



2022

REVISIÓN, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS TÉCNICOS Y REQUISITOS OPERATIVOS PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



Informe 2: Revisión, propuesta de simulación y propuesta conceptual de los SSCC en el SIN

PHC-208-22

Noviembre de 2022

www.phc.com.co

Redes Inteligentes • Ciudades Inteligentes • Mundo Inteligente



CONTROL DE REVISIONES

Revisión No.	Aspecto revisado	Elaboró	Revisó	Fecha
0	Informe 2	Equipo PHC	PC	03/10/2022
1	Atención comentarios	Equipo PHC	PC	10/11/2022
2	Atención comentarios	Equipo PHC	PC	16/11/2022

Contenido

1	OBJETO Y ALCANCE.....	4
1.1	Objeto.....	4
1.2	Alcance del Informe 2	4
2	RESUMEN EJECUTIVO	6
2.1	Introducción	6
2.2	Diagnóstico.....	7
2.3	Propuesta	10
2.3.1	Regulación Primaria de Frecuencia	11
2.3.2	Regulación Secundaria de Frecuencia.....	15
2.3.3	Regulación Terciaria de Frecuencia.....	18
2.3.4	Servicio de Control de Voltaje	20
2.3.5	Arranque en Negro.....	23
2.3.6	Servicios Complementarios Futuros.....	24
3	INTRODUCCIÓN	25
4	ANÁLISIS CONCEPTUAL DE LAS NECESIDADES DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.....	31
4.1	Conceptos generales	31
4.2	Sistemas de almacenamiento	32
4.3	Nuevos Servicios.....	36
4.3.1	Servicio de inercia	37
4.3.2	Respuesta rápida de frecuencia	39
4.3.3	Soporte de voltaje y suministro de potencia reactiva incluyendo la reserva de potencia reactiva	41
4.3.4	Servicio de arranque en negro	41
4.3.5	Servicios con inversores basados en grid-forming.....	42
4.3.6	Contribución de corto circuito	43
4.4	Referenciamiento de Nuevos Servicios.....	44
4.5	Características Tecnológicas	45
4.6	Reservas Operativas	49
5	REFERENCIAMIENTO INTERNACIONAL.....	53
5.1	Requisitos Técnicos	53
5.2	Estándar IEEE 2800-2022	71

Los derechos de autor de este documento son de PHC SERVICIOS INTEGRADOS GROUP S.A.S. quien queda exonerada de toda responsabilidad si este documento es alterado o modificado. No se autoriza su empleo o reproducción total o parcial con fines diferentes al contratado.

5.3	Documento de la FERC: Review of International Grid Codes [31]	72
6	DOCUMENTOS PREVIOS SOBRE SSCC	73
6.1	Documento de PSR-DiAvanti [32]	73
6.1.1	Servicios de balance	74
6.1.2	Servicios de control de tensión	74
6.1.3	Servicios de recuperación del servicio	75
6.1.4	Características técnicas y operativas por servicio propuestas en el documento	76
6.1	Comunicaciones del CNO	78
6.1.1	Regulación Primaria de Frecuencia	78
6.1.2	Regulación Secundaria de Frecuencia	80
6.1.3	Regulación de tensión en la subárea GCM	81
6.2	Carta de GECELCA sobre Cumplimiento del Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia [40]	84
6.3	Documentos CND – XM	86
7	ANÁLISIS PROYECTO DE RESOLUCIÓN CREG 143 DE 2021 [5]	88
7.1	Revisión del proyecto de Resolución	88
7.1.1	Definiciones	89
7.1.2	Generalidades del Mercado del Día Anterior y del Mercado Intradiario	90
7.1.3	Características y obligatoriedad de los SSCC	94
7.1.4	Evaluación de los SSCC	96
7.2	Comentarios del consultor	96
8	ANÁLISIS REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA	97
8.1	Introducción	97
8.2	Síntesis Teórica	97
8.3	Regulación Vigente	99
8.3.1	Definiciones	99
8.3.2	Obligatoriedad y criterios para la prestación del servicio	100
8.3.3	Evaluación del Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia	102
8.3.4	Pruebas del Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia	104
8.4	Diagnóstico	114
8.4.1	Requisitos técnicos y operativos actuales	114
8.4.2	Evaluación del cumplimiento de la regulación primaria	117
8.4.3	Incumplimientos a la regulación primaria de frecuencia	118

Los derechos de autor de este documento son de PHC SERVICIOS INTEGRADOS GROUP S.A.S. quien queda exonerada de toda responsabilidad si este documento es alterado o modificado. No se autoriza su empleo o reproducción total o parcial con fines diferentes al contratado.

8.4.4	Eventos de frecuencia en el SIN	120
8.5	Conclusiones.....	124
8.6	Propuestas para el servicio de RPF	125
9	ANÁLISIS REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA	130
9.1	Introducción	130
9.2	Regulación Vigente.....	131
9.2.1	Definiciones.....	131
9.2.2	Obligatoriedad.....	131
9.2.3	Criterios para la prestación del servicio	132
9.2.4	Evaluación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.	134
9.3	Criterio propuesto por XM para definir la Reserva de AGC	134
9.4	Diagnóstico.....	137
9.4.1	Requisitos técnicos y operativos actuales.....	137
9.4.2	Evolución de los parámetros en los últimos 3 años.....	143
9.4.3	Recursos actuales elegibles para hacer AGC.....	144
9.4.4	Estadísticas oferta y asignación del AGC.....	147
9.4.5	Unidades retiradas del servicio de AGC	149
9.4.6	Estadísticas de fallas de la unidad más grande	150
9.4.7	Análisis de requerimientos de reserva de regulación	152
9.5	Conclusiones.....	153
9.6	Propuestas para el servicio de RSF.....	154
10	ANÁLISIS AUTORIZACIONES Y EL SERVICIO DE REGULACIÓN TERCIARIA.....	157
10.1	Introducción	157
10.2	Regulación Vigente.....	157
10.3	Diagnóstico.....	158
10.3.1	Estadísticas de las autorizaciones	161
10.4	Conclusiones.....	163
10.5	Propuestas para el servicio de RTF.....	163
11	ANÁLISIS SERVICIO DE CONTROL DE VOLTAJE	165
11.1	Regulación Vigente.....	165
11.1.1	Definiciones.....	165
11.1.2	Obligatoriedad.....	166

11.1.3	Evaluación	175
11.1.4	Pruebas.....	176
11.2	Diagnóstico.....	180
11.2.1	Requisitos técnicos y operativos actuales.....	181
11.2.2	Histórico de eventos de tensión.....	183
11.3	Conclusiones.....	190
11.4	Propuestas para el servicio de control de voltaje	191
11.4.1	Definiciones	191
11.4.2	Características de los elementos de control continuo	192
11.4.3	Criterios para el manejo de las reservas de reactivos en el SIN.....	193
11.4.4	Propuesta para el servicio de control de voltaje.....	194
12	ANÁLISIS RESPUESTA RÁPIDA EN FRECUENCIA	196
12.1	Respuesta Rápida en Frecuencia Mayor al Requerimiento Obligatorio	197
13	ANÁLISIS DEL SERVICIO DE ARRANQUE EN NEGRO.....	198
13.1	Regulación	198
13.2	Conclusiones y Recomendaciones	199
13.3	Propuestas para el servicio de Arranque en Negro	199
14	PROPUESTA PARA REALIZAR SIMULACIONES DE LA OPERACIÓN DEL SIN BAJO DISTINTAS CONDICIONES ESPERADAS	201
15	ANEXOS.....	204
15.1	Anexo 1. Descripción y gráficas de los eventos de sobre y subfrecuencia analizados ...	204
15.2	Anexo 2. Revisión detallada y explícita de los requisitos técnicos y operativos establecidos en la regulación actual de SSCC.....	226
15.3	Anexo 3. Referenciamiento	229
16	REFERENCIAS	249

Lista de Figuras

Figura 1 Propuesta clasificación de los SSCC en el SIN.....	10
Figura 2 Servicios Auxiliares actuales para la operación del SIN	27
Figura 3 Acciones secuenciales e impactos en la frecuencia del sistema del control de frecuencia primario, secundario y terciario (Fuente [12]).....	29
Figura 4 Tiempos de respuesta de la RPF, RSF y RTF según requerimientos regulatorios actuales .	30
Figura 5 Servicios Complementarios basados en recursos	31
Figura 6 Impacto de la inercia del sistema en la respuesta en frecuencia después de ocurrido un evento (Fuente [13])	38
Figura 7 Impacto de 140 MW de respuesta rápida en frecuencia (de unidades de batería) en la frecuencia del sistema eléctrico irlandés (Fuente [13]).....	40
Figura 8 Ejemplo de la contribución en servicios complementarios de diferentes recursos y su nivel de contribución (Fuente [25])	46
Figura 9 Servicios Complementarios y ejemplos de categorización (EPRI).....	50
Figura 10 Mapa resumen referenciamiento RPF	54
Figura 11 Mapa resumen referenciamiento RSF.....	55
Figura 12 Comparación de los requisitos y estándares en varios sistemas para la RPF (Fuente [31])	73
Figura 13 Esquema general de los MDA y MID	91
Figura 14 Respuesta característica de la frecuencia considerando solo RPF.....	98
Figura 15 Respuesta característica de un generador ante desbalances de generación- carga negativos	99
Figura 16 Prueba para el cálculo del tiempo de establecimiento – Generador Hidráulico (Fuente [44])	107
Figura 17 Prueba para el cálculo del tiempo de establecimiento. Generador a vapor ciclo simple (Fuente [44]).....	107
Figura 18 Histograma Tiempo de Establecimiento unidades del SIN (Fuente XM)	117
Figura 19 Histograma con las unidades reportadas con incumplimiento a la RPF – 2019-2022 (Fuente XM)	119
Figura 20 Numero de eventos de frecuencia	121
Figura 21 Causas eventos de subfrecuencia (Fuente XM)	121
Figura 22 Causas de eventos de sobrefrecuencia (Fuente XM).....	122
Figura 23 Respuesta característica del control de velocidad y parámetros asociados.....	126
Figura 24 Respuesta característica de la frecuencia considerando la RPF y RSF	130

Los derechos de autor de este documento son de PHC SERVICIOS INTEGRADOS GROUP S.A.S. quien queda exonerada de toda responsabilidad si este documento es alterado o modificado. No se autoriza su empleo o reproducción total o parcial con fines diferentes al contratado.

Figura 25 Velocidad de carga de las unidades elegibles para hacer AGC	147
Figura 26 Velocidad de descarga de las unidades elegibles para hacer AGC.....	147
Figura 27 Velocidad de cambio AGC de las unidades elegibles para hacer AGC	147
Figura 28 Histograma de distribución de recursos de generación que ofertaron disponibilidad de AGC en un rango de 287 días	148
Figura 29 Histograma número de fallas de la unidad Sogamoso 1 en el rango de potencia en MW que tenía antes de la falla	150
Figura 30 Histograma número de fallas de la unidad Sogamoso 2 en el rango de potencia en MW que tenía antes de la falla	150
Figura 31 Histograma número de fallas de la unidad Sogamoso 3 en el rango de potencia en MW que tenía antes de la falla	151
Figura 32 Número de veces que sale por falla la unidad 1 de Sogamoso en cada periodo operativo	151
Figura 33 Número de veces que sale por falla la unidad 2 de Sogamoso en cada periodo operativo	152
Figura 34 Número de veces que sale por falla la unidad 3 de Sogamoso en cada periodo operativo	152
Figura 35 Requerimientos reales de regulación (Fuente XM).....	153
Figura 36 Desviación de los programas de generación o consumo para los años 2019 y 2022 que requieren autorización de desviación del programa de generación hacia arriba (Fuente XM)	159
Figura 37 Desviación de los programas de generación o consumo para los años 2019 y 2022 que requieren autorización de desviación del programa de generación hacia abajo (Fuente XM)	159
Figura 38 Esquema explicativo de los requerimientos operativos de regulación (Fuente XM)	160
Figura 39 Distribución de los requerimientos operativos de regulación (Fuente XM)	160
Figura 40 Autorizaciones por diferentes causas impartidas por el CND (Fuente XM).....	162
Figura 41 Histograma del total de las autorizaciones recopiladas (Fuente XM).....	162
Figura 42 Promedio de autorizaciones dadas para cada uno de los periodos operativos (Fuente XM)	163
Figura 43 Número de eventos de subtensión reportados en el STN	183
Figura 44 Causa de eventos de subtensión reportados en el STN.....	184
Figura 45 Histograma con el rango de eventos de subtensión reportados en el STN	184
Figura 46 Número de eventos de subtensión reportados en el STR.....	185
Figura 47 Causa de eventos de subtensión reportados en el STR	186
Figura 48 Histograma con el rango de eventos de subtensión reportados en el STR	187
Figura 49 Número de eventos de sobretensión reportados en el STN.....	187

Los derechos de autor de este documento son de PHC SERVICIOS INTEGRADOS GROUP S.A.S. quien queda exonerada de toda responsabilidad si este documento es alterado o modificado. No se autoriza su empleo o reproducción total o parcial con fines diferentes al contratado.

Figura 50 Causa de eventos de sobretensión reportados en el STN.....	188
Figura 51 Histograma con el rango de eventos de sobretensión reportados en el STR	188
Figura 52 Número de eventos de sobretensión reportados en el STR	189
Figura 53 Causa de eventos de sobretensión reportados en el STR	189
Figura 54 Histograma con el rango de eventos de sobretensión reportados en el STR	190
Figura 55 Respuesta dinámica del STATCOM.....	192
Figura 56 Evento de frecuencia FrecS000000875	209
Figura 57 Evento de frecuencia FrecS000000896	210
Figura 58 Evento de frecuencia FrecS000000969	210
Figura 59 Evento de frecuencia FrecS000000931	211
Figura 60 Evento de frecuencia FrecS000000927	211
Figura 61 Evento de frecuencia FrecS000000944	212
Figura 62 Evento de frecuencia FrecS000001012	212
Figura 63 Evento de frecuencia FrecS000001018	213
Figura 64 Evento de frecuencia FrecS000001017	213
Figura 65 Evento de frecuencia FrecS000001026	214
Figura 66 Evento de frecuencia FrecS000001050	214
Figura 67 Evento de frecuencia FrecS000001044	215
Figura 68 Evento de frecuencia FrecS000001061	215
Figura 69 Evento de frecuencia FrecS000000856	216
Figura 70 Evento de frecuencia FrecS000000898	217
Figura 71 Evento de frecuencia FrecS000000919	217
Figura 72 Evento de frecuencia FrecS000000892	218
Figura 73 Evento de frecuencia FrecS000000867	218
Figura 74 Evento de frecuencia FrecS000000936	219
Figura 75 Evento de frecuencia FrecS000000945	219
Figura 76 Evento de frecuencia FrecS000000959	220
Figura 77 Evento de frecuencia FrecS000000954	220
Figura 78 Evento de frecuencia FrecS000000979	221
Figura 79 Evento de frecuencia FrecS000000982	221
Figura 80 Evento de frecuencia FrecS000000979	222
Figura 81 Evento de frecuencia FrecS000001015	222

Figura 82 Evento de frecuencia FrecS000000974	223
Figura 83 Evento de frecuencia FrecS000000976	223
Figura 84 Evento de frecuencia FrecS000001048	224
Figura 85 Evento de frecuencia FrecS000001075	224
Figura 86 Evento de frecuencia FrecS000001068	225
Figura 87 Evento de frecuencia FrecS000001036	225
Figura 88 Evento de frecuencia FrecS000001039	226

Lista de Tablas

Tabla 1 Tipos de servicios complementarios y productos asociados (Fuente [2]).....	36
Tabla 2 Ejemplos de requerimientos de respuesta rápida en frecuencia (Fuente [13]).....	40
Tabla 3 Aspectos claves y servicios complementarios desarrollados por algunos mercados (Fuente [2])	44
Tabla 4 Aspectos claves y servicios complementarios desarrollados por algunos mercados (Fuente [2])	49
Tabla 5 Descripción de las características operativas de reserva	51
Tabla 6 Referenciamiento – Regulación Primaria de Frecuencia.....	56
Tabla 7 Referenciamiento – Regulación Secundaria de Frecuencia	60
Tabla 8 Referenciamiento – Regulación Terciaria de Frecuencia	65
Tabla 9 Referenciamiento – Control de Tensión.....	68
Tabla 10 Referenciamiento – Arranque Autónomo.....	70
Tabla 11 Parámetros de la respuesta primaria de frecuencia para recursos basados en inversores. (Fuente [30]).....	71
Tabla 12 Parámetros de la respuesta dinámica de potencia activa/frecuencia para recursos basados en inversores (Fuente [30])	72
Tabla 13 Características de las sesiones del MID.....	92
Tabla 14 Comparación de las propuestas sobre los mercados de asignaciones tratadas en el proyecto de Resolución CREG 143 de 2021 (Fuente[5]) y las propuesta de XM sobre reglas para la implementación del mercado intradiario y de servicios complementarios en Colombia	93
Tabla 15 Requisitos técnicos y operativos actuales de la RPF	114
Tabla 16 Tiempo de establecimiento unidades del SIN siguiendo el procedimiento del Acuerdo CNO 1557 (Fuente XM).....	115
Tabla 17 Unidades de generación con reporte de incumplimiento a la RPF 2019-2022 (Fuente XM)	119

Los derechos de autor de este documento son de PHC SERVICIOS INTEGRADOS GROUP S.A.S. quien queda exonerada de toda responsabilidad si este documento es alterado o modificado. No se autoriza su empleo o reproducción total o parcial con fines diferentes al contratado.

Tabla 18 Información de los eventos de subfrecuencia analizados.....	123
Tabla 19 Información de los eventos de sobrefrecuencia analizados	123
Tabla 20 Propuestas para el servicio de RPF.....	127
Tabla 21 Parámetros actuales para la RSF	137
Tabla 22 Unidades de generación elegibles para hacer AGC – Fuente XM	144
Tabla 23 Recursos de generación con oferta de AGC y porcentaje de asignación	148
Tabla 24 Propuestas para el servicio de RSF	155
Tabla 25 Requisitos técnicos y operativos actuales de la RTF (Autorizaciones)	158
Tabla 26 Propuestas para el servicio de RTF	164
Tabla 27 Propuestas para el servicio de control de voltaje	194
Tabla 28 Eventos de sobrefrecuencia	204
Tabla 29 Eventos de subfrecuencia.....	206

1 OBJETO Y ALCANCE

1.1 Objeto

Revisión, análisis y evaluación de los servicios complementarios establecidos en el Código de Redes y propuestos en el Mercado de Energía Mayorista para la operación segura, confiable económica y con calidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN), con el fin definir los criterios técnicos y requisitos operativos para la prestación de estos servicios en las redes de transmisión, identificar aspectos de mejora y modificaciones a la regulación de los mismos, y para caracterizar nuevos tipos de servicios necesarios para contar con la flexibilidad y resiliencia requerida en la operación del SIN.

1.2 Alcance del Informe 2

El alcance del Informe 2 se define en los términos de referencia de la siguiente forma:

1. Revisión de la regulación vigente de la CREG sobre servicios complementarios, el estudio de servicios complementarios presentado en la Circular CREG 008 de 2019 [1], y la propuesta sobre servicios complementarios del CND y CNO de que tratan los Radicados CREG E-2022-006968, E-2022-006542 y E-2020-009498, para identificar y analizar todas las reglas de los servicios complementarios definidos en la regulación actual y que son citados en el apartado “Descripción de la Necesidad” de este documento, junto con las modificaciones propuestas en los anteriores documentos. Nótese que en el apartado citado se identifican las principales Resoluciones CREG, pero PHC revisará cualquier otra regulación aplicable a los SSCC, incluyendo los acuerdos del CNO.

Para lo anterior, este informe debe contener un resumen y en un anexo la revisión detallada y explícita de los requisitos técnicos y operativos establecidos en la regulación actual de SSCC, de todos los aspectos técnicos y operativos definidos en los Acuerdos CNO relacionados con SSCC,

Los derechos de autor de este documento son de PHC SERVICIOS INTEGRADOS GROUP S.A.S. quien queda exonerada de toda responsabilidad si este documento es alterado o modificado. No se autoriza su empleo o reproducción total o parcial con fines diferentes al contratado.

de las modificaciones propuestas por el CND y el CNO a estos servicios y de las recomendaciones aplicables del estudio de SSCC presentado en la Circular CREG 008 de 2019 [1]. Lo anterior tanto a nivel de sistema, como de planta o unidad de generación u otro recurso que puede prestar el servicio, incluyendo requerimientos, habilitación, asignación, monitoreo y pruebas de los SSCC, así como cualquier diferenciación por tecnología, capacidad u otras características que sean relevantes. La Comisión servirá de facilitador para reuniones con el CNO y el CND, en caso de requerirse.

2. Revisión y elaboración de un diagnóstico de la situación actual del SIN con respecto a los requisitos técnicos y operativos de los SSCC, los procedimientos de calificación, asignación y la prestación de estos servicios, considerando la evaluación de su impacto en la operación a nivel de las redes de transmisión con estadísticas descriptivas, e identificando aspectos susceptibles de revisión, ajuste y mejora para alcanzar el objetivo de garantizar continuamente una operación segura, confiable, económica y con calidad del SIN.

Igualmente, PHC realizará un análisis conceptual de las necesidades futuras de servicios complementarios en el SIN, considerando la integración y creciente participación de fuentes de energía renovable no convencionales, así como la utilización de recursos de almacenamiento energía, de control de transporte de energía y de flexibilidad de la demanda. Esto incluyendo, pero sin limitarse a, criterios para la definición de los márgenes y reservas de potencia activa y reactiva óptimos para la operación del sistema, rampas operativas u otros requerimientos globales de SSCC, nuevos requisitos, procedimientos y/o servicios para dar mayor flexibilidad y resiliencia a la operación del sistema de transmisión, y mecanismos de asignación de los servicios entre múltiples proveedores.

Para lo anterior deberá considerar experiencia internacional comparable en la implementación de nuevos servicios complementarios o modificación en la prestación de los servicios complementarios convencionales (p.ej. regulación primaria y secundaria de frecuencia, suministro de reactivos, etc.), a partir de una mayor penetración de fuentes de energía renovable no convencionales o del uso de nuevos recursos en la operación de sistemas eléctricos interconectados, incluyendo características técnicas, requisitos de desempeño y forma de prestación.

3. Elaboración de una propuesta para realizar simulaciones de la operación del SIN bajo distintas condiciones esperadas, para lo cual propondrá la manera de adelantar los correspondientes estudios eléctricos del sistema. Las simulaciones permitirán reflejar y evidenciar el comportamiento dinámico del sistema (en el régimen del tiempo) y su adecuada respuesta en estado estable, en condiciones normales y ante la ocurrencia de contingencias y diferentes tipos de perturbaciones eléctricas, asegurando el cumplimiento de los criterios de seguridad y confiabilidad operativa y de los requisitos de calidad.

Mediante las simulaciones se evaluará el desempeño de los servicios complementarios, en términos de su suficiencia y tiempos de respuesta u otros parámetros técnicos, tanto para los SSCC actuales como para las modificaciones propuesta de los mismos y los nuevos SSCC que se hayan identificado, por ejemplo: regulación terciaria de frecuencia, inercia sintética (respuesta rápida de frecuencia), inyección rápida de corriente de falla, capacidad de rampa hacia arriba y hacia abajo, entre otros.

Para lo anterior, PHC propondrá los casos de simulación a estudiar, donde se evalúe el desempeño de los servicios complementarios y los tipos recursos que lo prestan, incluyendo al menos plantas y unidades de generación hidráulicas, térmicas, eólicas y solares, sistemas de almacenamiento de energía, inversores y equipos de compensación reactiva, dispositivos FACTS, y demanda flexible.

Se deberá tener en cuenta todos los recursos de generación solares y eólicas que salieron asignados para el cargo por confiabilidad para el periodo 2022-2023, así como los proyectos adjudicados en el mecanismo de contratación de largo plazo de energía (CLPE) del Ministerio de Minas y Energía. También los sistemas de almacenamiento objeto de convocatorias UPME.

Para realizar las simulaciones el consultor deberá usar software de análisis de sistemas de potencia reconocido a nivel internacional. No se requiere entregar desarrollo de software a la Comisión ni licencias; solo se deberán entregar los resultados documentados de las simulaciones y los análisis de estas. La Comisión no se hace responsable de obtención de ningún tipo de licencia, ni tampoco se hace responsable por el uso de licencias no autorizadas usadas por el consultor.

Como parte de la propuesta de simulación, deberá identificarse en un anexo del informe la información que requiere gestionar ante el CND. Sin perjuicio de la anterior, previo al desarrollo de las simulaciones y de manera oportuna, se deberá actualizar y confirmar la información solicitada, mediante correo electrónico al equipo supervisor del contrato, para que la Comisión gestione su suministro ante el CND.

4. A partir de la anterior revisión y análisis de la reglamentación vigente, situación actual y necesidades futuras de servicios complementarios en el SIN, y como parte de la propuesta de simulación, se deberá presentar una definición y clasificación conceptual de los SSCC y una propuesta de su tratamiento en el SIN, que sirva como marco para analizar los resultados de las simulaciones, evaluar los requerimientos del sistema y presentar las conclusiones y recomendaciones finales del estudio.

En esta propuesta conceptual se deberá contemplar los criterios para definir las reservas o cantidades a proveer de cada servicio complementario y de cómo asignarlos entre los recursos habilitados del sistema. Así mismo determinar los requisitos técnicos específicos para habilitar la prestación de servicios por diferentes tipos de recursos y las características técnicas de desempeño (p.ej. tiempos de respuesta) requeridas. En cuanto a la supervisión y monitoreo de SSCC, deberá incluirse las pruebas a realizar y los indicadores de seguimiento de la prestación de estos servicios, a nivel del sistema y para los recursos individuales, con información del sistema SCADA.

2 RESUMEN EJECUTIVO

2.1 Introducción

No existe un criterio global para definir los servicios complementarios (SSCC) denominados también como servicios auxiliares, que sea aplicable en todos los sistemas, ya que la inclusión o adaptación de estos depende de las características del sistema (red eléctrica, generación, demanda, mercado, etc.). La clasificación más sencilla que se puede hacer para los servicios complementarios es basada en recursos, lo cual permite que estos se agrupen en:

- Los servicios auxiliares de control de frecuencia: como la regulación primaria, secundaria y terciaria, el seguimiento de la demanda y reservas operativas
- Los que no son de frecuencia: como servicios de control de voltaje (mediante el apoyo a la potencia reactiva)
- Los servicios de emergencia: servicios de arranque en negro, deslastre de generación y carga [2], [3].

Los servicios complementarios son necesarios para mantener la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, estos pueden ser obligatorios, remunerados, exigidos en los códigos de red o acordados en convenios bilaterales y esto depende de las características propias del sistema y del diseño del mercado. Los servicios auxiliares remunerados contribuyen significativamente a la viabilidad económica de su implementación.

Los requerimientos de servicios complementarios han aumentado con la penetración de la generación de Fuentes de Energía Renovable no Convencional (FERNC). Con el incremento de esta generación en los sistemas eléctricos, se observa un cambio en la forma en la que se debe garantizar la confiabilidad y flexibilidad de estos, derivada de la incertidumbre que se genera por la variabilidad del recurso primario (velocidad, dirección del viento, la radiación solar, etc.), dejando así un alto margen de error para la operación.

2.2 Diagnóstico

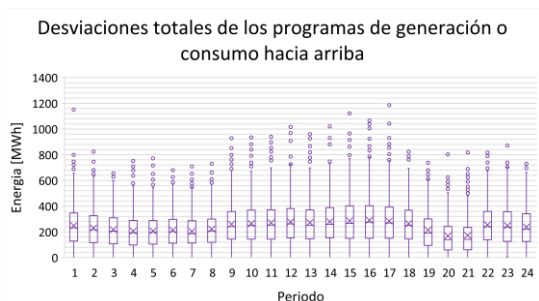
Como resumen del diagnóstico, se concluye lo siguiente:

- Los servicios auxiliares son utilizados en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) como complemento para garantizar la seguridad y calidad de la operación del sistema. Estos servicios han sido históricamente prestados por las plantas convencionales hidráulicas y térmicas (sincrónicas), y son principalmente servicios para el control de la frecuencia, para dar soporte al voltaje y los llamados servicios de emergencia o ante contingencia.
- Con la integración de FERNc la regulación ha diferenciado los servicios que deben prestar las plantas convencionales y las plantas fotovoltaicas y las eólicas. Esto conlleva a la conclusión que la regulación ha reconocido la no conveniencia de aplicar completamente la neutralidad tecnológica.
- Los servicios que deben prestar las plantas convencionales despachadas centralmente son:
 - Control de frecuencia mediante regulador de velocidad
 - Regulación secundaria de frecuencia con AGC.
 - Control de tensión y potencia reactiva.
 - Estabilización de potencia.
- Los servicios que deben prestar las plantas eólicas y solares conectadas al STN y STR, independiente si son o no despachadas centralmente, son:
 - Regulación de frecuencia mediante un control de potencia activa/frecuencia.
 - Regulación secundaria de frecuencia con AGC.
 - Control de tensión y potencia reactiva.
 - Respuesta rápida de corriente reactiva.
 - Respuesta rápida en frecuencia, para el caso de las plantas eólicas.

Transitoriamente, las plantas solares fotovoltaicas y eólicas, conectadas al STN y STR, se excluyen de la obligatoriedad de la prestación del servicio de respuesta primaria para eventos de subfrecuencia.

