que ya cuentan con estudios de impacto ambiental suman 8 GW, estos proyectos tienen fechas de puesta en operación comercial (POC) hasta el 2028. Siendo que actualmente (2024) la demanda total del país es de aproximadamente 8 GW, el impacto del ingreso de esta generación renovable será importante, tanto en la operación del sistema eléctrico nacional (SEIN) como en la matriz energética del país, incrementando el requerimiento de Servicios Complementarios, para mantener los niveles de seguridad y confiabilidad.



Nro	Proyecto	Potencia (MW)	Punto de conexión	POC	Zona
1	Act C.E. San Juan	136	MARCONA	2022	Centro
2	C.E. Caraveli	220	POROMA	2022	Centro
3	Parque Eólico Pacífico	215	CARAVELI	2022	Centro
4	C.E. Muyu	217	POROMA	2023	Centro
5	C.E. Expansión Punta Lomitas	36.4	PUNTA LOMITAS	2023	Centro
6	C.E. Punta Lomitas	260	DERIVACIÓN	2023	Centro
7	C.E. Wayra Extensión	177	FLAMENCO	2023	Centro
8	C.E. Amp. Punta Lomitas	192.2	PUNTA LOMITAS	2024	Centro
9	C.E. Guarango	330	S.E. NUEVA INTERMEDIA	2024	Centro
10	C.E. S.F. Windica	175	S.E. NUEVA INTERMEDIA	2025	Centro
11	CE Torocco	112	TRES HERMANAS	2025	Centro
12	C.E. Samaca	168	S.E. NUEVA INTERMEDIA	2025	Centro
13	C.E. Piletas	250	S.E. NUEVA INTERMEDIA	2026	Centro
14	C.S.F. Cefiro	366	S.E. NUEVA INTERMEDIA	2026	Centro
15	C.S.F. Continua Misti	300	SAN JOSE	2022	San José
16	C.S.F. Continua Pichu Pichu	60	SAN JOSE	2022	San José
17	C.S.F. Continua Chachani	100	SAN JOSE	2022	San José
18	C.S.F. SAN MARTIN SOLAR	252	SAN JOSE	2022	San José
19	C.S.F. Illari	424	SAN JOSE	2023	San José
20	C.S.F. Ruphay	144	SAN JOSE	2024	San José
21	C.S.F. Sunny	204	SAN JOSE	2024	San José
22	C.S.F. Solimana	250	OCOÑA	2024	San José
23	C.S.F. IIIa (Ex. La Joya)	385	SAN JOSE	2024	San José
24	CSF Sol de Verano III	680	SAN JOSE	2025	San José
25	C.S.F. Sumac Nina I	447	OCOÑA	2025	San José
26	C.S.F. Alba Solar	200	SAN JOSE	2026	San José
27	Central Solar Lupi	150	LT MOQUEGUA - CHILLOTA	2022	Montalvo
28	C.S.F. Santa Isabel 1	100	SANTA ISABEL	2023	Montalvo
29	C.S.F. Clemesi	114.9	RUBI	2023	Montalvo
30	C.S.F. Santa Isabel 2	100	LT MONTALVO-MOQUEGUA-LOS HEROES	2023	Montalvo
31	C.S.F. Huarajone	200	LT TINTAYA NUEVA - PUMIRI	2023	Montalvo
32	C.S.F. Sunilo	120	LT ILO 1 - MOQUEGUA	2023	Montalvo
33	C.S.F. Alto de la Alianza II	300	MONTALVO	2023	Montalvo
34	C.S.F. Alto de la Alianza	300	LT MONTALVO-MOQUEGUA-LOS HEROES	2023	Montalvo
35	CSF Sol de Verano II	92.8	PUNO	2024	Montalvo
36	C.S.F. Sol de Los Andes	250	YARABAMBA	2024	Montalvo
37	C.S.F. El Alto	75	MOQUEGUA	2024	Montalvo
38	CS.F. Ruta del Sol	307.7	MONTALVO	2024	Montalvo
39	C.S.F. Sol de Verano I	45.3	MAJES	2024	Montalvo
40	C.S.F. Hanagpampa	300	LT MOQUEGUA - ILO2 L-2027	2024	Montalvo
41	C.S.F. Yuramayo	245	YARABAMBA	2024	Montalvo
42	C.S.F. Rubí V Fase I	331.7	MONTALVO	2025	Montalvo
43	C.S.F. Chalhuanca	94.6	LT CALLALLI - SANTURARIO	2025	Montalvo
44	C.S.F. Rubí V Fase II	331.7	MONTALVO	2026	Montalvo
45	C.S.F. Coral	403.2	ILO 3	2026	Montalvo
46	C.S.F. La Bandera	120	LOS HEROES	2026	Montalvo
47	C.S.F. Sol de Talara	200	PARIÑAS	2024	Piura
48	C.E. Vientos de Sechura	200	LA NIÑA	2024	Piura
49	C.E. Vientos de Negritos	150	PARIÑAS	2024	Piura
50	C.E. Cerro Chocan	422.4	PIURA NUEVA	2024	Piura
51	C.E. La Espinoza	474.6	LA NIÑA	2024	Piura
52	C.E. Emma	72	LT LA NIÑA - BAYOVAR	2025	Piura
53	C.E. Huascar	300	COLÁN	2025	Piura
54	C.E. Violeta Eólica	450	PIURA OESTE	2026	Piura
55	C.E. Rosa Eólica	400	LA NIÑA	2026	Piura
56	C.E. Quercus	450	LA NIÑA	2028	Piura
57	C.E. Mórrope	224	LAMBAYEQUE OESTE	2024	Chiclayo
58	C.E. Norteño	130	REQUE	2024	Chiclayo
59	C.E. José Quifiones	151.8	REQUE	2024	Chiclayo
60	C.E. Cherrepe	142.5	GUADALUPE	2025	Chiclayo
61	C.E. Zapote	154	FELAM	2026	Chiclayo
62	C.E. Vientos de Mochica	220	LAMBAYEQUE OESTE	2026	Chiclayo
63	C.E. Cidón	401.5	CHICLAYO OESTE	2027	Chiclayo
64	C.E. NAIRA I	19.8	S.E. DUNA HUAMBOS	2025	Norte varios
65	C.E. Colorado	180	LT PARAMONGAN - CHIMBOTE 1	2025	Norte varios

Cuadro 1. Proyectos de generación con EPO aprobado

Fuente: COES

Considerando lo antes indicado, la propuesta regulatoria para el mercado de los servicios complementarios, considerando la experiencia ganada y las políticas adoptadas por otros países de la región, servirá como punto de partida para las políticas que se deberían adoptar frente al aumento de la participación de energías renovables, brindando reglas claras y aportando mejoras al marco normativo del sector electricidad.

2. Justificación del Problema

- **Estabilidad y Confiabilidad del Sistema Eléctrico:** La intermitencia y variabilidad de las fuentes de energía renovable pueden afectar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico. Los servicios complementarios son esenciales para mantener la frecuencia y el equilibrio de la red eléctrica (Servicios de Balance). Una regulación adecuada garantizará que una mayor inserción de energías renovables no comprometa estos aspectos.
- **Optimización de Recursos:** Un mercado de servicios complementarios bien diseñado puede optimizar el uso de recursos y reducir costos operativos. Los servicios como la regulación de frecuencia originan costos adicionales al sistema para brindar estabilidad y seguridad, la existencia de un mercado con una regulación adecuada optimizará estos costos y adicionalmente evitará conductas anticompetitivas, incrementando la participación de más actores en la provisión del servicio.
- **Incentivo para la Inversión:** Un marco regulatorio claro y efectivo proporciona certeza a los inversionistas y operadores del sistema. La creación de un mercado de servicios complementarios, además de brindar el soporte que el sistema requiere frente al ingreso de las energías renovables, puede atraer inversiones en nuevas tecnologías y soluciones que faciliten la integración de estas energías.
- **Revisión de la Normativa:** La revisión de la normativa actual, los problemas que se encontraron en su aplicación y su comparación con la experiencia internacional, servirán como punto de partida de las mejoras en la regulación del mercado de los servicios complementarios.

- **Mejora en la Toma de Decisiones:** Los resultados de la investigación proporcionarán a los tomadores de decisiones y reguladores una base para desarrollar políticas efectivas y tomar decisiones informadas en relación a la regulación de los mercados de servicios complementarios en el país considerando una integración mayor de energías renovables.

3. Preguntas de la Investigación

¿Cuál es la situación actual del mercado de servicios complementarios en el sistema eléctrico peruano?

¿Cómo se regulan actualmente los servicios complementarios en Perú y qué limitaciones presenta el marco regulatorio existente?

¿Cuáles son las mejores prácticas y lecciones aprendidas en la regulación de servicios complementarios en otros países con sistemas eléctricos similares?

¿Cuáles serían los cambios regulatorios que deben establecerse para la creación y operación eficiente de un mercado de servicios complementarios en el sistema eléctrico peruano, considerando mayor integración de energías renovables?

4. Objetivo

El objetivo general es desarrollar una propuesta regulatoria que permita el establecimiento y operación eficiente de un mercado de servicios complementarios en el sistema eléctrico peruano, con un enfoque en la integración exitosa de energías renovables y que garantice la estabilidad y confiabilidad en el suministro eléctrico.

Objetivos específicos

- Revisar la experiencia de países de la región similares, con la finalidad de recoger las mejores prácticas, casos de éxito y avances en investigación que pudieran aplicarse al sistema eléctrico peruano.

- Revisar la situación actual en el sistema eléctrico peruano y la revisión de la regulación existente, sus falencias y sus limitaciones de cara a un mayor aporte de energías renovables.

5. Hipótesis

La implementación de un marco regulatorio para el mercado de servicios de balance (regulación de frecuencia) en el sistema eléctrico peruano, adaptado específicamente para abordar los desafíos emergentes asociados con la creciente integración de energías renovables, resultará en mejoras significativas en la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico, allanando así el camino hacia una matriz energética más sostenible y diversificada.

El marco regulatorio no está actualizado para tratar adecuadamente el futuro del mercado eléctrico, considerando la alta penetración de energías renovables.

6. Metodología

El enfoque de Investigación es el orientado a la propuesta regulatoria por lo que el marco teórico deberá incluir los siguientes ejes temáticos:

- Definición de los servicios complementarios en los sistemas eléctricos de potencia.
- Definición de los servicios complementarios como bien público.
- Revisión de la situación actual de la provisión de los servicios complementarios en el sistema eléctrico peruano.
- Revisión de los mercados de servicios complementarios en países con regulación y sistemas eléctricos similares en la región.
- Definición de la problemática y necesidad de los servicios complementarios actuales y futuros con mayor presencia de energías renovables.
- Propuesta de regulación para el establecimiento de un mercado de servicios complementarios con mayor presencia de energías renovables.

8. Motivación

He trabajado en el sector electricidad por más de 20 años en el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) en las áreas de Mercados, Propuestas Tarifarias y Planificación de la Transmisión, y he podido ver como las normas han ido evolucionando de cara a la atención de los problemas que se presentaban y nuevos que requerían solución ad hoc.

Si bien la norma ha previsto el manejo de los servicios complementarios, con un enfoque en la asignación y compensación ex post, con lo cual se obliga a los proveedores a entregarlos, sin provisionar incentivos de mercado adecuados. Un primer paso para el establecimiento fue la incorporación de subastas para la provisión base de la RSF, el cual en un inicio tuvo alguna acogida con una interpretación ambigua por parte de los agentes y el regulador, terminando en un laudo por parte de empresas transnacionales en contra del estado peruano.

Por otro lado, de acuerdo a la información que se cuenta en el sector, en los siguientes 10 años se estima el ingreso de hasta 8 GW de generación de electricidad con energías renovables (eólica y fotovoltaica), lo cual es el equivalente a la demanda total del sistema actual, quedando la interrogante si lo establecido hasta ahora, desde el punto de vista regulatorio, podrá mantener los niveles de confiabilidad y seguridad en el sistema.

Me motiva participar en esta investigación, la revisión de la normativa existente, la búsqueda de espacios de mejora y la elaboración de una propuesta regulatoria para el mercado de servicios complementarios de cara a la mayor inserción de renovable que se nos avecina, manteniendo de esa manera la operación adecuada del sistema interconectado.

PRIMERA PARTE: MARCO DE LA INVESTIGACIÓN

El enfoque de Investigación está orientado a una propuesta regulatoria del mercado de servicios de Balance (Regulación de frecuencia) en el país, para cumplir con este objetivo, se requiere conocer previamente el fenómeno físico de la regulación de frecuencia, como se origina y cómo se atiende en las etapas de programación, coordinación y operación de un sistema eléctrico. Asimismo, se revisa la característica de este servicio como un bien público, como una necesidad del sistema eléctrico en su conjunto y no para algún agente en particular. La revisión de la situación actual, los avances que se pudieron realizar, los problemas encontrados y las deficiencias actuales, sirven como mejoras a proponer en el ámbito de la regulación, finalmente la revisión de la experiencia en países de la región (Chile, Colombia, Brasil, entre otros) son una referencia de soluciones encontradas para manejar la provisión de dichos servicios, más aun considerando que estos países, tiene un mayor desarrollo en cuanto a la participación de energías renovables en comparación al sistema peruano y por consiguiente pudieron ver esta problemática mucho antes que nosotros.

CAPÍTULO I - LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

1.1 Conceptos Básicos de la Regulación de Frecuencia

Durante la operación en tiempo real debido a la naturaleza de energía eléctrica, siendo que no se cuenta con posibilidad de almacenarla en grandes cantidades, por lo que todo lo que se produce se tiene que consumir en el mismo instante, se requiere tener un equilibrio continuo entre la oferta y la demanda de electricidad. Si bien se puede pronosticar la demanda y por consiguiente la oferta, muchas veces existen desviaciones en la operación real debidos a cambios no previstos en la demanda (salidas o fallas), o también indisponibilidades debidas a contingencias o cambios no previstos en la oferta, como es el caso de la generación renovable o salidas de líneas de transmisión. Esa atención continua de la demanda se realiza

mediante mecanismos de regulación y ajuste, tales como la regulación de frecuencia.

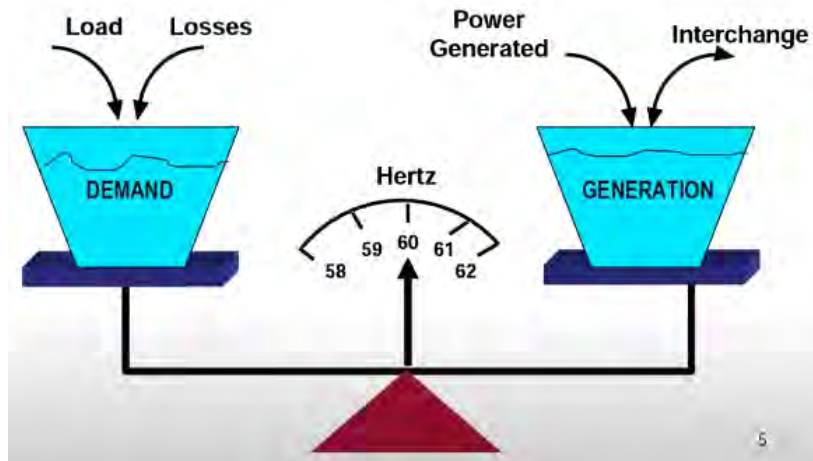


Figura 3. Esquema de la interacción de la frecuencia con la generación y demanda.

Otra medida importante es la frecuencia, que corresponde al número de ciclos que suceden durante un segundo, siendo su unidad de medida el Hertz (Hz). Un Hertz es un ciclo por segundo. Una frecuencia típica es 60 Hz y las variaciones permisibles son de alrededor de 1 Hz. Grandes variaciones de la frecuencia pueden dañar los equipos de generación u otros —cambios de velocidad en máquinas rotativas, mal funcionamiento de equipos sincronizados, sobrecalentamientos, entre otros—. (Dammert et al., 2013)

La frecuencia es un indicador sensible del balance entre la oferta y la demanda, de tal forma que, si se da un exceso en la demanda sobre la oferta, se tendrá una disminución de la frecuencia (subfrecuencia) y en el caso de un exceso de oferta sobre demanda un incremento en la frecuencia (sobrefrecuencia). Para poder modificar la frecuencia y mantenerlo en el nivel adecuado se echa mano de la generación conectada la cual deberá producir más en casos de subfrecuencia o disminuir en casos de sobrefrecuencia. Este servicio complementario a la generación eléctrica se llama “regulación de la frecuencia”, y es una parte importante de los servicios complementarios que debe contar cualquier sistema de potencia.

Los generadores eléctricos son los que pueden controlar de manera indirecta la frecuencia y las tensiones en barras del sistema eléctrico de potencia (SEP) a través de la inyección de potencia activa y reactiva, para ello cuentan con dos parámetros importantes los cuales son el torque mecánico de la máquina motriz (regulador de velocidad) y la corriente del rotor (regulador de tensión).

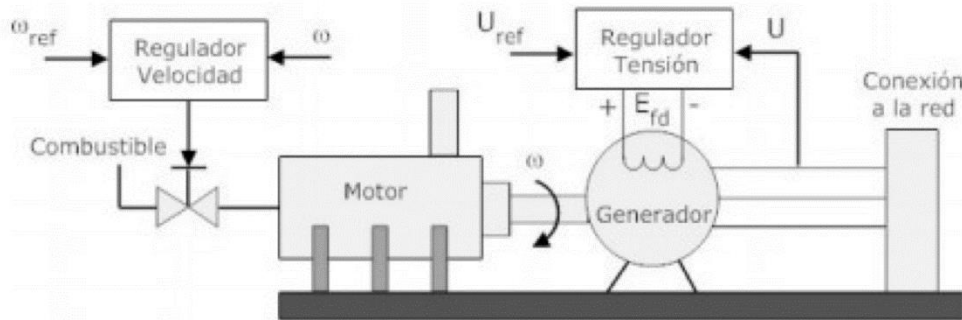


Figura 4. Modelo simplificado de generador eléctrico.

Desde el punto de vista de la teoría de control, se puede decir entonces que un generador tiene dos entradas y cuatro salidas.



Figura 5. Entradas y salidas del modelo de generador eléctrico.

Cualquier cambio en el torque o la corriente de excitación, afectará a las cuatro salidas, haciendo un control interactivo, originando el acoplamiento cruzado. Sin embargo, este acoplamiento cruzado depende mucho del tamaño del sistema eléctrico al cual está conectado el generador, ya que si este es muy grande tendrá un acoplamiento pequeño, debido a que el momento de inercia del sistema es muy grande en relación al momento de nuestro generador. De esta forma una variación en el torque de nuestro generador, tendrá muy poca influencia con la frecuencia de todo el sistema, y una variación en la corriente de excitación (rotor) tendrá poca

influencia sobre la tensión en el sistema. Esto no ocurre cuando tenemos nuestro generador aislado, donde cualquier variación tendrá efecto en las cuatro salidas. Finalmente, para un generador conectado a un SEP se puede tener el siguiente diagrama de control simplificado.

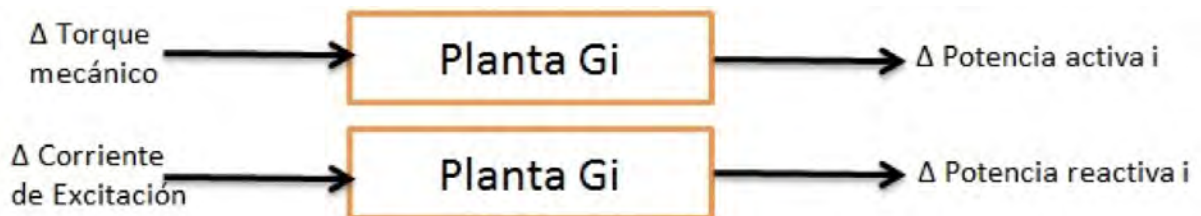


Figura 6. Simplificación de entradas y salidas de un generador conectado a un SEP.

$$\Delta i_{ri} \rightarrow \Delta Q_{Gi} \text{ y } \Delta \tau_{mi} \rightarrow \Delta P_{Gi}$$

Respuesta inercial del SEP, control primario, control secundario, control terciario.- Los SEP dada su inercia de las masas rotantes en sincronismo (todos los generadores síncronos conectados) tienen una respuesta automática ante los cambios en la demanda o salida de generadores, si estos superan la capacidad de respuesta inercial (reserva rotante) el indicador sensible que es la frecuencia se verá afectado, esto se desarrolla durante los primeros segundos, la reserva rotante podrá entonces mantener el nivel de frecuencia en un nuevo nivel o si fue demasiado fuerte la variación del balance, se iniciará un proceso de desconexión de generación por mínima frecuencia, llevando al colapso al sistema.

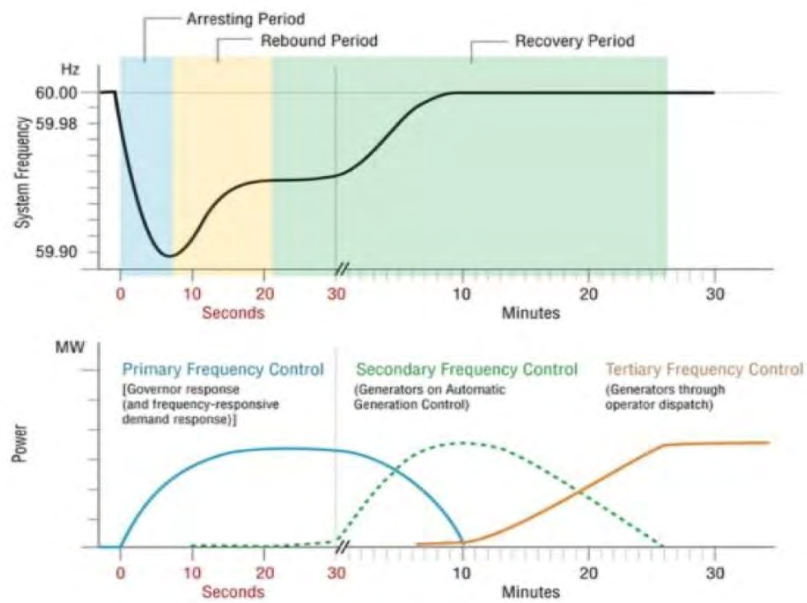


Imagen: Lawrence Berkeley National Laboratory

Figura 7. Etapas de un desbalance de oferta – demanda.

A partir del punto de inflexión de la curva en la figura anterior (10 a 30 segundos) se inicia la regulación de frecuencia, mediante los reguladores de velocidad de los generadores tratando de recuperar el nivel de frecuencia mediante la regulación primaria de frecuencia (RPF), en la mayoría de casos no se logra completar el total inicial, por lo que se requerirá de la intervención de más generadores a través de la regulación secundaria de frecuencia (RSF) para poder restaurar la frecuencia al valor de consigna (60 Hz) esto se logra de manera manual o mediante Activación Centralizada Automática (AGC). El control terciario estará enfocado en realizar un redespacho de unidades de generación para poder atender lo faltante en cuanto al balance de la oferta y demanda una vez que la RPF concluye.

El ingreso de la generación renovables, a futuro propone retos adicionales para proveer de un adecuado balance entre oferta y demanda, tales como más incertidumbre al momento de hacer la planificación de la operación (programación diaria, mediano plazo, etc.), la reducción de la inercia del sistema, por lo que se incrementara aún más el nivel de desviación de la frecuencia (punto de inflexión en el figura anterior), esto podría ser atendido en los primeros segundos con la reserva rotante y complementándose con la inercia sintética de reacción muy rápida.

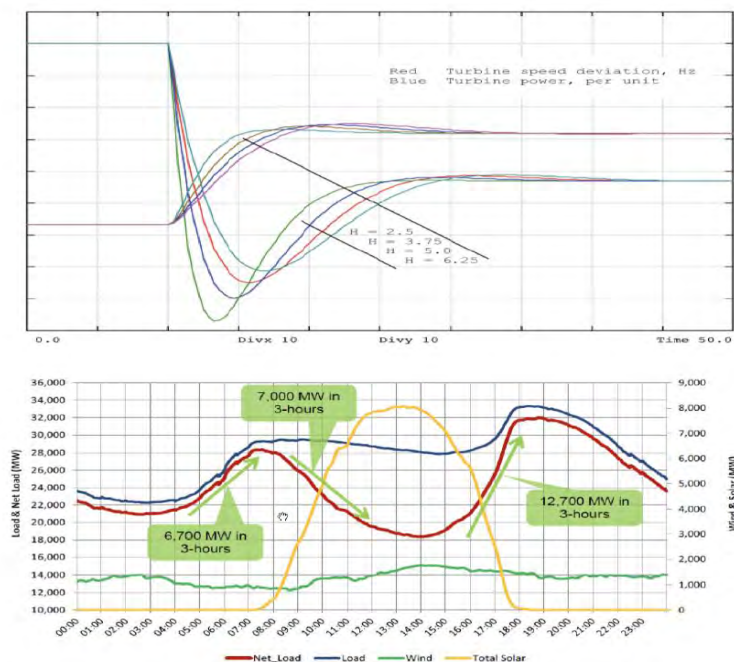


Imagen: NERC

Figura 8. Inercia, respuesta de frecuencia en el tiempo.