- Los servicios que deben prestar las plantas eólicas y solares conectadas al SDL mayores a 5 MW, independiente si son o no despachadas centralmente, son:
 - Regulación de frecuencia mediante un control de potencia activa/frecuencia.
 - Control de tensión y potencia reactiva.
 - Respuesta rápida de corriente reactiva.
- Los servicios que deben prestar las plantas eólicas y solares conectadas al SDL entre 1 MW y 5 MW son:
 - Regulación de frecuencia mediante un control de potencia activa/frecuencia.
 - Control de tensión y potencia reactiva.
 - Respuesta rápida de corriente reactiva.
- Se requiere realizar una revisión de las definiciones actuales que se consideran en cada uno de los SSCC y se requiere definir nuevas que precisen los criterios, procedimientos, seguimiento y monitoreo.
- Existe un gran volumen de Acuerdos del CNO con información sobre las pruebas que se deben realizar para la prestación de los diferentes servicios complementarios lo que hace que se dificulte hacer un seguimiento ordenado y preciso
- A pesar de que es obligatorio considerar una reserva para Regulación Primaria de Frecuencia de 3% en las unidades despachadas centralmente, no está regulado a nivel de sistema como se programa esta reserva para la operación.
- No existe en la regulación definición de los parámetros que caracterizan la respuesta de la Regulación Primaria de Frecuencia de las plantas convencionales. Dichos parámetros son: tiempo de reacción, tiempo de respuesta inicial, amortiguamiento y tiempo de establecimiento.
- Se evidencia un número importante de incumplimientos en la prestación del servicio Regulación Primaria de Frecuencia lo cual indica que las señales que se dan con la Resolución CREG 023 de 2001 son insuficientes.
- El método de evaluación del servicio de la Regulación Primaria de Frecuencia es deficiente por las siguientes razones:
 - No es continuo sino discreto ya que se realiza solamente cuando ocurren eventos de subfrecuencia o sobrefrecuencia.
 - La frecuencia de muestreo es muy pequeña dado que es igual a la del SCADA (una muestra cada 4 segundos). Por tanto, es conveniente realizar las mediciones con sistemas de medición fasorial (PMU's) para que la frecuencia de muestreo sea mucho mejor.
- Las pruebas solamente determinan el estatismo y el tiempo de establecimiento utilizando una sola muestra, lo cual puede producir un error muy grande. Es importante realizar una cantidad mayor de muestras para que el resultado sea robusto y se minimice el error de la estimación.

- Los resultados de los tiempos de establecimiento de las pruebas dan una señal que un número importante de los controles de velocidad no tienen una respuesta adecuada.
- Dado los incumplimientos en la prestación del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia y los resultados de las pruebas, se considera conveniente exigir la habilitación para prestar este servicio que es obligatorio
- A pesar de los incumplimientos en la prestación del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia y la mala calidad de la respuesta de la mayoría de los reguladores de velocidad, los registros de los eventos muestran una respuesta aceptable al tener ROCOF bajos con valores menores a 0,3 HZ/seg.
- La asignación de la reserva de regulación secundaria de frecuencia es en estricto orden de mérito, lo que puede llevar a que ocurra que todas las reservas de regulación sean asignadas a una sola planta.
- Se define el mismo valor de holgura hacia arriba y hacia abajo.
- Actualmente se encuentran habilitadas 64 unidades de generación para hacer AGC y todos son recursos hidráulicos.
- Calcular las holguras para cada hora en forma anual conduce a una asignación que puede ser ineficiente
- Los tiempos característicos para la regulación primaria y secundaria son muy generales sin definir claramente los tiempos de retardo, rampas y establecimiento. Estos están definidos en acuerdos del CNO sin normalizar la terminología.
- Desviaciones actuales de generación: se observa alta dispersión en las necesidades para atender los requerimientos de demanda de energía y de reservas, las cuales se atienden actualmente con las Autorizaciones. Se encuentran desviaciones totales de la generación o consumo hacia arriba con valores entre 500 MW y 1100 MW y hacia abajo con valores de 400 MW y 1000 MW.



- Es necesario revisar los procedimientos para bajar voltaje y subir voltaje establecido en la Resolución CREG 025 de 1995.
- Para dar cumplimiento a la Resolución CREG 080 de 1999, en cuanto a la responsabilidad que tiene el CND del Control Automático de Voltaje (CAV), es necesario que el CND tenga el acceso directo a las señales de variación de los set point de los reguladores de voltaje de todos los generadores despachados centralmente y de los equipos de compensación de

control continuo instalados en el STN y STR y de los taps que se pueden cambiar en forma automática bajo carga del STN y de conexión del STN con el STR.

- Es importante que el CND implemente para el CAV por lo menos tres lazos de control para regular tensión
- Los indicadores de voltaje y frecuencia exigidos por la regulación al CND se han cumplido; según la meta establecida, para el año 2021 el indicador de nivel de tensión del sistema se cumplió en un 100% y el indicador frecuencia del sistema tuvo reporte de 1 evento cumpliendo con una meta anual de 3 eventos

2.3 Propuesta

A continuación, se presentan las recomendaciones de clasificación, criterios y parámetros de los Servicios Complementarios (SSCC) en el SIN basadas en el análisis de la regulación vigente, de los documentos previos sobre SSCC, el referenciamiento internacional y del diagnóstico presentado a lo largo de este Informe. Estas recomendaciones se validarán con los resultados de las simulaciones que se presentarán en el Informe 3 y podrán modificarse en caso de que se requiera.

La clasificación de los SSCC se propone como sigue (Figura 1):

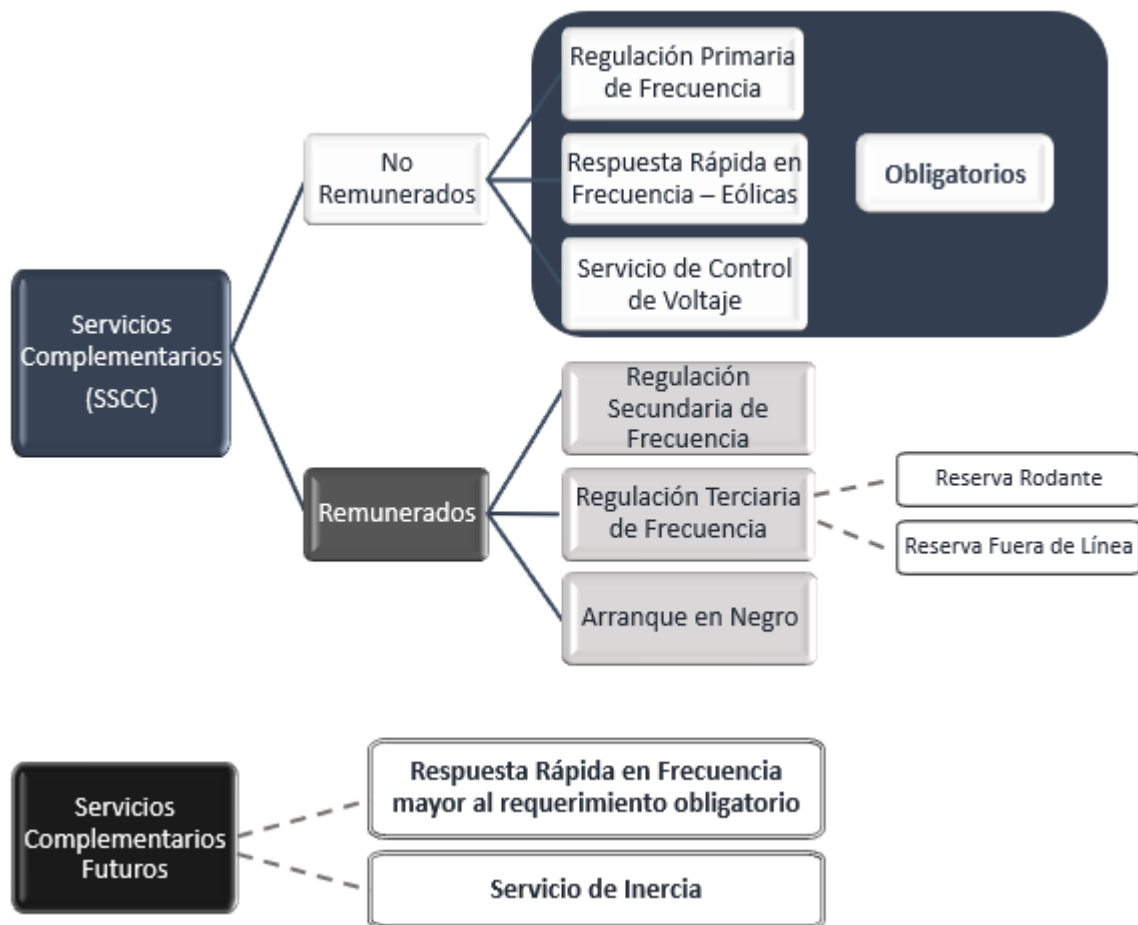


Figura 1 Propuesta clasificación de los SSCC en el SIN

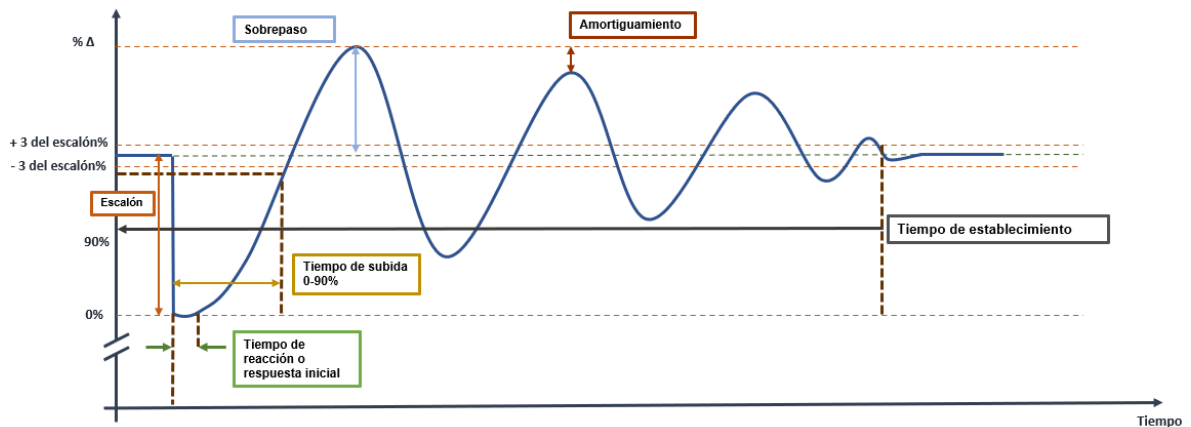
2.3.1 Regulación Primaria de Frecuencia

Con base en el análisis regulatorio y el diagnóstico, se presenta una propuesta para el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) que considera los siguientes aspectos:

a) Definiciones aplicables a todas las plantas:

- **Banda Muerta de Operación:** Rango de frecuencia, dentro del cual las unidades de generación no varían automáticamente su potencia.
- **Estatismo:** Característica técnica de una planta y/o unidad de generación, que determina la variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de la carga.
- **Delta de cambio esperado:** Diferencia en valor absoluto entre el valor inicial de la señal y el valor final esperado.
- **Respuesta rápida de frecuencia:** Característica proporcionada por un módulo de control de una planta de generación eólica, que permite una inyección rápida de potencia activa ante caídas de frecuencia en la red.
- **Tiempo de establecimiento:** Tiempo que tarda la señal en alcanzar y mantenerse dentro de una banda de 5% del delta de cambio esperado y alrededor de su valor final, ante una entrada escalón.
- **Tiempo de reacción o respuesta inicial:** Tiempo que tarda la potencia en cambiar de dirección después de haber sido sometida a un escalón de frecuencia o potencia.
- **Tiempo de subida 0-90%:** Es el tiempo que tarda la potencia en alcanzar el 90% del escalón de frecuencia o potencia
- **Amortiguamiento:** es el porcentaje de reducción de la onda de potencia entre el valor máximo del primer ciclo y del segundo ciclo.
- **Sobrepaso:** es el incremento del valor máximo de la respuesta de la potencia en el primer ciclo con respecto al valor del escalón.

En la siguiente gráfica se presenta la respuesta característica del control de velocidad de un generador indicando las diferentes variables definidas anteriormente.



- b) Diferenciación de los requisitos del servicio de RPF para el Sistema y para las unidades.
- c) Definición de la reserva para el sistema y por unidad
- d) Definición de un procedimiento de habilitación de las unidades para la prestación del servicio de RPF
- e) Garantía del cumplimiento de los requerimientos de regulación mediante la habilitación de las unidades
- f) Cuando una unidad no esté habilitada o tenga limitaciones para prestar el servicio de RPF por fallas o por mantenimiento en el control de velocidad deberá comprar su reserva.
- g) La evaluación del cumplimiento debe incluir la validación de todos los parámetros que caracterizan la RPF: dirección, tiempo de respuesta, magnitud del aporte. Para ello se deben incluir mediciones con sistemas de medición fasorial (PMU's) los cuales deben corresponder a medidores Clase M de por lo menos 48 muestras por segundo de acuerdo con lo establecido en la norma IEEE Std C37.118.1 [4]. Se requiere medir las variables frecuencia eléctrica y potencia activa.
- h) Definir pruebas a todas las unidades del sistema (sin diferenciación por tipo de tecnología o por capacidad) que permitan validar todos los parámetros relacionados con la RPF.

Propuestas para el servicio de RPF	
Prestación del Servicio para el SISTEMA	
Tiempo respuesta sistema	< 10 segundos
Reserva	<p>El mayor valor entre:</p> <ul style="list-style-type: none"> - El 3% de la generación total horaria programada en el despacho factible. - La suma del pronóstico de: (i) máxima desviación porcentual horaria esperada de la demanda programada en el despacho factible; y (ii) máxima desviación horaria esperada de la generación variable programada en el despacho factible. <p>Para garantizar la seguridad del SIN, en el despacho se debe asignar la reserva entre los generadores habilitados y los SAEB que presten el servicio de RPF. Dependiendo de las características técnicas de los generadores habilitados, estos pueden cumplir con su asignación</p>

	de reserva en el valor máximo de potencia declarada o en caso contrario, dejando el margen de reserva correspondiente. En caso de que a un generador se le asigne un valor de reserva superior al que está obligado, este valor adicional será remunerado por los generadores NO habilitados y los habilitados que incumplan con la prestación del servicio de RPF.		
Propuestas para el servicio de RPF			
Prestación del Servicio por UNIDADES Y/O PLANTAS			
Parámetros técnicos para prestar el servicio de RPF	Tiempo de reacción o respuesta inicial	Plantas basadas en inversores (generadores y SAEB)	< 1 segundo
		Convencionales (hidráulicas y térmicas)	< 3 segundos
	Tiempo de subida 0-90%	Plantas basadas en inversores (generadores y SAEB)	< 4 segundos
		Convencionales (hidráulicas y térmicas)	2<Ts<20 segundos
	Tiempo de establecimiento	Plantas basadas en inversores (generadores y SAEB)	menor 15 segundos
		Convencionales - Térmicas	menor a 30 segundos
		Convencionales - Hidráulicas	menor a 60 segundos
	Amortiguamiento	Plantas basadas en inversores (generadores y SAEB)	30%
		Convencionales (hidráulicas y térmicas)	30%
	Banda Muerta para las plantas convencionales	Menor o igual a 30 mHz	
	Banda Muerta para las plantas basadas en inversores (generadores y SAEB)	Configurable en un rango entre 0 y 120 mHz	
	Estatismo para las plantas convencionales	Valor entre el 4% y el 6%	
Estatismo para las plantas basadas en inversores (generadores y SAEB)	Configurable en un rango entre el 2% y el 6%		
Sostenimiento	30 segundos		
Obligatoriedad	Plantas Convencionales	Obligatoria	
	Plantas solares fotovoltaicas y eólicas	Obligatoria	
	Independiente de que la planta/unidad no esté habilitada para la prestación del servicio de RPF, debe operar con el regulador en modo libre		
Habilitación	Procedimiento de habilitación para prestar la regulación primaria, si no lo cumple contratarlo con un tercero o pagar la compensación.		
	Este procedimiento debe consistir en pruebas que permitan verificar el cumplimiento de los parámetros técnicos para prestar el servicio de RPF para un número suficiente de escalones y de puntos de operación de tal forma que estadísticamente se puedan obtener resultados confiables utilizando un protocolo similar al establecido en los acuerdos vigentes del CNO para las pruebas de estatismo y banda muerta, donde se incluya adicionalmente la medición y verificación de los		

	<p>parámetros: Tiempo de reacción o respuesta inicial, Tiempo de subida 0-90%, Tiempo de establecimiento.</p> <p>Una unidad de generación puede ser habilitada si instala SAEB para cumplir con los requisitos para prestar el servicio de RPF.</p> <p>Una planta se encuentra HABILITADA cuando mediante las pruebas se verifica que cumple con los parámetros: Tiempo de reacción o respuesta inicial, Tiempo de subida 0-90%, Tiempo de establecimiento. La habilitación determinará la potencia máxima a la cual puede cumplir con la prestación del servicio de RPF.</p>	
Reserva	Obligación de Reserva para plantas mayores a 5 MW	<p>3% de la Generación Programada.</p> <p>Los generadores que NO están habilitados para la prestación del servicio de RPF, TENDRÁN que comprar el margen de reserva correspondiente en la bolsa de energía o a un tercero.</p>
	Reserva Asignada para plantas mayores a 5 MW	<p>La Reserva de RPF del SISTEMA, se distribuirá entre los generadores habilitados en proporción a su disponibilidad declarada.</p> <p>Los generadores que NO están habilitados y los habilitados que incumplan con la prestación del servicio de RPF, TENDRÁN que comprar el margen de reserva correspondiente en la bolsa de energía o contratarlo con un tercero.</p> <p>El despacho no se verá afectado por la reserva de aquellas plantas habilitadas que en su capacidad máxima puedan prestar el servicio de RPF; este se verá afectado por la reserva de las plantas que NO están habilitadas para prestar el servicio valor de reserva que será asignado entre las plantas habilitadas y los SAEB.</p>
Evaluación	Para las plantas mayores a 5 MW	<ul style="list-style-type: none"> - Dirección de la respuesta - Tiempo de respuesta - Magnitud de aporte de la reserva - Transitoriamente se hace seguimiento solo cuando hay eventos en el SIN - Hacerlo tecnológicamente viable para que sea de forma continua. <p>La evaluación se hará con base en la información recolectada de los PMU's , los cuales deben estar conectados al sistema SCADA del CND. El CND debe implementar el software que con base en dicha información, calcule los parámetros de RPF para cuando la frecuencia salga de la banda de 59.8Hz y 60.2Hz y mediante dicho software determinar el cumplimiento de la RPF (Este debe medir dirección, tiempos y magnitud)</p>
Remuneración	No hay	
Pruebas	Estatismo y Banda Muerta	
	Tiempo de reacción o respuesta inicial	
	Tiempo de subida 0-90%	
	Tiempo de establecimiento	
Medición	<p>Obligatoriedad de tener sistemas de medición fasorial (PMU's) en el punto individual de conexión del generador conectadas al CND mediante un canal de comunicación con un protocolo compatible con el SCADA , los PMU's deben corresponder a medidores Clase M de por lo menos con 48 muestras por segundo de acuerdo con lo establecido en la norma IEEE Std C37.118.1 [4].</p>	

Supervisión	<p>La supervisión la hará el CND con la información adquirida de las PMU's e integrada al sistema SCADA del CND.</p> <p>Se harán pruebas de integración antes de la puesta de operación de cada una de las plantas. Para las plantas existentes se harán pruebas de PMU's una vez se instalen. Se debe reglamentar un periodo de transición (3 años) para la integración de este sistema de supervisión. El CNO debe definir el protocolo de pruebas de esta integración.</p> <p>El CND definirá los indicadores de disponibilidad y desempeño (frecuencia de cumplimiento del servicio). Estos indicadores los debe normalizar con base en los indicadores establecidos por NERC.</p> <p>La periodicidad del intercambio de información es continua en Tiempo Real y las variables a supervisar son: potencia activa y frecuencia.</p>
Prestadores del servicio	Plantas convencionales y no convencionales, SAEB

2.3.2 Regulación Secundaria de Frecuencia

Con base en el análisis regulatorio y el diagnóstico, se presenta una propuesta para el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) que considera los siguientes aspectos:

- Diferenciación de los requisitos del servicio de RSF para el Sistema y para las unidades.
- El número mínimo de unidades debe ser calculado en el despacho por el CND de tal manera que la sumatoria de las rampas de cada unidad individual sea mayor o igual al cambio máximo de carga
- El criterio para definir la holgura mínima debe estar ligado a la unidad mínima que puede entrar en el despacho y que puede hacer AGC.
- Incluir un criterio de confiabilidad n-1, es decir que con la salida de una unidad se conserve la holgura necesaria
- Mitigar el riesgo de asignación de la holgura a una sola planta lo cual puede generar la pérdida total del servicio cuando se presenta un evento en dicha planta, lo cual ha sido muy frecuente de acuerdo con las estadísticas.
- Se propone siempre control automático para tener una buena velocidad de respuesta comparado con un control manual que además de ser más lento tiene dificultades para la coordinación con las otras unidades que estén prestando el servicio RSF en forma automática. No se acepta control manual sino solamente en condiciones de emergencia cuando no haya otra alternativa.
- Teniendo en cuenta que las desviaciones en la prestación del servicio de RSF ocurren debido principalmente a pérdidas de generación, salidas de elementos de transmisión e interconexión, desviaciones de demanda y de la generación programada y volatilidad de las fuentes variables se propone clasificar la función de la RSF y las necesidades de reserva hacia arriba y hacia abajo para prestar el servicio de RSF en:
 - La reserva hacia arriba y hacia abajo que se necesita para regular el sistema en condiciones normales de pequeñas pero continuas variaciones de la generación y la demanda.

- La reserva requerida hacia arriba y hacia abajo para el sistema en condición normal de operación para hacer un seguimiento de la demanda para corregir las diferencias entre los pronósticos de cada período y la demanda real.
 - La reserva necesaria hacia arriba y hacia abajo para el sistema en condición normal de operación para regular rampas por cambios en los despachos entre un período o cambios bruscos en la generación de las fuentes variables.
 - La reserva necesaria hacia arriba y hacia abajo para el sistema en condición de alerta o emergencia para enfrentar contingencias de generación, transmisión o pérdida de la interconexión con otros países, actualmente Ecuador y en un futuro con más países de la CAN y/o Panamá.
- h) El valor mínimo para ser habilitado para prestar el servicio de AGC se debe reducir a 5 MW que es el tamaño mínimo propuesto para las plantas despachadas centralmente.
- i) Calcular las holguras diariamente considerando tanto la componente de regulación y la de contingencia (salida creíble de la unidad más grande).
- j) El mínimo número de unidades debe corresponder sólo a que la velocidad de toma y reducción de carga sea igual o superior a la máxima variación de velocidad de carga del sistema.

Propuestas para el servicio de RSF		
Prestación del Servicio para el SISTEMA		
Tiempo respuesta	Recuperación de la frecuencia dentro de la banda de regulación 59.8Hz y 60.2Hz en 30 segundos después de ocurrido el evento	
Sostenimiento	Mínimo 30 minutos después de ocurrido el evento	
Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia por medio del AGC	Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 minutos	
Propuestas para el servicio de RSF		
Prestación del Servicio por UNIDADES Y/O PLANTAS		
Parámetros técnicos para la prestación del servicio	Tiempo de Retardo de la Unidad en comenzar a responder una vez enviado el comando por el AGC	Máximo de 20 segundos una vez enviado el primer comando de regulación.
	Criterios establecidos por el CND y aprobados por el CNO anualmente	Velocidad Máxima de Cambio de Carga del Sistema
		Velocidad Mínima y Máxima de Cambio de Carga por Unidad para las plantas convencionales y para las basadas en inversores (eólicas, solares y SAEB)
	Número Mínimo de Unidades	Calculado en el despacho por el CND de tal manera que la sumatoria de las rampas de cada unidad individual sea mayor o igual al cambio máximo de carga

	Holgura Mínima por Unidad	Este criterio debe estar ligado a la unidad mínima que puede entrar al despacho que pueda hacer AGC (5 MW)
Requisitos técnicos	Respuesta de velocidad de toma de carga sostenida	Debe estar entre el máximo y mínimo definido por el CND
	Estatismo	El valor definido para RPF según cada tecnología
Control	<p>Automático y la señal enviada por el AGC del CND debe ser para modificar el set point de potencia de la unidad, no se permite variación por pulsos.</p> <p>Se permite control manual solo en caso de emergencias, cuando todas las unidades habilitadas para hacer AGC hayan perdido comunicación con el CND.</p> <p>Todas las plantas habilitadas para prestar el servicio de RSF deben ser integradas a la función de control automático de generación del CND</p>	
Obligatoriedad	<p>Las plantas y/o unidades que cumplan con los requisitos y pruebas según el Acuerdo CNO 1428 o el que lo modifique o sustituya para ser habilitadas se denominan elegibles para prestar el servicio.</p> <p>Todo generador despachado centralmente es responsable comercialmente de contribuir a la reserva hacia arriba y hacia abajo asignada en el proceso de cooptimización del despacho factible vinculante. La reserva asignada tanto hacia arriba como hacia abajo se distribuirá a los generadores en proporción a su despacho. La pueden prestar con sus propios activos o comprándola en el mercado.</p>	
Habilitación	Plantas habilitadas para hacer AGC (pasan las pruebas de habilitación según el Acuerdo CNO 1428 o el que lo modifique lo sustituya)	
Cálculo de la reserva	<p>La reserva de regulación secundaria hacia arriba debe ser suficiente para reemplazar la reserva primaria programada durante la operación normal del sistema y para contribuir a cubrir la pérdida creíble de la generación más grande despachada en el sistema.</p> <p>La reserva secundaria horaria del sistema hacia arriba debe ser al menos igual al valor máximo entre:</p> <p>(i) Reserva para regulación (el mayor entre 3% de la generación programada y las desviaciones de los programas de generación o consumo, las rampas de cambios de programa tanto de subida como de bajada, y las rampas de demanda neta.) y</p> <p>(ii) Reserva de contingencia: el 100% de la mayor salida de generación creíble de una unidad o importación por un enlace internacional, según las estadísticas de salidas forzadas de las unidades o de los enlaces internacionales que hayan sido programados los últimos 18 meses.</p> <p>La reserva de regulación secundaria hacia abajo debe poder cubrir la desviación esperada hacia arriba de la generación variable en la operación normal del sistema y la mayor pérdida de carga esperada en el sistema por una contingencia simple. Dicha</p>	

	<p>reserva secundaria podrá determinarse a través de un método probabilístico de análisis de desviaciones de la generación variable y de contingencias de carga N-1.</p> <p>El cálculo de las holguras se debe calcular diariamente.</p>
Criterio de Confiabilidad	<p>Criterios:</p> <ul style="list-style-type: none"> • n-1, es decir que con la salida de una unidad se conserve la reserva necesaria • La holgura no se concentre en una sola planta
Evaluación	La deberá realizar el CND y deberá calcular indicadores de desempeño a nivel mensual que midan la calidad de la prestación del servicio, la frecuencia de fallas de la prestación del servicio, las causas de las fallas, estadísticas de la activación. Estos indicadores los debe normalizar con base en los indicadores establecidos por NERC.
Supervisión	<p>La deberá realizar el CND en tiempo real con el sistema SCADA.</p> <p>El CND definirá los indicadores de desempeño con base en los indicadores establecidos por NERC.</p>
Remuneración	Servicio remunerado mediante un esquema de mercado por mérito
Pruebas	Pruebas de habilitación de AGC según el Acuerdo CNO 1428 o el que lo modifique o sustituya.
Medición	SCADA

2.3.3 Regulación Terciaria de Frecuencia

Con base en el análisis regulatorio y el diagnóstico, se define una propuesta para el servicio de Regulación Terciaria de Frecuencia (RTF) que considera los siguientes aspectos:

- a) Para decidir la activación de la regulación terciaria se propone implementar despachos horarios y de tiempo real con períodos de resolución inicialmente de 15 minutos que sólo optimicen los faltantes o excedentes debido a indisponibilidades totales de generación o variaciones en los programas de las importaciones o exportaciones o contingencias en la red de transporte.
 - Los despachos horarios tienen como objetivo determinar los ajustes a nivel horario que ocurran durante cada sesión, los despachos factibles vinculantes de las sesiones intradiarias, que sean necesarios para garantizar la seguridad del sistema por la ocurrencia de indisponibilidades de generación, variaciones de carga o de generación de las plantas variables, indisponibilidades de la red de transporte que sean necesarias para garantizar el balance oferta-demanda y la restitución de la regulación secundaria asignada en las sesiones intradiarias.
 - Los despachos de 15 minutos tienen como objetivo determinar los ajustes que ocurran a nivel horario, que sean necesarios para garantizar la seguridad del sistema por la ocurrencia de indisponibilidades de generación, variaciones de carga o de generación de las plantas variables, indisponibilidades de la red de transporte que sean necesarias para garantizar el balance oferta-demanda y la restitución de la regulación secundaria asignada en las sesiones intradiarias.
- b) Con el fin de optimizar la asignación de la regulación terciaria se considera conveniente dividirla en dos:

- **La reserva rodante** que se puede inicialmente calcular con el valor promedio de las autorizaciones y una vez se implemente dicha reserva el CND la puede ir calculando con las estadísticas de activación que vaya teniendo en la operación real. Se considera que una vez se tengan estadísticas de por lo menos seis meses se pueden utilizar promedios móviles de dicha activación. Es importante que sea obligatorio la prestación de este servicio de regulación con la disponibilidad que no haya sido utilizada para el despacho de energía para los recursos que cumplan con los tiempos de respuesta y sean asignados en el despacho factible vinculante o en las sesiones intradiarias. La oferta debe ser la misma que para energía tanto para el despacho factible vinculante como para las sesiones intradiarias. Su asignación será resultado de la cooptimización. La activación se hará en los despachos horarios y de tiempo real que se realicen. La remuneración debe ser solo por la activación de acuerdo con las reglas de liquidación que estén vigentes para energía.
- **La reserva fuera de línea** será aquella que no sea asignada para energía ni para reserva rodante. Es importante que sea obligatorio ofertar disponibilidad de reserva terciaria y oferta de precios de energía y arranque y parada para la prestación de este servicio de regulación. La asignación será el resultado del modelo de optimización del despacho factible vinculante.

Propuesta para el servicio de RTF			
Parámetros técnicos para prestar el servicio	Los declarados por los recursos de generación		
	Reserva Rodante	Tiempo de respuesta muy rápido	< 5 minutos
	Reserva Fuera de Línea	Tiempo de respuesta	< 30 minutos
	Tiempo de sostenimiento	Mayor a 30 minutos	
Obligatoriedad	Obligatorio la presentación de ofertas de disponibilidad de reserva terciaria y oferta de precios de energía y arranque y parada para todos los recursos despachados centralmente. En caso de no poder prestar el servicio, deberá declarar disponibilidad 0 MW.		
Reserva	Reserva Rodante	Inicialmente será el valor promedio de las autorizaciones de los últimos seis meses (transitorio). El CND calculará dicha reserva con las estadísticas de activación de los promedios móviles de los últimos seis meses.	
	Reserva Fuera de Línea	Inicialmente será el máximo valor de las autorizaciones de los últimos seis meses (transitorio).	

	El CND calculará dicha reserva con las estadísticas de activación del valor máximo móviles de los últimos seis meses.
Activación	<p>Despachos horarios y de tiempo real con períodos de resolución inicialmente de 15 minutos que sólo optimicen los faltantes o excedentes debido a indisponibilidades totales de generación o variaciones en los programas de las importaciones o exportaciones o contingencias en la red de transporte.</p> <p>Para tiempos menores a 15 minutos, el CND hará las autorizaciones necesarias.</p>
Evaluación	La realiza el CND
Remuneración	<p>Definida por la regulación que esté vigente.</p> <p>Para los recursos asignados como reserva rodante, se les pagará la disponibilidad como el marginal resultante del modelo de optimización del despacho factible vinculante y la activación al precio marginal de energía de la sesión intradiaria y además se le reconocerán los costos de arranque y parada.</p> <p>Para los recursos que estén fuera de línea, la disponibilidad se pagará como el marginal resultante del modelo de optimización del despacho factible vinculante y la activación al precio marginal de energía de la sesión intradiaria y además se le reconocerán los costos de arranque y parada.</p>

2.3.4 Servicio de Control de Voltaje

El control de voltaje se hace con acciones remediabiles de tipo local y la decisión e implementación de las soluciones obedece generalmente a decisiones centralizadas; por tal razón, la competencia se implementa más por el Mercado que en el Mercado, es por esto, que las soluciones normalmente se determinan en los planes de expansión de las redes de transmisión (STN, STR y SDL) y en los requisitos del código de red para el suministro y control de reactivos y de tensión de los generadores, y de los sistemas de almacenamiento.

Para la obtención de un servicio efectivo de Control de Tensión y Reactivos en el Sistema Interconectado Nacional en primera instancia se hace necesaria una adecuada definición de términos.

En este sentido se proponen las siguientes definiciones:

- **Reserva de Reactivos Dinámica:** margen u holgura de reactivos disponible en generadores con su Control de Tensión a Automático.
- **Reserva de Reactivos Dinámica Rápida:** margen u holgura de reactivos disponible en elementos FACTS tales como Statcom's, SVC's y terminales HVDC con tecnología VSC.
- **Banda de Flotación:** Rango de operación normas de un Statcom o SVC para garantizar reservas de reactivos dinámicas rápidas tanto capacitivas como inductivas.
- **Reserva de Reactivos Estática:** Margen u holgura de reactivos disponibles en elementos maniobrados mecánicamente con interruptores, tales como Bancos de Capacitores y Reactores controlados en forma manual.

- **Reserva de Reactivos Estática Rápida:** Margen u holgura de reactivos disponibles en elementos maniobrados mecánicamente con interruptores, tales como Bancos de Capacitores y Reactores controlados con controles VQC y/o Controles de Tensión Automáticos, los cuales pueden estar efectivamente conectados en un segundo o menos.

En principio las Reservas de Reactivos deben establecerse mediante análisis eléctricos por áreas eléctricas de estado estable, contingencias y poscontingencia, teniendo en cuenta los recursos disponibles de reactivos y de acuerdo a los tipos de reserva. Las reservas entonces se definirán de tal manera en la situación de poscontingencia se logre un estado de operación seguro.

Teniendo en cuenta lo anterior y con base en el análisis regulatorio y el diagnóstico, se presenta una propuesta para el servicio de control de voltaje que considera aspectos a ser tenidos en cuenta en la planeación de la expansión, en la planeación de la operación, la programación, la coordinación, la supervisión y el control de la operación.

Propuestas para el servicio de control de voltaje	
Planeación de la expansión	<ul style="list-style-type: none"> - Definición de equipos de compensación (Condensadores, reactores, condensadores síncronos (SVC), STATCOM, FACTS, baterías) para garantizar los niveles de voltaje en n y n-1 y garantizar la estabilidad de voltaje - Subastas
Planeación de la operación	<ul style="list-style-type: none"> - Definición de áreas y subáreas eléctricas - Definición de nodos pilotos en cada área y subárea utilizando los siguientes criterios para la selección de nodos piloto: <ul style="list-style-type: none"> • Selección de los nodos con la mayor capacidad de cortocircuito, para ello se evalúa el nivel de cortocircuito trifásico, que es el que representa el mayor aporte • Selección de los nodos que impongan variación de tensión a los nodos eléctricamente cercanos, la inyección de potencia reactiva en ellos debe traducirse en una variación de tensión también en los nodos próximos. Para ello se utilizan las matrices de sensibilidad de la tensión debido a los cambios en potencia reactiva para los nodos definidos - Evaluación de las reservas estáticas y dinámicas en cada nodo piloto para el largo, mediano y corto plazo para soportar contingencias n-1 - Identificación de instalación de equipos para suministro de reactivos, incremento de inercia, inyección rápida de corto circuito y control
Programación	<ul style="list-style-type: none"> - Despacho de reactivos del Despacho Factible Vinculante, optimización de reactivos minimizando pérdidas - Cálculo de reserva a nivel horario de cada nodo piloto

Coordinación	<p>PROCEDIMIENTO PARA AUMENTAR VOLTAJE</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Conexión de condensadores y desconexión de reactores de la zona 2) Cambio de posición de los taps de transformadores 3) Ajuste de tensión con generadores, incluidas las instalaciones de generación eólica agregada 4) Cambio de set point de los compensadores estáticos, de los condensadores síncronos y de los elementos dinámicos FACTS tales como SVCs, Statcom, etc. 5) Considerar reconfiguraciones en la red de transmisión 6) Cancelar mantenimientos/salida de elementos que contribuyan a bajas tensiones 7) Evaluación en tiempo real si se pueden permitir valores de voltajes por debajo de los límites 8) Tomar otras medidas que se consideren necesarias para aumentar la tensión. 	<p>PROCEDIMIENTO PARA DISMINUIR VOLTAJE</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Desconectar condensadores y conectar los reactores de la zona 2) Cambio de posición de los taps de transformadores 3) Ajuste de tensión con generadores, incluidas las instalaciones de generación eólica agregada 4) Cambio de set point de los compensadores estáticos, de los condensadores síncronos y de los elementos dinámicos FACTS tales como SVCs, Statcom, etc. 5) Desconexión de líneas poco cargadas después de confirmar mediante un estudio que no hay problemas de contingencias posteriores 6) Tomar otras medidas que se consideren necesarias para reducir la tensión.
Supervisión	<ul style="list-style-type: none"> - Voltajes en todos los nodos del STN y STR en tiempo real - Estabilidad de tensión en TR - Para conexiones compartidas el CND supervisará los nodos de las conexiones individuales de los generadores que hacen parte de las conexiones compartidas - Las variables a supervisar serán: potencia activa y reactiva, voltajes (magnitud y ángulo) y frecuencia. <p>El CND definirá los indicadores de desempeño con base en los indicadores establecidos por NERC.</p>	
Control	<ul style="list-style-type: none"> - Control automático jerárquico distribuido y separado en espacio y tiempo de mínimo tres niveles: <p>Nivel I: AVR (Automatic Voltage Regulator), Statcom y SVC. Tiempo de control instantáneo a 1.0 segundo</p> <p>Nivel II: Cambio automático del setpoint de los AVR, Statcom y SVC. Y maniobras remotas de reactores, condensadores y taps de transformadores (VQC). Tiempo de control de 1 a 5 minutos.</p> <p>Nivel III: Cambio manual de taps de transformadores con cambios bajo carga. Tiempo de control entre 5 y 15 minutos.</p>	
Medición	<ul style="list-style-type: none"> - PMU's en todos los nodos del STN - PMU's en todos los nodos de los generadores mayores a 5MW 	

	Los PMU's deben corresponder a medidores Clase M de por lo menos 48 muestras por segundo de acuerdo con lo establecido en la norma IEEE Std C37.118.1 [4].
Pruebas	<ul style="list-style-type: none"> - Curvas PQ: generadores, SVC, STATCOM, FACTS, Baterías - Pruebas de supervisión, desempeño de las PMU's, conectividad <p>Estas pruebas serán definidas por el CNO</p>

2.3.5 Arranque en Negro

Este servicio podrá ser prestado por generadores nuevos o existentes, los cuales deberán estar localizados en puntos estratégicos del sistema, acordados por el operador del sistema y cada uno de los agentes. Para ello, el operador del sistema deberá recibir una solicitud del agente generador de participar en este servicio, y evaluará la posibilidad de que este pueda prestar el servicio, de acuerdo con los requisitos definidos por el CND y/o CNO para los generadores que deseen prestar este servicio y a los resultados de pruebas de Arranque en Negro (AN) que se definan. El servicio de AN se puede prestar con uno o más generadores al mismo tiempo para garantizar la solución más económica y eficiente.

El Arranque en Negro se asignaría a quienes cumplan con los requisitos definidos para la prestación del servicio, y la remuneración debe tener los siguientes componentes:

- **Disponibilidad:** valor que puede ser resultante de una subasta que puede ser realizada a nivel anual o un valor regulado por la CREG
- **Activación:** se pagará los costos variables y arranque y parada al precio de reconciliación declarado para la unidad de AN
- **Precio de pruebas:** se paga a precio de reconciliación declarado para la unidad de AN cuando se utiliza la unidad de generación para la realización de una prueba de AN (\$/MW)

Del proyecto de resolución CREG 143 de 2021[5] se considera lo siguiente referente al servicio de Arranque en Negro y que se propone implementar:

a) Requerimientos

- *El CND deberá adelantar estudios eléctricos para identificar las necesidades de capacidad disponible de arranque autónomo por área eléctrica del SIN, de tal manera que se determinen la cantidad necesaria para garantizar el restablecimiento y operación normal del sistema después de un colapso parcial o total.*
- *El CND identificará las áreas eléctricas del sistema donde es necesario y factible contar con disponibilidad de arranque autónomo, en donde puedan participar diferentes recursos de generación en la prestación de este servicio*
- *El CND debe establecer los requerimientos de información, supervisión, técnicos y las pruebas que se deben cumplir para la prestación del servicio de arranque autónomo. La metodología propuesta por el CND deberá ser informada a la CREG para publicación mediante Circular del Director Ejecutivo.*

b) Asignación del servicio

El servicio complementario de arranque autónomo se asignará mediante convocatoria abierta, que adelantará anualmente el CND para cada área eléctrica identificada, teniendo en cuenta lo siguiente:

- a. El período a asignar será: (i) un (1) año para recursos de generación existentes y (ii) cinco (5) años para recursos de generación nuevos.*
- b. La asignación se deberá hacer a las oferta de menor precio hasta cubrir el requerimiento de AU del área. En caso de que se requiera asignar a más de un recurso de generación, la remuneración será a la oferta marginal.*
- c. Las ofertas se deberán hacer en USD/MW. Lo anterior aplica cuando se tenga pluralidad de ofertas de agentes que no tienen vinculación económica.*
- d. En caso de que para un área eléctrica solo se presente un proponente o haya un proponente pivotal, la remuneración se realizará por costos y solo por un año.*
- e. Si se presentan oferentes con vinculación económica, se seleccionan la(s) oferta(s) de menor precio, pero la remuneración se realizará por costos.*
- f. Para establecer los costos, el CND adelantará un estudio, el cual será informado a la CREG para que se adopten dichos valores mediante acto administrativo.*

c) Pago del servicio

La remuneración del recurso de generación con asignación de AU se hará mensualmente en COP, para lo cual se utilizará la TRM promedio del mes anterior a la fecha de liquidación.

Cuando opera el recurso de generación se reconocerán los costos variables en que incurrió, para lo cual, el agente deberá entregar al CND, para su revisión, dichos costos justificados con los respectivos soportes: mediciones, facturas, otros.

d) Pruebas

A los recursos de generación con asignación de arranque autónomo seleccionados en las convocatorias, el CND les programará pruebas de arranque autónomo anuales para lo cual deberá diseñar un programa de pruebas donde se seleccione aleatoriamente el recurso y el día de la prueba.

El recurso de generación que falle la prueba tendrá que devolver los pagos que ha recibido hasta la última vez que haya operado o que tuvo una prueba exitosa.

2.3.6 Servicios Complementarios Futuros

2.3.6.1 Respuesta Rápida en Frecuencia Mayor al Requerimiento Obligatorio

Dependiendo de los requerimientos del sistema y de las características técnicas de los generadores eólicos, se puede tener un aporte adicional a los mencionados en la Resolución CREG 060 de 2019 en cuanto a la funcionalidad de respuesta rápida de frecuencia. Los parámetros que se pueden evaluar y que pueden ser objeto de remuneración son:

- La funcionalidad de respuesta rápida en frecuencia se debe activar cuando la frecuencia alcance un valor igual o inferior a 59.85 Hz, para el caso obligatorio se debe tener un aporte por parte del generador en potencia proporcional a la caída de frecuencia en razón a de mínimo un 12% de la potencia nominal de la planta de generación por cada Hertz. Dependiendo de las características de los generadores y de los requerimientos del sistema, se puede tener un servicio adicional donde se tengan ofertas de estos generadores con un aporte superior a ese

12% para la recuperación de la frecuencia cuando se supere dicho umbral. El esquema de remuneración debe considerar lo siguiente:

- Disponibilidad: valor que puede ser resultante de una subasta que puede ser realizada a nivel anual
 - Activación: se pagará al precio de reconciliación declarado por la unidad que ofrece este servicio.
- La función de respuesta rápida de frecuencia con un aporte adicional al de obligatorio cumplimiento, se debe especificar en función del porcentaje de carga de su potencia nominal.

Este servicio se recomienda como un servicio a implementar en el futuro cuando los análisis del CND consideren que sea necesario.

2.3.6.2 Servicio de Inercia

El CND debe analizar la oportunidad de establecer este servicio cuando se considere que debido a la integración de las FERNC sea necesario, con una alta probabilidad, requerir fijar una inercia mínima en el despacho factible vinculante y por tanto buscar soluciones de agregar inercia al sistema que permita que el servicio sea prestado de forma competitiva tanto por recursos convencionales de generación, o recursos con inversores o compensadores sincrónicos. Antes de que las condiciones sean propicias para que se considere como un servicio complementario debe ser parte de la asignación de generación de seguridad como resultado de los estudios de estabilidad dinámica realizados en el planeamiento operativo eléctrico teniendo como base que la respuesta de la frecuencia ante ocurrencia de contingencias de generación o transmisión no produzcan ROCOF superiores a 0,5 HZ por segundo calculado a los 500 ms después de ocurrido el evento o que no se produzcan condiciones oscilatorias o de inestabilidad electromecánica [6].

3 INTRODUCCIÓN

Los servicios complementarios (SSCC) denominados también como servicios auxiliares, son servicios utilizados en los sistemas eléctricos de potencia para garantizar la confiabilidad¹ (suficiencia y seguridad) operacional de la red, servicios que a nivel mundial han ido evolucionando debido al aumento de la capacidad de generación con proyectos de Fuentes de Energía Renovable no Convencional (FERNC), con el fin de incrementar la flexibilidad y la resiliencia, incremento necesario por la gran variabilidad de las FERNC y la participación más activa de la demanda.

La Resolución CREG 060 de 2019 [7] en el artículo 6, numeral 13.1, exige a los generadores prestar los siguientes servicios:

- Control de tensión y potencia reactiva.

¹ NERC. La definición de confiabilidad la separa en dos conceptos: suficiencia (adequacy) y seguridad (security). **Suficiencia** es la capacidad del sistema eléctrico de suministrar en todo momento a los consumidores sus requerimientos de potencia y energía, teniendo en cuenta las interrupciones programadas y las interrupciones no programadas razonablemente esperadas de los componentes del sistema. **Seguridad** es la capacidad del sistema de superar fallas o cambios súbitos, lo cual está relacionado con la estabilidad del sistema eléctrico, refiriéndose a la capacidad de soportar perturbaciones repentinas.

- Control de frecuencia mediante regulador de velocidad
- Estabilización de potencia.
- Regulación secundaria de frecuencia con AGC.

Además de los requisitos anteriores, excepto el de Control de frecuencia mediante regulador de velocidad y estabilización de potencia, las plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al Sistema de Transmisión Nacional (STN) y Sistema de Transmisión Regional (STR) deben proveer los siguientes servicios:

- Respuesta rápida de corriente reactiva.
- Regulación de frecuencia mediante un control de potencia activa/frecuencia.
- Respuesta rápida en frecuencia, para el caso de las plantas eólicas.

La Resolución CREG 148 de 2021 [8] adiciona un capítulo transitorio al Anexo General del Reglamento de Distribución contenido en la Resolución CREG 070 de 1998 [9] el cual establece los requisitos técnicos de generadores y autogeneradores a gran escala que funcionan a partir de tecnología solar fotovoltaica o eólica y que están conectados al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW. Dicho Anexo define que estas plantas deben proveer los mismos servicios que las plantas conectadas al STN y STR:

- Regulación de frecuencia mediante un control de potencia activa/frecuencia
- Control de tensión
- Inyección rápida de corriente reactiva

Adicionalmente, la Resolución CREG 101 011 de 2022[10] adiciona un capítulo transitorio al Anexo General del Reglamento de Distribución contenido en la Resolución CREG 070 de 1998[9] el cual establece los requisitos técnicos de generadores y autogeneradores a gran escala que funcionan a partir de tecnología solar fotovoltaica o eólica y que están conectados al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW. Dicho Anexo define que estas plantas deben proveer los siguientes servicios:

- Regulación de frecuencia mediante un control de potencia activa/frecuencia
- Control de tensión

Comparado con las plantas mayores a 5 MW el único servicio que se exceptúa es el de inyección rápida de corriente reactiva.

De lo anterior, se resumen en la Figura 2 los servicios complementarios que se tienen actualmente considerados como apoyo a la operación del SIN:

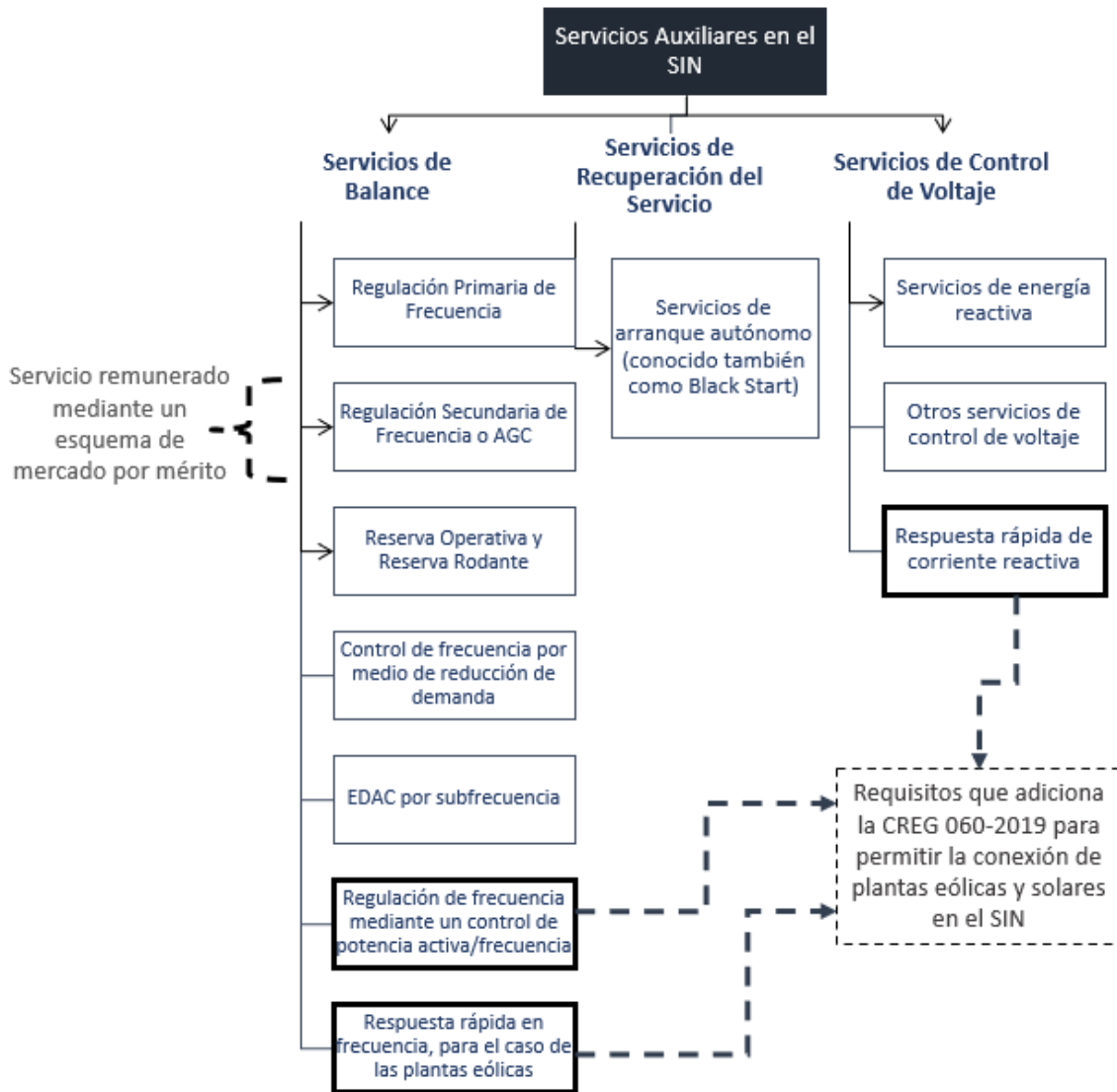


Figura 2 Servicios Auxiliares actuales para la operación del SIN

En Colombia el único servicio complementario que ha sido remunerado es el de Regulación Secundaria de Frecuencia, conocido como AGC, el cual es asignado diariamente mediante una subasta de resolución horaria, donde los generadores que están habilitados para participar en dicha subasta presentan una oferta de precios, que es igual a la oferta de precios para energía, consistente en un solo precio por planta para las 24 horas del día siguiente y una oferta de disponibilidad para prestar el servicio, cuya cantidad es la misma para regular hacia arriba y hacia abajo. La asignación es el resultado de un modelo de optimización de los costos del servicio sujeto a cubrir la reserva (holgura) definida por el CND para cada una de las 24 horas del día siguiente, modelo que se corre previo al modelo de optimización del despacho económico de energía. Dado que el resultado de este modelo de optimización es simplemente el ordenamiento por méritos, de acuerdo con los precios ofertados para cubrir la holgura de cada hora y el mínimo número de unidades exigido, es

posible que la asignación resulte en una sola planta lo cual no garantiza la continuidad de la prestación del servicio cuando se presenta una falla, que saque de servicio toda la planta.²

Para participar en este servicio las unidades de generación deben estar habilitadas por el CND, quién verifica que cumpla los requisitos técnicos que exige la regulación y los acuerdos del CNO

El control de frecuencia está reglamentado en el numeral 5.6 del Código de Operación (Resolución CREG 025 de 1995[11] donde se estableció, inicialmente, como control de frecuencia la regulación primaria (numeral 5.6.1) y la secundaria (numeral 5.6.2); lo cual se ha modificado mediante las resoluciones 198 de 1997, 023 de 2001 y 060 de 2019. En la Resolución CREG 025 de 1995 modificada por la resolución CREG 061 de 1996 se define el Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia. Mediante la Resolución CREG 060 de 2019[7] se adicionó la respuesta rápida en frecuencia para plantas eólicas.

La Figura 3 tomada de [12] presenta las acciones secuenciales y los impactos en la frecuencia del sistema del control de frecuencia primario, secundario y terciario:

² E-2022-006542. Comunicación CNO a la CREG. Asunto: Riesgos para la asignación de las reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia-AGC.

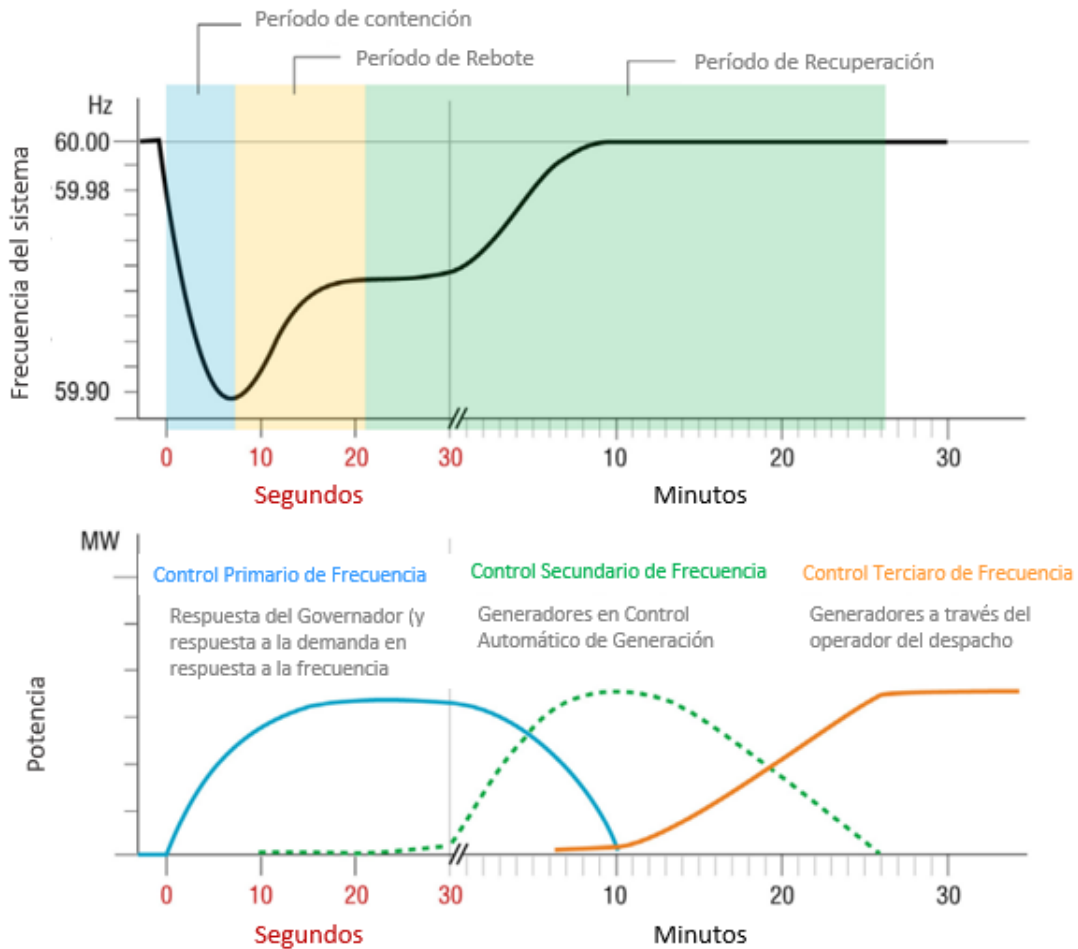


Figura 3 Acciones secuenciales e impactos en la frecuencia del sistema del control de frecuencia primario, secundario y terciario (Fuente [12])

***Traducción de PHC

Los tiempos de respuesta que se consideran en la regulación actual para los servicios de balance se describen gráficamente en la Figura 4:

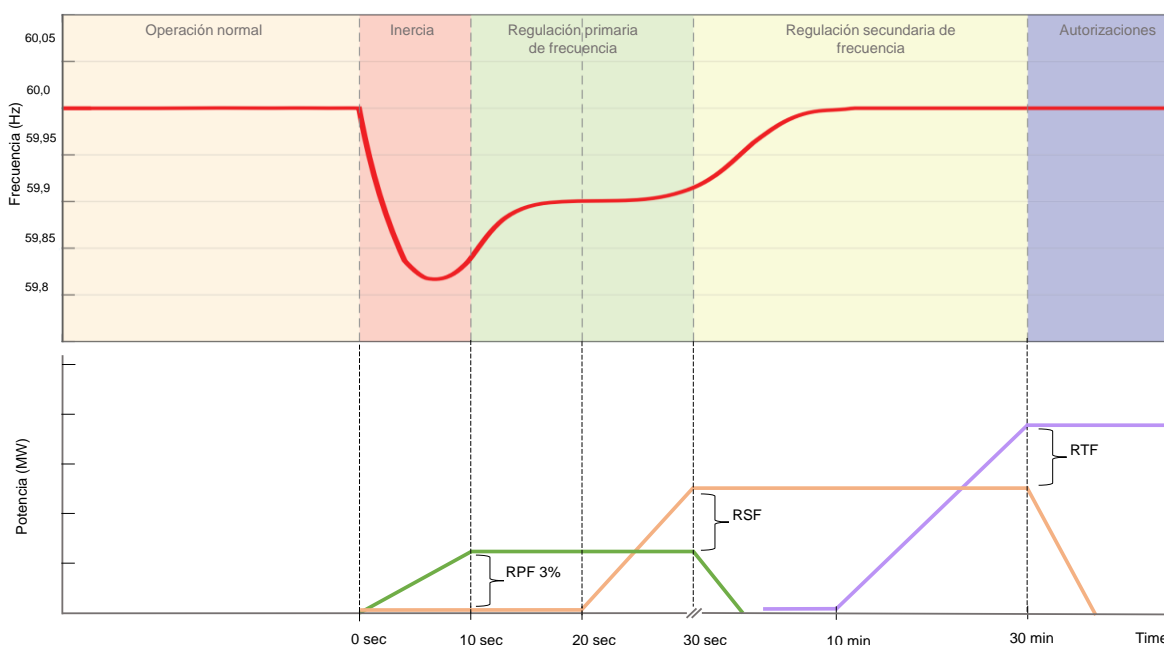


Figura 4 Tiempos de respuesta de la RPF, RSF y RTF según requerimientos regulatorios actuales

El objetivo de este informe es presentar la revisión, análisis y evaluación de los servicios complementarios establecidos en el Código de Redes y propuestos en el Mercado de Energía Mayorista definiendo criterios técnicos y requisitos operativos para la prestación de estos servicios e identificando aspectos de mejora y modificaciones a la regulación de los mismos.