Desde el punto de vista del mercado eléctrico, la energía es el servicio principal, pero se necesitan seis servicios complementarios para garantizar una energía confiable, de alta calidad y producida de manera eficiente.

1. Balance y estabilidad de frecuencia
2. Estabilidad de Tensión
3. Seguridad de la transmisión
4. Restauración del servicio eléctrico, arranque autónomo (black-start)
5. Despacho económico
6. Administración del mercado (Trade Enforcement)

Por lo general, los servicios complementarios se definen por cómo se prestan y no por el servicio prestado. Esto da como resultado una política de servicios y poca comprensión de su relación con el diseño del mercado. Definir los servicios por el beneficio que brindan y definirlos de manera amplia produce una lista breve pero completa. Los servicios dirigidos a inversiones a largo plazo no se cuentan como auxiliares del suministro de energía en tiempo real (RT). Los seis servicios enumerados requieren una planificación por parte del operador del sistema, pero

el despacho económico lo proporcionan conjuntamente el operador del sistema y el mercado.

De los seis servicios complementarios, el operador del sistema debe proporcionar directamente la seguridad de la transmisión y la administración del mercado y, en cierta medida, el despacho económico. Los otros servicios, balance, estabilidad de tensión y restauración del servicio eléctrico (black - start), pueden adquirirse en un mercado competitivo, pero el operador del sistema debe exigir y pagar por estos servicios. (Stoft, 2002)

Por otro lado, hay dos enfoques para suministrar servicios de balance: comprarlos en el mercado o asignar requisitos físicos a los generadores. Tal sería el caso de los generadores renovables que aún no proveen de RPF al sistema y que se verían obligados a proveerlos o comprarlos en el mercado (autoabastecer). Como ejemplo se tiene a empresas del sector ENGIE y KALLPA que están instalando bancos de baterías para no verse afectados en el despacho de sus turbinas a gas mientras cumplen con la asignación de la RPF impuesta. La diferencia entre estos dos enfoques radica en cómo se asignan los costos. Sin embargo, en términos de provisión real del servicio conducen al mismo resultado.

Aunque la asignación de requisitos a los generadores puede parecer un enfoque menos regulado, requiere verificación y coordinación con el operador del sistema, y no hace que este mercado sea competitivo, pudiendo presentar desafíos para garantizar la confiabilidad y calidad de los servicios proporcionados.

Los aspectos regulatorios relacionados con la compra en el mercado deberán incluir entre otros: Garantizar un acceso equitativo, promover la competencia, asegurar la transparencia y la divulgación de información, establecer reglas de operación claras y establecer requisitos de calidad y eficiencia.

En cuanto al servicio complementario “Balance y estabilidad de frecuencia”, que viene a ser el objeto de la propuesta de regulación, se divide en 3 tipos:

Regulación Primaria de Frecuencia. - Es un servicio que lo pueden proveer varios generadores a la vez, los cuales aportan inyección de potencia activa como una respuesta ante alguna variación de frecuencia, tratando de corregir el desbalance

y buscando restablecerla a sus valores originales, que por lo general no es posible y se completa con regulación secundaria.

Regulación Secundaria de Frecuencia. - Es la acción manual o automática (mediante un AGC), de varios generadores con la finalidad volver al nivel de frecuencia nominal (60 Hz), su respuesta en el intervalo de minutos, dependiendo de la magnitud del evento de desbalance.

Regulación Terciaria de Frecuencia. - Se busca restablecer los niveles de reserva de la RSF, mediante redespachos y su respuesta es más allá de los 10 minutos después del evento.

Con la presencia importante de renovables, se evidencia un servicio complementario adicional, el cual está relacionado a una respuesta rápida a la variación de frecuencia durante el primer segundo (respuesta inercial), la cual se mide con la tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF) y la frecuencia máxima o mínima que se puede tener después de un evento de desconexión de demanda u oferta, (Frecuencia Nadir) (ENTSOE, 2020), esta respuesta rápida está relacionada con la inercia de los generadores conectados en el sistema, es evidente que con mucha renovables, en especial las fotovoltaicas, esta inercia se verá disminuida, afectando por consiguiente en la estabilidad del sistema. Este problema existe actualmente en sistemas con alta penetración de renovables. cuyos problemas y soluciones adoptadas se verán más adelante en detalle.

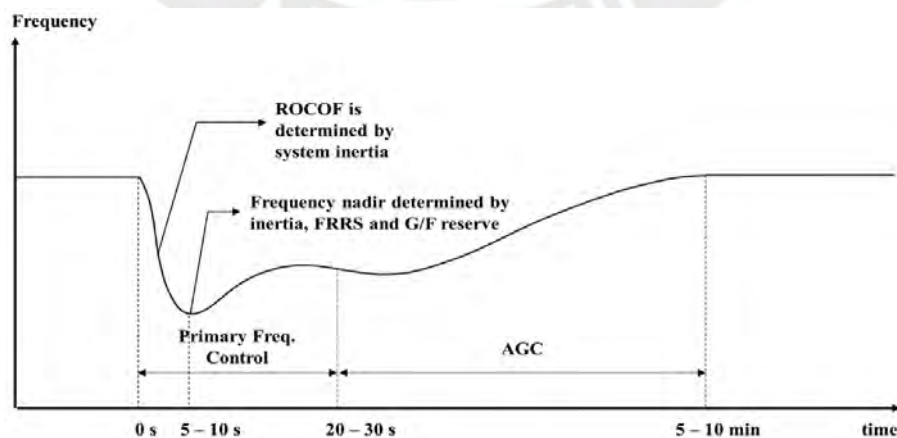


Figura 9. ROCOF y frecuencia Nadir.

1.2 Los Servicios de Balance

Los Servicios de Balance en un sistema eléctrico son cruciales dentro de los servicios complementarios, los cuales están asociados con la reserva rotante y la regulación de la frecuencia. Según las normativas del NTCOTR, estos servicios pueden ser ofrecidos por cualquier agente del SEIN, siempre que cumplan con los estándares técnicos establecidos por el COES. Sin embargo, los servicios específicos de reserva rotante, regulación de frecuencia y reserva fría están limitados a la generación de energía. Es importante destacar que la reserva rotante y la regulación de frecuencia están estrechamente vinculadas; cualquier otra reserva necesaria por razones operativas que no esté relacionada con la regulación de frecuencia no se considera parte de los servicios complementarios de reserva rotante. Esto se debe a que la regulación de frecuencia, que implica ajustes en la energía disponible en el sistema eléctrico, solo puede ser realizada por los generadores. (OSINERGMIN, 2022)

De manera más general se definen como Servicios de Balance aquellos que permiten mantener el equilibrio entre la generación y la demanda del sistema, y se resume en el cuadro siguiente:

Servicio de Balance	Objetivo	Tiempo de Actuación	Tiempo de Aporte
Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)	Corregir las desviaciones de Frecuencia, en todo momento.	<10 seg.	5 min
Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)	Restablecer la frecuencia del sistema a su valor nominal, después de un evento.	10 seg > t > 5 min	15 min
Regulación Terciaria de Frecuencia (RTF)	Restablecer las reservas de la RSF.	5 min > t > 15 min	60 min
Respuesta Inercial (RI)	Respuesta rápida frente a un evento que ocasione una disminución frecuencia y haya sido estudiada.	< 1 seg.	5 seg. (a definir)

Cuadro 2. Resumen de los servicios de balance y tiempos de actuación.

(Fuente: Elaboración propia)

1.3 La Curva del Pato

Tradicionalmente el aumento y disminución de carga mediante el despacho económico de manera óptima utilizando tecnologías como el carbón, gas natural, diésel y hidráulica.

No obstante, durante las últimas décadas en el mundo y *el Perú* se ha estado invirtiendo en nuevas centrales con energía renovables (RER) y entre ellas las centrales fotovoltaicas (PV) tienen bastante atractivo debido a su fácil integración al sistema, sus costos cada vez más decrecientes, mejoras en su eficiencia, y su enorme potencial como recurso sin explorar (Pitra & Musti, 2021).

Con la tecnología PV es común utilizar toda su producción durante el segmento del día que corresponde, tanto que a veces se tiene cargas negativas, ese fenómeno es llamado vertimiento de generación. Tal como se puede apreciar en la siguiente figura.

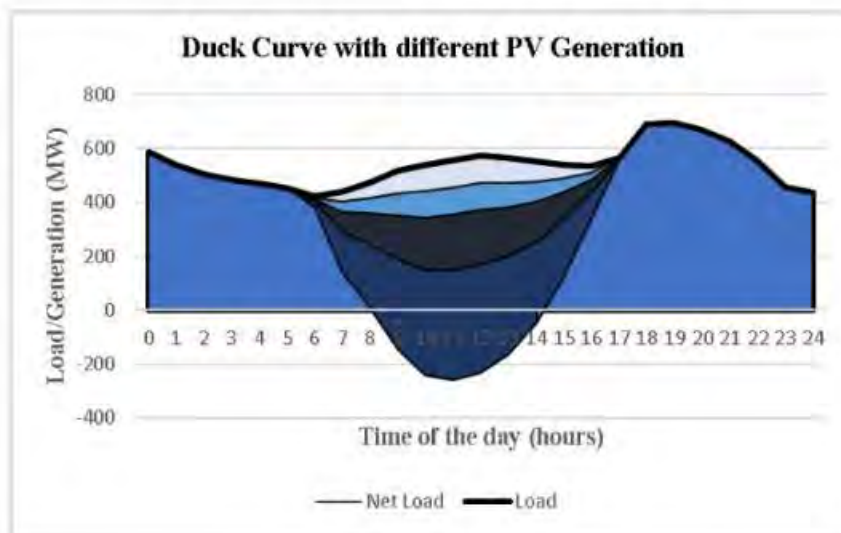


Figura 10. Curva del Pato con diferentes grados de penetración renovable.

De manera diaria la energía fotovoltaica comienza a aumentar cuando sale el sol, alcanzando su punto máximo a medio día y finalmente disminuye al finalizar el día cuando el sol se pone. Lamentablemente esta disminución de producción viene acompañada de un incremento de carga bastante rápido la cual se debe abastecer con cualquier tecnología que se tenga disponible, como combustibles fósiles. Muchas veces la venta de la energía fotovoltaica está respaldada en contratos de

suministro, haciendo más difícil la operación del sistema, asimismo un agravante en algunos países han sido los prosumidores basados en generación distribuida fotovoltaica.

En sistemas eléctrico como en Chile, CAISO (USA), ERCOT entre muchos más ya se ha podido evidenciar el vertimiento de generación, además de los problemas en la transmisión para poder inyectar el exceso de generación RER al sistema.

Todo esto obliga a los operadores del sistema operar con bastantes inflexibilidades haciendo muy compleja la labor del despacho económico. Puesto que, para atender este incremento súbito de demanda, se deberá mantener en operación a mínima carga varias centrales con combustibles fósiles, además será necesario la provisión de mayores servicios complementarios, en caso que ocurran eventos como la salida intempestiva de algún generador.

Se han visto soluciones para aplanar esta curva del pato, desde la administración de demanda (preenfriamiento de la temperatura de las casas), operación de Baterías de Almacenamiento (BESS), plantas termo-solares, reserva giratoria, entre otros.

1.4 La Regulación de Frecuencia como un bien público

Desde el punto de vista de la asignación de costos de los servicios complementarios (SC), se cuenta con la idea que esta se podría realizar considerando principios de costo - causa, por ejemplo: Las energías renovables son las causantes de la necesidad de SC, o que a la demanda es la que goza del beneficio de los SC.

No obstante, en un sistema eléctrico interconectado de mediana magnitud, como por ejemplo el SEIN, es muy difícil determinar qué agente, causó o goza directamente de algún beneficio por la provisión de los SC.

Por esa razón los servicios complementarios, son un ejemplo de "bien público" ya que cumple con los criterios:

– Non-rivalrous (no es rival): El consumo desde un proveedor no impide el consumo desde otro

– Non-excludable (no es excluyente): No se puede impedir que alguien lo consuma si otros lo consumen

Un bien público es, desde el punto de vista económico, un bien que está disponible a todos y del cual el uso por una persona no se sustrae del uso por otro (Ostrom, 2000). Desde el punto de vista jurídico, un bien de propiedad pública es aquel que pertenece o es provisto por el Estado a través de los organismos que forman parte del sector público.

En ese sentido, los bienes públicos deben ser compartidos por todos los usuarios en igualdad de condiciones, aunque los usuarios tengan diferentes necesidades y expectativas referentes a la calidad y provisión adecuada del servicio (Izquierdo et al., 2008). Los SC como la Regulación de Frecuencia, se comparte entre todos los usuarios, como un valor único, dado que la frecuencia, debido al fenómeno físico, es única en todos los puntos de la red. Asimismo, la provisión de este servicio no afecta a ningún agente en particular de manera diferenciada, y el consumo de algún agente en particular no impide el consumo de otro.

Por otro lado, subyace el problema del “free-rider”, dado que el mantener la frecuencia del sistema en niveles adecuados, beneficia a todos los que están conectados y hay la tendencia que algunos participantes eviten asumir los costos. Por ello es necesaria la intervención regulatoria para garantizar que los costos se distribuyan de manera justa entre los participantes del mercado.

Los servicios complementarios tales como: la regulación de frecuencia y la reserva rotante generalmente son compradas por el operador del sistema en un mercado que él mismo organiza y en el cual es único comprador. A veces se intenta que los generadores “autoabastezcan” (mediante asignación) reservas operativas como si pudieran tener su propia necesidad de tales reservas. Esto tiene poco sentido excepto como un medio para evitar que el operador del sistema revise la calidad de las reservas proporcionadas o para capturar el servicio de administrar el mercado de reservas operativas.

CAPÍTULO II - MARCO NORMATIVO RELACIONADO A LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

2.1 Ley de Concesiones eléctricas y su Reglamento

Esta ley (LCE), promulgada mediante el Decreto Ley N° 25844, cambió la estructura de la industria eléctrica en el Perú dividiendo la gran empresa estatal monopólica, en empresas públicas y privadas, asimismo disgregó las actividades eléctricas en tres grandes rubros: la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Un aporte significativo de la LCE, resultado de la desintegración del monopolio vertical y el incremento de agentes en el mercado, fue la creación del Comité de Operación Económica del Sistema (COES). Este comité se encarga de coordinar la operación de cada sistema interconectado, procurando el mínimo costo con seguridad y el uso eficiente de los recursos naturales, además de administrar el mercado de corto plazo.

En el Artículo 91 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se indica las funciones de la Dirección de Operaciones como órgano ejecutivo del COES, en lo referido a la operación tiene los siguiente:

- a) Elaborar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo del sistema interconectado y comunicarlos a sus integrantes para su cumplimiento;
- b) Controlar el cumplimiento de los programas de operación de corto plazo establecidos y ordenar a los integrantes acatar las medidas correctivas dispuestas;
- c) Coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones y ordenar a los integrantes acatar las medidas correctivas necesarias;

Estas funciones en el detalle tuvieron que implementar medidas para la regulación de la frecuencia en el SEIN, tanto en la operación como al momento de la valorización de las transferencias entre generadores, tratándolas como

compensaciones.

2.2 El Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado (COES)

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) es una entidad privada sin fines de lucro creada por la LCE. Está conformada por los Agentes del SEIN, quienes deben cumplir con sus decisiones. Su principal objetivo es coordinar la operación del SEIN a corto, mediano y largo plazo al menor costo posible, preservando la calidad y la seguridad, y asegurando el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Las normas que regulan la naturaleza, composición y funciones del COES están contenidas en el RLCE, la Ley 28832, diversos reglamentos, normas técnicas y, especialmente, en los Procedimientos Técnicos aprobados por OSINERGMIN

Entre sus principales funciones de interés público se tienen:

- Elaborar los procedimientos técnicos para operación del SEIN y para la administración del Mercado de Corto Plazo (MCP), para su aprobación por el OSINERGMIN;
- Elaborar la propuesta del Plan de Transmisión para su aprobación por el MINEM;
- Brindar a los agentes e interesados la información sobre la operación del SEIN, la planificación del sistema de transmisión y la administración del MCP;
- Asegurar que se den condiciones de competencia en el MCP Entre sus principales funciones operativas tenemos (Ley N° 28832, 2006, art. 14):
- Desarrollar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo, así como disponer y supervisar su ejecución;
- Coordinar la operación en tiempo real del SEIN;
- Coordinar la operación de los enlaces internacionales y administrar las TIE;
- Calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico;
- Determinar y valorizar las Transferencias de potencia y energía entre los Agentes integrantes del COES;
- Administrar el Mercado de Corto Plazo;

- Planificar y administrar la provisión de los Servicios Complementarios que se requieran para la operación segura y económica del SEIN.

2.3 Ley 28832

Según la Ley N° 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, se definen los agentes del mercado de electricidad y los servicios complementarios (SC). Asimismo, definen dentro de las funciones operativas y del mercado del COES las de planificar, administrar, valorizar y controlar la provisión de los Servicios Complementarios que se requieran para la operación segura y económica del SEIN y que son provistos por los agentes (Artículo 14 y 27.2). Toda la información relacionada a los SC se debe entregar al regulador y publicar en su página web.

La Ley 28832 ha impulsado una evolución en la estructura del mercado eléctrico peruano, incorporando varios elementos clave: tales como el “Mercado de Corto Plazo”, “el sistema de asignación de Servicios Complementarios”, “el mecanismo para gestionar inflexibilidades operativas”, y “los componentes que mitigan el riesgo asociado a las limitaciones en la capacidad de transmisión eléctrica”. El Mercado de Corto Plazo (MCP) abarca las transacciones de energía y el sistema de remuneración de potencia, tal como se define en la LCE.

2.4 El Reglamento de Mercado Mayorista de Electricidad (MME)

Aprobado por el Decreto Supremo 026-2016-EM, el Artículo 4 define las condiciones de funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad (MME), indicando que es administrado por el COES y está compuesto por el Mercado de Corto Plazo (MCP) y los mecanismos de asignación de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas. La definición y remuneración de los Servicios Complementarios por parte de los Participantes se lleva a cabo según lo establecido en la NTOTR o la normativa que la reemplace.

Además, es importante señalar que el MME peruano cuenta con un MCP basado en costos marginales y costos variables auditados, excepto en el caso del gas

natural, donde se permite declarar el precio de este combustible.

2.5 Norma Técnica de la Operación y Coordinación en Tiempo Real (NTCOTR)

La Resolución Directoral N° 014-2005-DGE, titulada "Norma técnica de la coordinación de la operación en tiempo real", actualiza y aclara la normativa emitida en 1999. Esta norma aborda temas como las responsabilidades del Coordinador y los integrantes del sistema, los medios y plazos para la entrega de información necesaria para la coordinación operativa, la infraestructura requerida y los servicios complementarios. En el Título VI, se proporciona una definición formal de los servicios complementarios, los cuales también se detallan en el Anexo 1.

2.6 Procedimientos del COES para la RPF, RSF

Los Procedimientos Técnicos del COES, específicamente PR-21, PR-22, PR-10 y PR-47, complementan la normativa establecida en la NTCOTR. Estos procedimientos se centran en la determinación y asignación de la Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia, así como en la liquidación de los pagos por servicios complementarios y las valorizaciones diarias del MME.

El PR-21, "Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia", define los criterios y la metodología para determinar, asignar, programar y evaluar el cumplimiento y desempeño de la Reserva Rotante del SEIN en relación con la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF). Además, el Artículo 7.1 establece que el COES propondrá anualmente al OSINERGMIN la cantidad de Reserva Rotante necesaria para la RPF del SEIN, mediante un informe que considere criterios técnicos y económicos, basado en la metodología especificada en dicho procedimiento.

El PR-22, "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia", establece los criterios y la metodología para la prestación del Servicio Complementario de Regulación Secundaria de Frecuencia. Este procedimiento incluye aspectos como:

- Condiciones que deben cumplir los recursos que presten el servicio.

- Determinación y asignación de la Reserva Rotante del SEIN para la prestación del servicio.
- Seguimiento y control del desempeño del servicio.
- Determinación de los pagos y compensaciones correspondientes.
- Especificaciones técnicas del Control Automático de Generación para la prestación del servicio.

Asimismo, en el numeral 1 del Anexo V, brinda los detalles para la elaboración del estudio técnico anual que deberá remitirse a OSINERGMIN a más tardar el 31 de octubre.

En cuanto al PR-10 “Liquidación de la valorización de las transferencias de energía activa y de la valorización de servicios complementarios e inflexibilidades operativas”, El Saldo de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas Neto de cada Participante se obtendrá como la suma de:

- Valorizaciones de transferencias de energía reactiva,
- Compensación por reserva rotante para regulación secundaria de frecuencia,
- Compensación por costos operativos adicionales y
- Cualquier compensación que produzca obligaciones de pago y/o cobro para los agentes participantes, relacionados con los Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas, y establecida mediante los Procedimientos Técnicos del COES.

En el PR-47 “Valorizaciones diarias del Mercado Mayorista de Electricidad”, las valorizaciones diarias para cada participante son:

- a. Pago por Energía.
- b. Pago por Capacidad.
- c. Peaje por Conexión en el SPT y Peaje por Transmisión en el SGT.
- d. Pagos por Servicios Complementarios y por Inflexibilidad Operativa.
- e. Pagos por Exceso de Energía Reactiva.
- f. Otros conceptos considerados en los procedimientos que generen obligaciones de pago.

En cuanto a los montos por Servicios Complementarios, estos se determinan al momento de realizar la Valorización, exceptuando los cargos por energía reactiva, asignable al Participante mediante la siguiente ecuación.

$$PAGO_{scP} = f_{pgm_gP,D} \times MC_{sc} + PD_{scP}$$

PAGO_{scP} : Montos por Servicios Complementarios que le corresponde asumir al Participante “P”.

f_{pgm_gP,D} : Es la fracción de pago mensual del Participante “P” que tenga centrales con obligación a brindar el servicio de RPF para el día “D”.

MC_{scP} : Monto total mensual del Participante “P” por Servicios Complementarios cuyo cálculo según los procedimientos correspondientes, sólo puede realizarse en periodos mensuales, no incluyen los costos de energía reactiva. Corresponde al Servicio de RPF.

PD_{scP} : Pago diario del Participante “P” por Servicios Complementarios, cuya liquidación según los procedimientos correspondientes es en periodos diarios.

2.7 Estudios e investigaciones realizadas.

En cuanto a los avances realizados en cuanto a estudios que revisan y proponen mejoras e implementación de nueva regulación en lo relacionado a los Servicios Complementarios se puede mencionar:

Estudios del COES.

- Estudio de los servicios complementarios de energía en el Perú y su adaptación para inclusión de tecnologías no convencionales, Di-Avante, V&M, Inostroza, Wolak, Ching, 2020.
- Technical assistance for energy development and electricity sector strengthening in Perú - Complementary Services (CS) Market Design, Deloitte and Black & Veatch, 2020.

Estudios de OSINERGMIN.

- “Propuestas de mejoras normativas para la prestación eficiente de Servicios Complementarios en el SEIN”, EMNELFCO E.I.R.L.
- “Análisis Técnico Económico de las Propuestas Normativas para el Desarrollo del Mercado de Flexibilidad (Servicios Complementarios)” 2022
- Propuesta de la Comisión de Energía del Congreso de la República.
- Proyecto de Ley N° 2139/2021-CR, N° 3662/2022-CR y N° 4565/2022-PE, denominado “Ley que modifica la Ley N° 28832, Comisión de energía del congreso, 2023.

Otros estudios.

- La regulación secundaria de frecuencia como competencia en el mercado eléctrico peruano de servicios complementarios, Tesis de Eduar Carlos Salinas Hinostroza, 2014.



SEGUNDA PARTE: IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

CAPÍTULO III - FALTA IMPLEMENTAR UN MERCADO DE SERVICIOS DE BALANCE PARA EL INGRESO MASIVO DE ENERGÍAS RENOVABLES

3.1 Experiencia en el Perú sobre los servicios de balance

Como ya se vio en capítulos anteriores, el COES es el encargado de la operación del SEIN, por lo que en el día a día se encarga de la programación y operación del sistema. La demanda que se proyecta para el programa diario no es igual al momento de la operación real, lo cual origina exceso de demanda sobre la oferta o exceso de la oferta sobre la demanda. Este descalce de la demanda entre lo programado y lo real, se atiende, buscando el equilibrio, mediante la regulación de frecuencia, que es un servicio complementario a la provisión de energía eléctrica al SEIN.

Actualmente en el Perú, de acuerdo a los procedimientos del COES, se tiene dos tipos de servicios de regulación de frecuencia: La regulación primaria (RPF) y la regulación secundaria (RSF), y como ya se mencionó en capítulos anteriores la RPF es el servicio más inmediato y se activa a los 5 segundos y se mantiene hasta 10 minutos, es por ello que todas las unidades de generación con más de 10 MW deben prestar ese servicio de manera obligatoria, estos generadores aumentan o disminuyen su potencia de manera automática para cubrir el descalce entre la demanda y oferta en cada segundo. Una vez que se agota la RPF y se cumple el tiempo necesario, entra en funcionamiento la RSF la cual se activa a los 10 segundos y debe permanecer hasta 30 minutos, para restablecer la flexibilidad de las centrales que proporcionaron la RPF, quedando preparadas para un próximo evento.

Un tema importante para considerar y lo indicaron en Laudo (Luca Radicati di Brozolo et al., 2023), es en el sentido, que no todos los generadores pueden proveer del servicio de RSF, sino, solo aquellas que cuentan con capacidad técnica para generar o disminuir la cantidad necesaria desde los 20 segundos del evento

hasta 30 minutos, asimismo se requiere, que estos generadores, estén operando, dado que encenderlas demoraría mucho más (6 minutos como arranque en frío de una central Diesel). Asimismo, para poder atender el requerimiento o disminución de oferta, estas centrales no deben operar a su potencia nominal, con la consiguiente disminución de entrega de energía al sistema, desde el punto de vista comercial menor venta de energía, para así poder atender el evento. Y viceversa en el caso de requerir una disminución esta no deberá estar por debajo de su mínimo técnico sin apagarse, desde el punto de vista comercial estaría inyectando al sistema energía fuera de mérito con la finalidad de atender la RSF.

Hasta el año 2011 en el SEIN para la provisión de las RPF y RSF se realizaba de manera obligada con las centrales de Huinco y Charcani, las cuales por su inercia rotante tenían las características adecuadas, no obstante, en la valorización estas únicamente recibían una compensación de acuerdo con los procedimientos que se contaban en ese entonces. Asimismo, en la operación la RSF era manual y solo se realizaba mediante llamadas telefónicas de coordinación.

Mediante Resolución Directoral N° 069-2011-EM/DGE del 18 de agosto de 2011, se modificó la Norma Técnica de la Operación en Tiempo Real de los sistemas interconectados³ – Reserva Rotante. Indicando en el Artículo 6.2.1 que el COES debe programar la operación del SEIN incluyendo la Reserva Rotante para regulación de frecuencia. Asimismo, indica que el COES deberá proponer mediante un estudio anual la magnitud total de reserva requerida hasta el 31 de octubre de cada año para entrar en vigencia el primer día de enero del siguiente año.

Por otro lado, en los Artículos 8.2.2 y 8.2.3 se indica quienes deberán proveer los servicios de RPF y RSF, así como su obligatoriedad, esta misma norma hace mención a los documentos de procedimientos técnicos que deberá elaborar el COES y aprobar OSINERGMIN.

³ La Norma Técnica de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTOCTR) fue aprobada mediante RD N° 014-2005-EM/DGE.

Conforme con lo dispuesto en la modificatoria de la Norma antes indicada y en cumplimiento del literal b) del Artículo 13° de la Ley 28832, el COES en observación de sus atribuciones propuso los procedimientos técnicos N° 21 y 22. El primero “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia”, fue inicialmente aprobado mediante Resolución N° 194-2013-OS/CD y posteriormente modificada varias veces hasta tener la versión final aprobada con Resolución N° 128-2020-OS/CD que a su vez tuvo modificaciones puntuales.

En cuanto al PR-22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia”, fue inicialmente aprobado con Resolución N° 058-2014-OS/CD, y posteriormente fue varias veces modificado hasta tener la versión final aprobada con Resolución N° 003-2020-OS/CD.

3.1.1 PR-21 “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia”.-

El procedimiento define la metodología para determinar la magnitud de la reserva para la Regulación Primaria de Frecuencia del SEIN.

Se realizan 03 cálculos:

- Determinación del sobre costo operativo debido a la asignación a la reserva rotante del SEIN.
- Determinación de la tasa de fallas de generación, tiempos medios de recuperación de carga y conexión intempestiva de grandes bloques de demanda.
- Análisis eléctricos de todo el estudio para determinar la magnitud de reserva rotante de RPF del SEIN.

En la aplicación se obtuvo los siguientes resultados para el año 2024.

% RPF	Sobrecosto Operativo (millones US\$)	Costo de la ENS (millones US\$)	Costo Total (millones US\$)
0%	0,00	22,15	22,15
1%	4,35	10,54	14,89
2%	9,23	4,44	13,67
3%	13,68	2,19	15,86
4%	18,83	0,97	19,81
5%	24,07	0,00	24,07

Cuadro 3. Costo total para evaluación de la reserva óptima para el período de avenida 2024.

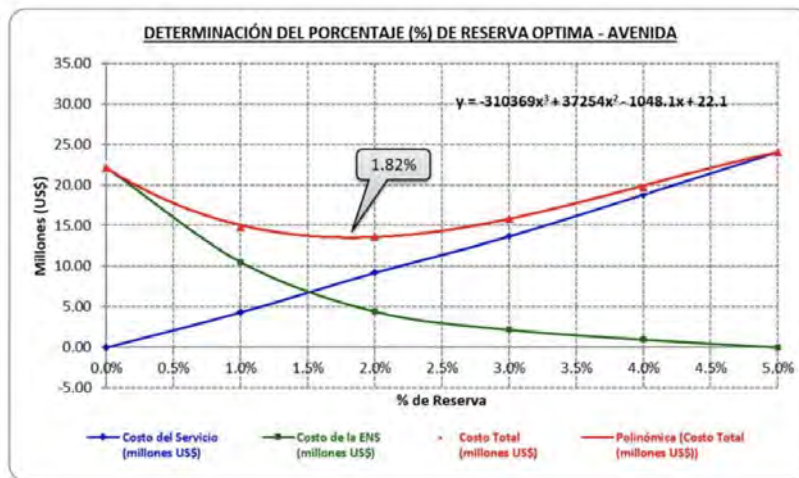


Figura 11. Determinación de la reserva óptima para el período de avenida 2024.

Para finalmente obtener el valor de RPF de avenida se tiene que descontar las centrales del sistema que no están obligadas a dar RPF (renovables), con lo cual el porcentaje de manera proporcional aumentara a 2.1% en promedio de los bloques de demanda (considerando 975 MW que no participan de un total de 7300 MW como total del SEIN).

% RPF	Sobrecosto Operativo (millones US\$)	Costo de la ENS (millones US\$)	Costo Total (millones US\$)
0%	0,00	18,88	18,88
1%	2,60	10,39	12,99
2%	5,45	5,83	11,27
3%	9,51	1,97	11,47
4%	13,27	0,92	14,19
5%	16,84	0,00	16,84

Cuadro 4. Costo total para evaluación de la reserva óptima para el período de estiaje 2024.

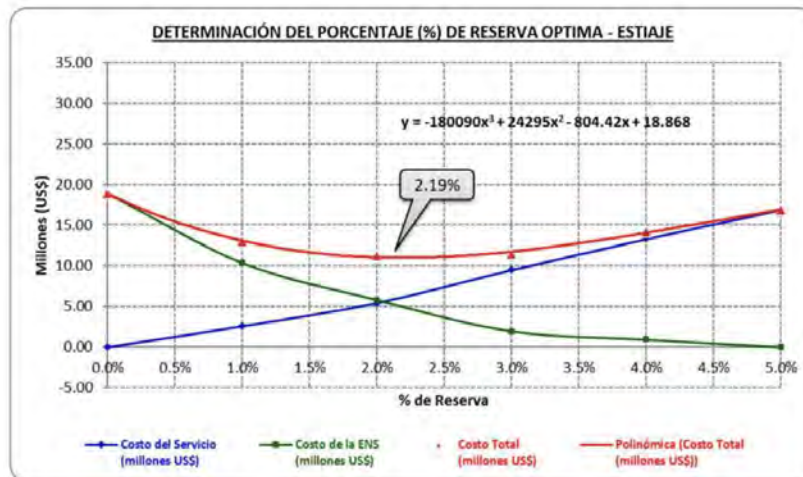


Figura 12. Determinación de la reserva óptima para el período de estiaje 2024.

Finalmente, en promedio sin considerar las centrales que no están obligadas a dar RPF se tienen 2.5%.

	Magnitud de la Reserva Rotante para la RPF (%)
Periodo de Avenida Del 01.01.2024 al 31.05.2024 y del 01.12.2024 al 31.12.2024	2,1%
Periodo de Estiaje Del 01.06.2024 al 30.11.2024	2,5%

Año	Periodo de Avenida	Periodo de Estiaje	Característica de Frecuencia representativa (BIAS)*	Característica de Frecuencia mínima (delta)	Participación Solar/Eólica Energía Anual
2016	3.1%	2.0%	684 MW/Hz	299.51 MW/Hz	2.7%
2017	3.0%	2.4%	695 MW/Hz	161.31 MW/Hz	2.8%
2018	3.2%	2.5%	743 MW/Hz	350.55 MW/Hz	4.4%
2019	3.3%	3.3%	733 MW/Hz	367.85 MW/Hz	4.6%
2020	2.9%	2.9%	778 MW/Hz	366.31 MW/Hz	5.2%
2021	3.5%	2.8%	764 MW/Hz	426.98 MW/Hz	4.8%

Cuadro 5. Evolución de la RPF en el SEIN.

3.1.2 PR-22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia”.-

El procedimiento define la metodología para determinar lo siguiente:

- La Reserva Total Requerida para la Regulación Secundaria.
- El Precio Límite de Oferta para el Mercado de Ajuste a proponer al Osinergmin (ejemplo 11,10 S//kW-mes para 2024).

- Evaluación de la respuesta de la Regulación Secundaria del COES en un determinado período (ejemplo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022), tanto en estado normal como en contingencias.
- Cálculo de los parámetros establecidos en el numeral 1 del Anexo V del PR-22, los cuales se utilizan para la evaluación y ajuste de la respuesta de la Regulación Secundaria de Frecuencia, verificándose que los parámetros propuestos permiten una respuesta adecuada de RSF en el SEIN.

La determinación de la reserva total requerida para la Regulación Secundaria refleja el error estadístico horario de la previsión de la demanda, en caso de contarse con renovable, también se considera ese error estadístico de la proyección de la generación de dichas centrales.

PERIODO	Desviación estándar por errores en el pronóstico				Reserva Secundaria de Frecuencia (MW)	
	Demanda (MW)		Generación RER (MW)		Errores en pronóstico de la demanda (a bajar / a subir)	Errores en pronóstico generación RER (a bajar / a subir)
	σ_+ (d)	σ_- (d)	σ_+ (RER)	σ_- (RER)		
2024	74,94	69,68	55,04	44,59	123,28 / 114,62	73,30 / 90,54

Cuadro 6. Magnitud de Reserva Secundaria disponible para bajar y subir, debido a errores en el pronóstico de demanda y generación RER para el año 2024.

PERIODO	Reserva Secundaria a bajar (MW)	Reserva Secundaria a subir (MW)
2024	197	205

Cuadro 7. Magnitud teórica de reserva secundaria total del SEIN.

En cuanto a la determinación del precio límite de oferta para el mercado de ajuste, se determina considerando la potencia promedio, montos de inversión, para obtener el precio por cada tecnología, escogiendo finalmente el máximo.

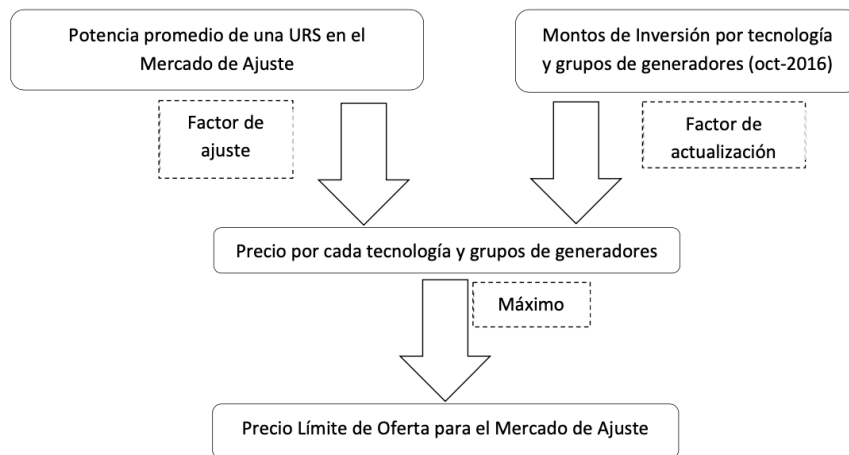


Figura 13. Secuencia del cálculo del precio límite para oferta en el mercado de ajuste.

Tiempo de recuperación (N° meses/ 3 años)	Precio (S/. / kW-mes)				
	1 x TG	2 x TG + 1 x TV	G1	G1 + G2 + G3	Máximo
6	41.23	55.16	44.17	58.10	58.10
12	21.20	28.36	22.71	29.87	29.87
18	14.53	19.44	15.56	20.47	20.47
24	11.20	14.98	12.00	15.78	15.78
30	9.21	12.32	9.86	12.97	12.97
36	7.88	10.54	8.44	11.10	11.10

Cuadro 8. Precios de mercado de ajuste con sensibilidades en el tiempo de recuperación y separadas por tecnología. (G1, G2, G3 son Centrales Hidro).

Finalmente,

$$\text{Precio límite de oferta} = \text{Máximo}(7.88; 10.54; 8.44; 11.10)$$

$$\text{Precio límite de oferta} = 11.10 \frac{\text{S/}}{\text{KW} - \text{mes}}$$

3.1.3 Asignación del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

De acuerdo con el Procedimiento 22, está compuesto por dos componentes:

- La asignación del servicio de Provisión Base se realiza a través de un proceso de subasta semestral para la Reserva Segura de Frecuencia (RSF), garantizando una remuneración fija exclusivamente por la reserva adjudicada. Esta subasta está regulada por un precio máximo establecido

por el COES, el cual se comunica en la convocatoria y no distingue entre tecnologías, expresándose en S/ por kW-mes. Su propósito es fomentar la expansión de unidades capaces de ofrecer el servicio de RSF.

- En cuanto a la asignación para el mercado de ajuste, este mecanismo complementa la Provisión Base para cubrir las necesidades de Reserva (para aumentar y disminuir) de RS. Las ofertas para el Mercado de Ajuste deben presentarse antes de las 9 am del día anterior al Programa Diario de Operación (PDO), con precios igual o mayores a cero. En ausencia de ofertas, el COES considerará la oferta más reciente por defecto. Además, el precio ofertado no debe exceder el límite aprobado por OSINERGMIN.

La cobertura de la reserva total se realizará inicialmente con las centrales que tengan compromisos en la Provisión Base y que estén programadas para operar según el despacho económico, complementándose con lo necesario a través del Mercado de Ajuste. La remuneración de la Provisión Base de la RSF se efectuará bajo el esquema "Pay as bid" (se paga el precio ofertado).

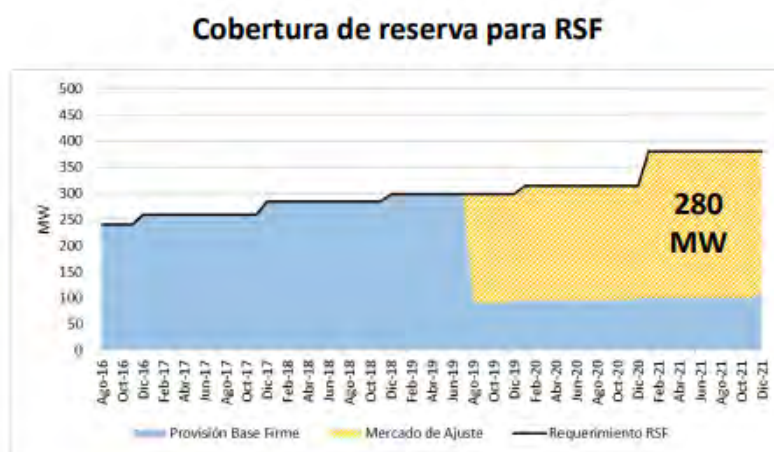


Figura 14. Cobertura de RSF en el tiempo.

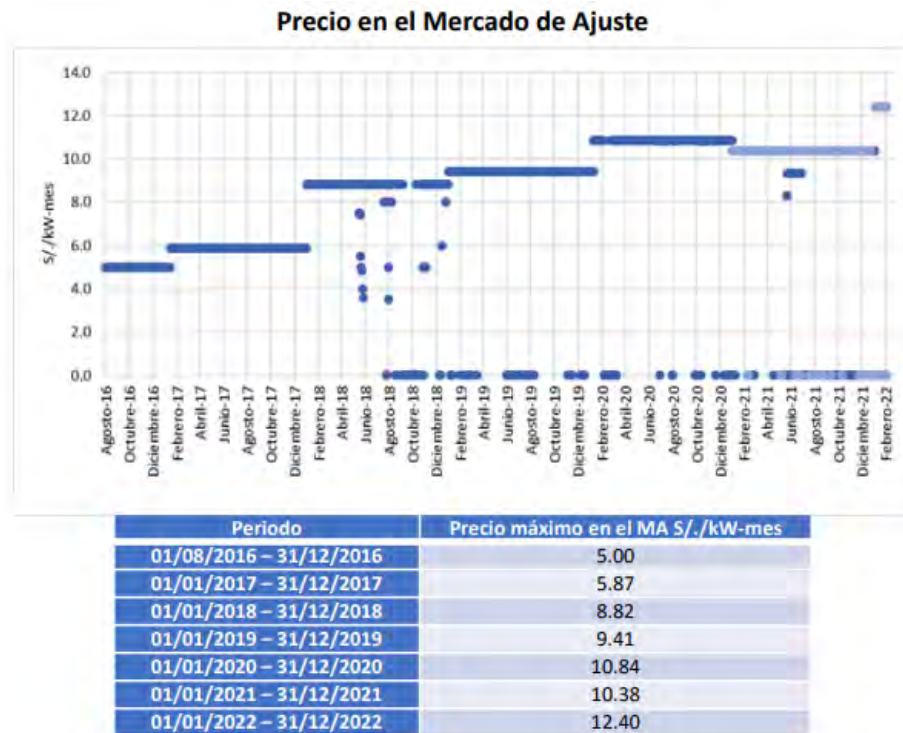


Figura 15. Precios del mercado de ajuste y máximos en el tiempo.

3.1.4 Estudios realizados para mejorar el marco normativo de los Servicios de Balance (RPF y RSF)

Entre los estudios desarrollados por el COES se tienen:

- a) “Estudio de los servicios complementarios de energía en el Perú y su adaptación para inclusión de tecnologías no convencionales” a cargo de la consultora DI-AVANTE | V&M | INOSTROZA | WOLAK | CHING año 2020.

El estudio de (DI-AVANTE;V&M; INOSTROZA;WOLAK;CHING, 2020) aborda la integración de los servicios auxiliares en los mercados mayoristas de electricidad y destaca la necesidad de optimizar estos servicios para gestionar el creciente despliegue de fuentes de energía renovables intermitentes. Los servicios auxiliares son necesarios para mantener el equilibrio y la estabilidad del sistema eléctrico y deben diseñarse de modo que reflejen todas las limitaciones operativas pertinentes y permitan la inclusión de diferentes tecnologías y recursos. El estudio también señala

que, con la introducción de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico, los costos operativos se incrementan.

Asimismo, propone lo siguiente:

- Mercado "Day Ahead": Implementar un mercado "Day Ahead" para compromisos vinculantes de producción de energía y asignación de reservas, con una reliquidación en tiempo real que asegure una correcta asignación de costos.
- Eliminación del Concepto de Provisión Base: Modificar el concepto de Provisión Base a una adquisición de servicio de largo plazo sin asignación física que no afecte la minimización de costos.
- Redefinición de Precios de Reserva Secundaria: Establecer precios con dos componentes: disponibilidad (determinada por subasta competitiva) y activación (balance entre tiempo real y "Day Ahead").
- Asignación de Pagos por Causalidad: Distribuir los pagos de disponibilidad de reservas entre los actores basado en la causalidad, apoyándose en la metodología del COES.
- Mitigación de Poder de Mercado: Incorporar un procedimiento formal de mitigación de mercado.
- Mantenimiento de Procedimientos para RPF: Mantener los procedimientos actuales para RPF y considerar subastas para este servicio dependiendo del avance de otros mercados.
- Propone realizar la co-optimización con el despacho de energía, dado que este cálculo modela las limitaciones de transmisión y restricciones operativas, por lo que reducen el costo de atender la demanda de energía y SSCC de manera conjunta en todas las barras

del sistema.

- b) **“Technical assistance for energy development and electricity sector strengthening in Perú”, a cargo de la consultora Deloitte y Black & Veatch, 2021.**

El informe de (Deloitte; Black & Veatch, 2020) concluye que, de acuerdo a la estructura del mercado en Perú, se podrían utilizar “licitaciones competitivas” para satisfacer y fijar precios de los actuales y futuros requisitos de servicios complementarios. Dado que la implementación de mercado eléctrico basado en ofertas (Day a head) sería costosa y requeriría estudios complejos para determinar su rentabilidad. Esto estudios debería realizarlo un nuevo organismo llamado Monitor Independiente del Mercado (IMM).

Asimismo, se enfoca en adaptar las mejores prácticas internacionales al contexto peruano actual, considerando la estructura del mercado, procedimientos de despacho, regulaciones vigentes y mejoras necesarias para garantizar la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico.

Las recomendaciones incluyen permitir que sistemas de almacenamiento de energía y cargas interrumpibles provean reservas secundarias, compensar a unidades por capacidad de reserva primaria (RPF) y potencia reactiva, monitorear la necesidad de introducir reservas terciarias (RTF), mejorar el modelo de despacho co-optimizado, y considerar reformas hacia un mercado de electricidad y servicios complementarios basado en ofertas de precios. Además, se sugiere la inclusión de un Monitor Independiente de Mercado para mejorar la transparencia y eficiencia del mercado energético peruano.

Estas propuestas buscan asegurar la adecuación a largo plazo del sistema de transmisión peruano mediante estudios detallados y la implementación

gradual de cambios estructurales que podrían mejorar significativamente la operación y planificación del sector eléctrico en el país.

c) **Propuestas de mejoras a la norma para la prestación de Servicios Complementarios en el SEIN, a cargo de la consultora EMENELFO, 2022.**

Este informe de (EMNELFCO EIRL, 2022) se enfoca en la revisión y aplicación en el tiempo de los procedimientos para la regulación de frecuencia en el SEIN, concluyendo en las siguientes oportunidades de mejora:

- Se propone la eliminación de la exoneración actualmente vigente para las centrales de Generación Renovable No Convencional (RER), así como la obligación de estas centrales de proveer respuesta primaria de frecuencia (RPF). Este servicio implica la entrega de energía en los primeros segundos tras una falla, según lo determine el operador del sistema. Sin embargo, se contempla la posibilidad de que, en casos de demostrada imposibilidad técnica, el servicio pueda ser proporcionado por otros agentes, conforme lo permite el PR-21 del COES.
- Para garantizar la integridad del Mercado de Ajuste asociado al servicio de Reserva Segura de Frecuencia (RSF), se recomienda incrementar la vigilancia y monitoreo. El artículo 11 del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (RMME) establece que el COES tiene la responsabilidad de supervisar el adecuado funcionamiento de este mercado, especialmente en lo que respecta a la competencia en la oferta de Servicios Complementarios.

El COES mediante documento COES/P-0138-2021 entrego al MINEN un resumen de los dos primeros estudios y su posición detallados en los siguientes cuadros.