El Informe se divide en 16 capítulos así: capítulo 1 con el objetivo y alcance de la presente consultoría seguidos por el capítulo 2 con el Resumen Ejecutivo. El capítulo 3 presenta la introducción. En el capítulo 4 se hace referencia al análisis conceptual de las necesidades de Servicios Complementarios y en el capítulo 5 se presenta el referenciamiento internacional realizado de los SSCC adoptados por diferentes mercados. En el capítulo 6 se desarrolla la revisión de los documentos previos a esta consultoría y que tratan temas relevantes sobre SSCC, esta información fue suministrada por la CREG. En el capítulo 7 se realiza un análisis sobre el Proyecto de Resolución CREG 143 de 2021. A partir del capítulo 8 hasta el capítulo 13 se realiza el análisis de los Servicios Complementarios y otras reservas que se consideran en el sistema colombiano realizando el análisis de la regulación vigente, elaborando un diagnóstico y presentando conclusiones y recomendaciones; se sigue el orden: Análisis de la Regulación Primaria, Análisis de la Regulación Secundaria, Análisis Autorizaciones y el Servicio de Regulación Terciaria, Análisis de Control de Voltaje, Análisis Respuesta Rápida en Frecuencia, y Análisis del Servicio de Arranque en Negro. En el capítulo 14 se encuentra la propuesta para realizar simulaciones de la operación del SIN bajo distintas condiciones esperadas en el SIN las cuales serán el insumo para el desarrollo del Informe 3 de la presente consultoría. Finalmente, los documentos Anexos a este Informe están en el capítulo 15 y las referencias consultadas en el capítulo 16.

4 ANÁLISIS CONCEPTUAL DE LAS NECESIDADES DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

4.1 Conceptos generales

No existe un criterio global para definir los servicios complementarios (SSCC) denominados también como servicios auxiliares, que sea aplicable en todos los sistemas, ya que la inclusión o adaptación de estos depende de las características del sistema (red eléctrica, generación, demanda, mercado, etc.). La clasificación más sencilla que se puede hacer para los servicios complementarios es basada en recursos, lo cual permite que estos se agrupen en (Figura 5):

- Los servicios auxiliares de control de frecuencia: como la regulación primaria, secundaria y terciaria, el seguimiento de la demanda y reservas operativas
- Los que no son de frecuencia: como servicios de control de voltaje (mediante el apoyo a la potencia reactiva)
- Los servicios de emergencia: servicios de arranque en negro, deslastre de generación y carga [2], [3].

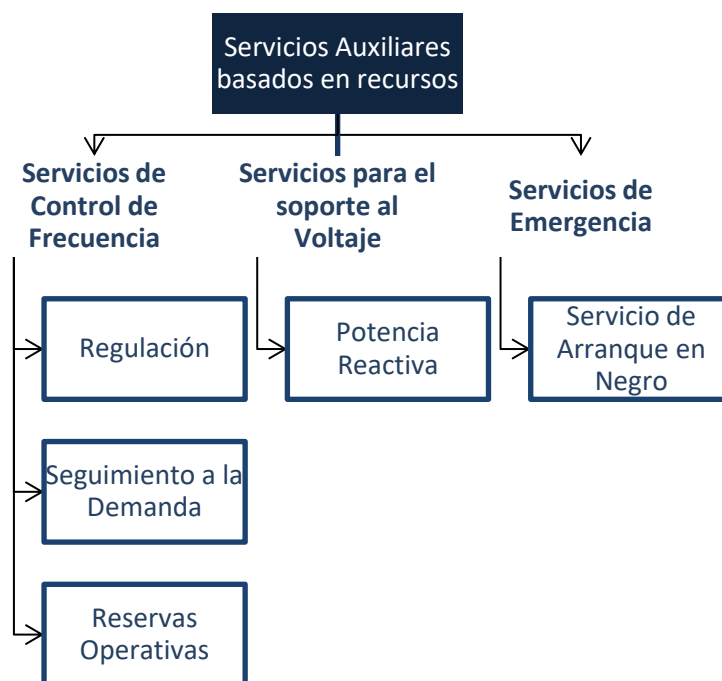


Figura 5 Servicios Complementarios basados en recursos

Los servicios complementarios son necesarios para mantener la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, estos pueden ser obligatorios, remunerados, exigidos en los códigos de red o acordados en convenios bilaterales y esto depende de las características propias del sistema y del diseño del mercado. Los servicios auxiliares remunerados contribuyen significativamente a la viabilidad económica de su implementación.

Los requerimientos de servicios complementarios han aumentado con la penetración de la generación de Fuentes de Energía Renovable no Convencional (FERNC). Con el incremento de esta generación en los sistemas eléctricos, se observa un cambio en la forma en la que se debe garantizar

la confiabilidad y flexibilidad de estos, derivada de la incertidumbre que se genera por la variabilidad del recurso primario (velocidad, dirección del viento, la radiación solar, etc.), dejando así un alto margen de error para la operación.

Las preocupaciones iniciales sobre la inestabilidad de los sistemas de energía debido a la penetración de recursos renovables no convencionales se han disipado en gran medida debido a que se han abordado estrategias como los requerimientos mínimos de inercia, la respuesta rápida en frecuencia, las exigencias e incentivos para la mejora de la flexibilidad y la modernización de los controles de velocidad y tensión de los generadores sincrónicos convencionales existentes y el control de la frecuencia en varias etapas [13].

4.2 Sistemas de almacenamiento

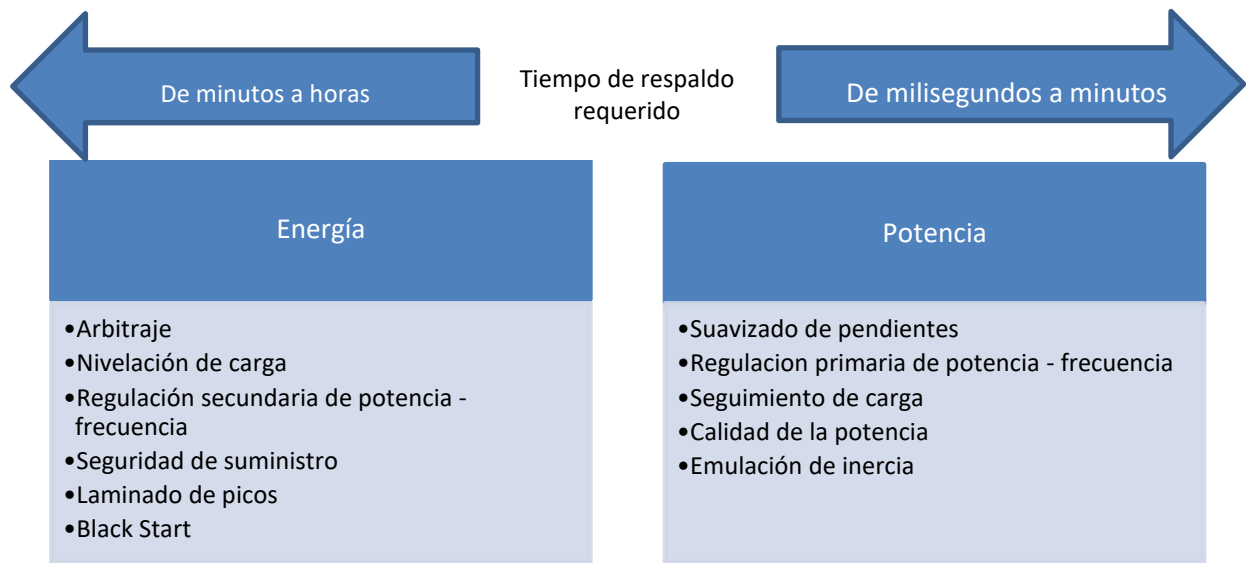
Los Sistemas de Almacenamiento de Energía con base en Baterías o “BESS” por su sigla en inglés “Battery Energy Storage Systems” una vez cargados (desde el sistema, generación eólica o generación solar) pueden inyectar energía al Sistema en los momentos que este requiera apoyo para preservar la seguridad y/o la calidad del mismo. Esta tecnología se basa en baterías a partir de inversores y en tal sentido tienen las mismas características técnicas y la funcionalidades de control que las generaciones eólicas y solares fotovoltaicas con base en inversores, con la excepción que la fuente primaria de la energía (la carga almacenada en las baterías) tiene la capacidad de mantenerse en el tiempo (hasta su capacidad máxima de carga de energía) sin depender del viento o el sol, gracias a esto esta tecnología puede ser usada para apoyar al sistema en las siguientes situaciones [14]–[22]:

- a) **Resolver problemas de congestión:** La inyección de potencia activa y reactiva en su nodo de conexión para aliviar sobrecargas en el sistema debidas a aumentos de la demanda durante algunas horas del día.
- b) **Soporte de la tensión:** La inyección y/o consumo de potencia reactiva en su nodo de conexión para el control de la tensión durante algunas horas del día.
- c) **Aporte a la Inercia del Sistema:** La inyección rápida de potencia activa en respuesta a caídas súbitas de la frecuencia en el sistema (Inercia Sintética).
- d) **Aporte a la Regulación Primaria del Sistema:** El incremento y/o decremento de potencia activa generada en respuesta a la variación de la frecuencia del sistema y su ajuste del estatismo.
- e) **Aporte a la Regulación Secundaria de la Frecuencia:** El Incremento y/o decremento de la potencia activa en respuesta a los requerimientos de la Regulación Secundaria de Frecuencia desde un control centralizado (AGC).
- f) **Servicio de Regulación Primaria de la Frecuencia con Base en Almacenamiento de Baterías:** Las instalaciones de almacenamiento de baterías desde el punto de vista tecnológico y de funcionalidad constituyen excelentes candidatos para la prestación de este servicio, sin embargo, estos deben garantizar la carga de energía suficiente para la prestación del servicio en los periodos ofertados y/o contratados en adición a los requerimientos técnicos mínimos para la prestación del Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia. Adicionalmente se propone mantener el principio de igualdad de condiciones para todos los prestadores del servicio.

Hasta el momento el uso de almacenamiento en Colombia se tiene concebido para temas de la solución de restricciones eléctricas y operativas, pero a nivel internacional se ha estudiado y abordado diferentes oportunidades para el almacenamiento de energía, como las siguientes [23]:

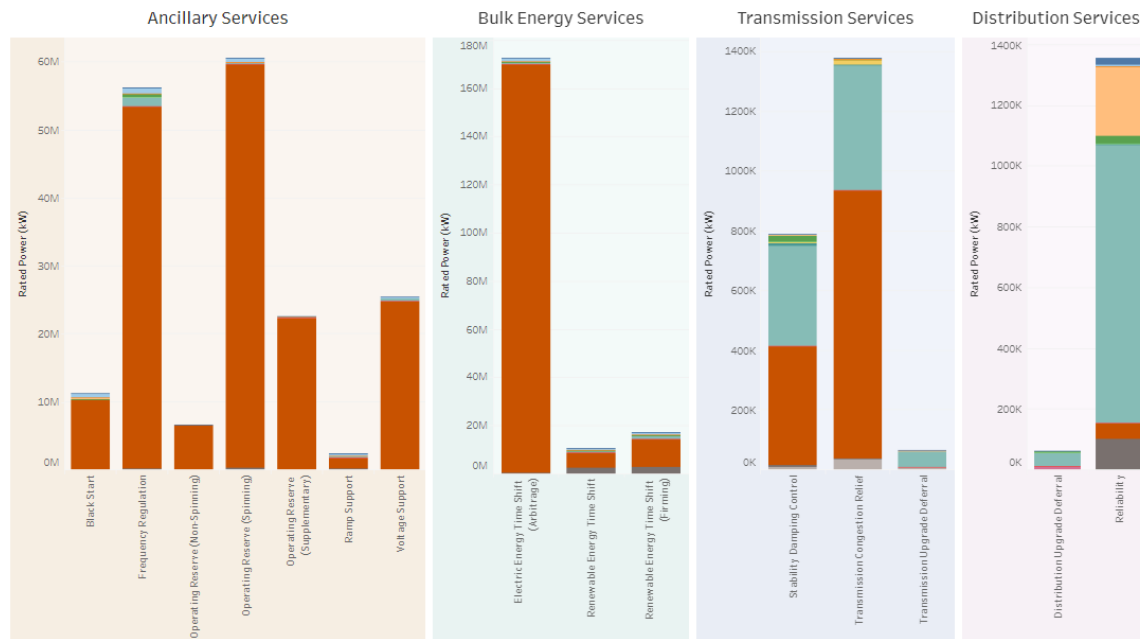
- a) **Arbitraje:** Implica almacenar energía en periodos de baja demanda (bajo precio eléctrico) y venderla en periodos de alta demanda (precios mayores).
- b) **Nivelación de carga – Cambio de carga:** Implica almacenar energía en periodos de elevada generación y verterla a la red en periodos de baja generación.
- c) **Laminado de picos (Peak-shaving):** Se evitan inconvenientes de exceder los límites de potencia de intercambio con la red si durante el pico de potencia, el excedente es cubierto por un ESS. Los límites pueden ser consecuencia de los requerimientos técnicos o por conveniencia económica. Los picos de potencia pueden ser de generación o de consumo, aunque estos últimos son los más estudiados.
- d) **Suavizado de pendientes (Smoothing/ramp-rate control):** Se usa para eliminar o amortiguar las fluctuaciones momentáneas de la potencia. El resultado final tras el suavizado es un perfil de potencia con menos perturbaciones, donde las pendientes de potencia se han alisado. Esta aplicación es uno de los servicios complementarios donde el uso de BESS resulta más destacable. Se trata de una medida preventiva de regulación del desequilibrio de potencia.
- e) **Regulación potencia-frecuencia:**
 - f) **Spinning/back-up:** Ante un desequilibrio entre la generación y demanda cada área de la red debe disponer de las suficientes reservas de energía. Tres tipos genéricos diferenciados fundamentalmente por el tiempo de respuesta
 - **Reservas primarias, rápidas o reserva rodante:** capacidad de generación en línea y sincronizada. Medida correctiva de regulación de desbalance de potencia.
 - **Reservas secundarias, complementarias o no rodantes:** reserva de capacidad no sincronizada.
 - **Reservas terciarias o respaldo:** actúan de sistema de respaldo a los sistemas de reservas rápidas y complementarias.
 - g) **Emulación de inercia:** La emulación de inercia consiste en reproducir la respuesta inercial de un generador síncrono acoplado a la red, es decir, ante un desequilibrio de potencias entregar una potencia proporcional a la derivada de frecuencia.
 - h) **Control de tensión (Voltage support):** Se puede dar soporte al control de la tensión mediante la generación o el consumo de potencia reactiva por parte del convertidor asociado al sistema de almacenamiento. Se puede llevar a cabo en conjunto a la gestión de potencia activa.
 - i) **Black start:** El almacenamiento energético permite el proceso de restauración de la fuente de generación sin dependencia de otra fuente o red eléctrica.
 - j) **Seguimiento de carga (Load-following):** La regulación y el seguimiento de carga mantienen el balance entre generación y consumo. La regulación en tiempos de respuesta de segundos a minutos, el seguimiento de carga de minutos a horas haciendo un balance hora a hora a lo largo del día. Servicio muy adecuado para amortiguar la variabilidad de sistemas eólicos y fotovoltaicos.

- k) **Calidad de potencia (Power quality):** Compensa perturbaciones de corta duración que afectan a la calidad de potencia. Algunas de las manifestaciones de mala calidad pueden ser: variaciones en la magnitud de la tensión y frecuencia, factor de potencia bajo, armónicos e interrupción del servicio (desde fracciones de segundo hasta varios segundos).
- l) **Seguridad de suministro (Supply reliability):** El sistema de almacenamiento debe ser capaz de asegurar el abastecimiento del cliente incluso si es necesario trabajar en isla hasta la re-sincronización con la fuente principal de generación. El acumulador debe trabajar como un sistema de alimentación interrumpida (UPS, uninterruptible power supply).



Se ha identificado que a nivel mundial las baterías en su mayor porcentaje se usan para la prestación de servicios complementarios, pero también se han utilizado para las siguientes aplicaciones:

Rated Power of Energy Storage Installations by Applications



***Fuente [23]

Se consideran las siguientes características técnicas de los SAEB:

- **Capacidad máxima disponible (MWh):** Representa el total de la energía que puede ser extraída de la batería en MWh después de un ciclo de carga completo. Dicha información debe tener en cuenta la disponibilidad de los equipos que componen el SAEB.
- **Eficiencia de carga:** Es la relación entre la energía almacenada por el SAEB y la energía tomada del SIN (en el punto de conexión del SAEB al SIN), medida en un intervalo de una hora; utilizada para efectos de la programación de carga y descarga de los SAEB.
- **Eficiencia de descarga:** Es la relación entre la energía entregada al SIN durante la descarga (en el punto de conexión del SAEB al SIN) y la reducción de carga del SAEB, medida en un intervalo de una hora; utilizada para efectos de la programación de carga y descarga de los SAEB.
- **Eficiencia del almacenamiento por hora:** Porcentaje de la energía almacenada en el SAEB que es disipada en una hora cuando este se encuentra en estado de flotación, utilizada para efectos de la programación de carga y descarga de los SAEB.
- **Estado de carga -SOC- (%):** Señal de indicación sobre el nivel de carga del SAEB relativo a su capacidad máxima disponible, donde 0% indica que el SAEB está completamente descargado y 100% que está completamente cargado.
- **Estado de carga mínimo/máximo operativo:** Nivel de carga del SAEB mínimo o máximo que es requerido para preservar la seguridad y confiabilidad del SIN, relativo a su capacidad máxima disponible de energía, utilizada para efectos de la programación de carga y descarga de los SAEB.
- **Estado de carga mínimo técnico:** Nivel de carga del SAEB mínimo que es requerido en cumplimiento de características técnicas propias del equipo, relativo a su capacidad máxima disponible de energía, utilizada para efectos de la programación de carga y descarga de los SAEB.

- **Límite máximo de carga/descarga:** Energía máxima en un periodo horario que puede ser cargada/descargada ya sea por restricción técnica del equipo o limitante operativa, utilizada para efectos de la programación de carga y descarga de los SAEB.

4.3 Nuevos Servicios

Con la penetración de energías renovables no convencionales al sistema y la variabilidad e incertidumbre que esto significa para el sistema, IRENA en su artículo [2] define estrategias que ayudarán a los operadores del sistema a mantener la frecuencia y el voltaje en los niveles deseados, identificando nuevos servicios complementarios que pueden ser prestados por otros recursos como los generadores eólicos que proporcionan respuesta inercial, generadores solares fotovoltaicos y baterías que proporcionan apoyo a la tensión y recursos energéticos distribuidos que proporcionan control de la frecuencia y la tensión, en la siguiente Tabla 1 tomado de [2], IRENA presenta un breve resumen de los tipos de servicios complementarios tradicionalmente usados y los servicios complementarios innovadores que se pueden considerar en cada tipo:

Tabla 1 Tipos de servicios complementarios y productos asociados (Fuente [2])

Servicio Auxiliar	Producto	Descripción	Tiempo típico de respuesta
Regulación de frecuencia	Regulación Primaria	La regulación local automática es proporcionada por los reguladores de velocidad de las unidades generadoras. Este nivel de regulación mantiene los niveles de frecuencia, evitando grandes desviaciones del valor programado. Innovaciones: <ul style="list-style-type: none"> • Respuesta rápida en frecuencia. Las baterías son grandes proveedores de estos servicios, lo que crea la posibilidad de obtener ingresos adicionales para los operadores y propietarios de baterías. • Turbinas eólicas pueden proporcionar una respuesta inercial a través de convertidores electrónicos de potencia. • Plantas fotovoltaicas, los sistemas de corriente continua y las baterías pueden también proporcionar una respuesta inercial sintética si el inversor está programado para ello • Si la regulación lo permite, los DER pueden prestar este servicio. 	Menor a 1 segundo - segundos
	Regulación Secundaria	La regulación regional automática proporcionada por el Control Automático de Generación (AGC), que envía señales desde el centro de control a determinados generadores para restablecer el valor de la frecuencia nominal y restaurar la capacidad de reserva primaria. • Si la regulación lo permite, los DER pueden prestar este servicio.	5 – 15 minutos
	Regulación Terciaria	La regulación regional manual proporcionada por las unidades de generación y controlada por el operador del sistema.	> 15 minutos
NO - Regulación de frecuencia	Soporte de Voltaje	La inyección de potencia reactiva para mantener la tensión del sistema dentro de un rango operativo. Innovaciones: <ul style="list-style-type: none"> • Control de tensión mediante la potencia reactiva proporcionada por los recursos conectados a la red a través de inversores (plantas fotovoltaicas y baterías) • Si la regulación lo permite, los DER pueden prestar este servicio. 	Segundos
	Arranque en negro	La capacidad de reestablecer una red luego de un apagón	Minutos
	Innovaciones: <ul style="list-style-type: none"> • Rampas: recursos de rampa rápida que pueden responder a grandes variaciones de carga en poco tiempo. 		

A continuación, se hace una descripción de los nuevos servicios innovadores para garantizar la seguridad, flexibilidad y resiliencia de los sistemas eléctricos con la alta penetración de las FERN.

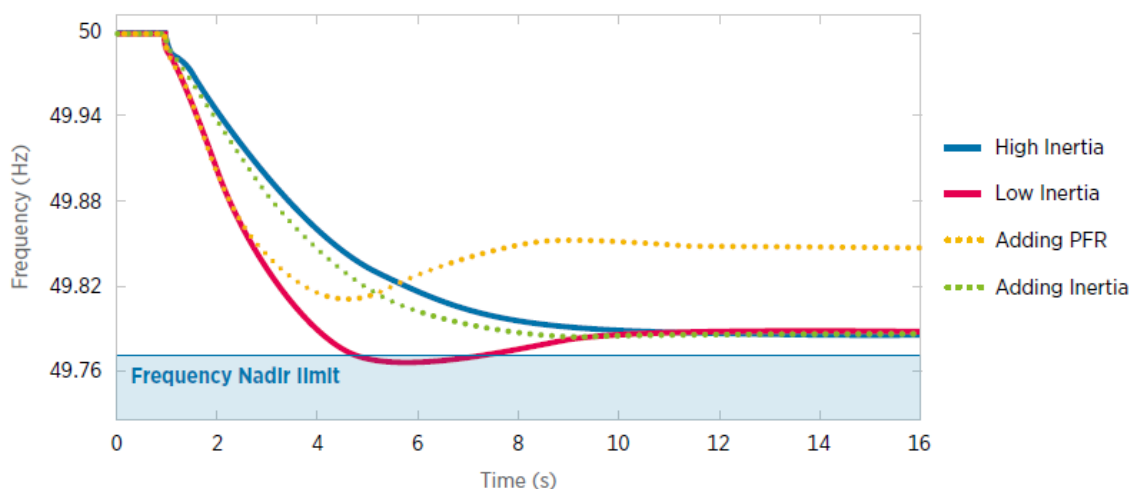
4.3.1 Servicio de inercia

La inercia es proporcionada por la masa giratoria de los generadores síncronos que proporcionan energía cinética cuando hay un desequilibrio entre la generación y la demanda. Una mayor inercia en el sistema lleva a que se tenga una tasa de cambio de frecuencia (ROCOF-HZ/seg) más lenta durante las contingencias del sistema, dando más tiempo de respuesta de frecuencia primaria. Dado que la inercia es un atributo inherente de las máquinas síncronas, no es algo que se pueda aumentar o reducir o activar o desactivar en estas máquinas. La capacidad de inercia de los generadores síncronos está determinada únicamente si está en línea (sincronizado) o por fuera de línea.

La inercia se mide en MVA por segundo y se calcula como la constante de inercia de un generador síncrono multiplicada por su capacidad en MVA.

Este servicio de inercia síncrona es proporcionado por los generadores síncronos, sin embargo, los generadores eólicos y solares, pueden prestar este servicio de inercia de forma rápida, aunque no instantánea. Los generadores eólicos (WECC tipo 3 y 4), tienen masas rotantes, pero no síncronas, y por medio del uso de controles que detecten el cambio en la frecuencia, este tipo de tecnologías eólicas pueden proporcionar el servicio de inercia usando la energía cinética de las aspas. Los generadores fotovoltaicos no tienen inercia mecánica, pero pueden proporcionar una respuesta rápida de frecuencia con el almacenamiento de energía en las baterías, que dependerá si tiene carga disponible y no está descargado completamente.

Con lo anterior, se deduce, entonces, que la gestión de la inercia es cada vez más importante en los sistemas con alta penetración de energías renovables no convencionales, ya que la inercia del sistema disminuye con el aumento de la penetración de la generación no síncrona, de IRENA [13] se toma la Figura 6, donde se muestra la comparación de respuesta en frecuencia de dos sistemas, uno con alta penetración de inercia (curva azul) y uno con baja penetración de inercia (curva roja). Es por ello, que los operadores del sistema tienen que asegurarse de que siempre haya una cantidad mínima de inercia en el sistema o proporcionar medios alternativos para limitar la desviación de la frecuencia durante las situaciones de baja inercia, como la adición de respuesta de frecuencia primaria (en la Figura 6 curva amarilla punteada) o la adición de inercia (en la Figura 6 curva verde punteada) o la desconexión automática de carga. IRENA en [13] indica que, con algunas excepciones notables, este tema no suele estar sujeta a los requisitos del código de red, sino que se aborda casi por completo a través de las restricciones operativas (generaciones de seguridad) y/o de los servicios auxiliares.



Source: Rezkalla, Pertl and Marinelli (2018)

Figura 6 Impacto de la inercia del sistema en la respuesta en frecuencia después de ocurrido un evento (Fuente [13])

Las preocupaciones iniciales sobre la inestabilidad de los sistemas eléctricos con niveles de penetración no síncronos relativamente bajos se ha ido disipando dado el éxito que han tenido algunos sistemas en la penetración de energías renovables no convencionales. Entre el 5% y el 30% de penetración no sincrónica siguen circulando como el "límite de estabilidad" para un sistema síncrono, especialmente en zonas y países con poca experiencia en VRE. Sin embargo, los sistemas del sur y el oeste de Australia, Irlanda y Texas han mostrado que la estabilidad del sistema puede garantizarse con niveles de penetración instantánea más altos, del 50 al 70% de energías renovables no convencionales y varios sistemas han llegado incluso al 80-90% de penetración no sincrónica sin encontrar problemas graves de estabilidad [13].

La inercia y los límites de penetración de energías renovables no convencionales son aspectos relevantes que deben ser analizados a nivel de sistema. En algunos sistemas como el de Dinamarca, se alcanza regularmente la penetración de energías renovables no convencionales en un 100%, pero este sistema está conectado al sistema síncrono europeo, lo que hace que, en realidad, la penetración no síncrona es baja en el sistema global. A medida que la penetración de generación no síncrona se integre al sistema, la inercia y los procedimientos de gestión establecidos serán un aspecto importante de revisión y modificación en los códigos de red [13].

A partir de 2021, EirGrid ha adoptado las siguientes medidas para mitigar los problemas de inercia y elevar el nivel de penetración no síncrona permitido [13]:

- Estimación y seguimiento continuo de la inercia del sistema.
- Introducción de un límite mínimo de inercia del sistema, que se redujo de 25 000 MW-s a 23 000 MW-s a lo largo del tiempo, basándose en la supervisión de la mayor contingencia creíble en tiempo real.
- Incentivos para que los generadores síncronos disminuyan su nivel mínimo de operación (la potencia activa más baja a la que la planta puede funcionar de forma estable), para dar paso a más generación de recursos renovables no convencionales sin tener que desconectar la

generación síncrona (y, por tanto, reducir la inercia), mediante el servicio auxiliar remunerado de respuesta inercial sincrónica.

- Introducción de un conjunto de servicios auxiliares de control de la frecuencia y de reserva de varias etapas, incluida la respuesta rápida en frecuencia, que puede reaccionar ante eventos de ROCOF o de subfrecuencia en 0,5-2 segundos.

4.3.2 Respuesta rápida de frecuencia

La respuesta rápida a la frecuencia combina las características de la inercia y la reserva para contingencias. Es esencialmente una inyección de energía proporcionada casi inmediatamente después de una desviación de la frecuencia (pero no instantáneamente como la inercia), reduciendo la tasa de cambio de la frecuencia luego de un evento, aumentando la frecuencia mínima y reduciendo la desviación de frecuencia en estado estacionario debido a una inyección más continua. En otras palabras, puede definirse como una respuesta de frecuencia primaria que tiene un retardo más corto (milisegundos en lugar de uno o dos segundos) que la respuesta existente proporcionada por los reguladores de velocidad. En la Resolución CREG 060 de 2019 se especifican requisitos o atributos explícitos para las plantas eólicas.

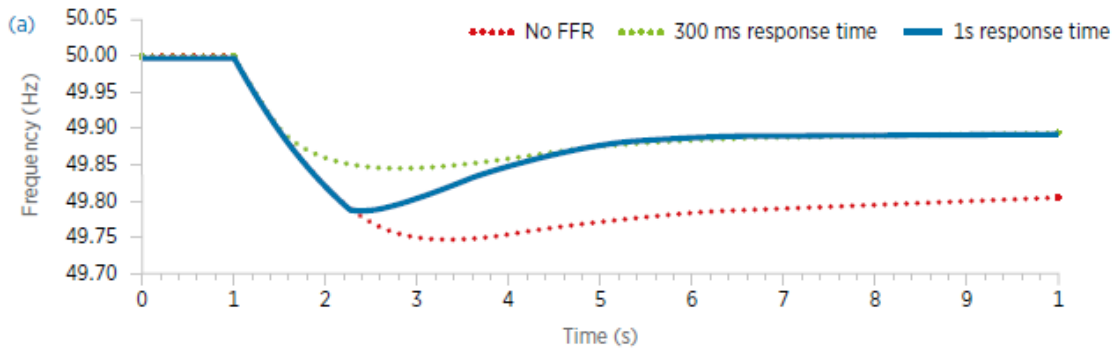
La razón por la que la respuesta rápida de frecuencia está ganando atención como un nuevo tipo de servicio auxiliar, es que puede ser suministrada por varias tecnologías emergentes como la respuesta a la demanda, los esquemas suplementarios y los generadores basados en inversores.

Al basarse en los controles de la electrónica de potencia y no en las constantes de tiempo mecánicas, las tecnologías basadas en inversores en baterías, en plantas eólicas y en solares fotovoltaicas pueden dar una respuesta tan rápida como sus controles detecten una desviación de la frecuencia. Esto puede aportar un gran valor, ya que puede reducir el impacto del ROCOF, y reducir la desviación de la frecuencia de estado estacionario. Es así, como la respuesta rápida en frecuencia aporta directamente al problema del ROCOF relacionado con la inercia.

La idea general de esta función de respuesta rápida en frecuencia es que ante desviaciones de frecuencia, los recursos basados en inversores proporcionen una respuesta de potencia activa muy rápida, sin embargo, es de anotar que esta respuesta no es inherente, como la respuesta inercial de la generación síncrona, pero es más rápida y, por lo tanto, complementa la respuesta inercial de los generadores síncronos para mejorar el ROCOF inicial y el valor mínimo que alcanza la frecuencia en el primer instante (nadir) después de un disparo de generación. Con ajustes en los controles, esta funcionalidad puede ser proporcionada por cualquier recurso basado en inversores con excedente de energía primaria disponible, como baterías o recursos renovables no convencionales que operen con puntos de ajuste de potencia restringida [13].

Esto también puede ser proporcionado por generadores eólicos aprovechando la inercia rotacional real del rotor que está presente pero normalmente está totalmente desacoplada de la red por el convertidor electrónico de potencia. Con los ajustes en los controles adecuados, se puede acceder a esta inercia y proporcionar una respuesta a la red en un plazo de entre 0,5 y 2 segundos [13].

En la Figura 7 tomada de IRENA [13], se observa cómo la frecuencia cae a niveles más bajos y se recupera más lentamente cuando no se considera la respuesta rápida en frecuencia:



***Estos resultados son del sistema de Irlanda, donde para efectos de mostrar resultados, se consideran 140 MW de generación con unidades con baterías con respuesta rápida en frecuencia

La curva roja es la respuesta inicial sin considerar recursos con respuesta rápida en frecuencia

Las curvas azul y verde, son las respuestas considerando la respuesta rápida en frecuencia, la verde considera el adicional de 140 MW en baterías

Figura 7 Impacto de 140 MW de respuesta rápida en frecuencia (de unidades de batería) en la frecuencia del sistema eléctrico irlandés (Fuente [13])

La respuesta rápida en frecuencia basado en la inercia de los generadores eólicos puede ser útil en sistemas de potencia con alta penetración de recursos renovables no convencionales. Con niveles de inercia bajos y por lo tanto con valores de ROCOF altos, el factor limitante no suele ser la cantidad de reserva primaria disponible, sino la velocidad de respuesta. La entrega de respuesta rápida en frecuencia entregada por los generadores eólicos puede aumentar la cantidad de reserva primaria necesaria, ya que se tendrá que cubrir la reducción de la entrega de generación de los generadores eólicos posterior al evento además del desequilibrio inicial en el sistema (producido por el evento). Es por ello, que la respuesta de estos generadores eólicos no necesita ser mucho más rápida, ya que la desviación inicial de la frecuencia está contenida o ralentizada por la respuesta rápida en frecuencia basada en la inercia de los generadores renovables no convencionales [13].

IRENA en su artículo [13] presenta unos ejemplos de requisitos de la respuesta rápida en frecuencia, donde se expone que la experiencia canadiense ha demostrado que la inercia sintética de las centrales eólicas puede contribuir significativamente a la estabilidad del sistema, pero también ha revelado algunos problemas con la caída de la potencia de salida tras el evento y con las pruebas de cumplimiento de la funcionalidad:

Tabla 2 Ejemplos de requerimientos de respuesta rápida en frecuencia (Fuente [13])

	Respuesta inercial, requisito del código de red de Hydro Québec	Respuesta rápida a la frecuencia, servicio auxiliar contratado por EirGrid
Capacidad por unidad	6% de la capacidad nominal	≥ 1 MW, oferta de capacidad
Modo de activación	Basado en el disparo, capacidad requerida tanto para respuesta escalonada como proporcional	Basado en el disparo, respuesta escalonada

	Respuesta inercial, requisito del código de red de Hydro Québec	Respuesta rápida a la frecuencia, servicio auxiliar contratado por EirGrid
Velocidad de respuesta	≤ 1.5 segundos	0.3 - 2 segundos (mayor remuneración si es más rápido)
Tiempo de sostenimiento	9 segundos	8 segundos
Límite de reducción de la potencia activa después del evento	No más del 20% de la capacidad nominal	La energía que se pierde en un lapso de 10 a 20 segundos después del evento debe ser menor que la energía adicional que se proporciona en un lapso de 2 a 10 segundos

***Traducción de PHC

4.3.3 Soporte de voltaje y suministro de potencia reactiva incluyendo la reserva de potencia reactiva

El soporte de voltaje requiere efectivamente la inyección y absorción de potencia reactiva de las unidades de generación y de los elementos de transmisión como bancos de condensadores, compensadores estáticos, compensadores sincrónicos, reactores, etc. Típicamente, los operadores del sistema solicitan a los agentes de generación que entreguen o absorban potencia reactiva con el fin de mantener los niveles de voltaje dentro de los rangos operativos.

Al igual que la reserva operativa, el soporte de voltaje también puede clasificarse de acuerdo con la velocidad en la respuesta. El control del voltaje se separa en control estático y dinámico. El control estático puede provenir de tecnologías que se mueven lentamente y que apoyan el control de voltaje constantemente a largo plazo (capacitores y reactores shunt y cambio de tap de los transformadores) pudiendo el sistema disponer de una reserva estática mediante conexión o desconexión de estos elementos. El control dinámico de voltaje requiere de respuesta rápida de recursos de reactivos (condensadores síncronos, Compensadores estáticos (SVC), Statcoms, baterías y generadores), la reserva que se disponga en estos equipos se conoce como la reserva dinámica de reactivos.

4.3.4 Servicio de arranque en negro

El servicio de arranque en negro es necesario para el restablecimiento del sistema para energizar la red luego de un apagón.

La NERC define los recursos con arranque en negro como aquellos que son capaces de arrancar sin el apoyo del sistema, mantener la frecuencia y tensión bajo carga variable, y mantener la potencia nominal durante un periodo de tiempo significativo (por ejemplo 16 horas). También son recursos que pueden permanecer energizados sin conexión con el resto del sistema y con la capacidad de energizar una barra.

Este servicio implica que generadores en el sistema tengan la capacidad de arrancar sin suministro de energía exterior y de energizar la red para el inicio del restablecimiento. De esta forma, el servicio de arranque en negro se obtiene de generadores que tienen la capacidad de arrancar bloques principales de generación a partir de un generador auxiliar in situ, sin depender de suministros externos, por ejemplo, pueden tener un generador diesel y en la actualidad plantas con inversores

denominados como “Grid Forming” porque pueden arrancar sin una referencia de voltaje y de frecuencia externa.

La provisión del servicio de arranque en negro se ha basado casi exclusivamente en unidades de generación síncrona; sin embargo, dado el incremento de la participación de recursos renovables no convencionales en los sistemas eléctricos, deben revisarse las características para su participación en dicho servicio dado que habrá periodos en el sistema en los que dichos recursos sean los que estén en la base atendiendo la demanda y por tanto los convencionales dejarán de estar en línea y disponibles para prestar el servicio.

Actualmente casi todos los recursos renovables están equipados con inversores grid-following, que por sus características no son capaces de contribuir al arranque en negro. Sin embargo, se ha identificado que los recursos renovables con capacidad de control de la potencia activa y los sistemas de almacenamiento de energía activa con inversores grid-forming son un habilitador importante para ser considerados en los planes de arranque en negro. Se ha encontrado que el arranque en negro únicamente desde recursos basados en inversores solo es posible con una cierta proporción de inversores que posean funcionalidad de grid-forming para actuar como "generadores de anclaje" para la reenergización inicial [13].

Para prestar este servicio las plantas deberían declarar su interés al Operador quien a partir de esta información podrá decidir, cuando lo necesite, cuales plantas son las más eficientes y económicas para prestar el servicio. Puede analizarse la posibilidad de implementar algunos pagos dependiendo del tipo de generador, antigüedad y habilidad para prestar el servicio, algunos pagos a considerar serían [24]:

- Pago por disponibilidad
- Pago por prestación efectiva del servicio
- Pago a un proveedor por la instalación de equipos para brindar el servicio de Black Start

4.3.5 Servicios con inversores basados en grid-forming

Actualmente según el reporte de IRENA [13] se está debatiendo introducir un mercado auxiliar con inversores basados en grid-forming, con el fin de permitir una mayor penetración en los mercados auxiliares de estos recursos basados en inversores. En [13], se indica la siguiente definición tomada del reporte de ENTSO-E, 2020 para las plantas o módulos con grid-forming: *“deberán ser capaces de soportar la operación de un sistema de potencia en AC en condiciones normales de operación, ante perturbaciones o en estado de emergencia sin tener que depender de las capacidades de la red. Esto incluirá la capacidad de operación estable para el caso extremo atender en un 100% toda la demanda a partir de fuentes de energía basadas en inversores”*. Basados en esta definición, IRENA en su documento [13], enumeran los siguientes requisitos para las plantas o módulos de generación con inversores, los cuales se deben incluir en los códigos de red:

- Creación (formación) de voltaje
- Contribución al nivel de falla (nivel de corto circuito)
- Contribución a la inercia total del sistema
- Soporte al sistema permitiendo una operación eficaz a bajas frecuencias

- Actuando como disipador para contrarrestar los armónicos e interarmónicos en la tensión del sistema
- Actuando como disipador para contrarrestar cualquier desequilibrio en la tensión del sistema
- Previniendo las interacciones adversas del sistema de control

La especificación mínima requerida propuesta por la Red Nacional del Reino Unido por los recursos basados en inversores con grid-forming se presenta a continuación (tomado de [13])

- Debe tener una fuente de tensión interna detrás de la reactancia
- Mantener el sincronismo y la estabilidad
- Suministrar potencia de respuesta ROCOF, amortiguamiento, inyección rápida de corriente de falla, control basado en potencia activa y reactiva
- Controlar la potencia con un ancho de banda <5 Hz para evitar oscilaciones
- Operar a un nivel mínimo de cortocircuito
- Debe inyectar de forma estable la corriente para fallas balanceadas y desbalanceadas
- Demostrar todos los atributos de rendimiento de los inversores grid-forming mediante pruebas y modelos de simulación

Al tener características de fuente de tensión, un inversor basado en grid-forming contribuirá a tener un sistema de potencia fuerte, limitando los impactos al tener fallas en la red y evitando el riesgo de colapso por tensión. En [13] se menciona que las investigaciones demuestran que los inversores basados en grid-forming deben inyectar corriente en caso de tener fallas de baja impedancia. Obviamente, esta corriente está limitada por la capacidad de sobrecorriente del inversor. Los análisis de estos tipos de inversores se centran en diferentes aspectos, uno de ellos es la velocidad de entrega de la corriente, donde el tiempo de entrega especificado para una penetración del 100% de generación con recursos basados en inversores se especifica en 5 milisegundos. La resonancia debida a los equipos electrónicos de potencia se destaca como una de las principales preocupaciones cuando se considera una mayor penetración de generación con recursos basados en inversores. La conexión del inversor a la red da lugar a nuevos puntos de resonancia determinados por la interacción entre la impedancia del inversor y la impedancia de la red. Para evitar el impacto de estas resonancias, los inversores que forman parte de la red deben ser capaces de amortiguar las posibles frecuencias de resonancia identificadas.

4.3.6 Contribución de corto circuito

Fallas en el sistema de potencia hacen que las corrientes de cortocircuito fluyan desde las máquinas síncronas hacia el punto de falla. Las máquinas síncronas aportan al nivel de cortocircuito en proporción a su distancia eléctrica (impedancia) a la falla y a su capacidad en MVA.

Por lo general, la robustez del sistema se mide en términos de capacidad de cortocircuito, ya que los sistemas más fuertes (con mayor cortocircuito) son menos susceptibles a las fluctuaciones de voltaje debidas a los distintos niveles de carga. Una mayor capacidad de cortocircuito también facilita que los relés de protección detecten las fallas.

Hay que tener en cuenta que, el aumento de la contribución al cortocircuito en algunas zonas de la red puede hacer que las corrientes de falla superen los valores nominales de interrupción de los equipos de protección, lo que requeriría la sustitución de éstos o cambio en los ajustes.

4.4 Referenciamiento de Nuevos Servicios

A nivel internacional se han ido desarrollando e implementado nuevos servicios complementarios, principalmente para cubrir los errores de pronóstico de generación y la volatilidad que presentan los recursos de generación variable, permitiendo que se activen servicios complementarios en el corto, muy corto y tiempo real para cubrir los desbalances de carga-generación que se presentan en los periodos de incertidumbre. La Tabla 3, con información tomada de IRENA [2], presenta un resumen de los aspectos claves y los ejemplos de servicios complementarios que han desarrollado algunos mercados:

Tabla 3 Aspectos claves y servicios complementarios desarrollados por algunos mercados (Fuente [2])

Indicador clave	Descripción del servicio
FERNIC: pueden participar en los mercados auxiliares existentes	<ul style="list-style-type: none"> • Generadores eólicos: servicios de balance: <ul style="list-style-type: none"> • en Bélgica, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Países Bajos, Polonia, España Suecia y el Reino Unido • Chile: primer piloto una PV como servicio auxiliar
Nuevos productos de servicios auxiliares para la integración de FERNIC	<ul style="list-style-type: none"> • Reino Unido: Respuesta de frecuencia mejorada – Batería de almacenamiento • Estados Unidos: productos de rampas • EirGrid, el TSO irlandés: varios productos adicionales para hacer frente a las fluctuaciones de la energía eólica • PJM: diferentes productos de regulación de frecuencia para los recursos convencionales más lentos y para los de almacenamiento con baterías más rápidos
Almacenamiento con baterías: participación en Mercados de Servicios Auxiliares	Australia, Bélgica, Alemania, Países Bajos, Reino Unido y Estados Unidos
Reformas en los mercados de servicios auxiliares o mercados de equilibrio	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollo y aplicación en la Unión Europea de los códigos de red para los mercados de equilibrio y el funcionamiento del sistema, incluida la contratación de servicios auxiliares por parte de los <u>TSOs</u> • Dinamarca: generadores eólicos ahora tienen cargos por pronósticos incorrectos • Reino Unido: las recientes reformas han incrementado los cargos en general por los pronósticos incorrectos y han recompensado a los generadores y proveedores que puedan subsanar estas deficiencias.

A medida que la penetración de Recursos Renovables No Convencionales se incrementa y supera porcentajes superiores al 50 %, los mercados han ido incentivando nuevas tecnologías para

incorporarse al sistema, y permitir de esta forma el funcionamiento confiable y seguro cuando se tiene una menor participación de máquinas sincrónicas, con ello, IRENA, en su artículo [13], se refiere a las funcionalidades de los inversores, específicamente a los “grid forming inverters”, que tienen una funcionalidad de control de respuesta muy rápida (milisegundos) ante cambios en el voltaje y frecuencia del sistema, y que a diferencia de los inversores tradicionales, estos no requieren tener una medición de referencia de tensión y frecuencia, lo que hace que la respuesta en frecuencia sea similar a la respuesta inherente de las máquinas sincrónicas y puedan arrancar en negro.

4.5 Características Tecnológicas

Los servicios complementarios pueden ser proporcionados por una gran cantidad de recursos y tecnologías diferentes, sin embargo, no todas las tecnologías pueden prestar cada servicio al mismo nivel dado el tiempo de respuesta. La Figura 8 tomada de [25], muestra un ejemplo de cómo las diferentes tecnologías pueden proporcionar diferentes servicios a diferentes niveles, con los colores representando el cero como bajo (ninguna contribución) a una puntuación de cinco como alta (muy buena contribución):

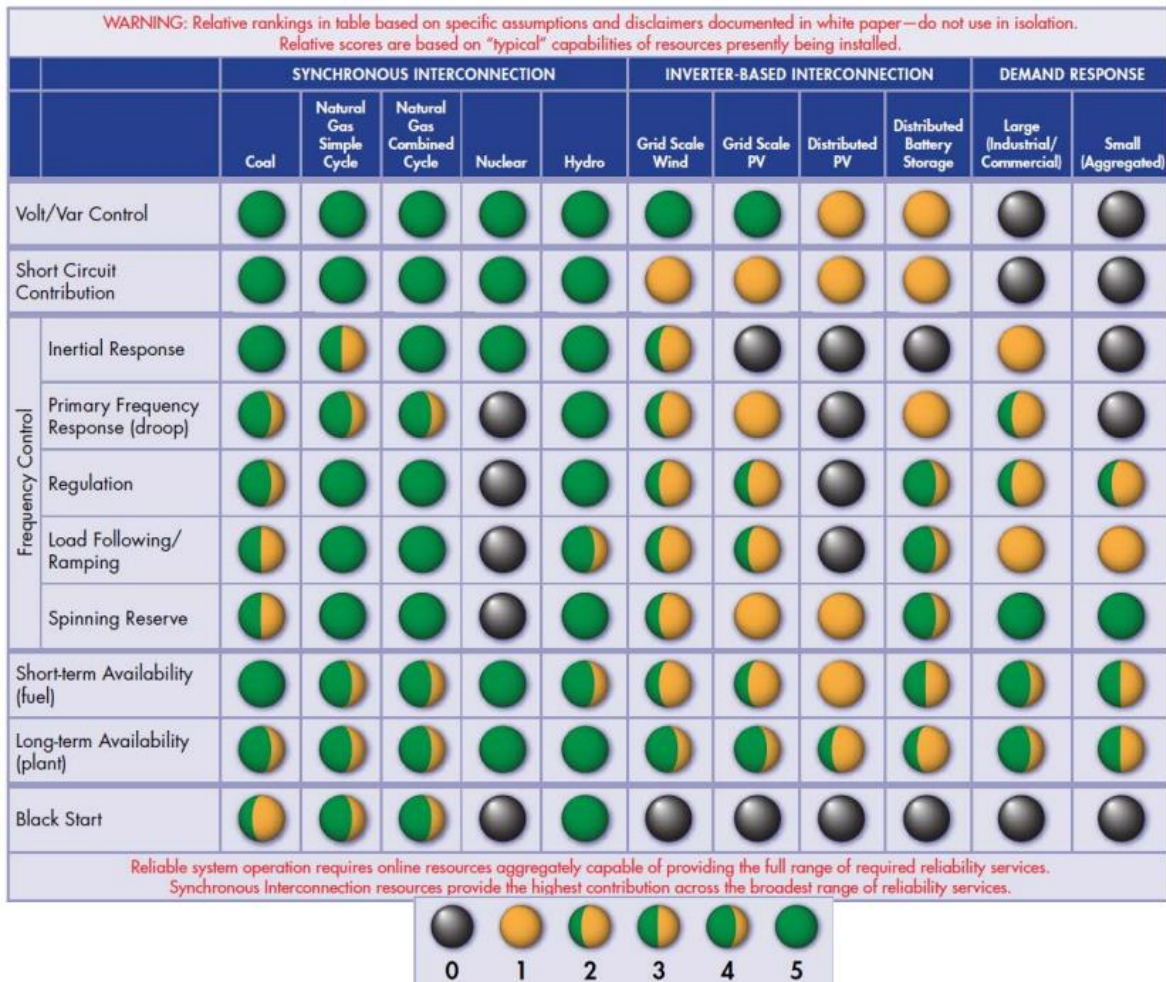


Figura 8 Ejemplo de la contribución en servicios complementarios de diferentes recursos y su nivel de contribución (Fuente [25])

El nivel al que las distintas tecnologías prestan estos servicios también puede depender de los requisitos o la normativa vigente de cada mercado, de los sistemas de compensación establecidos y de la variación de los costos en que pueden incurrir las tecnologías al prestar esos servicios. Las normativas pueden orientar qué tecnologías deben prestar un servicio y el nivel al que deben prestarlo.

IRENA en su documento [26] presenta una síntesis de requerimientos a nivel de tecnologías, modelos de negocio, diseño del mercado y operación del sistema para permitir la integración de energías renovables no convencionales al sistema, de tal forma que recursos de generación convencionales (hidráulicas y turbinas de gas) aporten flexibilidad al sistema permitiendo mitigar la variabilidad que representan la integración de FERN al sistema.

Las plantas de generación convencional como las térmicas deben buscar ser más flexibles aumentando la velocidad de rampas, disminuyendo la potencia mínima, teniendo tiempos cortos de generación en línea y fuera de línea y disminuyendo los tiempos para el arranque

Tiempos de arranque pequeños y bajos costos de arranque	<ul style="list-style-type: none"> - Con tiempos de arranque más cortos, la planta puede alcanzar rápidamente la plena carga. - El arranque rápido mejora significativamente la flexibilidad operativa de una planta. - Los costos asociados a los arranques incluyen un mantenimiento más frecuente y un consumo adicional de combustible.
Menor carga mínima y una eficiencia de carga parcial mejorada	<ul style="list-style-type: none"> - El funcionamiento de las centrales térmicas a bajas cargas aumenta el ancho de banda de su operación, incrementando la flexibilidad. - La mayoría de las centrales térmicas experimentan una drástica reducción de su eficiencia de combustible a bajas cargas, por lo que mejorarla es un elemento importante para aumentar la flexibilidad.
Mayor velocidad de rampa	<ul style="list-style-type: none"> - La velocidad a la que una planta puede cambiar su potencia neta durante el funcionamiento se define como la velocidad de rampa. Con velocidades más alta, la planta puede modificar rápidamente su producción en función de las necesidades del sistema.
Tiempos mínimos en línea y fuera de línea más cortos	<ul style="list-style-type: none"> - Reducir el tiempo mínimo que la planta debe mantenerse en línea después del arranque, o permanecer fuera de línea después de la parada, permite que una planta reaccionar más rápidamente ante las necesidades del sistema.

La siguiente figura presenta una comparación entre estos parámetros de flexibilidad de diferentes tecnologías usadas para plantas de generación, antes y después de mejorar el parámetro y convertir la planta en más flexible. Los parámetros pueden mejorarse hasta cierto punto dependiendo de factores como la edad y el diseño de la central eléctrica. En los sistemas eléctricos con niveles bajos o medios de penetración de VRE, permitir el funcionamiento flexible de los activos existentes es una de las formas más eficientes de garantizar la integración de VRE en el sistema.

Type of point		Start-up time *	Start-up cost (USD/MW instant start)	Minimum load [% P _{nom}]	Efficiency (at 100% load)	Efficiency (at 50% load)	Avg. ramp rate [% P _{nom} /min]	Minimum uptime	Minimum downtime
Hard coal	Average plant	2-10 h ^a	> 100	25-40% ^a	43%	40%	1.5-4% ^a	48 h	48 h
	Post flexibilisation	80 min-6 h ^a	> 100	10-20% ^b	43%	40%	3-6% ^a	8 h	8 h
Lignite	Average plant	4-10 h ^a	> 100	50-60% ^a	40%	35%	1-2% ^a	48 h	48 h
	Post flexibilisation	75 min-8 h ^a	> 100	10-40% ^b	40%	35%	2-6% ^c	8 h	8 h
CCGT	Average plant	1-4 h ^a	55	40-50% ^a	52-57%	47-51%	2-4% ^a	4 h	2 h
	Post flexibilisation initiatives	30 min-3 h ^a	55	20-40% ^c	52-57%	47-51%	8-11% ^c	4 h	2 h
OCGT	Average plant	5-11 min	< 1-70	40-50%	35-39%	27-32%	8-12%	10-30 min	30-60 min
	Post flexibilisation/advanced plant	5-10 min	< 1-70	20-50%	35-39%	27-32%	8-15%	10-30 min	30-60 min
ICE ^c	Average plant	5 min	< 1	20% (per unit)	45-47%	45-47%	> 100%	< 1 min	5 min
	Post flexibilisation/advanced plant	2 min	< 1	10% (per unit)	45-47%	45-47%	> 100%	< 1 min	5 min

* Start-up times are longer for cold start-up (plant shut for more than 48 hours) than for hot start-up (plant shut for less than 8 hours).

Notes: h = hour; min = minute; MW = megawatt; P_{nom} = nominal power.

Sources: ^aAgora Energiewende (2017); ^bHenderson (2014); ^cFeldmüller (2017); ^dWartsila and Roam Consulting (2018).

- 2 CCGT power plants have a steam turbine in addition to a gas turbine. The waste gas from the gas turbine is routed to the steam turbine. In open-cycle power plants, waste gas from the gas turbine is not captured.
- 3 The capacity factor is the ratio of the total energy produced over a defined period to the energy that would have been produced if the plant had operated continuously at the maximum rating.
- 4 The report assumes that market incentives/price signals are a precondition.

(CCGT) combined-cycle gas turbines
(OCGT) open-cycle gas turbine
(ICE) internal combustion engine

A nivel internacional se han ido desarrollando e implementado nuevos servicios complementarios, principalmente para cubrir los errores de pronóstico de generación y la volatilidad que presentan los recursos de generación variable, permitiendo que se activen servicios complementarios en el corto, muy corto y tiempo real para cubrir los desbalances de carga-generación que se presentan en los periodos de incertidumbre. La Tabla 4, con información tomada de IRENA [2], presenta un resumen de los aspectos claves y los ejemplos de servicios complementarios que han desarrollado algunos mercados:

Tabla 4 Aspectos claves y servicios complementarios desarrollados por algunos mercados (Fuente [2])

Indicador clave	Descripción del servicio
FERNIC: pueden participar en los mercados auxiliares existentes	<ul style="list-style-type: none"> • Generadores eólicos: servicios de balance: <ul style="list-style-type: none"> • en Bélgica, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Países Bajos, Polonia, España Suecia y el Reino Unido • Chile: primer piloto una PV como servicio auxiliar
Nuevos productos de servicios auxiliares para la integración de FERNIC	<ul style="list-style-type: none"> • Reino Unido: Respuesta de frecuencia mejorada – Batería de almacenamiento • Estados Unidos: productos de rampas • EirGrid, el TSO irlandés: varios productos adicionales para hacer frente a las fluctuaciones de la energía eólica • PJM: diferentes productos de regulación de frecuencia para los recursos convencionales más lentos y para los de almacenamiento con baterías más rápidos
Almacenamiento con baterías: participación en Mercados de Servicios Auxiliares	Australia, Bélgica, Alemania, Países Bajos, Reino Unido y Estados Unidos
Reformas en los mercados de servicios auxiliares o mercados de equilibrio	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollo y aplicación en la Unión Europea de los códigos de red para los mercados de equilibrio y el funcionamiento del sistema, incluida la contratación de servicios auxiliares por parte de los TSOs • Dinamarca: generadores eólicos ahora tienen cargos por pronósticos incorrectos • Reino Unido: las recientes reformas han incrementado los cargos en general por los pronósticos incorrectos y han recompensado a los generadores y proveedores que puedan subsanar estas deficiencias.

A medida que la penetración de FRNCE se incrementa y supera porcentajes superiores al 50 %, los mercados han ido incentivando nuevas tecnologías para incorporarse al sistema, y permitir de esta forma el funcionamiento confiable y seguro cuando se tiene una menor participación de máquinas sincrónicas, con ello, IRENA, en su artículo [13], se refiere a las funcionalidades de los inversores, específicamente a los “grid forming inverters”, que tienen una funcionalidad de control de respuesta muy rápida (milisegundos) ante cambios en el voltaje y frecuencia del sistema, y que a diferencia de los inversores tradicionales, estos no requieren tener una medición de referencia de tensión y frecuencia, lo que hace que la respuesta en frecuencia sea similar a la respuesta inherente de las máquinas sincrónicas y puedan arrancar en negro.