Servicio	DI-AVANTE	DELOITTE	PROPUESTA COES
Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)	No recomienda un Mercado Competitivo para este servicio		
	Neutralidad tecnológica para brindar RSF (Incluye BESS)		
	Servicio obligatorio		
	Servicio no remunerado	Servicio al cual se le compensen sus costos de oportunidad	Servicio no remunerado ¹
	Permitir la delegación del servicio entre unidades, centrales, equipos y agentes	Permitir la delegación del servicio a otro equipo (BESS)	Permitir la delegación ante la imposibilidad de algún generador obligado a hacerlo o delegar el servicio a otro equipo como los BESS
Las empresas que incumplen con brindar el servicio pagan penalidades	La Demanda paga el servicio	Las empresas que incumplen con brindar el servicio pagan penalidades	

Servicio	DI-AVANTE	DELOITTE	PROPUESTA COES
Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)	Sí recomienda un Mercado Competitivo para este servicio		
	Neutralidad tecnológica para brindar RSF (Incluye BESS)		
	La Demanda y la Generación No Convencional pagan el servicio (Eólica y Solar)	La Demanda paga el servicio	Pagará quien produzca la necesidad de RSF (es preferible que este pago se deba detallar en el reglamento correspondiente)
	Recomienda un Mercado del Día Previo (Day Ahead) vinculante con un Mercado de Energía Basado en Costos y SSCC basado en Ofertas.	No se recomienda un Mercado del Día Previo (Day Ahead) mientras no se tenga un Mercado de Energía y SSCC basados ambos en Ofertas	Se recomienda un Mercado del Día Previo (Day Ahead) vinculante. El Mercado de Energía Basado en Costos y SSCC basado en Ofertas. Ventaja: Promueve un comportamiento más competitivo y eficiente en los agentes Inconveniente: La declaración de retiros de la demanda por el suministrador
	Se propone un Mercado de Ofertas diarias de RSF (pagos por disponibilidad y activación) y proceso de adquisición financiera de reserva a mediano o largo plazo en reemplazo de la Provisión Base	Se propone que se licite el servicio para períodos que podrían ir de 1, 3 o 15 años	Se propone un Mercado de Ofertas diarias de RSF (pagos por disponibilidad y activación) y proceso de adquisición financiera de reserva a mediano o largo plazo en reemplazo de la Provisión Base. Se observa que esta propuesta es una mejora al esquema actual donde la Provisión Base es vinculante físicamente.
	Modelo que co-optimice el mercado de energía con el de SSCC proveniente de subastas diarias	Modelo que co-optimice el mercado de energía con el de SSCC provenientes de licitaciones	Modelo que co-optimice el mercado de energía con el de SSCC proveniente de subastas diarias. Inconveniente: El modelo debe considerar intervalos de 15 min. o menos (mayor tiempo de simulación)
	Propone mecanismos de mitigación de mercado en el mismo modelo de optimización del despacho	Propone mecanismos de mitigación de mercado a través del MIM (Monitor Independiente de Mercado)	Se propone mecanismos de mitigación de poder de mercado en el mismo modelo de optimización del despacho y auditado por el MIM (Monitor Independiente de Mercado)

Servicio	DI-AVANTE	DELOITTE	PROPUESTA COES
Regulación Terciaria de Frecuencia (RTF)	Sí recomienda un Mercado Competitivo para este servicio	No recomienda en el corto plazo este servicio, considera que con secundaria es suficiente. Podría ser en el futuro según monitoreo de	Sí se recomienda un Mercado Competitivo para este servicio
	Neutralidad tecnológica para brindar RTF (Incluye BESS)		Neutralidad tecnológica para brindar RTF (Incluye BESS)
	La Demanda y la Generación No Convencional pagan el servicio (Eólica y Solar)		Pagará quien produzca la necesidad de RTF (es preferible que este pago se deba detallar en el reglamento correspondiente)
	Se plantea un Mercado del Día Previo (Day Ahead)		Se plantea un Mercado del Día Previo (Day Ahead)
	Se propone un Mercado de Ofertas diarias de RTF y proceso de adquisición financiera de licitación de capacidad de mediano o largo		Se propone un Mercado de Ofertas diarias de RTF y proceso de adquisición financiera de licitación de capacidad de mediano o largo plazo
	Se propone un modelo que co-optimice el mercado de energía con el de SSCC proveniente de subastas diarias		Se propone un modelo que co-optimice el mercado de energía con el de SSCC proveniente de subastas diarias
Propone mecanismos de mitigación de mercado contenidos en el mismo modelo de optimización del despacho		Propone mecanismos de mitigación de poder de mercado contenidos en el mismo modelo de optimización del despacho y auditado por el MIM (Monitor Independiente de Mercado)	

Servicio	DI-AVANTE	DELOITTE	PROPUESTA COES
Otros	Permitir que los sistemas de almacenamiento de energía con batería (AEB) y las cargas interrumpibles proporcionen reservas secundarias	Permitir que los sistemas de almacenamiento de energía con batería (AEB) y las cargas interrumpibles proporcionen reservas secundarias	Permitir que los sistemas de almacenamiento de energía con batería (BESS) proporcionen reservas secundarias (no así las cargas interrumpibles)
	-	El desarrollo de un mercado de capacidad y el remplazo del método de pago por capacidad regulada (Para el Mercado de Energía)	No se incluirá como recomendación. El mercado de capacidad debería analizarse mediante otro estudio
	Propone Mercados del Día Previo y de una Hora de Antelación (el de energía basado en costos y el de SSCC basado en ofertas)	Propone Mercado de energía y de SSCC basado en ofertas, desarrollo de mercados de futuros, incluido un mercado de Derechos Financieros de Transmisión (DFT), etc.	Mantener el mercado de energía basado en costos y mercado de RSF basado en ofertas y Mercados del Día Previo e intra diario, este último se aplicaría en casos excepcionales.
	El COES implemente mecanismos de regulación de competencia	Creación del MIM (Monitor Independiente de Mercado)	Considerar mecanismos de regulación de competencia y proponer la existencia de un MIM (Monitor Independiente de Mercado). Inicialmente, se propondría crear un área dentro del COES que cumpla esta función.
	Recomiendan un "Agente de Almacenamiento" que participe en el mercado de energía y en el de SSCC	-	Recomendar un "Agente de Almacenamiento" que participe en los SSCC
	Definir el nuevo servicio de "Control Rápido de Frecuencia"	-	Definir el nuevo servicio de "Control Rápido de Frecuencia"

Cuadro 9. Resumen de consultorías realizadas por el COES.

Fuente: carta COES/P-0138-2021.

3.2 Los proyectos con energía renovable en cartera y su efecto en el sistema eléctrico peruano.

La matriz energética del Perú ha experimentado una significativa transformación en las últimas dos décadas, impulsada tanto por la necesidad de diversificación como por los objetivos de sostenibilidad y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). A inicios de los 2000, la energía hidroeléctrica dominaba la producción eléctrica, representando casi el 90% del total. Sin embargo, es en el año 2004 que se inicia a despachar las centrales con gas natural, lo cual marco el cambio de nuestra matriz energética a generación con gas natural.

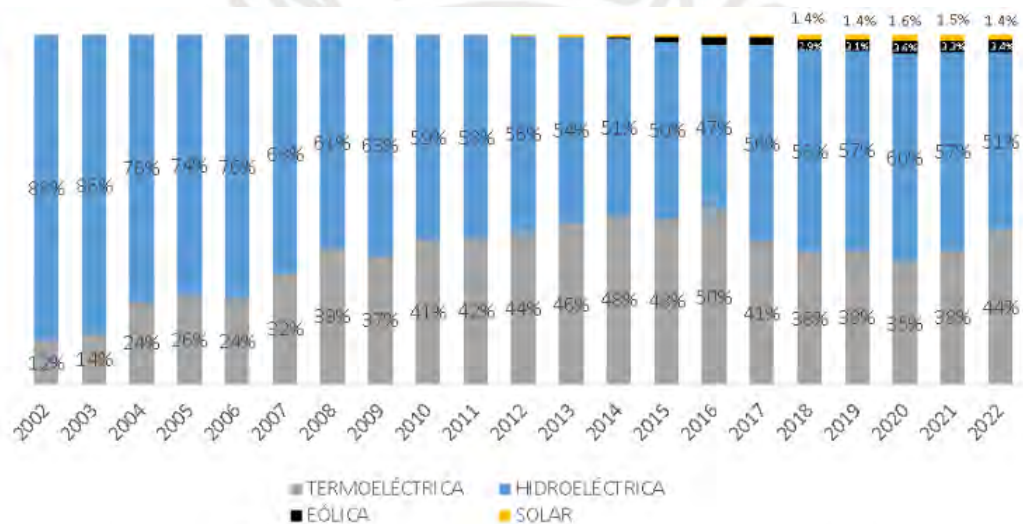


Figura 16. Evolución de la producción de electricidad 2002-2022.

Transición y Diversificación de la Matriz Energética

Hidroelectricidad

La energía hidroeléctrica ha sido la base de la generación eléctrica en Perú, manteniendo una participación promedio superior al 50% en las últimas dos décadas. Este tipo de generación es fundamental debido a su capacidad para proporcionar energía de manera continua y eficiente. El país posee un potencial hidroeléctrico estimado en 70,000 MW, con importantes centrales como el Complejo Hidroenergético del Mantaro y la Central Hidroeléctrica Cañón del Pato. El Plan Energético Nacional 2014-2025 proyecta un crecimiento de la demanda

energética entre 4.6% y 6.5% anual hasta 2025, el cual se espera satisfacer principalmente mediante energía hidroeléctrica.

Energía Termoeléctrica

La entrada del gas de Camisea diversificó significativamente la matriz energética peruana. La generación termoeléctrica, considerada más limpia que el petróleo, duplicó su producción en 2004 respecto a 2002, y para 2016, representaba casi el 50% de la producción eléctrica total.

Energías Renovables No Convencionales (RER)

La promoción de fuentes de energía renovable no convencionales comenzó con el Decreto Legislativo N° 1002 en 2008, el cual incentivó la inversión en generación eléctrica mediante energías renovables como solar, eólica, geotérmica y biomasa. Desde 2013, la producción de electricidad mediante fuentes solares y eólicas ha crecido, aunque su participación en el mercado es todavía limitada comparada con otras fuentes. En 2022, las fuentes solares y eólicas representaban el 5.5% de la producción eléctrica, con un 3.2% proveniente de plantas eólicas y un 1.4% de plantas solares.

Marco Normativo y Subastas RER

El desarrollo de proyectos de energías renovables en Perú ha sido impulsado por un robusto marco normativo que incluye diversas leyes y decretos para facilitar la inversión y operación de estas tecnologías. Las subastas RER han sido el principal mecanismo para asignar proyectos, promoviendo la competencia y reduciendo los precios de adjudicación en casi un 80% desde la primera subasta hasta la cuarta. En el presente ya no se realizan subastas para el ingreso de la generación RER, sino más bien estos compiten con las otras tecnologías.

Actualmente a mayo 2024, se tienen 10 centrales solares y 12 centrales eólicas en operación, cuyas potencias efectivas suman 276 MW solares y 300 MW eólicos, haciendo una participación del 2% y 7% respectivamente en relación al total producido en el SEIN.

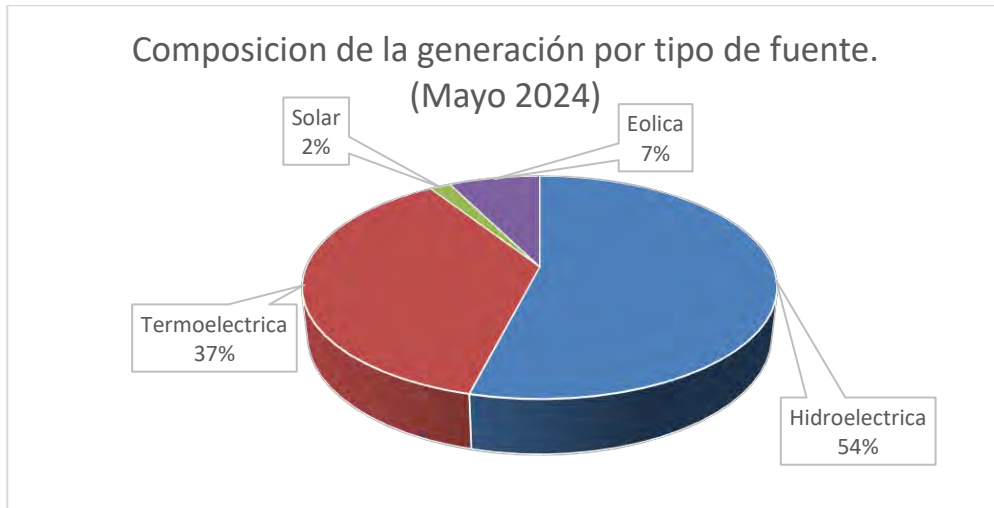


Figura 17. Generación por tipo de fuente (mayo 2024).

Asimismo, la oferta futura de generación renovable (eólico y solar) en el país de acuerdo a los Estudios de Pre Operatividad (EPO) aprobados por el COES es de 15 GW y aquellos que ya cuentan con estudios de impacto ambiental suman 8 GW, estos proyectos tienen fechas de puesta en operación comercial (POC) hasta el 2028. Siendo que actualmente (2024) la demanda total del país es de aproximadamente 8 GW.

El impacto del ingreso de toda esta generación renovable será importante, tanto en la operación del sistema eléctrico nacional (SEIN) como en la matriz energética del país, incrementando el requerimiento de Servicios Complementarios, para mantener los niveles de seguridad y confiabilidad.

Nro	Proyecto	Potencia (MW)	Punto de conexión	POC	Zona
1	Act. C.E. San Juan	136	MARCONA	2022	Centro
2	C.E. Caraveli	220	POROMA	2022	Centro
3	Parque Eólico Pacífico	215	CARAVELI	2022	Centro
4	C.E. Muyu	217	POROMA	2023	Centro
5	C.E. Expansión Punta Lomitas	36.4	PUNTA LOMITAS	2023	Centro
6	C.E. Punta Lomitas	260	DERIVACIÓN	2023	Centro
7	C.E. Wayra Extensión	177	FLAMENCO	2023	Centro
8	C.E. Amp. Punta Lomitas	192.2	PUNTA LOMITAS	2024	Centro
9	C.E. Guarango	330	S.E. NUEVA INTERMEDIA	2024	Centro
10	C.E. S.F. Windica	175	S.E. NUEVA INTERMEDIA	2025	Centro
11	CE Torocco	112	TRES HERMANAS	2025	Centro
12	C.E. Samaca	168	S.E. NUEVA INTERMEDIA	2025	Centro
13	C.E. Piletas	250	S.E. NUEVA INTERMEDIA	2026	Centro
14	C.S.F. Cefiro	366	S.E. NUEVA INTERMEDIA	2026	Centro
15	C.S.F. Continua Misti	300	SAN JOSE	2022	San José
16	C.S.F. Continua Pichu Pichu	60	SAN JOSE	2022	San José
17	C.S.F. Continua Chachani	100	SAN JOSE	2022	San José
18	C.S.F. SAN MARTIN SOLAR	252	SAN JOSE	2022	San José
19	C.S.F. Illari	424	SAN JOSE	2023	San José
20	C.S.F. Ruphay	144	SAN JOSE	2024	San José
21	C.S.F. Sunny	204	SAN JOSE	2024	San José
22	C.S.F. Solimana	250	OCOÑA	2024	San José
23	C.S.F. IIIa (Ex. La Joya)	385	SAN JOSE	2024	San José
24	CSF Sol de Verano III	680	SAN JOSE	2025	San José
25	C.S.F. Sumac Nina I	447	OCOÑA	2025	San José
26	C.S.F. Alba Solar	200	SAN JOSE	2026	San José
27	Central Solar Lupi	150	LT MOQUEGUA - CHILLOTA	2022	Montalvo
28	C.S.F. Santa Isabel 1	100	SANTA ISABEL	2023	Montalvo
29	C.S.F. Clemesi	114.9	RUBI	2023	Montalvo
30	C.S.F. Santa Isabel 2	100	LT MONTALVO-MOQUEGUA-LOS HEROES	2023	Montalvo
31	C.S.F. Huarajone	200	LT TINTAYA NUEVA - PUMIRI	2023	Montalvo
32	C.S.F. Sunilo	120	LT ILO 1 - MOQUEGUA	2023	Montalvo
33	C.S.F. Alto de la Alianza II	300	MONTALVO	2023	Montalvo
34	C.S.F. Alto de la Alianza	300	LT MONTALVO-MOQUEGUA-LOS HEROES	2023	Montalvo
35	CSF Sol de Verano II	92.8	PUNO	2024	Montalvo
36	C.S.F. Sol de Los Andes	250	YARABAMBA	2024	Montalvo
37	C.S.F. El Alto	75	MOQUEGUA	2024	Montalvo
38	CS.F. Ruta del Sol	307.7	MONTALVO	2024	Montalvo
39	C.S.F. Sol de Verano I	45.3	MAJES	2024	Montalvo
40	C.S.F. Hanagpampa	300	LT MOQUEGUA - ILO2 L-2027	2024	Montalvo
41	C.S.F. Yuramayo	245	YARABAMBA	2024	Montalvo
42	C.S.F. Rubí V Fase I	331.7	MONTALVO	2025	Montalvo
43	C.S.F. Chalhuanca	94.6	LT CALLALLI - SANTURARIO	2025	Montalvo
44	C.S.F. Rubí V Fase II	331.7	MONTALVO	2026	Montalvo
45	C.S.F. Coral	403.2	ILO 3	2026	Montalvo
46	C.S.F. La Bandera	120	LOS HEROES	2026	Montalvo
47	C.S.F. Sol de Talara	200	PARIÑAS	2024	Piura
48	C.E. Vientos de Sechura	200	LA NIÑA	2024	Piura
49	C.E. Vientos de Negritos	150	PARIÑAS	2024	Piura
50	C.E. Cerro Chocan	422.4	PIURA NUEVA	2024	Piura
51	C.E. La Espinoza	474.6	LA NIÑA	2024	Piura
52	C.E. Emma	72	LT LA NIÑA - BAYOVAR	2025	Piura
53	C.E. Huascar	300	COLÁN	2025	Piura
54	C.E. Violeta Eólica	450	PIURA OESTE	2026	Piura
55	C.E. Rosa Eólica	400	LA NIÑA	2026	Piura
56	C.E. Quercus	450	LA NIÑA	2028	Piura
57	C.E. Mórrope	224	LAMBAYEQUE OESTE	2024	Chiclayo
58	C.E. Norteño	130	REQUE	2024	Chiclayo
59	C.E. José Quiñones	151.8	REQUE	2024	Chiclayo
60	C.E. Cherrepe	142.5	GUADALUPE	2025	Chiclayo
61	C.E. Zapote	154	FELAM	2026	Chiclayo
62	C.E. Vientos de Mochica	220	LAMBAYEQUE OESTE	2026	Chiclayo
63	C.E. Cidlon	401.5	CHICLAYO OESTE	2027	Chiclayo
64	C.E. NAIRA I	19.8	S.E. DUNA HUAMBOS	2025	Norte varios
65	C.E. Colorado	180	LT PARAMONGA N - CHIMBOTE 1	2025	Norte varios

Cuadro 10. Proyectos de generación con EPO aprobado.

Fuente: COES

Costos Sociales totales de la Generación Eléctrica.

Si bien es cierto que los costos sociales se deben dividir en “costos privados” y “costos externos”, los primero como un costo de oportunidad que acumula el agente que produce el bien y que deberá minimizar decidiendo el volumen de producción, y lo segundo a manera de externalidades que no son contabilizados o asumidos por este agente.

Según (Samadi, 2017) se debe diferenciar aún más los “costos privados” en el rubro de generación de electricidad en dos componentes “costos a nivel de planta” y “costos al sistema”, todo ello con la finalidad de mejorar el análisis de costos sociales.

Los costos a nivel de planta son usados para comparar los costos entre diferentes tecnologías de generación de electricidad, se utiliza frecuentemente el "costo nivelado de electricidad" (LCOE). El LCOE representa el costo promedio de generación de electricidad a lo largo de la vida útil de la planta, tomando en cuenta los costos de capital, combustible y O&M. Se expresa en unidades monetarias por kilovatio-hora (kWh) y permite una comparación directa entre diferentes fuentes de energía, independientemente de sus perfiles de costos específicos.

Los costos al sistema son asociados a la entrega confiable de la energía, tales como sistemas de transmisión y distribución, costos de baterías y servicios auxiliares (para el caso de renovables), Costos de perfil que son aquellos costos en inversiones adicionales en infraestructura y operaciones adicionales que se requiere para integrar las renovables.

Si bien existe aún más impactos en los costos sociales, tales como el efecto en el empleo u otros a nivel macroeconómico estos son de difícil cuantificación.

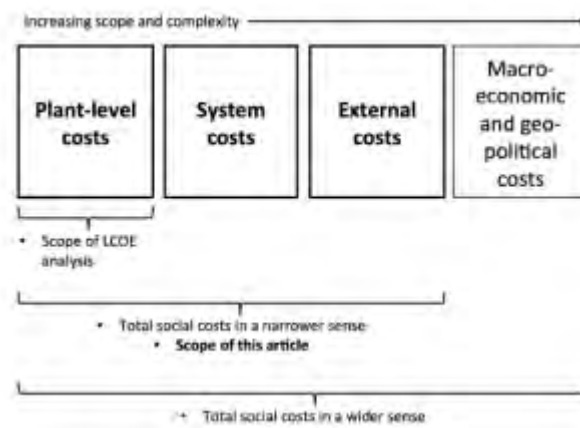


Figura 18. Costos sociales totales de la generación eléctrica.

Fuente: Samadi (2017)

En el siguiente cuadro se hace la comparativa de los 3 primeros:

Table 13. Overview of the estimated specific social costs of electricity generation in Europe from several types of power plants assumed to start operating in 2040.

Type of Cost	Costs in €/cent/kWh						
	Renewables			Nuclear		Fossil Fuels	
	Onshore Wind	Offshore Wind	Solar PV (Utility-Scale)	(at a 3% Discount Rate)	(at a 6% Discount Rate)	Natural Gas (CCGT)	Hard Coal
Sum of plant-level costs (w/o CO ₂ costs) (central values; ranges in parenthesis)	8.5 (2.3-8.3)	7.6 (4.7-11.1)	4.6 (3.0-6.2)	8.8 (4.8-6.9)	8.6 (6.8-10.1)	6.2 (3.9-6.7)	4.3 (3.3-4.8)
Grid costs	1.0	1.0	1.0	0.5	0.5	0.5	0.5
Balancing costs	0.3	0.3	0.2	0	0	0	0
Profile costs (additional costs for VRE plants for shares of around 35% for wind and 15% for solar PV)	2.5	2.5	2.5	0	0	0	0
Sum of system costs	3.8	3.8	3.7	0.5	0.5	0.5	0.5
Sum of quantifiable external costs	0.5	0.2	0.1	0.1	0.1	4.9	10.4
SUM OF ALL QUANTIFIABLE COSTS (with central plant-level values; with plant-level ranges in parenthesis)	9.8 (6.6-12.6)	11.6 (8.5-15.1)	8.4 (6.8-10.0)	6.4 (5.4-7.5)	9.2 (7.4-10.7)	11.6 (11.3-12.1)	15.2 (14.2-15.7)

Sources: The original sources of the data presented in this table, as well as (where applicable) the assumptions made and approaches taken to derive representative values, can be found in the discussion of each cost type in Section 3 and in the text of this subsection (Section 4.2).

Cuadro 11. Costos sociales totales de la generación eléctrica.

Fuente: Samadi (2017)

Es importante notar que los costos del sistema, son una parte importante en la suma de costos de las energías renovables, con lo cual los pone al nivel de plantas con energía a gas natural. Estos costos del sistema son justamente los que deberán ser manejados mediante los servicios complementarios.

3.3 Problema de falta de un mercado de servicios complementarios con mayor inserción de renovables.

Los servicios complementarios son necesarios para apoyar la transmisión de

capacidad y energía de los recursos a las cargas, manteniendo al mismo tiempo un funcionamiento fiable del sistema de transmisión del Proveedor de servicios de Transmisión, de conformidad con las buenas prácticas de los servicios públicos⁴.

Como se pudo ver en la revisión del marco de la investigación y en la experiencia que tuvo el Perú en relación a los servicios de balance, es necesario considerar que mientras más grande será la penetración de renovables en el sistema será aún mayor la incertidumbre el pronóstico de la operación de estas. Por lo que se deberá incrementar el rango de regulación de frecuencia requerido, lo cual originará mayores sobre costos al sistema, más aún si se mantiene la exoneración de las centrales RER para aportar regulación de frecuencia.

Para los recursos energéticos variables (RER), principalmente la energía eólica y solar fotovoltaica, los servicios auxiliares están adquiriendo importancia por al menos dos razones:

- Primero, las características de RER, en particular la mayor variabilidad de la producción y la incertidumbre en el pronóstico que pueden agregar a la variabilidad e incertidumbre existentes, pueden aumentar las necesidades de varios servicios complementarios (RPF, RSF RTF, RI).
- En segundo lugar, las RER son técnicamente capaces de proporcionar varios servicios complementarios. Varios estudios y proyectos piloto han demostrado la capacidad técnica. Hacerlo durante ciertos períodos de tiempo puede beneficiar la confiabilidad del sistema, reducir los costos operativos y brindar una oportunidad de ingresos adicionales para estas tecnologías al brindar servicios auxiliares en mercados competitivos de servicios complementarios.

Las RER generalmente no proporcionan margen de respuesta en frecuencia, en la práctica en el Perú no están obligadas a proveerlas, a pesar que es obligatorio para todas las centrales mayores a 10 MW, en la cantidad estimada anualmente por el

⁴ FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (1996)

COES. No obstante hay una razón importante porque no deberían hacerlo, es debido a que la generación RER normalmente debe funcionar al 100 % de su capacidad la cual está basada en un principio de la curva de oferta en el despacho económico, dado que se exige que los primeros en despachar o abastecer la demanda sean las unidades más económicas, para maximizar el bienestar económico del conjunto, en ese sentido cualquier disminución que se le haga conllevara a incremento importante en el costo operativo, dado que este faltante se deberá cubrir con las unidades más caras no despachadas (las renovables se considera con costo 0). Por lo que entre las posibles fuentes de RPF, reducir la producción de la energía eólica y solar es la opción menos rentable (EPRI, 2019).

A manera de ejemplo:

Recurso	Capacidad (MW)	Costo marginal (\$/MWh)	Método 1 (status quo): Despacho Económico		Método 2: Compartir espacio libre (30% para cada uno)	
			Generación (MWh)	Espacio libre (MW)	Generación (MWh)	Espacio libre (MW)
Solares + Almacenamiento	100	0	100	0	70	30
gasolina 1	500	20	500	0	350	150
gasolina 2	200	25	100	300	280	120
Sistema	1.000		700	300	700	300
			Precio de liquidación = \$25 / MWh La carga paga \$17,500		Precio de liquidación = \$30 / MWh La carga paga \$21,000	

Cuadro 12. Comparación entre despachos considerando la reducción de generación Renovable.