4.6 Reservas Operativas

De las referencias [25] y [27] se toman las siguientes definiciones de las diferentes reservas operativas

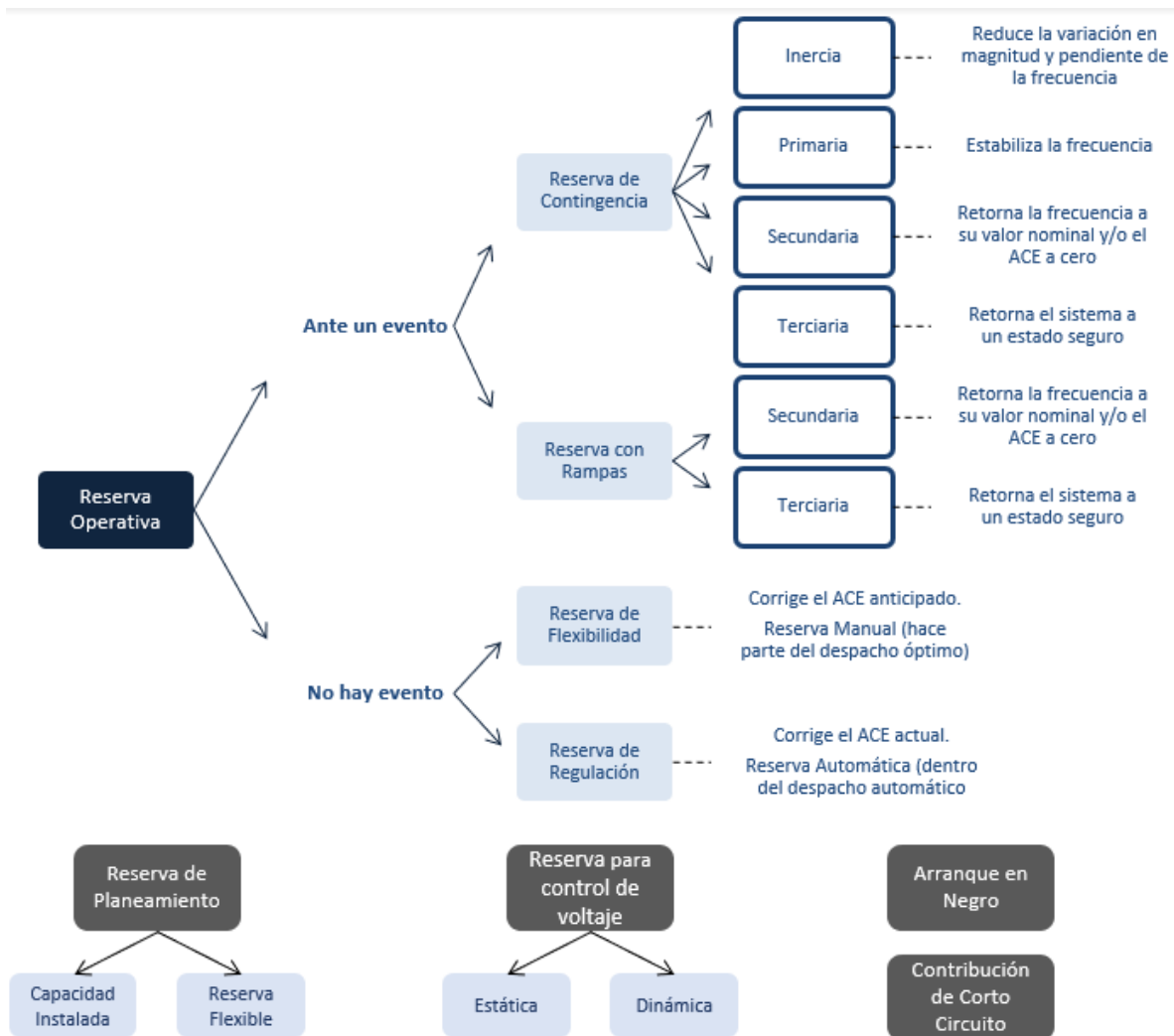


Figura 9 Servicios Complementarios y ejemplos de categorización (EPRI)

ACE Area Control Error

a) Reserva operativa para el control de potencia activa:

La reserva operativa define la capacidad de potencia activa que se mantiene por encima o por debajo del programa de generación de los recursos del sistema, la cual será utilizada en caso de un evento o condición para corregir el equilibrio de la potencia activa. Estas reservas abarcan el mayor conjunto de servicios complementarios y los servicios que se seleccionan y compensan principalmente a través de mecanismos de mercado basados en subastas.

Los tipos de reserva se diferencian por sus características, en velocidad de respuesta, dirección de la respuesta (hacia arriba, hacia abajo o ambas), tecnología requerida (capacidad de respuesta autónoma a la frecuencia, control automático de la generación, etc.), la Tabla 5 presenta una descripción de estas características operativas de reserva:

Tabla 5 Descripción de las características operativas de reserva

Característica de la Reserva Operativa	Descripción
Condición para el uso de la reserva	Sin evento, evento por contingencia de generación, evento de rampa de los recursos variables de generación, salida del ACE
Dirección de la reserva	Hacia arriba (subir), hacia abajo (bajar), o ambos (reserva para subir y bajar en la misma cantidad)
Velocidad de la reserva	Respuesta instantánea, respuesta no instantánea, control automático, control manual, velocidad de respuesta, margen de retraso
Condición de los recursos de reserva	Síncrono (rodante), No síncrono, respuesta en frecuencia
Necesidad de reserva	Estabilizar la frecuencia del sistema, llevar la frecuencia a un valor nominal, sustituir otra reserva, reducir el ACE, disminuir los precios de oferta, disminuir los costos del sistema

b) Reserva Primaria

Es la reserva que permite a los generadores que el primer lazo de control (Regulación Primaria de Frecuencia -RPF) actúe en forma efectiva para asegurar el equilibrio entre oferta y demanda. Este lazo de control corresponde a la acción automática que realizan los reguladores de velocidad de los generadores con el fin de corregir los desbalances instantáneos entre generación y carga (rampas, pérdidas de generación, desviaciones de demanda, variabilidad de las renovables), asegurando así la estabilidad del sistema.

Ante un desbalance Demanda/Generación, el principal objetivo de la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) consiste en estabilizar la generación con la carga, pero la frecuencia del sistema queda con un desvío frente a la frecuencia nominal.

Opera en un rango de tiempo que va desde los 2 a los 30 segundos (dependiendo del tipo de generador) después de ocurrida una falla

c) Reserva secundaria

Es la reserva que permite a los generadores que el segundo lazo de control (Regulación Secundaria de Frecuencia -RSF) actúe en forma efectiva para asegurar el equilibrio entre oferta y demanda. Este segundo lazo de control tiene como objetivo eliminar el desvío de la frecuencia después de actuar la RPF. La función de este servicio auxiliar es mantener la frecuencia en su valor nominal y recuperar la reserva de RPF utilizada por la ocurrencia de: rampas, pérdidas de generación, desviaciones de demanda, variabilidad de las renovables, etc

Esta reserva suele dividirse en dos: la reserva de regulación y la reserva para contingencias.

La reserva de regulación se utiliza de forma continua para ajustar la frecuencia a la variabilidad real de la carga, así como a las desviaciones de los programas de generación de las renovables en tiempo

real, las instrucciones de despacho de recursos, los programas de importación y cualquier otro factor variable que no sean contingencias.

Esta reserva se proporciona para gestionar las condiciones de sub y sobre generación, en algunos mercados, la misma capacidad de regulación para subir y bajar generación procede de los mismos recursos, mientras que en otros mercados pueden estar separados. Actualmente, esta reserva es prestada principalmente por los generadores que prestan el servicio de control automático de generación (AGC por sus siglas en inglés) y que tienen la capacidad de ajustar automáticamente una señal de salida en una señal de control. La cantidad o alcance de la capacidad en la mayoría de los mercados está limitada por la velocidad de rampa con una respuesta de 5 minutos

La reserva de contingencia se requiere para atender los desbalances producidos por eventos en generación y/o transmisión. Para tener esta reserva, se cuenta con los recursos que están en línea (rodando) y que puedan responder en un período de tiempo (típicamente menor a 10 minutos).

d) Reserva terciaria

Esta reserva se denomina "terciaria" porque se utiliza después de liberar las reservas primaria y secundaria en caso de contingencia. Se considera esta reserva para compensar el desequilibrio de las reservas en caso de que se tenga un desbalance de carga-generación antes de que se presente un segundo evento en el sistema. Los recursos que van a prestar este servicio de reserva terciaria que es más lento en respuesta que el de reserva secundaria, pueden incluir tantas unidades que estén en línea o por fuera de línea con capacidad de entrar en servicio en un periodo menor a 15 minutos.

e) Reservas de flexibilidad

También es conocida con el nombre de: Capacidad de rampa, seguimiento de la carga, reserva de seguimiento, capacidad de reserva, reserva de programación.

Al igual que la reserva de regulación, este servicio se utiliza para la operación normal y no para eventos. Esta reserva se implementa dada la incertidumbre que hay con los recursos variables y con las rampas de subida y bajada para cubrir la demanda del sistema en tiempo real, lo que causa picos en los precios del mercado. En los mercados de CAISO y MISO actualmente se tiene implementada esta reserva. En MISO, la cantidad de reserva programada se utiliza para cubrir un error de pronóstico de 10 minutos y en CAISO para errores de pronóstico de 15 minutos (Mercado de 15 minutos) y de 5 minutos (para proporcionar capacidad de rampa para los siguientes intervalos de 15 y 5 minutos).

Esta reserva, es un requerimiento del sistema para cubrir la demanda en los períodos de rampa (agregando reserva al despacho) y para cubrir los errores de variabilidad en la generación; también se utiliza para amortiguar la volatilidad del precio en el mercado y para que los generadores obtengan pagos adicionales con la prestación de este servicio.

f) Reservas de rampa

Este servicio se incluye para atender requerimientos de reserva cuando hay eventos en el sistema y así poder garantizar el balance carga-generación.

Esta reserva puede incluir una reserva de rampa de carga neta muy grande de varias horas o reserva para error de pronóstico de grandes magnitudes. Actualmente no se considera este servicio

específicamente en los mercados, pero se utilizan los otros similares (reserva de contingencia o reserva de flexibilidad).

En los siguientes capítulos se hará la revisión de los SSCC que se prestan actualmente en el sistema colombiano considerando la regulación, los requisitos técnicos y operativos, obligatoriedad, pruebas, remuneración, y monitoreos vigentes. Así mismo, se incluye la propuesta de los parámetros técnicos y operativos de estos servicios.

5 REFERENCIAMIENTO INTERNACIONAL

Se realiza una revisión internacional sobre los servicios complementarios que son típicamente usados por los mercados, las características y parámetros técnicos que han adoptado para permitir la integración de nuevos recursos al sistema y a los mercados. Se hace un análisis de los servicios de control de frecuencia, de voltaje y de emergencia o recuperación de servicio, y de los nuevos servicios y esquemas que adoptan los sistemas para conservar la confiabilidad, seguridad y flexibilidad.

El referenciamiento se hace con los sistemas de Colombia, Chile, Perú, Argentina, España, Reino Unido, Portugal, Finlandia, Países Bajos, EE. UU.: (PJM, NYISO, CAISO, ISO-NE, MISO, ERCOT), Brasil, para ello, se utilizó información pública y la presentada por la CREG para esta consultoría.

Los documentos consultados para la elaboración de este capítulo son los referenciados en [11] – [28].

5.1 Requisitos Técnicos

A continuación en las Figura 10 y Figura 11 y las Tabla 7, Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10 se presenta un resumen sobre la información encontrada; se muestran los ajustes de los principales parámetros que describen el comportamiento de la respuesta y el mecanismo de compensación de los servicios complementarios de RPF, RSF o AGC, y RTF, control de tensión, arranque autónomo y control rápido de frecuencia. El detalle de esta información se muestra en el Anexo 2 y 3 del presente documento.

En los parámetros de Colombia con respecto al servicio de regulación primaria de frecuencia, se observan que estos se encuentran en rangos similares a los valores que están estandarizados a nivel internacional.

Con respecto a la regulación primaria en EE. UU. al ser mercado remunerado, no se enfocan a los parámetros de las plantas sino a los parámetros generales del sistema.

En los países donde no es un mercado si no es obligatorio se definen parámetros característicos para la regulación de cada planta.



Figura 10 Mapa resumen referenciamiento RPF

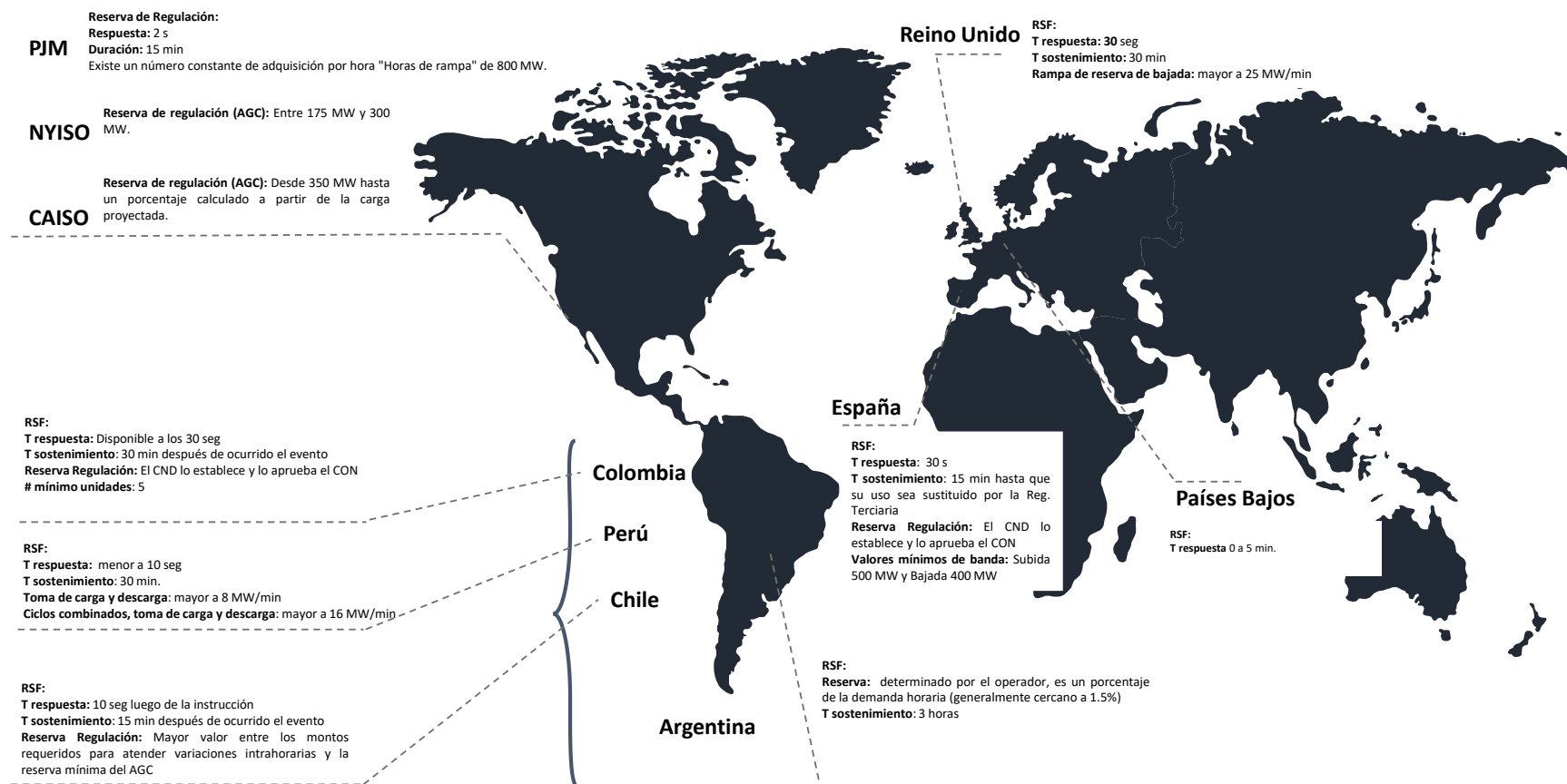


Figura 11 Mapa resumen referenciamiento RSF

Tabla 6 Referenciamiento – Regulación Primaria de Frecuencia

Regulación Primaria de Frecuencia			
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías
Colombia	<ul style="list-style-type: none"> Tiempo de respuesta: 0 a 10 segundos. Tiempo de sostenimiento: al menos 30 segundos después de ocurrido el evento. Estatismo entre 4% y 6% (convencionales), 2% y 6% (no convencionales). Banda muerta: 30 mHz (convencionales), configurable entre 0 y 120 mHz (no convencionales). Reserva de regulación primaria: 3% de la generación horaria programada para todas las plantas despachadas centralmente. 	Obligatorio cumplimiento para plantas despachadas centralmente	Convencionales y no convencionales
Chile	<ul style="list-style-type: none"> Tiempo de respuesta: 0 a 10 segundos. Tiempo de sostenimiento: al menos 5 minutos después de ocurrido el evento. Banda muerta: 20 mHz. 	Precio marginal	Plantas de generación
Perú	<ul style="list-style-type: none"> Tiempo de respuesta: 0 a 10 segundos. Tiempo de sostenimiento: 100% al menos 30 segundos después de ocurrido el evento y del 85% 10 minutos adicionales. Banda muerta: 50 mHz. Reserva de regulación primaria: 2 al 3.1% de la generación. ROCOF: 1 Hz/s. 	Obligatorio cumplimiento para todas las unidades con capacidad mayor a 10 MW.	Plantas de generación
Argentina	<ul style="list-style-type: none"> Tiempo de respuesta: 0 a 30 segundos. Estatismo: entre 4% y 7%. Banda muerta: 50 mHz. Tiempo de establecimiento (tiempo necesario para ingresar en la banda del +/-5% del valor final) del lazo de regulación de velocidad para generadores hidráulicos 60 seg y térmicas 30 seg. Reserva de regulación primaria: 5% de la generación por planta y entre 3 y 3.3% para el total del sistema. ROCOF: 1.8 Hz/s. 	Obligatorio cumplimiento. Todas las unidades tienen asignadas igual proporción de aporte y tienen la obligación de proveer el porcentaje óptimo con regulación propia (sin retribución económica) o pagando a los generadores que regulan más que el óptimo.	Plantas de generación
Reino Unido	<ul style="list-style-type: none"> Tiempo de respuesta: 0 a 10s. Tiempo de sostenimiento: mínimo de 20s. Banda muerta: ≤ 30 mHz. Máxima desviación instantánea de frecuencia: 800 mHz. Máxima desviación de frecuencia en estado estable: 500 mHz. Estatismo: entre 3 - 5%. Rango de potencia relacionado con la capacidad máxima ($\Delta P/P_{\max}$): 10% Oferta mínima: 1 MW $\leq x \leq 5$ MW. 	Contrato bilateral/pay as bid.	Plantas de generación, RD, Baterías.

***ROCOF (Rate of Change of Frequency) por sus siglas en inglés se define como la derivada en el tiempo de la frecuencia del sistema eléctrico (df/dt). Este parámetro en los sistemas que tienen su generación basada principalmente en generadores síncronos no cobra mucha importancia, debido a la inercia de estos generadores, que contrarrestan intrínsecamente los desequilibrios. Sin embargo, ahora adquiere relevancia en los sistemas con alta penetración de energías renovables no convencionales durante los desequilibrios significativos entre la carga y la generación (causados por la desconexión de grandes cargas o generadores, o por divisiones del sistema), dado que pueden observarse valores de ROCOF mayores debido a la baja inercia del sistema. En ausencia de cualquier control, la generación basada en inversores no posee estas características inherentes y una alta penetración de inversores podría, por tanto, conducir a un mayor ROCOF en un sistema eléctrico. Valores grandes de ROCOF pueden poner en peligro el funcionamiento seguro del sistema debido a las limitaciones mecánicas de las máquinas síncronas individuales (capacidad inherente), a los dispositivos de protección activados por un valor umbral de ROCOF o a los problemas de sincronización relacionados con los esquemas de desconexión de la carga [29].

Regulación Primaria de Frecuencia			
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías
España	<ul style="list-style-type: none"> Tiempo de respuesta: 15 s ante perturbaciones que provoquen variaciones de frecuencia inferiores a 100 mHz y linealmente entre 15 y 30s para variaciones entre 100 y 200 mHz. Estatismo: Máximo un 13.3%, aunque típicamente suele estar entre 3 y 5%. Reserva de regulación primaria: 1.5%. ROCOF: 2 Hz/s. Oferta mínima: 1MW. 	Obligatorio cumplimiento y se puede contratar el servicio con otro generador.	Plantas de generación, eólicas y solares
Portugal	<ul style="list-style-type: none"> Tiempo de respuesta: 0 a 30s. Tiempo de sostenimiento: mínimo de 30s. Banda muerta: ≤ 30 mHz. Máxima desviación instantánea de frecuencia: 800 mHz. Máxima desviación de frecuencia en estado estable: 200 mHz. Estatismo: 3 - 8%. Rango de potencia relacionado con la capacidad máxima ($\Delta P/P_{\max}$): 5%. Oferta mínima: 1 MW. 	Obligatorio cumplimiento. Los generadores conectados a la red están obligados a reservar una cierta cantidad de capacidad para cumplir con los requisitos por un precio fijo establecido o de forma gratuita.	Plantas de generación.
Finlandia	<ul style="list-style-type: none"> Tiempo de respuesta: 0 a 30s. Tiempo de sostenimiento: mínimo de 30s. Banda muerta: ≤ 30 mHz. Máxima desviación instantánea de frecuencia: 800 mHz. Máxima desviación de frecuencia en estado estable: 200 mHz. Estatismo: 3 - 8%. Rango de potencia relacionado con la capacidad máxima ($\Delta P/P_{\max}$): 5%. Oferta mínima: 1 MW. 	Participación voluntaria Contrato bilateral.	Plantas de generación, Carga, Baterías.
Países bajos	<ul style="list-style-type: none"> Tiempo de respuesta: 0 a 30s. Tiempo de sostenimiento: mínimo de 30s. Banda muerta: ≤ 30 mHz. Máxima desviación instantánea de frecuencia: 800 mHz. Máxima desviación de frecuencia en estado estable: 200 mHz. Estatismo: 2 - 12%. Rango de potencia relacionado con la capacidad máxima ($\Delta P/P_{\max}$): 1.5 - 10% Oferta mínima: > 1 MW. 	Participación voluntaria Contrato bilateral.	Plantas de generación, Cargas, Baterías.

Regulación Primaria de Frecuencia			
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías
PJM	<ul style="list-style-type: none"> Respuesta primaria de frecuencia: Debe garantizarse un mínimo de 258.3 MW/0.1Hz de respuesta en frecuencia. Unidades ≥ 75 MVA, con la excepción de unidades nucleares: Banda muerta: máximo ± 36 mHz. Estatismo: 5%. 	<p>Precio marginal</p> <p>Se asigna por mercado del día siguiente/intradiario y tiempo real.</p>	Plantas de generación, RD, Baterías.
NYISO	<ul style="list-style-type: none"> Respuesta primaria de frecuencia: Debe garantizarse un mínimo de 48.8 MW/0.1Hz de respuesta en frecuencia. 	En este mercado los servicios complementarios se adquieren en el tiempo real con ofertas de 75 minutos previo al instante, cada servicio cuenta con su oferta propia, estos servicios se asignan de manera co-optimizada con la energía y se liquidan en el tiempo real considerando la red.	Plantas de generación, eólicas y solares, Baterías
CAISO	<ul style="list-style-type: none"> Respuesta primaria de frecuencia: Debe garantizarse un mínimo de 197.6 MW/0.1Hz de respuesta en frecuencia. 	Los participantes elegibles para prestar servicios auxiliares pueden enviar ofertas para participar o pueden auto proporcionar esos servicios, aunque eso no se considera una oferta, estas ofertas se realizan para el DAM y para el mercado de tiempo real, se debe mencionar que los compromisos del DAM son vinculantes y no se deben cambiar, la casación se realiza de manera co-optimizada y se generan precios marginales zonales.	Plantas de generación, eólicas y solares, Baterías.
ISO-NE	<ul style="list-style-type: none"> Respuesta primaria de frecuencia: Debe garantizarse un mínimo de 38.0 MW/0.1Hz de respuesta en frecuencia. Banda muerta: 36 mHz. 	Se asigna por mercado del día siguiente/intradiario y tiempo real. Durante el DAM y el mercado de tiempo real se reciben ofertas para los distintos servicios complementarios los cuales se co-optimizan con las ofertas de energía, en el tiempo real se monitorea constantemente para garantizar la operación segura del sistema y los mejores precios en todos los servicios.	Plantas de generación, eólicas y solares, Baterías.
MISO	<ul style="list-style-type: none"> Respuesta primaria de frecuencia: Debe garantizarse un mínimo de 211.0 MW/0.1Hz de respuesta en frecuencia. 	Estos servicios son asignados en el DAM y en el mercado de tiempo real, donde para cada servicio se presentan ofertas que se co-optimizan con la energía, el pago de estos.	Plantas de generación, eólicas y solares, Baterías.
ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> Respuesta primaria de frecuencia: Debe garantizarse un mínimo de 381.0 MW/0.1Hz de respuesta en frecuencia. Banda muerta: 34 mHz para hidro/gas, 17 mHz para otras unidades de generación. 	Estos servicios son asignados en el DAM y en el mercado de tiempo real, donde para cada servicio se presentan ofertas que se co-optimizan con la energía, el pago de estos servicios se realiza de manera marginal zonal.	Plantas de generación, eólicas y solares, Baterías.

Tabla 7 Referenciamiento – Regulación Secundaria de Frecuencia

Regulación Secundaria de Frecuencia			
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías
Colombia	<p>Tiempo de respuesta: Disponible a los 30 s después de ocurrido el evento.</p> <p>Tiempo de sostenimiento: al menos 30 min después de ocurrido el evento</p> <p>Reserva de regulación primaria: El CND establecerá la cantidad de potencia a nivel horario, requerida para garantizar el servicio de regulación secundaria de frecuencia.</p> <p>Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia por medio del AGC : Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 min.</p> <p>Constante de regulación del sistema:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Máxima = 1082 MW/Hz • Media = 961 MW/Hz • Mínima = 839 MW/Hz <p>Velocidad Máxima de Cambio de Carga del Sistema: 49 MW/min</p> <p>Velocidad Mínima de Cambio de Carga por Unidad: Mayor o igual a 12,25 MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.</p> <p>Número Mínimo de Unidades:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 5 unidades <p>NOTA: Teniendo en cuenta las particularidades tecnológicas y de control de las plantas de ciclo combinado, las mismas serán consideradas para el AGC como una sola unidad.</p> <p>Holgura Mínima por Planta para hacer AGC:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 18 MW por planta. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo. • Holgura Mínima por Unidad para hacer AGC • 6 MW por unidad. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo. • Tiempo de Retardo de la Unidad en comenzar a responder una vez enviado el comando por el AGC • Máximo de 20 segundos una vez enviado el primer comando de regulación. 	Servicio remunerado mediante un esquema de mercado por mérito para plantas despachadas centralmente.	Convencionales y no convencionales.
Chile	<p>Dicha prestación deberá activarse dentro de un tiempo de 10 s, luego de la instrucción. Los coordinados que participen del CSF deberán entregar el 100% de lo comprometido dentro de un tiempo de 5 min, y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 15 min.</p> <p>La reserva requerida para el CSF será el mayor valor entre los montos requeridos para atender las variaciones intra-horarias y la reserva mínima asociada a la operación del AGC.</p>	Precio marginal, se asigna por subasta diaria.	Plantas de generación

Regulación Secundaria de Frecuencia			
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías
Perú	Los gradientes de toma de carga y descarga por unidad de generación superiores a 8 MW/min. En el caso de ciclos combinados la suma de los gradientes de las tomas de carga y descargas de las unidades que lo conforman superiores a 16 MW/min, tener capacidad de responder a las consignas enviadas en menos de diez (10) s. Debe ser sostenida por 30 min.	Se asigna por subasta diaria. Es de carácter voluntario, y sí es compensado, a través de las liquidaciones que forman parte de las valorizaciones de transferencia de energía activa emitidas por el COES mes a mes.	Plantas de generación
Argentina	Las máquinas de la central con las que participará deben estar habilitadas para la RPF, el operador del sistema determina la cantidad de regulación como un porcentaje de la demanda horaria (en general cercano a un 1.5%). Para esto se establece un gradiente mínimo de 30 MW/min y un tiempo mínimo de tres horas para mantener la provisión del servicio.	Para un intervalo Spot el Precio de la Energía para Regulación Secundaria (PRS) está dado por un porcentaje del precio Spot de la energía en el Mercado que resulta en la operación diaria. La provisión de regulación secundaria es voluntaria y para cumplir con este servicio los generadores deben ser habilitados por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA)	Plantas de generación
España	Reserva de restauración de frecuencia (FRR), también llamado reservas de restauración automática de frecuencia. <ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de respuesta: 30 s. • Tiempo sostenimiento: 15 min hasta que su uso neto sea sustituido por la regulación terciaria. • Límite de la oferta de capacidad: 5 MW $<x \leq 10$ MW. • Límite de la oferta de energía: ≤ 1 MW. • Valores mínimos de banda: Subida = 500MW. Bajada = 400MW. 	Participación voluntaria. La reserva secundaria es un servicio complementario opcional, no es obligatorio ofertar. Este servicio se paga conforme a dos conceptos, utilizando procedimientos de mercado: disponibilidad (reserva secundaria) y uso (energía).	Plantas de generación
Reino Unido	Reserva de restauración de frecuencia (FRR), también llamado reservas de restauración automática de frecuencia (aFRR): <ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de respuesta: 30 s. • Tiempo de sostenimiento mínimo: 30 min. • La rampa de reserva rápida > 25 MW/min. 	Se asigna por subasta diaria. En el sistema eléctrico del Reino Unido, la reserva rápida (FR) es equivalente a aFRR. Se remuneran en tres métodos de pago diferentes, que incluyen las tarifas de disponibilidad, nominación y utilización. El FR se adquiere a través de un proceso de licitación mensual competitivo (solo mercado)	Plantas de generación, RD, Baterías.

Regulación Secundaria de Frecuencia			
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías
Portugal	<p>Reserva de restauración de frecuencia (FRR), también llamado Reservas de restauración automática de frecuencia (aFRR):</p> <ul style="list-style-type: none"> Tiempo de activación de aFRR de 0 a máximo: 1.5 min $< x \leq$ 5 min. Límite de la oferta de capacidad: > 10 MW. Límite de la oferta de energía: Sin límites. 	Contrato bilateral	Plantas de generación
Finlandia	<p>Reserva de restauración de frecuencia (FRR), también llamado reservas de restauración automática de frecuencia (aFRR):</p> <ul style="list-style-type: none"> Tiempo de activación de aFRR de 0 a máximo: 1.5 min $< x \leq$ 5 min. Límite de la oferta de capacidad: 1 MW $< x \leq$ 10 MW. Límite de la oferta de energía: \leq 5 MW. 	Contrato bilateral	Plantas de generación
Países Bajos	<p>Reserva de restauración de frecuencia (FRR), también llamado reservas de restauración automática de frecuencia (aFRR):</p> <ul style="list-style-type: none"> Tiempo de activación de aFRR de 0 a máximo: 5 min $< x \leq$ 15 min. Límite de la oferta de capacidad: \leq 1 MW. Límite de la oferta de energía: \leq 1 MW. 	Contrato bilateral	Generadores, cargas y baterías.