En resumen, aunque las energías renovables y otros recursos alternativos tienen la capacidad técnica de proporcionar respuesta de frecuencia, hacerlo puede que todavía no sea económico. Al igual que ocurre con los generadores tradicionales, dejar margen de producción de energía como respaldo para eventos de baja frecuencia constituye un costo de oportunidad para los recursos renovables y alternativos. PJM explica que “pueden ser necesarios cambios en el mercado para incentivar a los generadores a proporcionar una respuesta mayor de frecuencia primaria porque, para hacerlo, necesitan operar por debajo de su producción máxima” (Thomas Lee, 2014).

Es por ello que involucrar a las RER en el aporte de RPF requiere el establecimiento de un mercado de RPF, atractivo, de tal manera que las centrales más costosas

sean quienes de manera voluntaria quieran proveer el servicio, y así no afectar el bienestar en su conjunto.

Un enfoque basado en el mercado de RPF tiene ventajas debido a la heterogeneidad de costos. Además, algunos recursos (es decir, el rechazo automático de carga y las baterías) pueden proporcionar servicios de confiabilidad de la respuesta de frecuencia que son completamente independientes de la generación neta de energía.

Problemas de sobre costos operativos.

En relación a la RPF, dado que se asigna a todos como una obligación, ese faltante de energía inyectada (más aun de las centrales con menores costos, ejemplo hidroeléctricas) lo tiene que asumir otras centrales con costo mayor, por lo que esto afecta el costo de operación del sistema, al margen que no reciban un pago por ese servicio.

De acuerdo a la metodología de cálculo actual que se tiene en los procedimientos, un incremento en la penetración de renovables, tal como se espera en el mediano y largo plazo (10% a 40%) originara una mayor cantidad de RPF.

Si bien los costos operativos podrían mantenerse como resultado de mayor integración renovable no obstante lo mínimo que debería poder cubrirse en un evento de salida de generador sería el valor máximo de potencia el cual según los proyectos renovables correspondería al orden de 400 MW en las centrales eólicas o solares grandes. Con lo cual, haciendo un cálculo rápido, considerando hasta un 35% de penetración RER en el sistema a una tasa de crecimiento de 3% de demanda en 10 años (llegando a 9500 MW de 7300 MW actualmente), tendríamos un rango de regulación primaria de frecuencia del orden del 4% y si en ese momento aún no se cuenta con el aporte de las renovables en la RPF llegaría hasta 6%, lo cual es importante respecto al actual valor de 2%.

En cuanto a la RSF las centrales que brindan el servicio tiene un pago directo por

efectuar ese servicio, por lo cual el costo de operación se incrementa directamente al momento de hacer las valorizaciones entre generadores.

El incremento de más renovables, de acuerdo a la metodología de cálculo el rango de RSF es la suma de las desviaciones, de la demanda y la generación RER en subida o bajada. Por lo que este valor incrementará, siendo que más centrales renovables originan más incertidumbre en la determinación del rango de RSF. En cuanto a los costos, estos podrían permanecer similares o disminuir dado que el concepto de pago es en función a: Costo de Oportunidad, compensaciones de costos operativos producidos por el cumplimiento de la RSF (costos de arranque parada o rampa).

Problemas de falta de mejoras normativas

Un problema real encontrado y relacionado con la RSF es el arbitraje que el estado peruano perdió en el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI) en octubre 2023, en el marco del TLC entre Perú y Singapur, el cual se centró en la supuesta vulneración de los estándares de trato justo y equitativo y protección y seguridad plenas del Artículo 10.5 del mencionado TLC, indicando que el estado peruano habría actuado de una manera inconsistente con esta obligación al emitir la Resolución No. 141-2016-OS/CD relacionada a la RSF y los esquemas de mínimo costo de operación en el SEIN. La falta de claridad o ambigüedad del PR-22, motivó la emisión de dicha Resolución, la cual fue tomada como un cambio arbitrario, para evitar el despacho continuo de Kallpa al proveer RSF en la Provisión Base Firme. Este arbitraje mostro que, si bien actualmente ya se cuenta con un “mercado” de RSF, los procedimientos y las normas relacionadas aún pueden perfeccionarse para garantizar que no ocurran ese tipo de interpretaciones.

Por otro lado, en el marco de la Comisión de Reforma del Sector Electricidad (CRSE) se ha contemplado el desarrollo de un mercado de servicios complementarios y la optimización en el Mercado de Corto plazo (MCP), además de otras consideraciones importantes para su implementación tales como, la

metodología o esquema de mercado para su remuneración, los mecanismos para controlar el poder de mercado que pudieran tener los servicios complementarios, los requisitos y condiciones técnicas para que todas las tecnologías disponibles y los correspondientes agentes puedan acceder a los mercados de los servicios complementarios, entre otros.

Según el OSINERGMIN, no se ha definido este mercado de servicios complementarios, debido a que es importante que se realice una evaluación integral de la creación de un mercado de servicios complementarios, más aún si se pretende incluir a la Demanda como responsable directo del pago de las inversiones, operación y mantenimiento de estos servicios que actualmente son asumidos por los Generadores⁵.

Desde una perspectiva teórica, un enfoque de mercado puede ser el más eficiente económicamente, pero su principal inconveniente es su naturaleza complicada, que puede introducir riesgos operativos y requiere largos procesos de las partes interesadas para determinar adecuadamente todas las reglas y parámetros de diseño del mercado. Por lo que estos cambios normativos deberían realizar de manera gradual, considerando las experiencias de países vecinos con similares mercados de electricidad.

Otros servicios complementarios básicos que se requieren para la atención de la frecuencia.

En algunos mercados se están creando nuevos productos de servicios auxiliares; Los impulsores pueden incluir cambios en la combinación de recursos y la evolución de las características y necesidades del sistema, en el caso peruano, se hace falta incluir como un servicio de balance la Reserva de Rampa (Ramping reserve), para poder atender el fenómeno de la curva del Pato o de cañón, el cual consistiría en añadir al servicio de RSF la incertidumbre entre lo despachado y lo ejecutado al momento en el cual disminuye la generación solar y empieza a

⁵ INFORME N° 275-2023-GRT, Opinión sobre la Dictamen 25 sobre la "Ley que modifica la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, a fin de Garantizar el Abastecimiento Seguro, Confiable y Eficiente del Suministro Eléctrico y Promover la diversificación de la Matriz Energética"

aumentar la demanda de punta del sistema. En el sistema actualmente el operador toma provisiones para ese momento (mediante reserva despachada anticipadamente para la hora punta), sin embargo, como ya se vio en la parte del marco teórico, la mayor penetración de energía solar renovable aumentaría dicho problema, convirtiéndose en una inflexibilidad o un sobre costo del sistema.

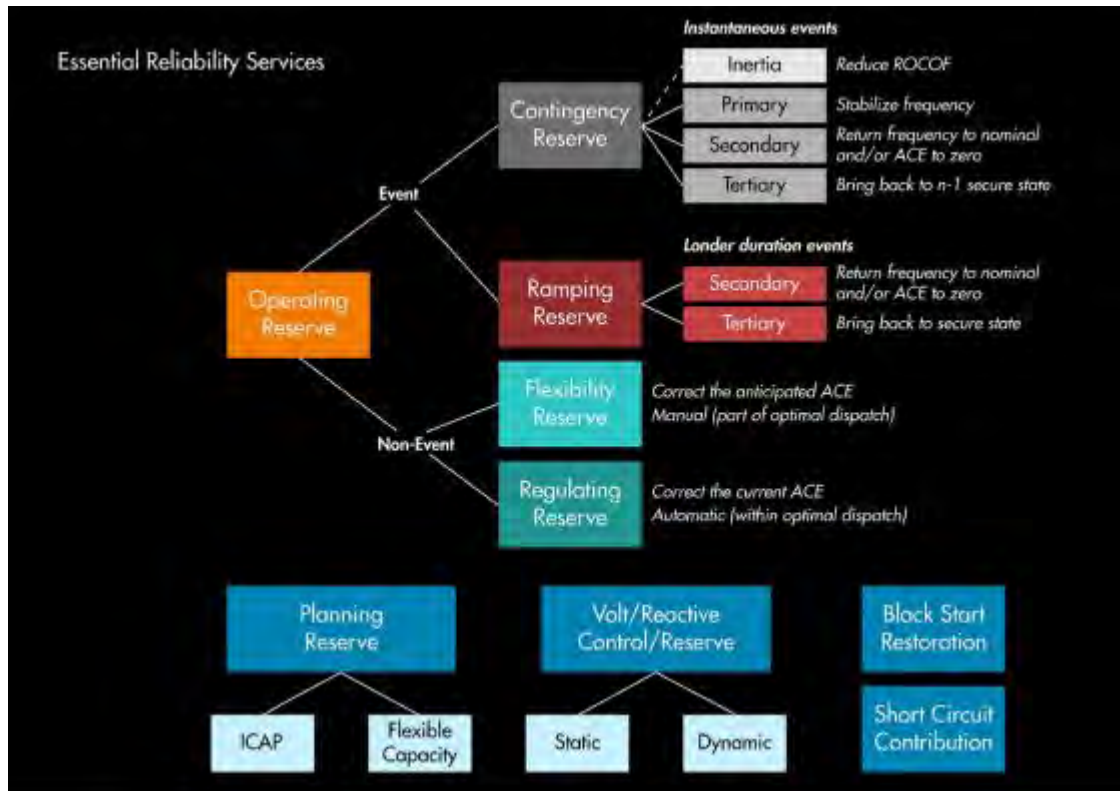


Figura 19. Servicios esenciales de confiabilidad de los sistemas eléctricos en USA.

Fuente EPRI.

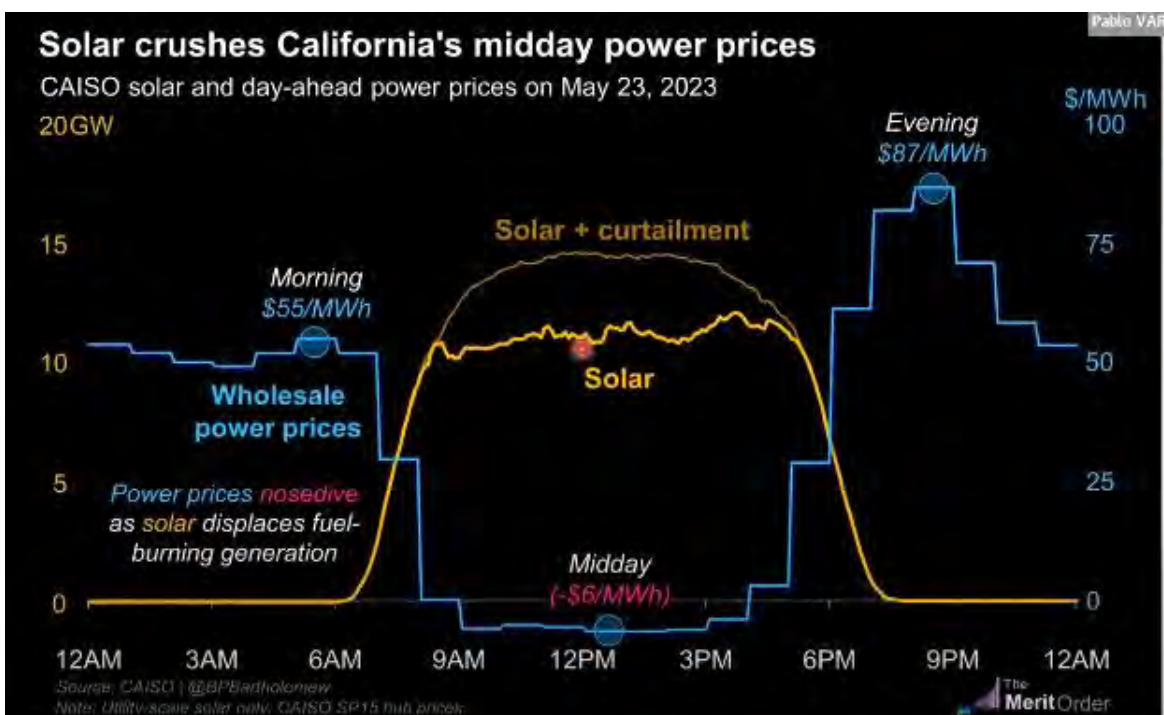


Figura 20. Precios de la energía del mediodía en California (CAISO).

Fuente EPRI.

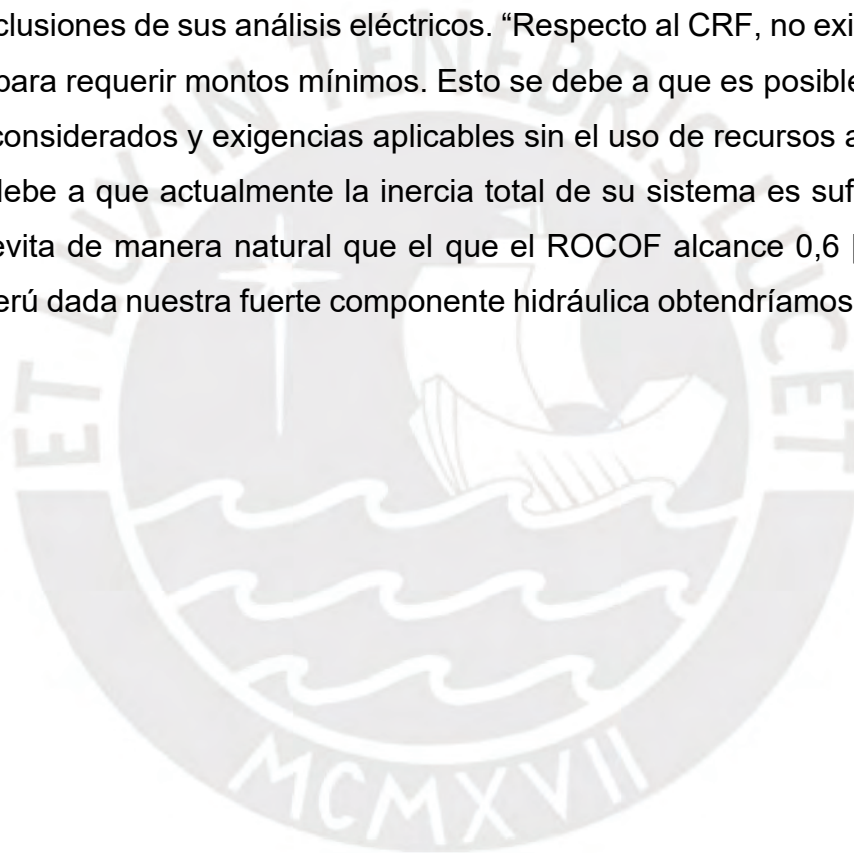
Otro servicio importante estaría relacionado a la respuesta Inercial del sistema, que en Chile se llama Control Rápido de frecuencia (CRF), el cual se mencionó en el acápite 1.1. Siendo que los generadores fotovoltaicos carecen de frecuencia de respuesta al no tener masas giratorias, por consiguiente, en abundancia de generadores de este tipo, la inercia total del sistema se verá disminuido y también su confiabilidad al momento de enfrentar un evento o contingencia.

Al respecto recientemente se está generando una controversia por la propuesta de modificación del Procedimiento Técnico N° 20⁶ del COES, para exigir que los nuevos proyectos renovables incluyan en su configuración la Inercia Virtual o Sintética, lo cual apoyaría a tener un mejor desempeño del sistema durante los primeros segundos de una contingencia severa. Como se vio en la parte teórica esta respuesta es aun antes de la Regulación Primaria de Frecuencia, no obstante, ante un evento se podría utilizar como tal. Estas inversiones adicionales (que podrían ser baterías) a opinión de los inversionistas de plantas renovables podrían incidir en la viabilidad económica de los nuevos proyectos.

⁶ Procedimiento para el "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones del SEIN",

Por otro lado, algunos agentes también indican que el tema de la inercia del sistema debería verse en una mesa técnica sin confundir el debate de competitividad de los proyectos con la necesidad de confiabilidad del sistema.

Al respecto no se cuenta con un estudio de respuesta inercial del sistema considerando una alta penetración de renovables (mayor al 40%) en el país. De experiencia chilena, quienes tienen un avance mayor en cuanto a la inserción renovables, a pesar de tener el mercado de CRF no se está utilizando, ello debido a las conclusiones de sus análisis eléctricos. “Respecto al CRF, no existen razones técnicas para requerir montos mínimos. Esto se debe a que es posible cumplir con criterios considerados y exigencias aplicables sin el uso de recursos adicionales.”⁷ Esto se debe a que actualmente la inercia total de su sistema es suficientemente fuerte y evita de manera natural que el que el ROCOF alcance 0,6 [Hz/s], por lo que en Perú dada nuestra fuerte componente hidráulica obtendríamos un resultado similar.



⁷ <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/06/Estudio-CFyDR-2024-Parte-1-Informe-Preliminar.pdf>, Pag 83.

TERCERA PARTE: MARCO CONCEPTUAL Y PROPUESTA

CAPÍTULO IV - EXPERIENCIA EN OTROS PAISES CON MERCADOS DE SERVICIOS DE BALANCE

4.1 Experiencia en Chile

El Artículo 72-7 de la “Ley General de Servicios Eléctricos”. artículo incluido por la Ley de 2016 núm. 20.936, introduce nueva regulación de servicios complementarios en Chile (SSCC), estableciendo que dichos servicios se incluyan en el mercado mayorista de electricidad a través de mecanismos de mercado. Dichos SSCC incluyen, Servicios de regulación de frecuencia, servicios de regulación de Voltaje y servicios utilizados para restaurar el sistema en caso de falla. Estos servicios son necesarios para que el sistema eléctrico funcione de forma segura y continua para mantener la frecuencia y el voltaje del sistema, dentro de los límites de operación, especificados en las “Normas Técnicas de Calidad y Seguridad”.

Los agentes del sistema eléctrico deben tener disponible para del “Coordinador Eléctrico Nacional” (Coordinador) los recursos técnicos y/o infraestructura existente o que se instalara a futuro para proporcionar SSCC y el coordinador debe establecer la manera como se materializa y remunera de acuerdo con las normas vigentes.

“El Reglamento de servicios complementarios” DS N° 113/2017 y la “Normas Técnicas de Servicios complementarios”, aprobados por el NE núm. 786/2019 aprobado por la “Comisión Nacional de Energía” (CNE) son los que regulan de manera específica el funcionamiento del mercado de SSCC.

4.1.1 Funcionamiento del Mercado.

La CNE define junto al Coordinador los Servicios complementarios que deben ofrecerse en el sistema eléctrico para su funcionamiento adecuado. El Coordinador elabora un informe anual identificando los servicios necesarios, recursos disponibles, nuevas instalaciones, que se requieren y también los mecanismos para su prestación. Además, analiza si existen condiciones de competencia en el para cada uno de los mercado de estos servicios (Usando el análisis del RS13).

En el informe para el año 2022, se determinó, que el servicio de control de frecuencia

primaria de subida no debe asignarse mediante subastas debido a la falta de competencia. Sin embargo, todos los demás servicios de regulación de frecuencia podrían asignarse de manera competitiva. Asimismo, los esquemas de rechazo automático de carga por sub-frecuencia, podría asignarse en subastas competitivas, mientras que el resto de los servicios debe ser prestado directamente por instrucción del Coordinador.

Finalmente, cada cuatro años, el Coordinador realiza un estudio de costos para valorizar y remunerar los SSCC que serán prestados o instalados en el sistema eléctrico, en caso de falta de competencia en el mercado. Este estudio puede actualizarse según sea necesario.

4.1.2 Asignación de los SSCC.

Son 03 mecanismos:

Subastas. – las subastas deben cumplir dos condiciones, la primera es que sea para proveer el servicio de corto plazo y la segunda es cuando efectivamente se tenga condiciones de competencia, en el caso de servicio de corto plazo considera lo que se tiene instalado, asimismo el periodo entre la presentación de la oferta y la prestación del servicio es de 15 días.

Las normas además establecen, que los ofertantes solo pueden incluir en su oferta, los costos de desgaste, mantenimiento, habilitación e implementación del servicio. Por lo que los costos de oportunidad y sobre costos por proveer el servicio no son considerado en la oferta, ya que son compensados de acuerdo al despacho y provisión del servicio considerando el costo marginal del sistema.

Por ejemplo, si una unidad es despachada por merito (unidad marginal) para entregar potencia o para RPF de subida, se le debe compensar su costo de oportunidad por reservar la potencia comprometida de la siguiente manera:

$$CO = \max(0, CMg - CV) * Adj * (1-FA)$$

Donde:

- CO, costo de oportunidad.
- CMg, costo marginal del sistema.
- CV, costo variable total de la unidad.
- Adj, es la cantidad adjudicada para la prestación de SSCC y que mantuvo reservada.
- FA es factor de activación es 1 si la unidad debió inyectar la cantidad Adj que tenía en reserva y 0 sino lo tuvo que hacer.

Actualmente, el mecanismo de subastas está siendo utilizado para asignar 5 servicios de regulación de frecuencia: regulación primaria de frecuencia de subida (CPF+), regulación secundaria de frecuencia de subida y bajada (CSF+ y CSF-) y regulación terciaria de frecuencia de subida y bajada (CTF+ y CTF-)(Lima, 2022).

Licitaciones. –

Si la licitación no es a corto plazo o implica la instalación de nuevas infraestructuras en el sistema, se convoca y describe en el informe anual del Coordinador. El Coordinador determina las especificaciones técnicas de los servicios licitados, la duración de los servicios a prestar, las condiciones de procedimiento, la evaluación de las ofertas y el mecanismo de adjudicación. El valor máximo de una licitación puede ser determinado por la CNE y sólo se conocerá antes de la apertura de la licitación.

En caso de declararse desierta la licitación y requerirse por condiciones de seguridad el Coordinador debe instruir su prestación directa.

Instrucción Directa. –

El Coordinador tiene la autoridad para ordenar la prestación directa y obligatoria de un Servicio Complementario de Control de la Frecuencia en ciertos casos establecidos por la Norma. Esto incluye situaciones donde las condiciones de mercado no son competitivas, cuando no hay ofertas en una subasta o licitación, y cuando la seguridad del sistema lo requiere. Si se necesitan recursos técnicos existentes en el sistema, el Coordinador identificará quién debe proveer el servicio. Si se requiere nueva infraestructura, el Coordinador determinará quién debe instalarla, los plazos y la vida útil. Se deben considerar alternativas seguras y económicas para la operación del sistema eléctrico.

4.1.2 Remuneración de los SSCC.

Esto puede incluir los costes de inversión, puesta en servicio y mantenimiento de las nuevas infraestructuras y equipos que deben incorporarse al sistema eléctrico para prestar el servicio, así como el coste de oportunidad, el coste de puesta en servicio y el coste de desgaste de cada servicio prestado por los recursos existentes en el sistema.

El pago dependerá de cómo fueron asignados: En las subastas o licitaciones es de acuerdo

al valor con el que fueron adjudicados, si hay pagos adicionales se compensan sumando al valor adjudicado. Si es por orden directa se usa los valores máximos de la CNE en caso de subastas paga los costos de desgaste de los SSCC que tuvieron que ser provistos (de manera obligaría) a un valor de cero. Asimismo, si fuera operación directa, cuando no hubiera competencia en el mercado, se remuneran de acuerdo a los mecanismos de valorización del Coordinador.

Según la normativa chilena, “solo se deben remunerar los Servicios Complementarios efectivamente prestados y/o efectivamente disponibles en el periodo requerido”.

4.1.3 Pago de los SSCC.

Una vez establecida la compensación, los Usuarios Finales y los Agentes deben pagar las tasas y costes derivados de la prestación de SSCC. Cada seis meses, el coordinador calcula los gastos y costes acumulados por los servicios prestados. En el caso de nuevas infraestructuras, se calcula una tarifa única para todos los usuarios finales en función de su consumo de energía. Los costes de las instalaciones ya existentes en el sistema eléctrico corren a cargo de la empresa generadora, que puede incluirlos en su contrato de suministro con el cliente.

4.1.4 Problemas y desafíos

Las subastas en el sistema chileno permiten la provisión de SSCC en el corto plazo, con las instalaciones existentes en condiciones competitivas, no obstante, esta enfrenta problemas como la falta de incentivos debido al problema del “free rider”, dado que los SSCC son por naturaleza un “bien público”, y los generadores no tienen muchos incentivos de proveerlos si cualquiera puede hacerlo, a menos que en la operación por alguna inflexibilidad o reconocimiento adicional puedan recuperar sus costos operativos y obtener además alguna ganancia. Asimismo, la estructura de costos no favorece a los sistemas de almacenamiento ya que ellos arbitran precios intra horariamente (cargan con precios bajos y venden cuando están altos).

El Coordinador propone cambiar el esquema actual a un sistema de subastas de día previo de energía, reemplazando el sistema actual basado en costos auditados a costos declarados. Este nuevo sistema podría mejorar la eficiencia del mercado y el cálculo de costos de oportunidad, aunque presenta desafíos debido a la estructura particular del

mercado chileno, el cual como en el sistema peruano, las empresas de generación son los actores únicos del mercado mayorista, inyectando energía con sus centrales y retirando energía para abastecer sus contratos valorizados al costo marginal. por lo que tendrían incentivos para modificar sus ofertas en base a sus posiciones excedentarias o deficitarias afectando la competencia en el mercado de día previo.

4.2 Experiencia en Colombia

En 1994, las reformas del sistema eléctrico colombiano mediante las Leyes 142 (Ley de Servicios Públicos) y 143 (Ley Eléctrica) llevaron a la creación de instituciones clave: como el “Consejo Nacional de Operación” (CNO), que asesora a la “Comisión de Regulación de Energía y Gas” (CREG) y vela por la operación segura del “Sistema Interconectado Nacional” (SIN); la CREG, encargada de regular el sector de energía y gas; y la Superintendencia de Servicios Públicos, que supervisa la prestación eficiente de los servicios públicos. “El Ministerio de Minas y Energía” (MME), como ente rector de la política energética, a través de la “Unidad de Planeamiento Minero Energético” (UPME), planifica la expansión en generación y transmisión de energía.

Desde sus inicios en 1995 con la emisión del código de redes, la operación segura, económica y confiable del SIN estuvo respaldada en la prestación de los siguientes Servicios Complementarios:

Servicios de Regulación de Frecuencia:

- Regulación primaria de Frecuencia (RPF);
- Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), también conocida como la prestación del servicio de AGC;
- De reemplazo: Reserva caliente de emergencia, reserva operativa, reserva fría.

Servicios de control de tensión:

- Energía reactiva;
- Control de tensión.

Servicios de recuperación del servicio:

- Arranque autónomo (Black Start).

4.2.1 Asignación de los Servicios Complementarios

Para la Regulación Primaria de Frecuencia, todas las centrales y/o unidades generadoras despachadas, deben poder prestar un servicio de Regulación Primaria de Frecuencia igual al 3% de su generación, la central y/o unidad generadora debe poder aumentar o disminuir su generación, aunque esté despachada a la máxima disponibilidad declarada o en su mínimo técnico. Se exceptúan de esta disposición las reducciones de generación cuando las centrales esté funcionando a su mínimo técnico. Asimismo, la CND determina si el servicio de RPF se está prestando efectivamente. Los Agentes incumplidores estarán sujetos penalizaciones en función del número de días de incumplimiento.

El RPF es obligatoria y no pagada para todas las centrales eléctricas, con un tiempo de respuesta de 0 a 10 segundos y debe mantenerse durante los 30 segundos siguientes, el estatismo de las centrales debe ser de 4-6%.

En cuanto a la regulación secundaria de frecuencia, todas las centrales están obligadas a participar comercialmente en la prestación de este servicio. Cada generador despachado está obligado comercialmente a suministrar potencia rotatoria. La proporción de potencia de rotación se denomina "holgura (H %)" y esta proporción será igual para todas las centrales y unidades despachadas. Así pues, todas las unidades generadoras compiten por prestar servicios AGC en función de sus precios de oferta y se asignan por orden de mérito, recibiendo un pago por hacerlo. El pago a cada generador se denomina Responsabilidad Comercial y es igual a la suma del AGC (ingresos) y la regulación (coste de todos los generadores que prestan AGC), siendo proporcional a la cantidad de electricidad generada por cada generador.

4.2.2 Remuneración de los SSCC.

La RPF no se remunera sin embargo se penaliza su incumplimiento.

La remuneración del servicio AGC consta de dos componentes, la energía y la disponibilidad, que se suman:

- En términos de energía, la remuneración del servicio es por unidad de energía (holgura) suministrada al precio de intercambio (es decir, el coste de oportunidad de vender en el mercado spot).
- En términos de disponibilidad: corresponde a la cantidad de energía ociosa (holgura) que

podría ofrecerse para abajo o arriba pero no se realizó.

Por último, el pago neto realizado por el Administrador del Sistema de Negociación (ASIC) al Agente será un equilibrio entre el pago por los servicios prestados y la responsabilidad comercial del Agente.

En cuanto a las reservas adicionales o de reposición, son similares a las de regulación terciaria de frecuencia (RTF), es decir, se utilizan para reconstituir las RSF, por lo que su asignación y pago se basa en criterios económicos como el orden de mérito. Salvo en caso de emergencia, estas reservas se basan en criterios de disponibilidad.

De acuerdo con información de XM no se tienen estadísticas en la operación del mercado hasta la fecha donde se hayan utilizado reservas adicionales o de reemplazo (GREG, PSR, 2018).

4.2.3 Pago de los SSCC.

Reserva secundaria es obligatoria mediante la Responsabilidad comercial de prestar el servicio, más que todo en el mercado de generadores hidráulicos por su tamaño, los costos que estos servicios ocasionan se pasan a la demanda mediante los contratos de los suministradores.

4.2.4 Problemas y desafíos

En cuanto a la RPF, existe muchos incumplimientos por parte de los agentes, y se incrementa aun mas en años donde se tiene el fenómeno “EL NIÑO” el cual en Colombia significa sequía, debido a los bajos caudales y altas temperaturas las cuales dificulta la refrigeración de las plantas.

Faltan ajustes regulatorios que incluyan otras tecnologías en la prestación del servicio, tales como los sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS) para proveer del servicio de RPF o RSF.

El servicio de RSF es fundamental para mantener la confiabilidad del sistema ante eventos

o fallas, si bien existe un mercado. Considerando que hay competencia entre las diversas tecnologías, a opinión de los expertos este servicio actualmente es monopólico para la generación hidro.

La inclusión de la asignación de AGC en el despacho económico busca optimizar el uso de recursos reduciendo costos. Sin embargo, las reglas del mercado pueden llevar a soluciones múltiples o problemas numéricos al valorar la generación y reserva con el mismo precio de oferta. Esto representa un desafío adicional para la coordinación operativa y la identificación de reservas adicionales operativas. No obstante, el proceso de optimización se realiza primero para las AGC y luego para el despacho económico en su conjunto (Proceso secuencial), por lo que una optimización conjunta o Co Optimización sería una solución a dicho problema.

En Colombia se ha propuesto modificaciones al mercado de RSF para buscar mayor competitividad y eficiencia: tales como:

- Permitir la entrada de nuevas tecnologías
- Realizar procesos de Co optimización buscando eficiencias
- Desligarlo de la oferta de energía
- Descentralizar el servicio por regiones (áreas operativas)

4.3 Experiencia en Brasil

En Brasil los SSCC están administrados por varios organismos, como el ONS que es el operador del sistema el CCEE el que administra el mercado mayorista (valorizaciones), ANEEL el regulador y fija los costos y tarifas de los SSCC, tal como se muestra en la siguiente figura.

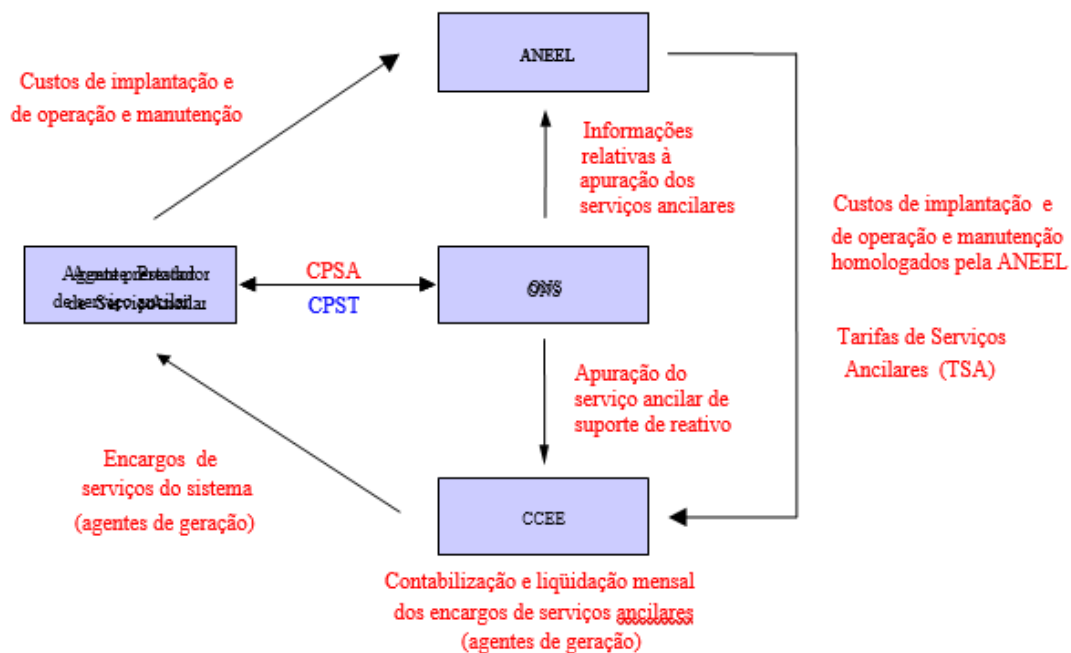


Figura 21. Proceso de administración de los servicios auxiliares.

Fuente: página web de la ONS

4.3.1 Asignación de los SSCC

La regulación primaria de frecuencia es asignada de manera obligatoria, y es provista por todas las unidades generadoras, los requerimientos del sistema son definidos por la ONS considerando para tal fin los procedimientos de Red (Grid Procedure) (Prada et al., 2002).

En cuanto a la regulación secundaria, el ONS señala la necesidad y la viabilidad técnica de acuerdo con el procedimiento de red. Para considerarlo en el despacho necesita la autorización del regulador (ANEEL) y se hace un contrato para la provisión de SSCC (CPSA) el cual será firmado por el ONS y el generador. Siempre que lo solicite el ONS un generador que participa en el AGC deberá prestar este servicio.

La necesidad de la RSF, se define mediante análisis técnico para definir el uso de plantas nuevas o ya en funcionamiento en el control secundario de frecuencia, para lo cual se deberán considerar los siguientes aspectos relativos a dichas plantas:

- Ubicación geoelectrica, ya que estas nuevas plantas no deben ubicarse en los extremos de sistemas radiales o en regiones con restricciones o cuellos de botella en el sistema de transmisión;
- Su desempeño en simulaciones dinámicas a largo plazo;
- Su distancia eléctrica con relación a otras unidades ubicadas en diferentes áreas

de control, que ya se encuentran brindando el servicio de control secundario de frecuencia;

- Bandas operativas restrictivas, que pueden limitar el monto de su asignación de reserva;
- La existencia de otras unidades que ya participan en el control secundario de frecuencia en las cercanías, para que no existan problemas derivados de la concentración de la reserva en la misma área eléctrica, tales como mayores fluctuaciones de potencia seguidas de fluctuaciones de voltaje;
- El costo de operación y el tipo de proceso térmico utilizado, en el caso de unidades térmicas, dependiendo de la influencia de estos factores en los tiempos de respuesta de generación.

4.3.2 Remuneración y pago de los SSCC

En el modelo de contrato CPSA se indica lo siguiente: Para la prestación de Servicios Ancilares de auto restablecimiento integral, sistema de protección especial – SEP y control secundario de frecuencia el generador tendrá derecho a recibir, desde el inicio de la disponibilidad de Servicios Ancilares de sus unidades generadoras, la remuneración correspondiente a los costos de operación y mantenimiento de sus equipos a través de Cargos por Servicios del Sistema – ESS, de acuerdo con la normativa vigente.

El estudio de ESS se realiza en octubre y se presenta al regulador para su aprobación y aplicación, para dicho fin se utilizan modelos energéticos.

4.4 Experiencia en Argentina

En Argentina desde el año 1992 en la RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 137/92, se modificaron los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Carga, y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista", para incluir la "Regulación Primaria de Frecuencia, Supervisión y Control de la Reserva Rotante", como Anexo 23 de los "Procedimientos de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A (CAMMESA)". Mas adelante en el año 1995 este mismo anexo se cambió la denominación como "Regulación de frecuencia", que norma la RPF y RSF entre otros.

4.4.1 Asignación de los SSCC

El “Organismo Encargado del Despacho” (OED) habilita los generadores para participar en la regulación de frecuencia, cumpliendo los requisitos para proveer RPF y RSF, el segundo deberá contar con capacidad para conectarse a un AGC o Control Conjunto Automático de Generación (CCAG), una vez habilitado estos deben de participar en el despacho a partir de la siguiente semana de manera obligatoria.

En el caso de la RPF, las maquinas habilitadas podrían proveer de hasta 5% en caso de térmicas y 10% en caso de hidráulicas. Las no habilitadas tienen 0%.

Cada generador del MEM se compromete a contribuir cada hora la reserva de RPF necesaria definido en el “requerimiento óptimo de regulación primaria” (ROR) para la zona de despacho en la que se encuentre.

Cada unidad debe cumplir este compromiso cada hora, bien aportando su propia reserva de regulación correspondiente a este requisito óptimo, o bien pagando por la reserva requerida que no aporte. Si la reserva de regulación de una unidad es inferior al requisito de RPF óptimo para su zona de despacho, deberá pagar por la parte que no aporta.

Si el “Porcentaje de Regulación Primaria Estacional” (RP%) es mayor que el “Porcentaje de Regulación Primaria Óptima” (ROR%), entonces el coste de la reserva de regulación adicional requerida será pagado por los Distribuidores y los Grandes Usuarios. Los Generadores que contribuyan de manera adicional a este requerimiento serán remunerados por los consumidores.

En el caso de la RSF, durante cada hora se asigna a un único generador, o a un grupo de generadores con CCAG habilitados. Los Distribuidores y Grandes Usuarios pagan por este servicio mediante el cargo de pago por potencia.

CAMMESA publica los Requerimientos de regulación de frecuencia y reservas, y el valor de su remuneración. La información actualizada se muestra en el siguiente cuadro.

Requerimientos de regulación de frecuencia y reservas

La regulación vigente en el MEM define servicios de reserva y su remuneración (ANEXO 36 y ANEXO 15 y Res SE 246/2002 de Los Procedimientos). Los niveles de reserva objetivo correspondientes a cada servicio se definen como un porcentaje en función de la generación y el valor de la remuneración es proporcional al PMSPOT del MEM.

Los servicios se asignan y remuneran en todas las horas del día; los Generadores que los tengan asignados reciben su remuneración en la medida que cumplan con la disponibilidad comprometida. El precio de los servicios es proporcional al PMSPOT.

El valor de PMSPOT actualmente se establece por Resolución de SE, en \$/MWh y se actualiza en forma periódica. El valor medio equivalente en los últimos años estuvo en el orden de 7 a 10 usd/MWh. La tabla PMSPOT del ANEXO muestra los valores históricos.

En particular y a los efectos de un posible análisis base se indican los valores correspondientes a los requerimientos físicos (% sobre la generación despachada) y precios referenciales (% respecto al PMSPOT):

RESERVA	TIPO	NEMO	VOLUMEN	PRECIO
			%/GENERACIÓN	%XPMSPOT
REGULANTE	ROTANTE	RPF	3%	100%
REGULANTE	ROTANTE	RSF	2,1%	50%
OPERATIVA	ROTANTE/PARADA	R5min	2,1%	20%
OPERATIVA	ROTANTE/PARADA	R10min	2,1%	15%

Cuadro 13. Requerimiento de regulación de frecuencia y remuneración 2024.

Fuente: página web de CAMMESA

Cabe comentar que en Argentina a diferencia de otros países como Perú, Chile o Colombia cuentan con regulación de frecuencia por zonas, pudiendo exportar o importar el servicio.

4.4.2 Remuneración de los SSCC

El precio de la RPF se define cada hora en el despacho, reflejando la relación entre la demanda y la oferta de RPF disponible en el área. Cuando hay un Déficit, aumenta el riesgo de cortes de energía y se considera que la máquina que margina aporta la reserva faltante. En caso contrario, sin déficit, el Precio de la Energía (PRPF) se calcula según el precio Spot en el área. Si hay déficit, el PRPF se determina como un promedio entre el precio Spot y el costo de la máquina que margina, ajustado por la cantidad de RPF asignada más un factor de impacto. Si este precio es menor que el precio Spot previsto, se considera solo el precio Spot.

El operador (OED) considera en el despacho la Regulación Primaria de frecuencia, con una optimización conjunta, los resultados del despacho diario, informa a los Generadores los porcentajes de regulación de frecuencia horarios que deben despachar en sus máquinas y el precio, discriminando además por el área de despacho que corresponde.

Con respecto al RSF, los generadores deben comunicar una oferta de precio para la RSF la primera semana de cada mes, expresada como porcentaje del precio spot de mercado. Si una central no ofrece u ofrece más que el precio máximo, se considerará que cumple el porcentaje máximo de RSF. El OED debe ordenar las centrales disponibles basándose en una lista de mérito (Costos Variables), empezando por las centrales hidroeléctricas,

ordenadas de menor a mayor porcentaje requerido, seguidas por un gradiente de cambio de potencia. Las centrales térmicas se clasifican después de las hidroeléctricas, ordenadas de mayor a menor en función de sus costes marginales de mercado. El coste marginal se calcula como media ponderada de los costes variables de producción, el combustible previsto y los coeficientes nodales asociados a la central.

En cuanto al despacho de RSF, en caso de déficit en el mercado por una interrupción programada, el Operador del Sistema Eléctrico (OED) no está obligado a despachar RSF. Sin embargo, en circunstancias normales, el Operador del Sistema Eléctrico debe asignar RSF a los distintos tipos de centrales eléctricas, dando prioridad a las centrales hidroeléctricas, seguidas de las agrupaciones de centrales eléctricas bajo Control Coordinado de Generación (CCAG). Si ninguna de estas opciones está disponible se asignan a las centrales térmicas.

Para cualquier hora el Precio de la Energía para Regulación Secundaria (PRS) está dado por un porcentaje (50%) del precio Spot de la energía en el Mercado que resulta en la operación diaria. En las horas en que la RSF se asigna a una central hidroeléctrica sin necesidad de recurrir a reducir su despacho, el porcentaje está dado por el requerido por dicha central para realizar la RSF. En todos los otros casos, el porcentaje está dado por el Porcentaje Máximo para Regulación Secundaria.

Con el despacho Co-optimizado de RSF el OED define las centrales que proveerán el servicio y la reserva.

Por consiguiente, el OED con los resultados del despacho diario, notificará a los generadores la asignación de las centrales responsable por tres o más horas, y asimismo las reservas asignadas y el porcentaje de precio de mercado utilizado para calcular el precio de la RSF.

4.4.3 Pago de los SSCC.

Dado a que los pagos son por potencia, la potencia que resulte como RPF o RSF se pagará con un monto similar al obtenido al valorizar la potencia al precio correspondiente del servicio que están aportando.

Por otro lado, los Grandes Usuarios que participan en el rechazo de carga no pagarán el cargo correspondiente a las reservas que aportan y tampoco reciben un pago por estos

servicios

Al cierre de cada mes, el OED calculará la compensación por la reserva operativa de cada central térmica e hidroeléctrica, sumando la remuneración correspondiente a cada hora. El OED establecerá el total de los servicios de reserva operativa agregando la compensación de todas las centrales térmicas e hidroeléctricas del MEM.

La demanda pagará el costo de esta reserva a través del Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

País	RPF	RSF	RTF	Regulación Tensión	Black-start
Argentina	Obligatorio Pagado / Mercado	Obligatorio Pagado / Mercado			Establecido
Brasil	Obligatorio no pagado	Obligatorio pagado		Soporte reactivo con Generadores y Compensadores síncronos	Establecido
Perú	Obligatorio no pagado.	Obligatorio Pagado.		Obligatorio Pagado	Establecido
Chile	Subasta y obligatorio en sub frecuencia / Pagado	Subasta / Pagado	Subasta / Pagado	Obligatorio Pagado	Establecido
Colombia	Obligatorio No pagado	Ofertan precios compiten en el mercado de AGC.		Obligatorio No Pagado	Establecido
Ecuador	Obligatorio No pagado	Obligatorio No pagado		Obligatorio No pagado	
USA	Obligatorio	Mercado	Mercado de energía		Establecido
Alemania	Subasta Pública	Subasta Pública	Reserva minutos		
España	Obligatoria no pagada	Subasta Pública	Reserva establecida	control de voltaje mínimo requerido y bajo disposición opcional más allá del mínimo requerido	Establecido sin remuneración.

Cuadro 14. Resumen de SSCC y características en países del mundo.

Fuente: elaboración propia.

CAPÍTULO V - PROPUESTA REGULATORIA PARA IMPLEMENTAR UN MERCADO DE LOS SERVICIOS DE BALANCE

5.1 Consideraciones básicas ante la reforma de las normas de Regulación de Frecuencia.

Dentro de las consideraciones básicas a tomar se encuentran:

5.1.1 El tipo y organización del mercado de electricidad peruano.

El mercado eléctrico peruano tiene un sistema mixto, que incluye mercado regulado y mercado libre, **la estructura** está diseñada para garantizar la eficiencia, la competitividad y el suministro seguro de electricidad a los consumidores y esta compuesta por los siguientes actores:

Generación

- **Generadores:** Son las empresas encargadas de producir electricidad. Pueden ser de capital privado o estatal. Utilizan diversas fuentes de energía, como hidroeléctrica, térmica, eólica y solar.
- **Parque de Generación:** Se compone de centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, solares y eólicas. La mayor parte de la energía generada proviene de fuentes hidroeléctricas, aunque se ha incrementado la participación de energías renovables no convencionales.
- **Competencia:** Los generadores compiten entre sí para vender electricidad a través de contratos bilaterales o en el mercado mayorista.

Transmisión

- **Empresas de Transmisión:** Se encargan de transportar la electricidad desde las plantas generadoras hasta los puntos de distribución o los grandes consumidores. Las líneas de transmisión son gestionadas por concesionarios privados bajo la supervisión del Estado.
- **Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN):** Es el principal sistema de

transmisión que conecta la mayoría de las centrales de generación con los centros de consumo en todo el país.

- **Regulación:** Las tarifas de transmisión están reguladas por el Estado para asegurar el acceso equitativo a la red.

Distribución

- **Distribuidoras:** Son empresas que compran electricidad a los generadores y la venden a los consumidores finales. Estas empresas operan bajo concesiones en áreas geográficas específicas.
- **Mercado Regulado vs. Mercado Libre:**
 - Mercado Regulado: Los consumidores con una demanda menor a 200 kW están obligados a comprar electricidad a las tarifas reguladas, fijadas por el Estado.
 - Mercado Libre: Los consumidores con una demanda mayor a 200 kW pueden negociar directamente con los generadores y elegir su proveedor de electricidad a precios no regulados.
- **Regulación Tarifaria:** Las tarifas para los consumidores del mercado regulado son determinadas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), basadas en los costos de distribución y transmisión.

En cuanto al mercado mayorista de electricidad segmento donde se compran y venden grandes volúmenes de electricidad entre generadores y grandes consumidores, o distribuidores, y funciona de la siguiente manera:

Participantes en el Mercado Mayorista

- **Generadores:** Empresas que producen electricidad a partir de diversas fuentes de energía, como hidroeléctrica, térmica, solar, y eólica. Venden la electricidad que generan en el mercado mayorista.
- **Distribuidores:** Empresas que compran electricidad del mercado mayorista y la venden a los consumidores finales. También pueden participar grandes

consumidores que compran directamente de los generadores.

- **Grandes Consumidores:** Empresas con alta demanda eléctrica que pueden comprar electricidad directamente en el mercado mayorista, fuera del mercado regulado.

Estructura del Mercado Mayorista

- **Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN):** Es la principal plataforma para la compra y venta de electricidad en el mercado mayorista. Conecta las plantas de generación con los centros de consumo a través de redes de transmisión.
- **Contratos Bilaterales:** Los acuerdos directos entre generadores y compradores que establecen precios y condiciones para el suministro de electricidad. Estos contratos pueden ser a largo plazo o a corto plazo, dependiendo de las necesidades y acuerdos entre las partes.
- **Mercado Spot:** Es el segmento donde se comercializa la electricidad a precios de mercado para necesidades inmediatas, complementando los contratos bilaterales. Los precios en el mercado spot pueden variar según la oferta y la demanda en el corto plazo.

Determinación de Precios

- **Precios de Generación:** En el mercado mayorista, los precios de la electricidad se establecen en función de la oferta y la demanda. Los generadores presentan sus ofertas de precios y cantidades, y los compradores (distribuidores y grandes consumidores) hacen sus ofertas de compra.
- **Mecanismo de Despacho:** El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) coordina el despacho de generación, determinando qué plantas se deben operar para satisfacer la demanda de electricidad de la manera más económica posible. Esto se hace mediante un proceso de programación que optimiza los costos y la utilización de los recursos disponibles.

Regulación y Supervisión

- **Osinerghmin:** El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería regula y supervisa el mercado mayorista, asegurando que las operaciones sean justas y que se cumplan las normativas establecidas.
- **COES:** El Comité de Operación Económica del Sistema se encarga de la operación y el despacho del sistema eléctrico nacional, asegurando que la electricidad se produzca y distribuya de manera eficiente y confiable.

Transparencia y Información

- **Reportes y Datos:** Se publican informes y datos sobre la oferta y demanda de electricidad, los precios de mercado y las operaciones del sistema. Esto asegura transparencia y permite a los participantes tomar decisiones informadas.