Regulación Secundaria de Frecuencia			
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías
PJM	<p>Reserva de contingencia secundaria: Llamada "Reserva sincronizada" en conjunto con "Reserva no sincronizada " de activación en 10 min que proviene de generadores en línea, fuera de línea y de cargas designadas por la respuesta en demanda, además 2/3 de la reserva deben ser sincrónicos. El requerimiento de esta reserva es al menos el 150% de la contingencia individual más grande (2000 MW a 4000 MW).</p> <p>Reserva de Regulación: Este servicio debe activarse en 2 s y durar por lo menos 15 min, existe un número constante de adquisición por hora "Horas de rampa" de 800 MW. Si las condiciones del sistema lo permiten, las instalaciones generadoras deben responder de inmediato a una solicitud de PJM que indique un cambio en la producción de energía real y deben proceder a una tasa que esté dentro del 2% de la tasa de rampa establecida de la instalación generadora, hasta que se alcance la salida prescrita.</p>	Precio marginal Se asigna por mercado del día siguiente/intradiario y tiempo real.	Plantas que están operando y plantas con encendido rápido. Plantas de generación, RD, Baterías
ISO-NE	<ul style="list-style-type: none"> La reserva de 10 minutos debe ser mayor a la mayor de las contingencias más un factor de ajuste, resultando en valores entre 1500 MW y 1770 MW. Continuidad de energía cuando esta despachada 60 m. Reserva de regulación (AGC): Entre 50 MW y 200 MW. 		Plantas de generación, eólicas y solares, Baterías
MISO	<ul style="list-style-type: none"> El requisito de esta reserva es que debe ser mayor a la contingencia más grande alrededor de 1100 MW donde al menos la mitad debe ser sincrónica. Continuidad de energía cuando esta despachada 60 m. Reserva de regulación (AGC): Alrededor de 400 MW. 		Plantas de generación, eólicas y solares, Baterías
NYISO	<ul style="list-style-type: none"> Requisito debe ser mayor o igual a la mayor contingencia, en el momento es 1310 MW donde la mitad debe ser sincrónica. Reserva de regulación (AGC): Entre 175 MW y 300 MW. 		Plantas de generación, eólicas y solares, Baterías

Regulación Secundaria de Frecuencia			
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías
CAISO	<ul style="list-style-type: none"> El requisito es la mínima cantidad entre: la mayor contingencia individual o la suma del 3% de la generación de CAISO más el 3% de la demanda de CAISO, cuenta además con la capacidad de aumentar en 10 minutos y sostener por 2 horas. Reserva de regulación (AGC): Desde 350 MW hasta un porcentaje calculado a partir de la carga proyectada. 		Plantas de generación, eólicas y solares, Baterías
ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> Este requerimiento va en función de los requisitos de reserva primaria, inercia y regulación, con una capacidad de 2300 MW a 3200 MW donde la respuesta a la demanda debe ser del 60%. Continuidad de energía cuando esta despachada 60 m. Reserva de regulación (AGC): 100 y 700 MW. 		Plantas de generación, eólicas y solares, Baterías

Tabla 8 Referenciamiento – Regulación Terciaria de Frecuencia

Regulación Terciaria de Frecuencia			
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías
Colombia	<p>Tiempo de respuesta acorde a las autorizaciones que se le da al recurso de generación por parte del operador del sistema.</p> <p>Solicitudes Redespacho:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Disponibilidad. • Inversores, convertidores, molinos. • Cambios de configuración. • Perfil de pruebas. • Reprogramación pruebas de disponibilidad. • AGC. 	Pago por autorizaciones	Plantas de generación
Chile	<p>Acción de control destinada a restablecer las reservas del CSF. El CTF deberá operar de forma centralizada y manual. Asimismo, dicha prestación deberá activarse dentro de un tiempo de 5 [min], luego de la instrucción. Los coordinados que participen del CTF deberán entregar el 100% de lo comprometido dentro de un tiempo de 15 [min], y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 60 [min]. Deberá tener un monto de reserva tal que complemente las reservas requeridas, de manera conjunta, para las variaciones intra-horarias y los errores de previsión de la demanda.</p>	Precio marginal	Plantas de generación
Perú	<p>Es solicitada a una unidad de generación, por el tiempo que requiera el operador, al ser insuficiente las dos primeras medidas, La RTF opera de forma centralizada y manual. Asimismo, dicha prestación deberá activarse dentro de un tiempo de 15 minutos.</p>		Plantas de generación, Baterías
España	<p>La reserva mínima necesaria de regulación terciaria a subir en cada período de programación será, como referencia, igual a la pérdida máxima de producción provocada de forma directa por el fallo simple de un elemento del sistema eléctrico, mayorada en un 2% del valor de la demanda prevista en cada periodo de programación. La reserva terciaria se establecerá, en función de las condiciones de operación, entre el 40 y el 100% de la reserva a subir. puede ser movilizada en un tiempo no superior a quince minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas, con objeto de reconstituir la reserva de regulación secundaria.</p> <p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR) control terciario:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de activación de mFRR de 0 a máximo: 5 min <x <= 15 min. • Límite de la oferta de capacidad: No aplica. • Límite de la oferta de energía: <= 1 MW. <p>Reserva de Reposición (RR): control terciario</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de activación de RR de 0 a máximo: Depende de la unidad. • Límite de la oferta de capacidad: 1 MW <x <= 5 MW. • Límite de la oferta de energía: 5 MW <x <= 10 MW. 	<p>Este es un servicio auxiliar obligatorio que es gestionado y pagado de acuerdo a procedimientos de mercado. Este servicio auxiliar solo se paga en caso de utilización, no por disponibilidad.</p>	<p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario. Generadores, cargas y baterías</p> <p>Reserva de Reposición (RR): control terciario Generadores</p>

Regulación Terciaria de Frecuencia			
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías
Reino Unido	<p>Tiempo de activación: 10s. Tiempo mínimo de entrega: indefinido.</p> <p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de activación de mFRR de 0 a máximo: Depende de la unidad. • Límite de la oferta de capacidad: 5 MW $< x \leq 10$ MW. • Límite de la oferta de energía: 1 MW $< x \leq 5$ MW. <p>Reserva de Reposición (RR): control terciario</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de activación de RR de 0 a máximo: Depende de la unidad. • Límite de la oferta de capacidad: 1 MW $< x \leq 5$ MW. • Límite de la oferta de energía: 1 MW $< x \leq 5$ MW. 	<p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reserva de capacidad: Voluntario, contrato bilateral. • Reserva de energía: Mandatorio, precio fijo. <p>Reserva de Reposición (RR): control terciario</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reserva de capacidad: Voluntario, contrato bilateral • Reserva de energía: Híbrido, precio fijo o contrato bilateral 	<p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario. Generadores, cargas y baterías.</p> <p>Reserva de Reposición (RR): control terciario Generadores y cargas.</p>
Portugal	<p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de activación de mFRR de 0 a máximo: Depende de la unidad de generación. • Límite de la oferta de capacidad: No aplica. • Límite de la oferta de energía: No aplica. <p>Reserva de Reposición (RR): control terciario</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de activación de RR de 0 a máximo: Depende de la unidad. • Límite de la oferta de capacidad: No aplica. • Límite de la oferta de energía: No aplica. 	<p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reserva de capacidad: Mandatorio, precio fijo. • Reserva de energía: Voluntario, contrato bilateral. <p>Reserva de Reposición (RR): control terciario</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reserva de energía: Mandatorio, precio fijo. 	<p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario. Generadores y cargas.</p> <p>Reserva de Reposición (RR): control terciario Generadores.</p>
Finlandia	<p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de activación de mFRR de 0 a máximo: 5 min $< x \leq 15$ min. • Límite de la oferta de capacidad: 1 MW $< x \leq 5$ MW. • Límite de la oferta de energía: 1 MW $< x \leq 5$ MW. <p>La Reserva de Reposición (RR): control terciario no es usada en Finlandia.</p>	<p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reserva de capacidad: Voluntario, contrato bilateral. • Reserva de energía: Mandatorio, precio fijo. 	<p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario. Generadores y cargas.</p>

Regulación Terciaria de Frecuencia			
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías
ISO-NE	<p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario.</p> <ul style="list-style-type: none"> Tiempo de activación de mFRR de 0 a máximo: 5 min $< x \leq$ 15 min. Límite de la oferta de capacidad: 5 MW $< x \leq$ 10 MW. Límite de la oferta de energía: 1 MW $< x \leq$ 5 MW. <p>La Reserva de Reposición (RR): control terciario no es usada en Países Bajos.</p>	<p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario.</p> <ul style="list-style-type: none"> Reserva de capacidad: Voluntario, contrato bilateral. Reserva de energía: Mandatorio, precio fijo. 	<p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario.</p> <p>Generadores y cargas.</p>
PJM	<ul style="list-style-type: none"> Bias: La reserva de contingencia terciaria está destinada a recuperar las reservas primaria y secundaria ante una eventual contingencia para preparar el sistema ante otro posible incidente, tiempos de activación de los 30 minutos a una hora. 	Precio Marginal	Prestado por generadores que pueden o no estar en línea, RD, Baterías.
NYISO	<ul style="list-style-type: none"> Bias: La reserva operativa de 30 minutos más la reserva operativa de 10 minutos deben ser mayores a 2 veces la mayor contingencia individual 2620 MW. 	Se asigna por mercado del día siguiente/intradiario y tiempo real.	Plantas de generación, eólicas y solares, Baterías.
ISO-NE	<ul style="list-style-type: none"> Bias: La reserva operativa de 30 minutos debe ser 1.5 veces la mayor contingencia, generalmente va de 2300 MW a 2600 MW. 		Plantas de generación, eólicas y solares, Baterías.

Tabla 9 Referenciamiento – Control de Tensión

Control de Tensión			
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías
Colombia	<ul style="list-style-type: none"> Capacidades establecidas por la curva PQ de cada instalación. Respuesta rápida de corriente reactiva. Operación dentro de los límites establecidos por las curvas de comportamiento de depresiones de tensión (LVRT) y sobretensiones (HVRT). 	Obligatorio cumplimiento.	Plantas de generación y otros recursos.
Chile	Capacidades establecidas por la curva PQ de cada instalación.	Precio marginal, se asigna por licitación.	Plantas de generación
Perú	Banda de reactivos, fp = 0.95 atraso y 0.99 adelante.	Remunerado fuera de la banda de reactiva.	Generadores, Reactores de barra, banco de capacitores shunt, SVC y/o compensadores síncronos.
Argentina	Cada generador se compromete a entregar en forma permanente, hasta el 90% del límite de potencia reactiva inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la máquina dadas por la curva de capacidad para la máxima presión de refrigeración en forma transitoria, el 100 % durante 20 minutos continuos, con intervalos de 40 minutos. Consumidores fp= 1 o menor inductivo, fp = 0.95 inductivo o superior.	Obligatorio cumplimiento. Los transportadores deberán poner a disposición del MEM todo el equipamiento para el control de tensión y suministro de potencia reactiva, incluyendo compensadores síncronos y estáticos, y la reserva necesaria	
España	<p>Generadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> fp capacitivo igual a 0,989 (generación de potencia reactiva equivalente al 15 por 100 de la potencia activa neta máxima). fp inductivo igual a 0,989 (absorción de potencia reactiva equivalente al 15 por 100 de la potencia activa neta máxima). <p>Consumidores:</p> <ul style="list-style-type: none"> Hora punta fp> 0.95 inductivo . Hora Valle fp>= 1 inductivo. Hora Llano 0.95 <fp< 1 inductivo. <p>Centrales eléctricas conectadas a la red de transporte con potencia nominal igual o superior a 30 MW.</p>	<p>Lo suministran plantas con potencia nominal mayor o igual a 30 MW.</p> <p>Se establece un servicio complementario que requiere una prestación mínima de carácter obligatorio, se remuneraran aquellos que el operador solicite que deben suministrar un porcentaje mayor al obligatorio.</p>	Generadores, Eólicos, Solares, transformadores, Consumidores industriales, HVDC, SVCs, Capacitores, Reactores.

Control de Tensión			
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías
Reino unido	<p>Ser capaz de suministrar su salida de potencia nominal (MW) con fp 0.85 atraso y 0.95 adelanto, tener la relación de cortocircuito de la BMU inferior a 0,5, mantener la salida de potencia reactiva en condiciones de estado estable completamente disponible dentro del rango de voltaje $\pm 5\%$</p> <p>Servicio obligatorio (Provisión de Código de Red) para generadores convencionales y parques eólicos conectados al sistema de transmisión.</p>	Pay as Bid	Plantas de generación, HVDC, eólicos y solares, Transformadores.
Portugal	Todos los generadores convencionales tienen que proporcionar soporte de tensión.	Obligatorio cumplimiento.	Generadores
Finlandia	Servicio obligatorio para todas las centrales.	Obligatorio cumplimiento.	Generadores, Eólicos, transformadores.
Países Bajos	Las centrales eléctricas no están obligadas a proporcionar control de voltaje.	Obligatorio cumplimiento.	Generadores, Eólicos, Solares, transformadores, Consumidores industriales, HVDC, SVCs, Capacitores, Reactores.
PJM	<p>La salida reactiva de la planta se controla para mantener un nivel de voltaje específico en terminales del generador o punto de interconexión.</p> <p>La mayoría de los generadores tienen lo que se llama una curva "D". La curva D muestra las capacidades de cómo la provisión de potencia reactiva puede limitar la cantidad de potencia activa (energía) que un recurso puede proveer.</p>	Obligatorio cumplimiento. Se asigna por contrato con TSO (No mecanismo de mercado)	Plantas de generación y otros recursos

Tabla 10 Referenciamiento – Arranque Autónomo

Arranque Autónomo			
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías
Colombia		Obligatorio cumplimiento. Servicio que los generadores pueden proveer si son requeridos por el CND.	Plantas de generación
Chile		Precio marginal. Se asigna por licitación.	Plantas de generación
Perú	El servicio de arranque en negro es provisionado por aquellas unidades habilitadas para tal fin.	Los gastos incurridos por las mismas para la implementación y modificación de las instalaciones de islas y arranque en negro y los correspondientes cargos por su operación y mantenimiento serán abonados por CAMMESA de acuerdo a lo descrito en la Resolución Secretaría de Energía 305/98.	Plantas de generación.
Reino Unido		Pay as Bid. Se asigna por subasta realizada por TSO.	Plantas de generación.
Finlandia		Solo el operador del sistema de transmisión finlandés posee unidades para el servicio de arranque en negro.	Actualmente, en algunos países europeos, las turbinas eólicas y la energía solar fotovoltaica aún no brindan el servicio BS, mientras que en algunos otros países las turbinas eólicas sí lo hacen. Sin embargo, el proceso arranque autónomo en aerogeneradores se basa en utilizar el almacenamiento de energía en el enlace de DC.
PJM	El requisito de ingresos anuales de los generadores de arranque en negro es igual al 110% de la suma de sus ingresos fijos.	Tarifa Regulada. Se asignan de acuerdo a necesidades de operación.	Plantas de generación.

5.2 Estándar IEEE 2800-2022

Se realiza también un referenciamiento de criterios con el estándar de la IEEE 2800 de 2022 [20] (Tabla 1 y Tabla 2) donde se plantean parámetros y requisitos para considerar en sistemas con penetración de recursos de generación basados en inversores.

Este estándar plantea algunos requisitos específicos necesarios para tener un buen rendimiento de los recursos basados en inversores a medida que aumenta la penetración de estos en los sistemas eléctricos, y de esta forma poder planificar y operar el sistema de energía disminuyendo incertidumbres y aumentando la seguridad y confiabilidad. En este apartado se describen los parámetros de importancia relevantes para la presente consultoría.

A continuación, se presentan los parámetros descritos para la respuesta de regulación primaria de los recursos basados en inversores:

Tabla 11 Parámetros de la respuesta primaria de frecuencia para recursos basados en inversores. (Fuente [30])

Parámetro	Unidades	Valor predeterminado	Rango de ajuste disponible	
			Mínimo	Máximo
<i>dbUF</i> valor de banda muerta de un solo lado, no escalonado, para subfrecuencia en Hz	Hz	0.06% x Fnom	0.025% x Fnom	1.6% x Fnom
<i>dbOF</i> valor de banda muerta de un solo lado, no escalonado, para sobrefrecuencia en Hz	Hz	0.06% x Fnom	0.025% x Fnom	1.6% x Fnom
<i>koF</i> Estatismo para eventos de sobrefrecuencia. Es el cambio en p.u. de la frecuencia correspondiente al cambio en p.u. de potencia. Se expresa más comúnmente en por unidad. Así, un estatismo del 5%, o un estatismo de 0,05 u.p., significa que un cambio de 0,05 u.p. en la frecuencia daría lugar a un cambio de 1 u.p. en la potencia. El estatismo también puede expresarse en Hz/MW.		5%	2%	5%
<i>kuF</i> Estatismo para eventos de subfrecuencia.		5%	2%	5%

Estos parámetros comparados con los que se tienen actualmente determinados en el SIN según la Resolución CREG 060 de 2019[7] son:

Parámetro	Valor predeterminado		Rango de ajuste disponible			
	Estándar IEEE 2800 2022	Res CREG 060 2019	Estándar IEEE 2800 2022		Res CREG 060 2019	
			Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Valor de banda muerta	$0.06\% \times F_{nom} = 36 \text{ mHz}$	30 mHz	$0.025\% \times F_{nom} = 15 \text{ mHz}$	$1.6\% \times F_{nom} = 960 \text{ mHz}$	0 mHz	120 mHz
Estatismo			2%	5%	2%	6%

En el estándar se consideran los siguientes parámetros dinámicos de la respuesta de potencia activa/frecuencia para los recursos basados en inversores:

Tabla 12 Parámetros de la respuesta dinámica de potencia activa/frecuencia para recursos basados en inversores
(Fuente [30])

Parámetro	Unidades	Valor predeterminado	Rango de ajuste disponible	
			Mínimo	Máximo
Tiempo de reacción	Segundos	0.5	0.20 (0.5 para WTG)	1
Tiempo de subida	Segundos	4	2.0 (4 para WTG)	20
Tiempo de estabilización	Segundos	10	10	30
Coefficiente de amortiguamiento	Sin unidades	0.3	0.2	1

Estos parámetros comparados con los que se tienen actualmente determinados en el SIN según la Resolución CREG 060 de 2019[7] son:

Parámetro	Unidades	Valor predeterminado	
		Estándar IEEE 2800 2022	Res CREG 060 2019
Tiempo de subida	Segundos	4	2
Tiempo de estabilización	Segundos	10	15

5.3 Documento de la FERC: Review of International Grid Codes [31]

En este documento se hace una revisión de los códigos de red de varios sistemas con el fin de presentar las diferentes prácticas y requisitos referentes al Control Primario de Frecuencia.

Se hace énfasis en indicar que cuando se consideran los códigos de red desde la perspectiva de RPF, suelen existir dos conjuntos diferentes de requisitos/prácticas. El primero trata de los requisitos que un generador debe cumplir antes de que se le conceda la conexión a la red y se suelen especificar los requisitos técnicos y de rendimiento de una planta para una serie de condiciones del sistema, incluidas las desviaciones de frecuencia. El segundo conjunto de requisitos son las prácticas operativas del sistema. En [31] estas prácticas se refieren a la forma en la que se despacha la RPF, ya

sea si es un producto obligatorio o no. La siguiente figura tomada de [31] presenta los sistemas considerados y sus respectivas políticas/enfoques relativos a la respuesta en frecuencia primaria:

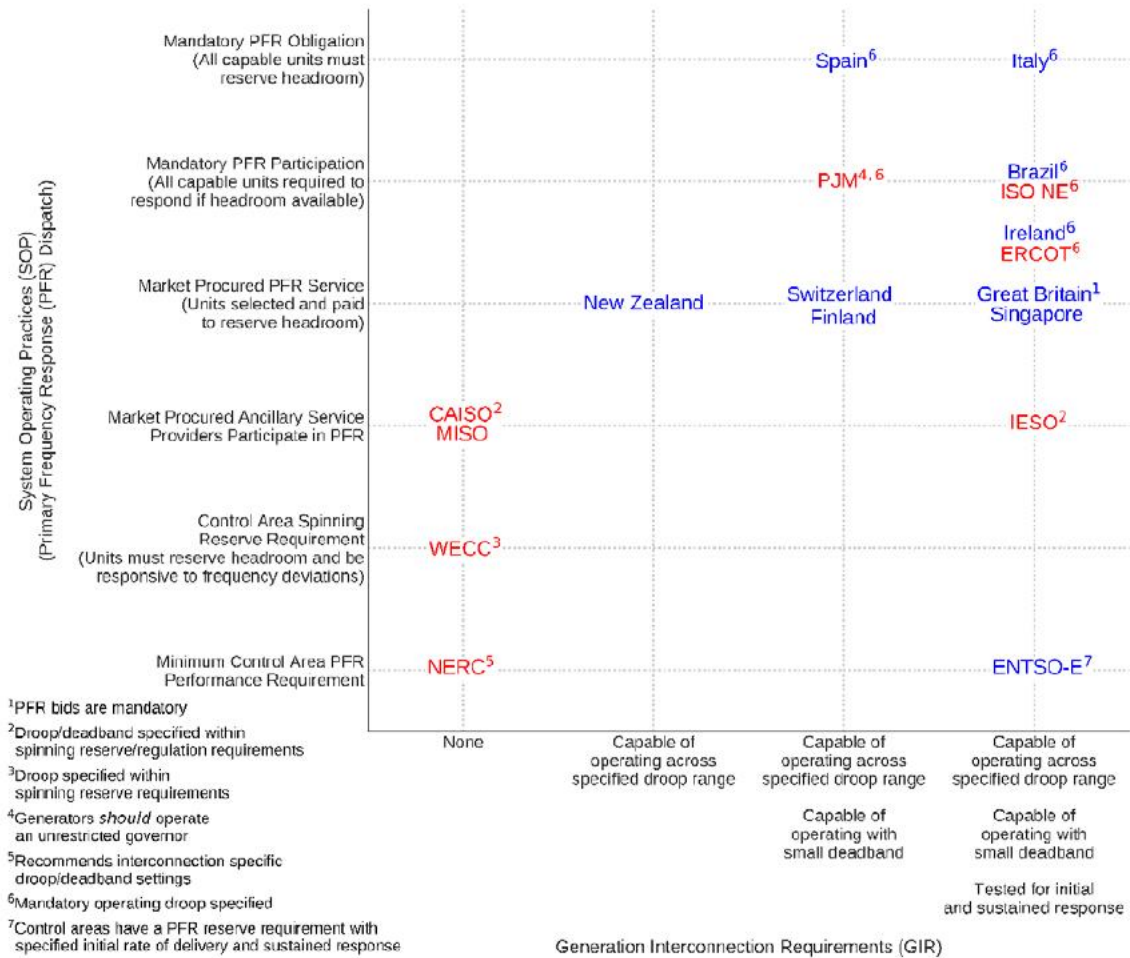


Figura 12 Comparación de los requisitos y estándares en varios sistemas para la RPF (Fuente [31])

6 DOCUMENTOS PREVIOS SOBRE SSCC

A continuación, se presenta la revisión realizada a los estudios previos a esta consultoría sobre el análisis e implementación de SSCC en el Sistema Eléctrico Colombiano.

6.1 Documento de PSR-DiAvanti [32]

En este documento se da recomendaciones para ser consideradas en las posibles modificaciones dentro de regulación para la prestación de los servicios complementarios, asociadas a cambios en las características de los servicios complementarios, remuneración y posibles participantes de cada servicio, se hace una caracterización de los servicios complementarios y productos recomendados en tres bloques:

1. Servicios de balance
2. Servicios de control de tensión
3. Servicios de recuperación del servicio

6.1.1 Servicios de balance

Servicio de balance	Característica	Quienes lo pueden proveer
Regulación Primaria	Servicio provisto por uno o varios generadores que están abasteciendo la demanda y que tiene por objeto corregir automáticamente los desequilibrios entre generación y demanda. Se aporta mediante la variación de potencia de los generadores a través de la respuesta natural del regulador de velocidad, en forma inmediata y autónoma, como respuesta a las variaciones de frecuencia del sistema.	Generadores; demanda desconectable; Sistemas de Almacenamiento,
Regulación Secundaria	Es la acción manual o automática sobre los reguladores de potencia/frecuencia de un grupo de máquinas que están abasteciendo la demanda, permitiendo reestablecer el margen de reserva de regulación de los generadores que participan en la RPF de modo que puedan anular los desvíos de frecuencia al producirse nuevamente el balance entre generación y demanda.	
Regulación Terciaria	Acción de control destinada a restablecer las reservas de la RSF que actuó por sobre- o subfrecuencia	
Control Rápido de Frecuencia (CRF)	Con la penetración de tecnologías de almacenamiento de rápida respuesta, se puede pensar en incorporarlo como un servicio complementario en la medida que la acción de control les permita responder rápidamente frente a una desviación de frecuencia predefinida	

6.1.2 Servicios de control de tensión

Servicio de control de tensión	Característica	Quienes lo pueden proveer
Control de tensión	Con el objeto de mantener la tensión de los nodos del SEP dentro de márgenes aceptados previamente establecidos, atendiendo a criterios de seguridad, operación a mínimo costo y calidad de servicio, se debe promover la utilización de todos los recursos de absorción e inyección de potencia y energía reactiva disponibles en el sistema.	Generadores, capacitores, reactores, sistemas de almacenamiento, respuesta de demanda

6.1.3 Servicios de recuperación del servicio

Servicios de recuperación del servicio	Característica	Quienes lo pueden proveer
EDAG	El Esquema de Desconexión Automático de Generación (EDAG) , hoy en día es considerado también un servicio complementario, pero más asociado a condiciones de seguridad. Corresponde al desprendimiento automático de generación o inyección con la finalidad de preservar la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.	Generadores; Sistemas de Almacenamiento; Respuesta de demanda
EDAC y DMC	Desconexiones de Carga Automática y Manual (EDAC y DMC) El servicio de Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC), corresponde al esquema de control que, al detectar condiciones anormales en el sistema que ponen en riesgo su estabilidad, emite órdenes de desenganche sobre distintos interruptores que alimentan consumos. La Desconexión Manual de Carga (DMC), es la acción ejercida por el Operador del Sistema que al detectar una situación que pone en riesgo la seguridad del sistema, permite la desconexión de consumos bajo condiciones no discriminatorias.	
Servicio de plan de defensa contra contingencias	Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE) y de Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas (PDCC). La primera tiene por objetivo evitar un apagón total y la segunda un apagón parcial.	
Servicios de plan de recuperación de servicio	Servicio de Partida Autónoma (PA) Corresponde a la capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento que, encontrándose fuera de servicio, puede iniciar el proceso de partida de sus instalaciones, energizar líneas, tomar carga y sincronizarse con el sistema, sin contar con suministro de electricidad externo	
	Servicio de Aislamiento Rápido (AR) Corresponde a la capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento para continuar operando en forma aislada, alimentando sólo sus servicios auxiliares, tras su desconexión intempestiva del sistema a consecuencia de un apagón total o parcial.	
	Servicio de Equipos de Vinculación (EV) Corresponde a la prestación que dan los equipos que permiten sincronizar dos zonas del sistema eléctrico que se hayan mantenido operando en forma de islas independientes	

Este estudio propone incluir la regulación terciaria y aprovechar las posibilidades que brindan las tecnologías con inversores especialmente las eólicas y las baterías para implementar el servicio complementario de respuesta rápida de frecuencia, el cual en la regulación vigente (Resolución CREG 060 de 2019) es obligatorio para las eólicas.

Así mismo, incluye como servicios complementarios adicionales los servicios de Desconexión Automática de Generación (EDAG), de carga (EDAC) y el arranque en negro.

En cuanto, a los servicios de tensión expresa la importancia de la prestación de estos servicios por los generadores, transportadores y la inclusión del almacenamiento como opción para prestar servicios de tensión.

6.1.4 Características técnicas y operativas por servicio propuestas en el documento

SERVICIOS DE BALANCE		
Servicio	Características técnicas y operativas	Componente para remunerar
Regulación Primaria	<p>Tiempo de activación: 100 % de la reserva comprometida en 10 segundos (partiendo no después de los 5 [s])</p> <p>Tiempo de sostenimiento: 5 minutos (podrá ser ajustado en función de lo que determine el CND)</p> <p>Reservas: La reserva para subfrecuencia será igual que la reserva por sobrefrecuencia</p> <p>El despacho de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) se debe realizar por área de despacho, entendiendo por tal cada una de las áreas en que queda dividida la oferta y la demanda como resultado del despacho económico y la saturación de vínculos de Transporte. Es posible originar condiciones para que áreas de despacho con restricción de aportes para RPF, pueda importar ésta desde otras áreas con excedentes.</p>	Disponibilidad y utilización
Regulación Secundaria	<p>La RSF opera de forma centralizada y automática a través de un esquema de control centralizado.</p> <p>Tiempo de activación: 10 [s], luego de la instrucción desde el esquema de control, deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 5 [min].</p> <p>Tiempo de sostenimiento: deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 15 [min].</p> <p>Reservas secundaria de frecuencia (RSF): Este servicio considera las subcategorías de RSF por Subfrecuencia (RSF+) y por Sobrefrecuencia (RSF-).</p>	<p>RSF +: Disponibilidad y utilización</p> <p>RSF -: Disponibilidad</p>

SERVICIOS DE BALANCE		
Servicio	Características técnicas y operativas	Componente para remunerar
Regulación Terciaria	<p>El RTF operará de forma centralizada y manual</p> <p>Tiempo de activación: 5 [min], luego de la instrucción</p> <p>Tiempo de sostenimiento: Tiempo máximo de entrega del servicio será de 2 [hr] medido desde la activación</p> <p>Reservas terciaria de frecuencia (RTF): Este servicio considera las subcategorías de RTF por Subfrecuencia (RTF+) y por Sobre frecuencia (RTF-).</p> <p>Asimismo, para el caso de RTF dicha prestación puede ser realizada por servicios de respuesta de demanda (Cargas Interrumpibles. Dicha prestación deberá desconectar el total del monto de carga comprometido dentro de un tiempo máximo de 30 [min] luego de la instrucción, y deberá ser capaz de mantener su aporte por un periodo de al menos 2 [hrs]).</p>	<p>RTF +: Disponibilidad y utilización</p> <p>RTF -: Disponibilidad</p>
Control Rápido de Frecuencia (CRF)	<p>El CRF deberá operar de forma local y automática</p> <p>Tiempo de activación: Deberán entregar el 100% de lo comprometido dentro de un tiempo muy corto (por ejemplo 1 [s])</p> <p>Tiempo de sostenimiento: Tiempo predefinido (no se especifica)</p>	Disponibilidad y utilización

SERVICIOS DE CONTROL DE TENSIÓN		
Servicio	Características técnicas y operativas	Componente para remunerar
Control de tensión	<p>La naturaleza de la prestación de este servicio es local.</p> <p>Se debe promover la utilización de todos los recursos de absorción e inyección de potencia y energía reactiva disponibles en el sistema</p>	Su remuneración debe considerar las componentes de inversión, operación y/o mantenimiento.