Riesgos y Gestión

- **Gestión de Riesgos:** El mercado mayorista debe gestionar riesgos asociados con la variabilidad en la oferta de generación, los cambios en la demanda, y otros factores que puedan afectar la estabilidad del suministro eléctrico.

En resumen, el mercado mayorista está estructurado para maximizar la eficiencia y la competitividad mientras garantiza un suministro confiable. La regulación y supervisión por parte de entidades como Osinerghmin y COES aseguran la transparencia y el buen funcionamiento del mercado.

Por otro lado, se cuenta con el soporte normativo del Ministerio de Energía y Minas (MINEM), el cual es el encargado de promulgar y velar por el cumplimiento de las normas legales que manejan el mercado de electricidad, la planificación energética, promoción de las inversiones, y promover la seguridad energética.

5.1.2 Como se Asigna, Remunera y Paga los SSCC

La regulación primaria de frecuencia (RPF), en cuanto a la asignación y programación aseguran que el sistema eléctrico mantenga su estabilidad frente a perturbaciones, utilizando eficientemente la capacidad de respuesta rápida de las unidades generadoras. Esta asignación sigue un procedimiento detallado para que las unidades contribuyan adecuadamente.

- **Estudios Previos:** La magnitud de la reserva requerida para la RPF se determina a través de estudios que consideran las posibles fallas en los generadores y la red de transmisión. Estos estudios son actualizados periódicamente por el COES para reflejar las condiciones actuales del sistema.
- **Declaración de Grupos:** Los titulares de las centrales eléctricas que tienen la obligación de prestar el servicio de RPF deben declarar al COES los grupos que estarán brindando el servicio y, en caso aplique, si desean que sus unidades sean evaluadas como una sola central.
- **Tiempo de Aporte (TA):** Se define un Tiempo de Aporte (TA) que es el plazo en el cual la potencia asignada para la RPF debe comenzar a ser entregada después de una perturbación que cause un déficit de generación. Este tiempo es crucial para la efectividad de la RPF y es determinado por estudios técnicos del COES.
- **Programación en el Despacho Económico:** La reserva asignada a cada grupo de generación se integra en la programación del despacho económico del SEIN. Esto significa que, durante la operación del sistema, se garantiza que las unidades generadoras dispongan de la capacidad necesaria para activar la RPF cuando sea necesario.
- **Delegación del Servicio:** En ciertos casos, una central o grupo puede delegar el servicio de RPF a otra unidad generadora si no puede cumplir con los requisitos técnicos, siempre que se justifique adecuadamente y se notifique al COES con la debida antelación.

En cuanto a la remuneración y pago de la RPF, se asegura que los generadores que brindan el servicio de RPF sean compensados de manera justa y que los costos sean distribuidos equitativamente entre los participantes del mercado, promoviendo la estabilidad del sistema eléctrico, considerando los siguientes conceptos:

Remuneración:

- **Cálculo de la Fracción de Pago Mensual (fpgm):** La fracción de pago mensual para cada generador que tiene la obligación de brindar el servicio de RPF se

determina utilizando una fórmula que incluye la energía prevista a producir por las centrales de cada participante generador. Esta fracción se utiliza para distribuir los pagos diarios correspondientes a los servicios complementarios, entre los que se incluye la RPF.

- **Montos por Servicios Complementarios:** El monto mensual por servicios complementarios para un participante incluye la parte correspondiente a la RPF. Este monto se calcula aplicando la fracción de pago mensual al costo total mensual de los servicios complementarios.

Pago:

- **Pagos Diarios:** Los pagos diarios se determinan aplicando la fracción de pago mensual al monto total mensual. Esto asegura que los generadores reciban pagos diarios según su contribución al servicio de RPF, proporcional a su participación en la generación de energía.
- **Distribución de Ingresos:** Los ingresos obtenidos de los cargos por incumplimientos (si un grupo no cumple con su obligación de RPF) se distribuyen entre los generadores que han cumplido con el servicio. Este sistema de incentivos busca garantizar la fiabilidad del servicio.

En cuanto a la Regulación Secundaria de frecuencia (RSF), su asignación garantiza que la demanda de RSF del sistema eléctrico se cubra de manera eficiente y con la flexibilidad necesaria para adaptarse a las condiciones operativas diarias. Este objetivo se logra a través de dos mecanismos principales la Provisión Base y el Mercado de Ajuste y estos a su vez se integran en el despacho económico de la operación.

Provisión Base:

- **Convocatoria y Subasta:** El COES evalúa la necesidad de adjudicar una cantidad de RSF mediante la Provisión Base, convocando un proceso de subasta semestral. Las unidades generadoras (URS) calificadas presentan sus ofertas indicando las cantidades de reserva a subir y bajar, así como sus precios.
- **Asignación:** Las ofertas recibidas se ordenan de menor a mayor precio y se adjudican hasta cubrir la magnitud total de RSF requerida. Existe un margen de

desviación de hasta el 10% para asegurar que se alcance la cantidad necesaria de RSF. Si la oferta más adecuada excede la cantidad requerida, solo se asigna la parte necesaria.

Mercado de Ajuste:

- **Asignación Diaria:** Este mercado complementa la Provisión Base y opera con un horizonte diario. Si la reserva comprometida en la Provisión Base no cubre toda la demanda de RSF, el COES utiliza el Mercado de Ajuste para completar la reserva faltante. En caso de insuficiencia de ofertas, el COES puede disminuir la magnitud de la RSF requerida.

Programación:

- **Integración en el Despacho:** Las reservas asignadas en la Provisión Base se integran en la programación del despacho económico del SEIN. Esto significa que se garantiza la disponibilidad de las reservas comprometidas, incluso si no son utilizadas operativamente durante un día específico.
- **Liquidación Económica:** Las reservas comprometidas, ya sea a través de la Provisión Base o del Mercado de Ajuste, se liquidan económicamente. Esto asegura que las unidades generadoras reciban compensaciones adecuadas por mantener la RSF disponible.

En cuanto a la remuneración y pago de la RSF se garantiza que los generadores que contribuyen al balanceo de la frecuencia del sistema reciban una remuneración acorde a su participación, incentivando así la estabilidad y eficiencia en la operación del sistema eléctrico, considerando las siguientes etapas:

Cálculo de los Pagos por RSF:

- **Asignación de Reserva:** Las unidades de generación comprometidas a brindar RSF reciben una asignación económica por mantener disponible una reserva de energía para este servicio.
- **Costo de Oportunidad:** Se considera el costo de oportunidad, que es la

diferencia en el beneficio neto que la unidad generadora podría obtener si no estuviera brindando RSF, comparado con otras posibles operaciones.

- **Compensación por Costos Adicionales:** Las unidades que incurren en costos adicionales al prestar RSF (por ejemplo, debido a la operación en un régimen menos eficiente) reciben una compensación por estos costos.

Liquidación Mensual:

- **Informe de Liquidación:** Al final de cada mes, el COES elabora un informe de liquidación donde se detalla la compensación que cada participante recibirá por la provisión de RSF.
- **Sanciones por Incumplimiento:** Si una unidad generadora no cumple con su obligación de reserva de RSF, se le imponen penalidades que se deducen de su liquidación. Estas penalidades buscan asegurar el cumplimiento de los compromisos de reserva.

Distribución de Pagos:

- **Compensación Final:** El pago total a cada generador se calcula sumando las compensaciones por la reserva asignada, el costo de oportunidad, y los costos operativos adicionales, menos cualquier penalidad por incumplimiento.
- **Pago:** El COES realiza los pagos correspondientes a los participantes del mercado que han proporcionado RSF, basándose en los cálculos realizados durante la liquidación mensual.

Proceso de Verificación:

- **Monitoreo del Servicio:** Durante el período de provisión de RSF, el COES monitoriza que las unidades de generación cumplan con los requerimientos técnicos y operativos establecidos. Esto asegura que la compensación sea justa y basada en el servicio efectivamente prestado.

5.1.3 Como afectará la energía renovable en la provisión de los SSCC

Como se vio en capítulos anteriores la mayor inserción de energía renovables introducirá desafíos significativos en la provisión de servicios complementarios como la regulación de frecuencia. Sin embargo, también impulsará la adopción de tecnologías avanzadas como almacenamiento de energía, redes inteligentes, y soluciones de respuesta a la demanda.

La adaptación adecuada de las políticas, los mecanismos de mercado y las infraestructuras será crucial para mantener la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico en un entorno con una alta proporción de energía renovable.

Algunos aspectos en los que podrá afectar directamente son:

Variabilidad y Desafíos en la Regulación de Frecuencia

- **Intermitencia:** Las fuentes de energía renovable como la solar y la eólica son intermitentes, es decir, su producción puede variar considerablemente debido a factores meteorológicos. Esta variabilidad puede dificultar el mantenimiento de la frecuencia de la red eléctrica dentro de los límites deseados, ya que la oferta puede cambiar rápidamente.
- **Necesidad de Respuesta Rápida:** Para contrarrestar la variabilidad de las renovables, se requerirá una mayor capacidad de respuesta rápida en la generación y en los servicios de regulación de frecuencia. Esto puede implicar el uso de plantas de respaldo, almacenamiento de energía, o sistemas de respuesta rápida.

Rol de la Generación Convencional

- **Balance de Carga:** Las plantas de generación convencionales, como las térmicas y hidroeléctricas, desempeñarán un papel crucial en el balance de carga y la regulación de frecuencia. Estas plantas suelen tener la capacidad de ajustar rápidamente su producción para compensar la variabilidad de las renovables.
- **Flexibilidad Operativa:** La necesidad de mantener la estabilidad del sistema puede exigir que las plantas convencionales operen de manera más flexible, lo

que podría aumentar sus costos operativos.

Integración de Tecnologías de Almacenamiento

- **Almacenamiento de Energía:** La mayor penetración de energía renovable puede impulsar el desarrollo y la implementación de tecnologías de almacenamiento de energía, como baterías y sistemas de almacenamiento por bombeo. Estos sistemas pueden almacenar energía cuando la producción de renovables es alta y liberarla cuando la producción es baja, ayudando a estabilizar la frecuencia.
- **Servicios Complementarios:** Las tecnologías de almacenamiento pueden proporcionar servicios complementarios importantes, como la regulación de frecuencia y la reserva de capacidad, contribuyendo a la estabilidad del sistema.

Desarrollo de Redes Inteligentes y Flexibilidad

- **Redes Inteligentes (Smart Grids):** La implementación de redes inteligentes puede mejorar la capacidad para gestionar la variabilidad de las energías renovables. Estas redes pueden integrar mejor los recursos distribuidos, optimizar el flujo de energía, y responder rápidamente a cambios en la oferta y demanda.
- **Demand Response:** Los programas de respuesta a la demanda permiten ajustar el consumo de electricidad en función de la oferta disponible, lo que puede ayudar a equilibrar la carga y apoyar la regulación de frecuencia.

Impacto en los Mercados de Servicios Complementarios

- **Modificación de los Mecanismos de Mercado:** La mayor penetración de energías renovables puede requerir la adaptación de los mecanismos de mercado para servicios complementarios. Esto incluye la valoración adecuada de la capacidad de respuesta rápida y la incorporación de nuevas tecnologías y recursos de almacenamiento.
- **Precios y Tarifas:** La oferta y demanda de servicios complementarios pueden cambiar, afectando los precios y tarifas asociados con la regulación de frecuencia. Los mercados pueden necesitar ajustes para reflejar los costos adicionales

asociados con la integración de renovables.

Políticas y Regulaciones

- **Actualización de Normativas:** Las políticas y regulaciones pueden necesitar ser actualizadas para abordar los nuevos desafíos que presenta una mayor penetración de energías renovables. Esto incluye la revisión de estándares de operación, incentivos para la flexibilidad, y mecanismos de compensación para los servicios complementarios.

5.1.4 Que política de competencia se tiene implementado en relación a la RSF

En Perú, el mercado de servicios complementarios del sector eléctrico está diseñado para garantizar la estabilidad y eficiencia del suministro eléctrico, abarcando servicios cruciales como la regulación de frecuencia y las reservas de capacidad. La regulación y supervisión de este mercado están a cargo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) y del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

El COES es responsable de coordinar la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y supervisar la prestación de servicios complementarios. Los servicios como la regulación secundaria de frecuencia se adjudican mediante subastas y contratos, donde los generadores y proveedores presentan ofertas. El COES selecciona las ofertas más competitivas basadas en costos y disponibilidad, asegurando así que se mantenga la eficiencia del mercado. En cuanto a la regulación primaria de frecuencia es por imposición a todas las plantas de generación a excepción de las renovables.

Las tarifas para estos servicios son reguladas por Osinergmin para reflejar los costos reales de prestación y asegurar que sean justas y competitivas. El acceso al mercado está diseñado para ser equitativo, permitiendo la participación de diversos proveedores y fomentando la competencia. Las políticas aseguran que los participantes, incluidos los nuevos entrantes, puedan acceder al mercado bajo condiciones transparentes.

Para incentivar la eficiencia, los mecanismos de remuneración basados en el rendimiento recompensan a los proveedores que cumplen con los requisitos y ofrecen un rendimiento superior. La incorporación de nuevas tecnologías también es promovida para mejorar la provisión de servicios complementarios.

El COES realiza un monitoreo continuo para garantizar la estabilidad del sistema y publica informes para mantener la transparencia. Las políticas y normativas se revisan y actualizan periódicamente para adaptarse a los cambios en el mercado y en la tecnología, asegurando una competencia efectiva y la estabilidad del suministro eléctrico.

Aun así, se tienen retos importantes en cuanto a: la menor diversidad de tecnologías para proveer los servicios complementarios y además mayor cantidad de participantes, la implementación de nuevas tecnologías aun es incipiente y tomara un tiempo en adoptarse. En cuanto a la transparencia se debería tener mayor acceso público a información sobre precios, desempeño del mercado y regulaciones y mejores prácticas de monitoreo y auditorias más rigurosas.

5.2 Análisis de la experiencia en Chile, Brasil, Colombia y Argentina

De la revisión de experiencias en los países, se ha podido constatar que en casi todos se considera la Regulación Primaria de Frecuencia como una obligación de todos los generadores que se conectan al sistema, y en varios de ellos no es remunerado sino mas bien compensados en sus sobre costos por regular frecuencia en porcentajes variados y por tipo de tecnología, salvo el caso chileno en el cual se está implementando un mercado de RPF con algo de éxito. En tanto en la Regulación Secundaria de Frecuencia es diverso, dado que algunos países como Argentina es de carácter obligatorio comercialmente hablando, para lo cual son habilitados y en Brasil incluso se firman contratos para la provisión de RSF. En todos los esquemas es el operador quien designa cuanto y cuando de RPF y RSF mediante una optimización secuencial o conjunta. Los mercados de Colombia y Brasil son de Dia previo o por oferta de precios, mientras que el chileno es parecido al nuestro mediante costos auditados. Estos esquemas de mercado tienen una fuerte influencia en como se asigna, remunera y pagan los servicios complementarios. En todos los esquemas es la demanda quien paga por el servicio de Regulación de Frecuencia, ya sea de manera directa o a través de los generadores que son los que incluyen esos costos en sus contratos de largo plazo o en sus transacciones hora a hora. En el caso chileno y brasileño además se pueden incluir costos de implementación de infraestructura para la Regulación de Frecuencia a los usuarios finales todo mediante licitaciones. En el caso de las nuevas tecnologías como sistema de almacenamiento (BESS) hay algunos mercados como el caso colombiano que aun no permiten su utilización para RPF. Finalmente, hay algunos mercados como el caso chileno y brasileño que se cuenta con el servicio de Regulación Terciaria de Frecuencia, también mediante subastas

de corto plazo, y en cuanto a la Respuesta Inercial únicamente en Brasil y Chile no obstante en este último, el operador no recomienda considerarlo, debido a la cantidad de inercia que aun cuenta el sistema, a pesar de la alta penetración de renovables que existe.

5.3 Propuesta de Mercado de Servicios de Balance

Los mercados eléctricos se clasifican en dos tipos según como se paga ya sea mediante subastas competitivas (día previo) o recuperación basada en costos, en el Perú es el segundo, esta información es importante y es utilizada colectivamente por la industria en general para comprender los desafíos y oportunidades que enfrentan las tecnologías emergentes y cómo está combinando cambiante de suministro de recursos puede afectar la evolución de las características de los servicios complementarios.

En ese sentido, diferentes productos podrían ser compensados a través de un mecanismo de mercado o pagar una tasa específica para recuperar los costos incurridos al proporcionar el producto.

Los diseños de mercado para los servicios auxiliares son complejos y los precios están fuertemente influenciados por el costo de oportunidad perdido para proporcionar energía. Comprender y difundir cómo funcionan los mercados de estos servicios será importante para que los futuros proveedores de estos servicios garanticen la prestación económica.

5.3.1 Lineamientos para la implementación de un mercado de servicios de balance.

A continuación, se detallan los **lineamientos** importantes a considerar en la implementación de los mercados competitivos de servicios de balance.

Parámetros de la oferta. - La oferta de servicios balance deberán incluir sus costos para brindar el servicio, tales como costos de desgaste, o pérdidas de eficiencia, algunos ISO no permiten declarar costo cero. A pesar, como fue en el caso de Kallpa en el Arbitraje del CIADI, que los costos estarían dentro de los pagos que proporciona el sistema al ser despachados. El único costo que no se puede considerar directamente es el costo de oportunidad el cual debería ser manejado por un modelo co optimizado. Además de los costos de la oferta los agentes proporcionan información de capacidad disponible asociado a cada servicio que provee.

Sistema de liquidaciones. - Junto con las reglas para la provisión de los servicios

complementarios se debe incluir la manera como se debe pagar, en el caso peruano se realiza en las valorizaciones de las transferencias en los pagos por los servicios complementarios.

Co-optimización de la energía y los servicios de balance. - Los servicios de balance en su etapa inicial, tal como es el caso peruano, se optimiza de manera “secuencial”, es decir primero se resuelve el problema de despacho de mínimo costo y luego se selecciona los recursos de menor costo que quedaron con capacidades disponibles para atender la RF, esto es una primera aproximación. Con el tiempo en todas las ISO se implementaron la optimización conjunta del despacho y provisión de los servicios de balance, esta mejora evita los problemas al momento de evaluar los costos de oportunidad, además provee de soluciones más económicas.

Por ejemplo, si se tiene el siguiente sistema:

Características de los generadores para el ejemplo de cooptimización.

	Costo de energía o oferta	Capacidad	Costo de reserva
Gen1	10\$/MWh	100 MW	1\$/MWh
Gen2	20\$/MWh	100 megavatios	5\$/MWh
Gen3	25\$/MWh	150 megavatios	15\$/MWh

Y se requiere reservar:

	Carga	Reservar
Datos por ejemplo	250 megavatios	50 megavatios

Se tiene las siguientes dos soluciones secuencial y co optimizado.

Secuencial:

	Energía Cronograma	Costo de energía o oferta	Reservar Cronograma	Reservar Costo	Conjunto Costo
Gen1	100 megavatios	\$1,000	0 megavatios	\$0	\$1,000
Gen2	100 megavatios	\$2,000	0 megavatios	\$0	\$2,000
Gen3	50 megavatios	\$1,250	50 megavatios	\$750	\$2,000
Total	250 megavatios	\$4,250	50 megavatios	\$750	\$5,000

Co optimizado:

	Energía Cronograma	Costo de energía o oferta	Reservar Cronograma	Reservar Costo	Conjunto Costo
Gen1	100 megavattios	\$1000	0 megavattios	\$0	\$1,000
Gen2	50 megavattios	\$1000	50 megavattios	\$250	\$1,250
Gen3	100 megavattios	\$2500	0 megavattios	\$0	\$2,500
Total	250 megavattios	\$4500	50 megavattios	\$250	\$4,750

En el primer caso se despacha y luego se busca la RF con lo que queda, en el segundo se incluye todo el parque generador y se reserva de tal forma que el costo se minimice.

Costos de oportunidad perdidos. - El precio de equilibrio para los servicios complementarios, de los mercados competitivos se basa en el costo marginal de la oferta para proveer un MW adicional. Cuando se co-optimiza el precio del servicio auxiliar de puede fijar como el costo de oportunidad perdidos al dar marcha atrás a una unidad (la diferencia de costos de la unidad que cubriría el MW adicional y el que esta marginando). De otra manera los generadores no tendrían el incentivo a proveer de RF dado que no estaría ganando lo mismo que al entregar toda su potencia.

Ejemplo:

	Energy Cost or Bid	Capacity	Ramp Rate
Gen1	10 \$/MWh	100 MW	1 MW/min
Gen2	20 \$/MWh	100 MW	5 MW/min
Gen3	25 \$/MWh	150 MW	8 MW/min

	Load	Reserve
Data for Example	250 MW	50 MW, 5-min response time required

	Energy Schedule	Reserve
Gen1	100 MW	0 MW
Gen2	90 MW	10 MW
Gen3	60 MW	40 MW
Total	250 MW	50 MW

Para satisfacer la carga y la reserva, se tendría la siguiente configuración: Gen1 = 100 , Gen2 = 100 y Gen3 = 50 (Gen3 no puede atender la velocidad de rampa), si tuviéramos que atender 251 MW, 1 MW adicional, el costo marginal del sistema

sería de 25 \$/MWh (Gen3), con lo cual los ingresos de Gen2 serían $(100 \cdot 25 - 100 \cdot 20 = 500)$, no obstante Gen2 no quisiera aportar 10 MW de reserva a pesar de que se requieren porque solo obtendría $(90 \cdot 25 - 90 \cdot 20 = 450)$, por lo cual Gen2 tiene un costo de oportunidad perdido de 50, por ello es que la optimización obtendrá como costo de la reserva el adicional de 5\$/MWh. Con lo cual ya es indiferente a despachar o disminuir para la RF.

- **Jerarquía de precios y sustitución de productos.** - Hay un aspecto importante que los operadores han encontrado en el tiempo y es la diferenciación en calidad de RF, dado que son más valiosas las unidades que están sincronizadas aun así puedan proveer por cortos periodos de tiempo, en relación a los que no están en línea. Algunas ISO piden dentro de la especificación, la velocidad de repuesta para así darles una jerarquía, esto también se verá representado en la oferta de precios.



Figura 22. Ejemplo de jerarquía.

- **Precios de escasez.** - Estos precios también podrán ser modelados en la optimización, y deberá ser una señal de inversión, en el sistema. Estos también podrán tener niveles de acuerdo a como este modelado el mercado.

- **Mitigación del poder de mercado.** - En la definición convencional de mercado perfectamente competitivo, los compradores y vendedores individuales no pueden influir en los precios del mercado a través de su comportamiento. Los mercados de energía eléctrica no son perfectamente competitivos, sino que suelen tener cierta medida de poder de compra o venta, que puede variar según la ubicación, el producto y la hora del día. El poder de mercado de los proveedores del mercado se refiere a la capacidad de afectar los

precios del mercado cambiando las cantidades o los precios de oferta de un servicio de mercado; normalmente esto resulta en precios más altos. Cuando los compradores tienen poder de mercado, normalmente intentan bajar los precios de mercado. Para aproximarse mejor al comportamiento competitivo y lograr resultados económicamente más eficientes, los reguladores han establecido una serie de reglas de monitoreo y mitigación del poder de mercado, que afectan a la mayoría de los productos del mercado y los modos de participación en el mercado.

Los mercados de servicios complementarios realizan transacciones en pequeñas cantidades y a menudo, aunque no siempre, tienen suficientes proveedores potenciales. Sin embargo, la mayoría de las ISO incluyen reglas de mitigación de ofertas en los mercados de servicios complementarios. Si bien existen procedimientos de mitigación para los mercados de servicios auxiliares, normalmente no son tan estrictos como lo son en la mayoría de los mercados de energía. Esto se debe principalmente al hecho de que las reservas no están tan localizadas como la energía. Debido a que los mercados energéticos utilizan precios nodales.

Para atender este posible poder de mercado los estudios (consultorías) antes indicadas propusieron la creación de un nuevo organismo Monitor del Mercado Independiente (IMM) el cual debería poder evaluar si existe o no poder de mercado en cada servicio complementario implementado. Entre las pruebas más usadas están las pruebas de impacto de retenciones físicas y económicas y prueba de los tres proveedores fundamentales en el mercado de servicios.

5.3.2 Propuesta de implementación de Mercado de Servicios Complementarios

Tal como se anticipó, las mejoras al mercado de servicios complementarios se deben de realizar de manera gradual, tratando en lo posible de obtener el consenso entre los agentes del sistema, considerando además las experiencias en los mercados de servicios complementarios de países vecinos, recogiendo sus casos de éxito y observando sus problemas. Es en ese sentido que el presente trabajo de investigación propone las siguientes modificaciones y aportes a los servicios complementarios en Perú.

Mercado de RPF.

Actualmente no existe mercado para el servicio de RPF, sin embargo, considerando la mayor inserción de energías renovables intermitentes, se hace necesario adoptar algún

mecanismo de mercado que supere la actual obligación que tienen los agentes que no son renovables en el SEIN, esta obligación como se revisó anteriormente puede casuar costos de oportunidad perdidos. Y por otro lado siendo que técnicamente es posible que las energías renovables puedan aportar y de manera eficiente en la provisión de la RPF, se debe promover su participación, esta participación obligará al sistema a incorporar el mercado de la RPF.

El cual en inicio podría ser de subastas diarias, considerando la co optimización y la consideración de costos de oportunidad perdidos para su valorización, de esta manera será voluntario y no obligatorio, la provisión de este servicio y su pago sería obtenido tal como se paga la energía.

En este tipo de mercados dada su complejidad, muchas veces no tienen mucha acogida, por esa razón se debe implementar además la Instrucción directa, mediante la cual el Coordinador identificará a los agentes que por sus características y la jerarquía puedan proveer el servicio. Se considera que los costos de oportunidad perdidos ya han sido resueltos y es indiferente a estas centrales aportar por energía o por reserva.

Mercado de RSF

En el Mercado de RSF si bien ya se encuentra establecido, hace falta incluir el servicio balance la Reserva de Rampa, como un aspecto adicional a lo que actualmente cuenta la RSF, esto motivado por la creciente inserción de centrales solares que más adelante ocasionaran problemas como la curva del Pato.

Este servicio sería contratado y pagado de la misma manera como se hace actualmente con la RSF. Añadiendo para su estimación la variación de las rampas antes de la punta.

PERIODO	Desviación estándar por errores en el pronóstico				Rampas (MW)	
	Demanda (MW)		Generación RER (MW)		$\sigma_{+}(\text{Rampa})$	$\sigma_{-}(\text{Rampa})$
	$\sigma_{+} (d)$	$\sigma_{-} (d)$	$\sigma_{+} (RER)$	$\sigma_{-} (RER)$		
2024	74,94	69,68	55,04	44,59		

Cuadro 15. Determinación de las desviaciones propuesto.

En cuanto a la posibilidad de abuso de poder de mercado se propone la creación del IMM, el cual debería, cada semestre presentar con evidencias si existe la posibilidad de la existencia de poder de mercado en cada subasta que se realice.

Despacho Co-optimizado

El uso del despacho co optimizado, energía y servicios complementarios es un avance en cuanto a modelos que deberían implementar el coordinador, de tal manera que se pueda tener realmente el costo operativo del sistema considerando los servicios complementarios. Este despacho Co Optimizado podría considerar más adelante características de jerarquía para tener una mejor aproximación a la realidad.

En la actualidad, todas las ISO avanzaron hacia alguna variante de co optimización de la energía y los servicios auxiliares (Caso de Chile y USA), lo que significa que las ISO seleccionan conjuntamente el conjunto de energía y servicios auxiliares de menor costo. En comparación con la adquisición secuencial, esto conduce a un menor costo total de licitación y programación.

IMM

Según (Deloitte; Black & Veatch, 2020) se recomienda que el SEIN la creación de un organismo Monitor Independiente del Mercado (IMM) responsable de supervisar el desempeño de todos los aspectos del mercado, incluidos los precios y la competencia. Además, el IMM haría recomendaciones para mejorar la eficiencia, la transparencia y la fiabilidad del mercado

Por ejemplo, en el ISO PJM, el IMM participa en el diseño del mercado, evalúa las reglas del mercado existentes y las propuestas, también puede proponer cambios en el diseño de los mercados y las reglas del mercado mediante procedimientos y regulaciones.

El IMM debe ser un organismo completamente independiente compuesto por expertos en mercado y técnicos que pueden supervisar y evaluar las condiciones del sistema y proponer posibles mejoras para hacerlo más eficiente y fiable, proporciona una segunda capa de transparencia y normalmente puede realizar mejores estudios que impactarán en las decisiones de diseño del mercado a largo plazo.

En el Perú el COES es en cierta medida un operador independiente no obstante en algún momento podría decantarse por los agentes que lo conforman, dado que el presupuesto

está ligado a ellos.

Asimismo, en el reporte “Learning from Developing Country Power Market Experiences: The Case of Peru (2019)” del Banco Mundial, se dio al Perú un puntaje bajo en monitoreo y rendición de cuentas y recomendó su creación (Rudnick & Velasquez, 2019). Los detalles del organismo nuevo se podrían revisar y discutir basados en el informe antes mencionado.

Inclusión de nuevas tecnologías,

La inclusión de nuevos agentes como el proveedor de sistemas de almacenamiento, y proveedor de servicios complementarios, has sido motivo de discusión en la opinión emitida por el OSINERGMIN en el informe 275-2023-GRT. El mismo que recomienda se “se retire los conceptos de Proveedor de Sistemas de Almacenamiento y Proveedor de Servicios Complementarios, así como la creación de Mercado de Servicios Complementarios” de la Propuesta de ley PL-4565. Sustentando que, al igual que en Chile, la creación de estos conceptos irrogará gastos a los usuarios finales.

Por otro lado, la normativa actual no limita a los generadores a instalar equipos de baterías como las BESS, actualmente varias empresas ya cuentan con dichos equipos y sirven para la RPF, evitando de esta manera la disminución de su despacho. Asimismo, las baterías, cuenta con ventajas para arbitrar precios, los cuales podrían cargarse en horas de baja demanda con precios menores y colocar su energía en horas con alta demanda y precios altos.

Como ya se vio anteriormente, tal como se está adoptando en Chile se hace necesario tanto para RPF, para RSF (rampas) inclusive en la Respuesta Inercial (CRF), la utilización de este tipo de tecnologías, si bien es cierto en Chile la demanda es la que paga la inversión en nuevos equipos, estos son aprobados mediante licitaciones. En una primera etapa en el Perú se debe permitir participar a las BESS en la RPF y también en la RSF.

5.4 Simulaciones considerando la propuesta y su comparación

Las simulaciones a realizar en el presente trabajo están enfocadas en cuanto será el ahorro al implementar los mercados de RPF y RSF vistos mediante el despacho Co-optimizado. Dado que actualmente en el caso de la RPF no se cuenta con ofertas o costos por proveer

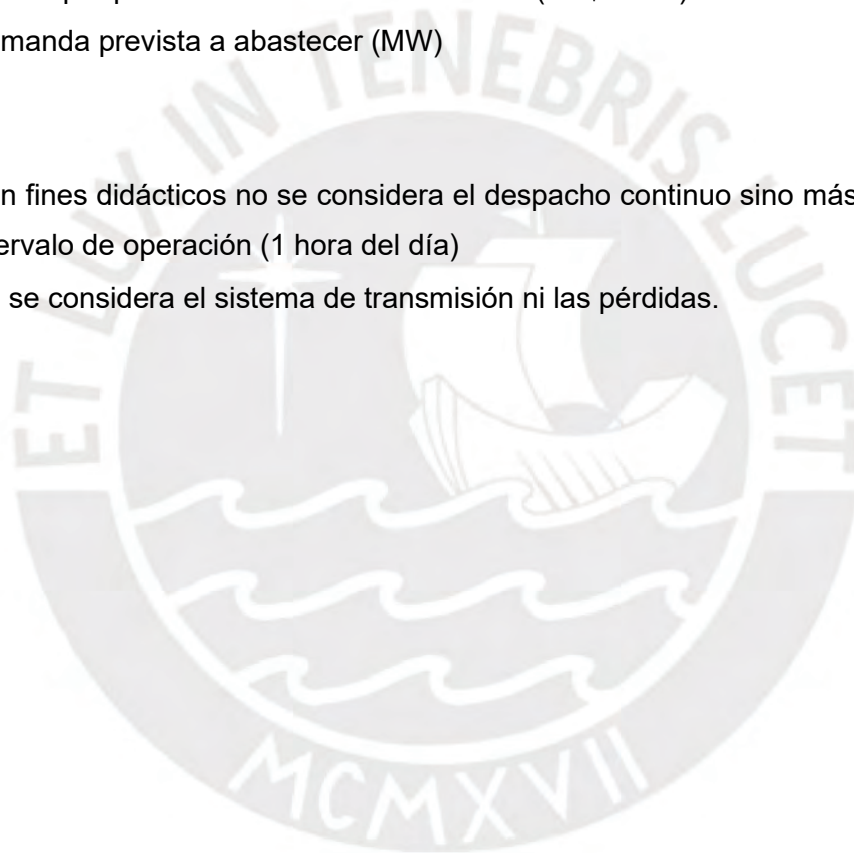
de reserva y solo se impone un valor fijo a todas las unidades, lo cual como se puede ver en el ejemplo es aún más costoso que asignarle a la unidad marginal, debido a que técnicamente hablando todos los equipos no tienen la misma capacidad y no les cuesta igual proveer de regulación, estos costos se tienen que evidenciar y optimizar con mayor inserción de renovables.

Datos a considerar:

- Costos Variables de las centrales en el SEIN (US\$/MWh)
- Cantidad de reserva a cubrir (MW)
- Costos por proveer reserva de cada central (US\$/MWh)
- Demanda prevista a abastecer (MW)

Premisas:

- Con fines didácticos no se considera el despacho continuo sino más bien el de un intervalo de operación (1 hora del día)
- No se considera el sistema de transmisión ni las pérdidas.



	Capacidad	Costo	Costo Reserva		
	MW	\$/MWh	\$/MWh		
Gen1	100	10	1		
Gen2	100	20	5		
Gen3	150	25	15		
Demanda	250				
Reserva	50	20.0%			
Despacho Secuencial (COES)					
	Despacho		Reserva		
	MW	Costo	MW	Costo	Costo Total
G1	80	800	0	0	800
G2	100	2000	0	0	2000
G3	70	1750	50	750	2500
Total	250	4550	50	750	5300
Despacho Secuencial					
	Despacho		Reserva		
	MW	Costo	MW	Costo	Costo Total
G1	100	1000	0	0	1000
G2	100	2000	0	0	2000
G3	50	1250	50	750	2000
Total	250	4250	50	750	5000
Despacho Co-Optimizado					
	Despacho		Reserva		
	MW	Costo	MW	Costo	Costo Total
G1	100	1000	0	0	1000
G2	50	1000	50	250	1250
G3	100	2500	0	0	2500
Total	250	4500	50	250	4750

Cuadro 16. Comparaciones de despacho económico.

Se puede concluir que el despacho actual del COES es inclusive más costoso que el despacho obligando a las unidades marginales (más caras a proveer de reserva), eso debido que la aplicación de la proporción a todas las unidades castiga inclusive a las más económicas.

La consideración de un costo de reserva considerando únicamente la última unidad marginal tiene un costo total menor, la función objetivo será primero el costo de operación

total del sistema (costo del despacho) y luego el costo de reserva. Se considera los costos de reserva como un diferenciador y estos se podrán obtener del mercado de RPF y RSF como una declaración de precio o auditándolos mediante estudios, tal como se determinan los costos variables y no variables de las unidades térmicas en la actualidad.

La optimización conjunta o Co Optimización debe considerar tanto los costos variables como los costos de reserva de cada unidad generadores, y considera como función objetivo el costo total, en este caso resultado más económico restringir a la segunda unidad después del marginal. Cabe manifestar que de acuerdo con (S. Rebennack et al., 2010) se puede tener un ahorro de 30-50% del costo de los servicios auxiliares con la utilización de esta metodología.

5.5 Propuesta de cambios normativos.

Las propuestas de cambios normativos están enmarcadas en los siguientes aspectos:

- Mercado de RPF
- Mercado de RSF
- Despacho Co optimizado
- Monitor Independiente del Mercado (IMM)
- Dispositivos de almacenamiento (BESS)

5.5.1 Modificaciones al Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad.

Siendo que los dispositivos de almacenamiento (DA) pueden retirar energía para carga y luego inyectar las mismas cuando estas se requieran por servicios de balance, para no originar cambios mayores en la creación de un nuevo tipo de agente en el SEIN, podrán ser como consumos de algún generador o gran usuario e igualmente como inyección de los mismos al sistema, cuando es requerido.

En la parte de definiciones 1.15 Retiros se incluirá los retiros de los DA en los retiros de los generadores y los grandes usuarios.

En la parte 2.2 (Artículo 2 – Participación en el MME) se deberá añadir que están

autorizados a vender y comprar la energía producida por los DA a los generadores y grandes usuarios.

Asimismo, se deberá exonerar a las DA de los pagos por esquema de garantías indicados en el Artículo 8, los cargos por uso de los sistemas de transmisión y distribución y el pago por potencia.

En cuanto al Monitor Independiente del Mercado (IMM), en esta norma la atribución la tiene el COES como operador del sistema de acuerdo a los procedimientos que elabore el OSINERGMIN en el Artículo 11, en ese sentido se deberá reformular el Artículo 11 indicando la creación del IMM y la implementación de procedimientos técnicos para el adecuado monitoreo del mercado, así como planes de acción de cara a posibles mejoras en el mercado de electricidad. Cabe manifestar de acuerdo a (Juan et al., 2024), se advierte que un primer paso para la creación futura de un mercado de día previo es implementar los mecanismos locales de mitigación de poder de mercado. Por lo cual la creación de este organismo será un avance en nuestra regulación.

Estos cambios se incluyen en el Anexo 2 de este documento.

5.5.2 Modificaciones a la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real.

En cuanto al mercado de RPF, la norma en el numeral 6.2.2 hace referencia a la provisión obligatoria sin pago alguno, excluyendo a las centrales renovables, por lo cual este numeral deberá modificarse indicando la participación necesaria de todos los generadores e inclusive dar pie a la consideración de la provisión de este servicio por otro agente (una especie de maquila), asimismo indicar que deberá formarse un mercado garantizando la provisión mínima. Tal como se tienen actualmente la RSF, cuyas precisiones deberán estar indicadas en el procedimiento correspondiente (actualización del procedimiento 21).

En cuanto a la mejora de la RSF se debe dar la facilidad para proveer del servicio de rampas, para cubrir de esta manera los problemas de la curva del pato antes mencionadas, mejorando el numeral 6.2.1 añadiendo la mención a la consideración en el despacho las variaciones de rampa por seguridad, mediante mejoras a los procedimientos técnicos.

En cuanto al despacho Co Optimizado. Se deberá adecuar el literal b) del numeral 4.2.1

en lo referido al programa de operación diario, y el numeral 4.3.3 de la reprogramación diaria, considerando la elaboración de dichos programas considerando en el modelo YUPANA la Co Optimización, de igual manera mejoras a los procedimientos técnicos.

Estos cambios se incluyen en el Anexo 3 de este documento.

5.5.3 Hoja de ruta para la implementación de los cambios normativos propuestos.

La propuesta de cambios normativos deberá implementarse de manera gradual, siguiendo la siguiente hoja de ruta.

1. Inclusión de los dispositivos de almacenamiento (baterías BESS), a través de los mismos agentes existentes del SEIN, inyecciones y retiros a cargo de los generadores y grandes usuarios. Asimismo, como reemplazo de la obligación en la RPF para generadores térmicos.
2. Implementación del despacho Co Optimizado en la programación diaria y semanal en el COES.
3. Implementación del mercado de RPF para subida, con la finalidad de incluir a las RER en la provisión de dicho servicio, esto incluye la modificación de la NTCOTR en lo referido a la obligación de proveer RPF.
4. Implementación del mercado de RSF para los servicios de rampa, atendiendo a la creciente penetración de generadores fotovoltaicos, y evitando el fenómeno de la curva del pato.
5. Creación del Monitor Independiente del Mercado (IMM), adelantando la posibilidad de modificar la estructura del mercado actual a uno de día previo. Este organismo tendrá que proponer los mecanismos de mitigación de poder de mercado que son necesarias en un mercado de día previo (subastas)

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

Evolución Normativa: La investigación destaca la evolución de las normas en el sector eléctrico peruano, evidenciando la necesidad de adaptarse a los cambios en la generación de energía, especialmente con la creciente incorporación de fuentes renovables como la eólica y la solar. Esto plantea interrogantes sobre la capacidad del marco regulatorio actual para mantener la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

Incentivos de Mercado: Se concluye que el enfoque actual en la asignación y compensación ex post de los servicios complementarios no proporciona incentivos de mercado adecuados para los proveedores. Esto limita la efectividad de la regulación y la respuesta del mercado ante la creciente demanda de servicios de regulación de frecuencia.

Provisión de Servicios Complementarios: La propuesta de incorporar subastas para la provisión de servicios de regulación de frecuencia (RSF) ha tenido una acogida ambigua, lo que ha llevado a conflictos y la necesidad de un laudo internacional. Esto resalta la importancia de clarificar las reglas y expectativas en el mercado.

Mercado Competitivo: La recomendación de establecer un mercado competitivo para la provisión de servicios de regulación es fundamental. Esto no solo fomentaría la eficiencia, sino que también permitiría una mejor integración de las energías renovables en el sistema.

Neutralidad Tecnológica: La investigación aboga por la neutralidad tecnológica en la provisión de servicios, lo que incluye la consideración de sistemas de almacenamiento de energía (BESS). Esto es crucial para garantizar que todas las tecnologías puedan competir en igualdad de condiciones.

Recomendaciones

Revisión del Marco Regulatorio: Se recomienda llevar a cabo una revisión exhaustiva del marco regulatorio existente para identificar áreas de mejora que faciliten la integración de energías renovables y la provisión eficiente de servicios complementarios.

Implementación de Subastas: Es esencial implementar un sistema de subastas diarias para la provisión de RPF y RSF, asegurando que las reglas sean claras y que todos los agentes del mercado comprendan sus roles y responsabilidades.

Desarrollo de un Mercado Competitivo: Se sugiere la creación de un mercado competitivo para los servicios de regulación, que permita a los proveedores competir en base a la eficiencia y la innovación, lo que beneficiará a los consumidores y al sistema en su conjunto.

Fomento de la Neutralidad Tecnológica: Las políticas deben fomentar la neutralidad tecnológica, permitiendo que diferentes tecnologías, incluyendo BESS, participen en la provisión de servicios de regulación. Esto ayudará a diversificar las fuentes de energía y a mejorar la resiliencia del sistema.

Capacitación y Conciencia: Se recomienda implementar programas de capacitación y concienciación para los agentes del mercado sobre las nuevas regulaciones y la importancia de los servicios complementarios, asegurando que todos los participantes estén alineados con los objetivos del sistema.

Monitoreo y Evaluación: Finalmente, es crucial establecer mecanismos de monitoreo y evaluación para medir la efectividad de las nuevas regulaciones y ajustes en el mercado, permitiendo realizar correcciones y mejoras continuas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Dammert, A., Garcia, R., & Molinelli, F. (2013). *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico* (F. editorial de la pontificia universidad católica del Perú (ed.); Primera ed). Deloitte; Black & Veatch. (2020). *TECHNICAL ASSISTANCE FOR ENERGY DEVELOPMENT AND ELECTRICITY SECTOR STRENGTHENING IN PERU Complementary Services (CS) Market Design*.
- DI-AVANTE;V&M; INOSTROZA;WOLAK;CHING. (2020). *ESTUDIO DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS DE ENERGÍA EN EL PERÚ Y SU ADAPTACIÓN PARA INCLUSIÓN DE TECNOLOGÍAS NO CONVENCIONALES INFORME FINA*.
- EMNELFCO EIRL, O. (2022). *Propuestas de mejoras normativas para la prestación eficiente de Servicios Complementarios en el SEIN*.
- ENTSOE. (2020). *Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF)*.
- EPRI. (2019). *Ancillary Services in the United States Technical Requirements, Market Designs and Price Trends*. www.epri.com
- GREG, PSR, D.-A. (2018). *Análisis de los servicios complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)*.
- Izquierdo, L., Galán, J. M., Santos, J. I., & Del Olmo, R. (2008). Modelado de sistemas complejos mediante simulación basada en agentes y mediante dinámica de sistemas. *EMPIRIA*, 20(1).
<http://revistamarina.cl/revistas/2009/1/ponce.pdf>
<http://www.pacarinadelsur.com/home/alma-matinal/522-sistemas-complejos-y-conocimiento-emancipador-en-america-latina-notas-acerca-del-rol-social-y-politico-de-un-programa-de-investigacion-cientifica-de-la>
- Juan, E. :, Inostroza, R., & Wolak, F. A. (2024). *Apuntes de clases sobre Servicios Complementarios (UAI)*.
- Lima, J. L. (2022). *Funcionamiento y Competencia en el Mercado de Servicios Complementarios en el Sistema Eléctrico Nacional*.
- Luca Radicati di Brozolo, P. G., Sr David Haigh KC, P. R., & Sr Eduardo Siqueiros, Á. T. (2023). *LAUDO IC Power arbitraje CIADI*.
- MINEM- OSINERGMIN - COES. (2021). *Norma técnica para la Coordinación de la operación en tiempo real (NTCOTR)*.
- OSINERGMIN. (2022). *Análisis Técnico Económico de las Propuestas Normativas para el Desarrollo del Mercado de Flexibilidad (Servicios Complementarios)*.
https://sgp.pcm.gob.pe/wp-content/uploads/2021/07/Manual_Operativo_AIR.pdf,

- Ostrom, E. (2000). El gobierno de los bienes comunes la evolución de las instituciones de acción colectiva. *Revista Pueblos y Fronteras Digital*, 6(10), 363–375.
<http://www.redalyc.org/pdf/906/90618558011.pdf>
- Pitra, G. M., & Musti, K. S. S. (2021). Duck Curve with Renewable Energies and Storage Technologies. *2021 13th International Conference on Computational Intelligence and Communication Networks (CICN)*, 66–71.
<https://doi.org/10.1109/CICN51697.2021.9574671>
- Prada, R. B., Velasco, C. J., Da Silva, L. X., & De Melo, A. C. G. (2002). Possible design of the Brazilian ancillary service market for generation reserves. *IEEE Conference Publication*, 488, 414–419. <https://doi.org/10.1049/cp:20020071>
- Rudnick, H., & Velasquez, C. (2019). *Learning from Developing Country Power Market Experiences: The Case of Peru*. <https://doi.org/10.1596/1813-9450-8772>
- S. Rebennack, P. M. Pardalos, M. V. F. Pereira, & N. A. Iliadis. (2010). *Handbook of Power Systems*. <http://www.springer.com/series/8368>
- Samadi, S. (2017). The social costs of electricity generation-categorising different types of costs and evaluating their respective relevance. *Energies*, 10(3).
<https://doi.org/10.3390/en10030356>
- Stoft, S. (2002). Ancillary Services. In *Power System Economics: Designing Markets for Electricity* (pp. 232–242). IEEE. <https://doi.org/10.1109/9780470545584.ch23>
- Thomas Lee. (2014). *A Market for Primary Frequency Response?*

Tesis

- Aracayo, J. (2024). Método para determinar la Reserva para la Regulación secundaria de Frecuencia en sistemas eléctricos de potencia con alta penetración de renovables” (Tesis de doctorado, Escuela de Posgrado de la Universidad de Ingeniería)
- Butrón Fernández, C. O. O., & Cerida Apolaya, A. C. (2020). Propuesta de un marco regulatorio que incentive las inversiones eficientes en generación eléctrica en el Perú. <https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/20.500.12404/16948>
- Flor Vicente, J. R., & García Carpio, R. L. (2020). Tratamiento regulatorio de generación eléctrica con uso de fuentes de energía renovables no convencionales en Perú: propuesta de mejora [PUCP].
<https://repositorio.pucp.edu.pe/index/handle/123456789/188508>
- Valenzuela Silva, A. (2018). Revisión de los mecanismos de remuneración de servicios complementarios ante alta penetración de energía renovable de fuente variable en el sistema eléctrico nacional. Disponible en

<https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/152176>

- Salinas Hinostroza, Eduar Carlos. (2014). La regulación secundaria de frecuencia como competencia en el mercado Eléctrico Peruano de servicios complementarios. Disponible en <http://hdl.handle.net/20.500.12952/1621>

Artículos

- Hu, J., Yan, Q., Kahrl, F., Liu, X., Wang, P., & Lin, J. (2021). Evaluating the ancillary services market for large-scale renewable energy integration in China's northeastern power grid. *Utilities Policy*, 69, 101179.
<https://doi.org/10.1016/j.jup.2021.101179>
- Papalexopoulos, A. D. (2007). Design of an efficient ancillary services market. 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES.
<https://doi.org/10.1109/PES.2007.386264>
- H. Khajeh and H. Laaksonen, "Potential Ancillary Service Markets for Future Power Systems," 2022 18th International Conference on the European Energy Market (EEM), Ljubljana, Slovenia, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/EEM54602.2022.9921133.
- Michael G. Pollitt and Karim L. Anaya (2020). Competition in Markets for Ancillary Services? The Implications of Rising Distributed Generation, *The Energy Journal*, Volume 41, 10.5547/01956574.41.SI1.mpol
- E. Ela, B. Kirby, N. Navid and J. C. Smith, "Effective ancillary services market designs on high wind power penetration systems," 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, USA, 2012, pp. 1-8, doi: 10.1109/PESGM.2012.6345361.
- Burgo C.A, CECACIER. (2020). La importancia de un mercado de servicios complementarios en un sistema con alta inserción de energía renovable.
<https://youtu.be/YV9Ffgs-hkk?si=NGbiVVCjTfQzffer>

ANEXOS

Anexo 1

Extracto de la Norma técnica de la coordinación de la operación en tiempo real (NTCOTR), relacionado a los servicios de balance.

Anexo 2

Modificación al Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad.

Anexo 3

Modificación de la Norma técnica de la coordinación de la operación en tiempo real (NTCOTR), relacionado a los servicios de balance.