SERVICIOS DE RECUPERACIÓN DEL SERVICIO		
Servicio	Características técnicas y operativas	Componente para remunerar
EDAG	La naturaleza de la prestación del servicio EDAG por sobre frecuencia se considera sistémica, en el caso del servicio EDAG por Contingencia Específica su naturaleza se considera local	Su remuneración debe considerar las componentes de inversión,

SERVICIOS DE RECUPERACIÓN DEL SERVICIO		
Servicio	Características técnicas y operativas	Componente para remunerar
EDAC y DMC	Se distinguen en esta prestación de servicios, los EDAC por subfrecuencia y DMC que se consideran sistémicos y los EDAC por subtensión y EDAC por contingencia específica que se consideran de naturaleza local	operación y/o mantenimiento.
Servicio de plan de defensa contra contingencias	La naturaleza de la prestación del servicio Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE) se considera sistémica, mientras que en el caso del Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas (PDCC) su naturaleza se considera local	
Servicios de plan de recuperación de servicio	Servicio de Partida Autónoma (PA): la naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica	
	Servicio de Aislamiento Rápido (AR): La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica.	
	Servicio de Equipos de Vinculación (EV): La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica.	

6.1 Comunicaciones del CNO

6.1.1 Regulación Primaria de Frecuencia

El CNO ha enviado a la CREG comunicaciones relacionadas con el servicio de regulación primaria sobre los siguientes aspectos:

- Consideraciones técnicas para la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia de plantas de generación del SIN [27]
- Restricciones técnicas para obtener las magnitudes y tiempos en la realización de las pruebas de Estatismo y Banda Muerta en unidades de generación

En estas comunicaciones el CNO afirma lo siguiente:

- La prestación del servicio de RPF es fundamental para garantizar la atención de la demanda de forma confiable, segura y con calidad, ya que es la primera instancia de control para mantener la frecuencia, lo más cerca de su valor nominal, a través de la respuesta de los generadores a los movimientos normales de carga y a eventos de desbalance carga/generación.*
- La respuesta de los controles de velocidad de los generadores es muy dependiente de la tecnología (hidráulica, térmica eólica o solar).*
- Las plantas de vapor responden con tiempos superiores a los establecidos en la regulación vigente.*
- El punto óptimo de diseño de las turbinas de vapor se logra cuando se inyecta el máximo de combustible y se opera a temperatura máxima. En este modo normalmente se inhibe el control por frecuencia para evitar el disparo de la turbina por temperatura, debido a los posibles incrementos de potencia cuando la frecuencia disminuya por la ocurrencia de eventos de pérdida de generación o incrementos en la demanda.*

- *Las unidades de generación no pueden garantizar la prestación del servicio de RPF en puntos de operación por debajo del mínimo técnico debido a vibraciones e inestabilidad en las unidades de generación.*

Se menciona, adicionalmente, por parte del CNO que la regulación debía exceptuar del cumplimiento de la prestación del servicio de RPF las unidades que se encuentren en las siguientes condiciones:

- *Las unidades que tengan pruebas con intervención en el regulador de velocidad, dado que este es el control a través del cual se materializa el servicio. Como sustento de esta propuesta da la siguiente lista de pruebas:*
 - *Cargabilidad*
 - *Ajuste y/o verificación de regulador de velocidad de turbina*
 - *Estatismo y banda muerta*
 - *Después de un mantenimiento mayor u overhaul*
 - *Después de repotenciación de unidades*
 - *Heat Rate y/o Capacidad Efectiva Neta de plantas térmicas*
 - *Arranque autónomo o black start*
 - *Modernización o cambios de equipos de control y protecciones, cuando las intervenciones que se realicen estén asociadas al regulador de velocidad y/o conjunto generado-turbina.*
 - *Pruebas de factor de conversión*
 - *Pruebas de modelos (asociados a regulados de velocidad)*
- *Las unidades a vapor que hacen parte de ciclos combinados, dado que se considera que efectivamente estas unidades no están en la capacidad de aportar la potencia necesaria en los tiempos requeridos por la regulación.*

Así mismo, el CNO da diferentes consideraciones para tener en cuenta para la prestación del servicio de RPF, entre las que se tiene:

- *Para centrales a filo de agua no se cuenta con embalse, que almacene energía potencial. Ante un posible evento de frecuencia se puede requerir una entrega de potencia mayor a la disponible, lo que puede originar valores críticos para la operación, incluso niveles de disparo.*
- *Para unidades hidráulicas con niveles de embalse bajos, se requiere derratear las unidades para dejar la reserva de RPF.*
- *Las unidades de vapor simple pueden prestar el servicio de RPF manteniendo el 100% de la potencia declarada.*
- *Se requiere que las unidades eólicas y solares fotovoltaicas sean consideradas en la revisión integral de la prestación del servicio de RPF.*

Adicionalmente en la comunicación sobre restricciones técnicas para obtener las magnitudes y tiempos en la realización de las pruebas de Estatismo y Banda Muerta en unidades de generación, el CNO afirma que existen restricciones técnicas tiempos en algunas unidades de generación para cumplir con las magnitudes de los valores de Estatismo y Banda Muerta establecidos en la regulación vigente.

Comentarios del consultor

Con respecto a lo planteado por el CNO, PHC tiene los siguientes comentarios:

- a) Se está de acuerdo con la importancia de la RPF para garantizar la atención de la demanda de forma confiable, segura y con calidad.
- b) Considerando la importancia del servicio de RPF se recomienda no exceptuar a ninguna planta de la prestación de este servicio, tal como lo establece la regulación vigente donde todos los generadores deben operar con su regulador de velocidad libre.
- c) Para cumplir con esta obligación se requiere que los generadores cuenten con un esquema de control que permita cumplir con los requisitos de respuesta y tiempo de sostenimiento que establece la regulación
- d) Los generadores que en su potencia máxima declarada puedan prestar el servicio de RPF se les debe seguir permitiendo declarar como disponibilidad su capacidad máxima, como se ha hecho desde 1995, de tal manera que no tengan que incluir un margen de reserva para regulación de frecuencia. Es importante que esto se pueda validar mediante pruebas reglamentadas por el CNO y se regule la habilitación de las unidades de generación para prestar el servicio RPF.
- e) Los generadores que en su potencia máxima declarada no puedan prestar el servicio de RPF se les debe exigir incluir un margen de reserva para regulación de frecuencia. Margen que puede ser determinado mediante pruebas para poder cumplir con el 3% de RPF.
- f) Eximir de prestar la RPF a generadores que están haciendo pruebas de sus reguladores de velocidad podría constituirse en un incentivo perverso, para declarar con mucha frecuencia pruebas que los exima de la prestación del servicio de RPF. Se considera mejor señal que sean objeto del pago establecido en la Resolución CREG 023 o en su defecto que adquieran un respaldo con otro generador que pueda prestar este servicio siempre y cuando este generador se comprometa a dejar la reserva.
- g) Es necesario que las plantas cumplan con los requerimientos establecidos por la regulación vigente y en caso de que esto no sea factible, sean objeto del pago establecido en la Resolución CREG 023 o en su defecto que adquieran un respaldo con otro generador que pueda prestar este servicio siempre y cuando este generador se comprometa a dejar la reserva

6.1.2 Regulación Secundaria de Frecuencia

Con carta del CNO a la CREG el 12 de enero de 2021, el CNO presenta un listado de eventos ocurridos entre junio 2018 y agosto 2020, en los cuales se ha producido la pérdida del aporte de la holgura para AGC de alguna planta, así mismo, presenta los riesgos identificados por el CND y el CNO cuando se materializa esta condición y el análisis normativo que a criterio del CNO limitan al Consejo para definir vía Acuerdo un criterio adicional para la asignación del AGC.

El documento presenta 10 casos en los cuales se produjo la pérdida de la holgura de la planta que contaba con una asignación superior al 70% de la holgura definida para todo el Sistema, para los cuales el CNO identifica los siguientes riesgos:

- *El sistema presenta una condición de vulnerabilidad ante la ocurrencia de eventos en frecuencia, dado que no se cuenta con la holgura para recuperar la frecuencia.*

- *Ante esta condición de emergencia, el operador tiene que acudir al control manual, que no tiene los tiempos de respuesta requeridos por la gestión de los recursos de generación. Si es necesario que dos o más recursos realicen control manual, los operadores de las plantas pueden tomar acciones descoordinadas, afectando la calidad de la frecuencia.*
- *El riesgo operativo del control manual de frecuencia es mayor considerando el efecto combinado del control manual y el control de intercambio ejercido por el AGC de Ecuador.*
- *Se compromete la calidad de la frecuencia al incrementarse el tiempo de recuperación ante eventos.*

En el documento se resalta que, según la normativa vigente, la asignación del AGC se hace en estricto orden de mérito, permitiendo ello, que todas las reservas de regulación sean asignadas a una sola planta. Por lo anterior, para el Consejo no es viable desde el punto de vista legal, definir mediante Acuerdo un criterio adicional de confiabilidad para la asignación de este servicio.

Comentarios del consultor

- Es importante incluir en la regulación un criterio de confiabilidad del AGC que además del mínimo número de unidades se incluya el mínimo número de plantas, que puede ser de 2.
- Con respecto a la preocupación del CNO sobre el riesgo de concentrar el 70% o más la prestación del servicio de AGC en una sola planta, PHC considera lo siguiente:

Para definir este criterio es importante evaluar la confiabilidad de la prestación del servicio de AGC considerando las estadísticas de eventos de pérdida de la planta completa cuando esté prestando el servicio de AGC. En esta evaluación se podría calcular la probabilidad de la pérdida de la planta en la prestación del servicio de AGC y con esta probabilidad calcular el riesgo (probabilidad x impacto), donde el impacto es la cantidad de holgura que se pierde por el evento de salida de la planta. Dado que el riesgo va a ser dinámico debe ser un criterio que el CND puede evaluar periódicamente y proponerlo al CNO para su aprobación.

6.1.3 Regulación de tensión en la subárea GCM

Por parte del CNO se han presentado diferentes comunicaciones a la CREG en donde se expone la situación operativa que tiene actualmente la subárea GCM.

Entre las problemáticas de la situación operativa en la subárea GCM se encuentran:

En la subárea GCM se presenta agotamiento en su capacidad de transformación, en condiciones normales de operación y demanda media y máxima, en los transformadores de Copey 220/110/34.5 kV y Valledupar 110/34.5/13.8 kV ocasionando que se programe DNA desde el despacho económico [33].

Adicionalmente al operar en niveles de tensión más altos en la subestación Copey 110 kV (debe ser inferior a 118 kV), puede generar desconexiones en esta subestación a nivel de STR, afectando la totalidad de la demanda en Copey, El Paso y El Banco, en condiciones normales de operación, tensiones inferiores a 0.9 en el Banco 110 KV ocasionando que se programe DNA desde el despacho económico [33].

Como resultado del análisis de la operación del Área Caribe y subáreas que regularmente hacen el CNO y el CND, estos le solicitaron a la CREG analizar si el criterio de tensión mínima de 0.9 en p.u en subestaciones radiales, como el Banco 110 kV, se podía reducir a 0.85 en p.u, ello sin afectar la

calidad de la prestación del servicio de los usuarios que dependen de dichas barras. Lo anterior, teniendo en cuenta que se reduciría la magnitud de la DNA que se programaba en ese momento desde el despacho [34].

La CREG expidió la Resolución 139 de 2019 [35], “Por la cual se establece una excepción a los límites de variación de la tensión nominal en la operación de los Sistemas de Transmisión Regional”, siendo esta medida una excepción temporal y no definitiva de los límites de variación de la tensión nominal en los STR [34].

En las subáreas Bolívar y Córdoba-Sucre también se presentan situaciones de agotamiento de la red en el enlace Gambote-Ternerá 66 kV haciéndose necesario programar desde el despacho económico DNA, adicionalmente se presenta insuficiencia de los Esquemas Suplementarios de Potencia ESPS del circuito Boston – Chinú ante la contingencia Chinú -Coveñas 110 kV, ocasionado que se programe desde el DNA desde el despacho económico [33].

Debido al agotamiento de la red del STN y STR y al atraso de puesta en servicio de proyectos de expansión del área Caribe y específicamente en la subárea GCM, XM evidencia que desde la programación del Despacho Económico en horarios específicos, existen restricciones para poder asignar un valor de reserva de la demanda de la subárea GCM que permita alivianar los riesgos de desatención de demanda al presentarse cambios en la demanda/generación superior al 10%, por lo tanto al existir una limitación técnica que causa desatención de la demanda, el CNO hace énfasis en la necesidad de ajustar la regulación, adecuando los lineamientos del Estatuto de Racionamiento, o expedir una nueva reglamentación que se ajuste a la situación operativa actual del SIN ya que causas como el atraso de la puesta en operación de una obra de expansión, o del agotamiento de la capacidad de la red, no se encuentran determinadas en la resolución[36].

Adicionalmente se suma la variabilidad de la demanda de las cargas industriales conectadas al SIN cómo es el caso de: Rubiales, Cirainfanta, Drummond, Intercor, OXY, y Cerromatoso, haciendo que se presenten variaciones por encima y por debajo de los valores pronosticados, causando programación de generación adicional y no óptima o generación costosa que no se requiere en la operación real. Desde el año 2018, el CNO ha informado y solicitado planes de acciones a los responsables de realizar los diagnósticos de demanda, pese a esto la situación continua. El CNO solicita a la CREG revisar estas desviaciones con el fin de ajustar la regulación que incentiven a los responsables de esta información, para que ésta sea ajustada a lo que se presenta en la operación en tiempo real, con el fin de asegurar una operación confiable, segura y económica [37].

El CNO resalta la importancia de establecer desde el código de redes, debido a la situación actual operativa de algunas subáreas como se mencionó anteriormente, que esta situación podría mitigarse con la instalación de bahías y transformadores móviles ayudando a reducir el impacto de eventos sobre el sistema y el atraso de las obras de expansión, esto sin comprometer los planes de continuidad de los Transportadores y Operadores de Red [38].

A su vez, XM en sus estudios recomienda la necesidad hacer seguimiento permanente y definir un plan de choque para la puesta en servicio de las obras de transporte de la energía de la región, y evaluar la posibilidad de instalar equipos de compensación dinámica en esta subárea por parte de los operadores de red [36].

El CNO adicionalmente manifiesta a la CREG inquietud por aumento en el incremento de ciclaje en el despacho diario que se vienen presentando entre las dos unidades de la central Termoguajira, lo cual tiene efecto sobre la vida útil y la confiabilidad de estas, es de resaltar que estas unidades son

indispensables para la operación del área Caribe para controlar el límite de importación de potencia activa y brindar soporte de potencia reactiva que garanticen adecuados perfiles de tensión, tanto en estado normal de operación, como ante contingencias sencillas N-1 en el STN [39].

Este incremento de ciclaje podría desencadenar riesgos de desatención de demanda descontrolada, por colapsos de tensión ante contingencias sencillas de las líneas Ocaña–La Loma–Copey 500 kV, por lo que sería necesario programar demanda no atendida en estado normal de operación para cubrir dicha contingencia [39].

Ante la gran dependencia para el control de tensión de las unidades de generación Termoguajira I y II, El CNO sugiere estudiar la posibilidad de definir nuevos servicios complementarios, que incentiven la adecuación física de los recursos de generación convencionales, necesarios para facilitar la correcta integración de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable-FNCER en busca de la flexibilización del SIN [39].

Comentarios del consultor

Con respecto a las señales del CNO, PHC considera que los problemas de tensión de la subárea GCM son problemas locales cuya solución debe ser ubicada en la misma subárea. Analizando la problemática de GCM se puede concluir:

- a) Existe déficit de expansión en las redes de SDL y STR de la subárea eléctrica GCM, necesitando ampliaciones de transformación y líneas en el STR y SDL, así como compensación reactiva.
- b) La variabilidad de la demanda de las cargas industriales conectadas al SIN de: Rubiales, Cirainfanta, Drummond, Intercor, OXY, y Cerromatoso, hacen que se presenten variaciones por encima y por debajo de los valores pronosticados. Las soluciones están en las señales que se den a estas demandas para mejorar sus pronósticos y su variabilidad, lo cual se mejora con lo propuesto en la resolución CREG 143 de 2021. El efecto en la regulación de tensión se puede disminuir si el nivel de corto circuito de los nodos piloto del área se incrementa al disponer de unidades equivalentes en el área, instalando compensación estática y dinámica y como solución estructural dar señales para instalar compensadores sincrónicos, que cumplirían tres objetivos: incrementar el nivel de corto circuito, suministrar y/ o absorber reactivos e incrementar la inercia. Los cuales pueden ser parte de la expansión del sistema de transporte del área GCM similar a las baterías que se están instalando en el área de Atlántico.
- c) El máximo ciclaje en un día depende de las condiciones de oferta, demanda y red y a su vez está limitado por las características técnicas de la planta o plantas que participan en el ciclaje. La solución operativa se debe definir desde el planeamiento operativo y verificar dicha condición en el despacho y redespacho para hacer los ajustes necesarios en la generación de seguridad y/o en las consignas operativas de los elementos de compensación y transformación del área operativa. La solución estructural dependerá de la naturaleza del problema si es saturación de la capacidad de transporte, errores en los pronósticos de la demanda o la generación del área, déficit de reserva estática o dinámica de reactivos o bajo nivel de corto circuito es la expansión de la red o la instalación de elementos dinámicos de compensación o compensadores sincrónicos.
- d) La CREG en su documento 096 de 2019 “Excepción a los límites de la tensión nominal en la operación de los STR”, soporte del proyecto de Resolución CREG 139 de 2019, hace un análisis completo de la conveniencia de operar el STR por debajo de 0.9 p.u para conexiones radiales, especificando las condiciones y los procedimientos que debe seguir el CND para su análisis y el

CNO para su aprobación. Se considera que es importante expedir la resolución definitiva donde se puede incluir que el CND considere el análisis beneficio costo demostrando que es mayor a 1 y que anexe las curvas PV y QV para que muestre los márgenes de potencia reactiva en los nodos pilotos del STR de GCM y calcular los márgenes de estabilidad de tensión, evaluados como el margen de tensión que se tendría entre el mínimo valor de voltaje y el voltaje crítico a partir del cual se pierde la estabilidad por tensión. Este margen dada su característica variable según las condiciones operativas, debe ser propuesto por el CND como parte de los estudios eléctricos del planeamiento operativo

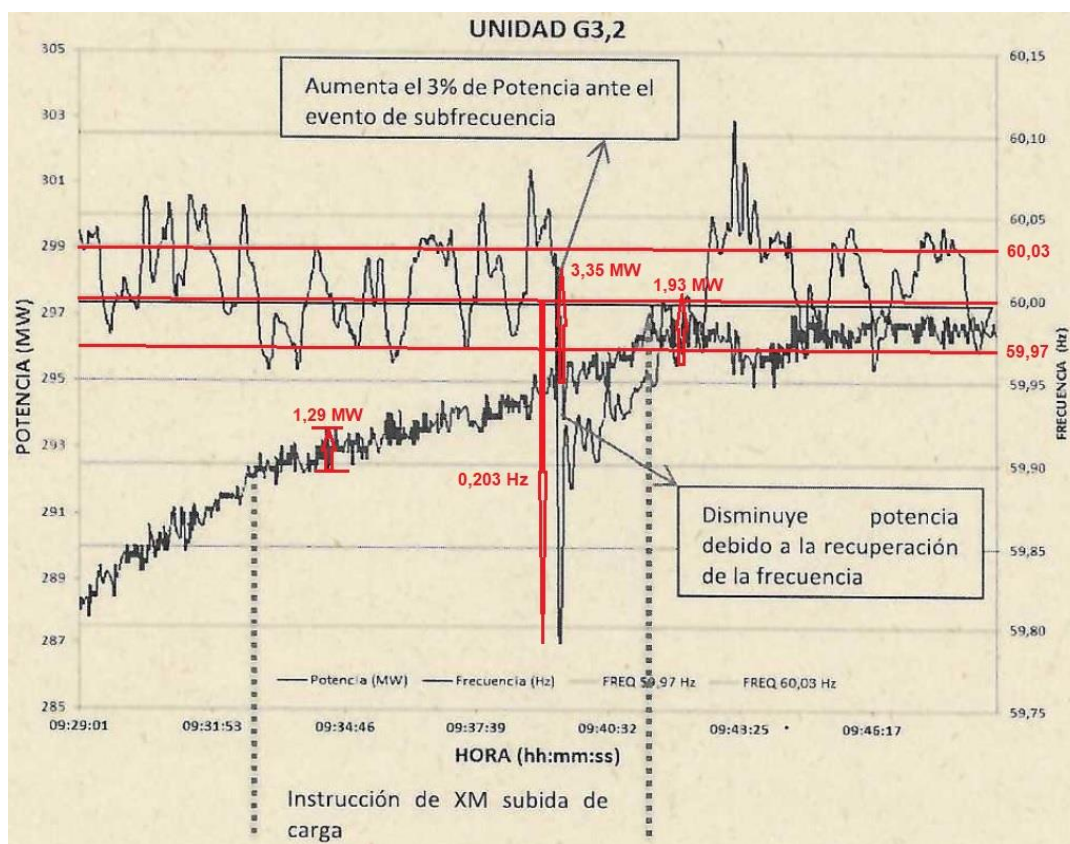
6.2 Carta de GECELCA sobre Cumplimiento del Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia [40]

GECELCA plantea que las unidades térmicas no pueden cumplir con los requerimientos de RPF cuando estas se encuentran realizando rampas de subida y bajada de carga ya sea que sean programadas y/o a solicitud del CND.

Para sustentar esta tesis muestra una gráfica correspondiente a un evento de subfrecuencia, el cual coincidió con una rampa de subida de carga de la Unidad Gecelca 3.2.

En la descripción de la gráfica GECELCA indica que se presentaron oscilaciones de potencia no amortiguadas y por tanto no es posible sostener la respuesta 30 segundos tal como lo establece la regulación y esto se atribuye a la prelación que tendría la rampa e indicando que esto hace que el tiempo de respuesta sea mucho mayor.

El análisis de la gráfica presentada en la referida comunicación es el siguiente:



Posterior al evento de subfrecuencia se observa una respuesta combinada de la Rampa de Potencia y la Regulación Primaria de Frecuencia donde se presentan variaciones de la Potencia de la Unidad pico-pico del orden de 1,93 MW como respuesta a esta RPF.

Comentarios del consultor

Con respecto a lo manifestado en la comunicación y el análisis de la gráfica de ejemplo aportada PHC tiene los siguientes comentarios:

- No se observa incompatibilidad entre la Regulación Primaria de Frecuencia y la realización de rampas de la Unidad por cuanto se obtiene una respuesta combinada de las dos funciones donde el valor medio de la Potencia de la Unidad corresponde al Ajuste de Referencia de la Rampa el cual corresponde a 60 Hz y las variaciones superpuestas corresponden a la RPF.
- No se observan conflictos, incompatibilidades y/o inestabilidad en la respuesta combinada de la Rampa y La Regulación Primaria de Frecuencia.
- Con respecto al sostenimiento de la Respuesta de la Unidad por 30 segundos se entiende que esto aplica en caso de que así lo requiera el sistema, sin embargo, se estima posible que la respuesta combinada de la Rampa y la Regulación Primaria de Frecuencia pueda dificultar la validación del tiempo de sostenimiento.
- Las Calderas pueden suministrar instantáneamente potencias adicionales dada su capacidad de acumulación y/o almacenamiento de energía.

- e) Las Calderas en su modo normal de Operación “Control Coordinado” y alternativamente en el modo de operación “Caldera Sigue” se adaptan a los requerimientos de las rampas que se le programen a la Unidad y/o los requerimientos del sistema en cuanto a la Regulación Primaria de Frecuencia por cuanto corresponden al desempeño esperado de éstas.

6.3 Documentos CND – XM

Por parte del CND se han presentado dos documentos asociados a temas de mercados intradiarios y servicios complementarios:

1. *Propuesta de reglas para la implementación del mercado intradiario y de servicios complementarios en Colombia 2020* [41]
2. *Propuesta para la implementación de un mercado de Servicios Complementarios en Colombia 2022* [42]

En dichos documentos en cuanto a los servicios complementarios se plantean los siguientes aspectos:

- *Se propone que los agentes puedan presentar ofertas de precio y declaraciones de disponibilidad para la energía, la reserva secundaria para subir y reserva secundaria para bajar en el despacho del día anterior y que las mismas puedan ser actualizadas en cada sesión de mercado intradiario.*
- *En el nuevo diseño del mercado se deberán brindar las herramientas para que el Operador del Sistema pueda reemplazar la reserva secundaria cuando un recurso se encuentre inhabilitado para cumplir las mismas, se propone, la utilización del mecanismo de ajustes horario y de 5 minutos para gestionar estos reemplazos.*
- *Se propone considerar holguras independientes para subir y bajar, en la asignación de la reserva y en la liquidación del servicio.*
- *Se propone aumentar el volumen de participantes mediante la posibilidad de constitución de portafolios que combinen diferentes tecnologías e incluyan por ejemplo combinaciones de plantas no despachadas centralmente, plantas de generación variable, plantas térmicas, baterías, respuesta de la demanda, etc.*
- *Se recomienda que todos los recursos habilitados para prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia, independiente de si resultaron o no asignados en el mercado, se integren a la función de control automático del CND, la cual gestionará la activación de las reservas secundarias en los recursos que resulten asignados, así como los cambios en los programas de generación de estos.*
- *No se considera necesario la reserva terciaria*
- *Se debe mantener la posibilidad de tener autorizaciones por parte del Operador durante la operación real del sistema. Estas autorizaciones corresponderán a deltas de generación, que los agentes deberán cumplir teniendo en cuenta las velocidades de toma de carga declaradas al CND*
- *Es necesario brindar al Operador del Sistema y al mercado en general herramientas adicionales para la gestión de desvíos que le permitan administrar de forma eficiente los riesgos inherentes a la separación entre el cierre del mercado “gate closure” y la operación real, de tal forma que estos mecanismos solucionen aspectos operativos claves que podrían generar ineficiencias entre*

los despachos vinculantes y la operación real derivados de los movimientos permanentes que debe realizar el Operador del Sistema para ajustar los programas debido a los cambios de generación entre periodos, la naturaleza continua de la demanda, a la diferencia en MW respecto de los valores programados en MWh, las desviaciones en los pronósticos de generación y demanda, la variabilidad de las fuentes de generación renovable y a los eventos fortuitos intra-horarios en la red, en la demanda y en la generación. Por consiguiente, XM propone la creación de dos mecanismos que se dan en dos instancias que son consecutivas así:

- La creación de un Mecanismo de Ajustes Horario, que se ubica temporalmente entre el último mercado intradiario y la operación real del sistema. Los ajustes a los programas de generación serán realizados mediante la ejecución de un modelo que optimice el horizonte restante del día de operación, asignando deltas de generación a subir o bajar a cada generador que minimicen las desviaciones sobre el programa del último Mercado Intradiario oficializado.
 - La creación de un mecanismo de ajustes de 5 minutos, el cual se ha denominado Despacho Económico de Operación en Tiempo Real y un mecanismo de autorizaciones, el cual se ha denominado mecanismo de autorizaciones operativas. El mecanismo de ajustes de 5 minutos tiene una granularidad menor al período horario. Con este mecanismo se pretende generar una regla automática, simple, transparente y eficiente para hacer frente a los desbalances carga/generación durante la operación. Estos ajustes son realizados con un modelo de optimización que minimice las desviaciones al programa establecido en el Mecanismo de Ajuste Horario. Se propone que este mecanismo se ejecute cada 30 minutos.
- Se propone que de forma obligatoria todos los recursos habilitados para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia, así como los recursos despachados centralmente con capacidad de generación superior a 100 MW, y los recursos menores a esta cantidad de forma voluntaria o ante solicitud del CND, sean integrados a la función de control automático de generación del CND.
 - El servicio de reservas terciarias y de emergencia se activa de forma manual mediante instrucción del operador del sistema durante la operación real, finalizadas las distintas instancias de ajustes disponibles.
 - El servicio de reservas terciarias debe estar disponible cuando se presenten situaciones fortuitas después del despacho de cinco (5) minutos (última instancia de ajustes). Se propone que el periodo de preparación y rampa sea máximo de diez (10) minutos una vez recibida la notificación de cantidad a subir o bajar por parte del CND. Para la prestación de este servicio, la duración deberá ser el periodo asignado en los diferentes mecanismos de mercado planteados, el periodo de desactivación no deberá ser mayor a 10 minutos, considerando las rampas de bajada.

Comentarios del consultor

Con respecto a la propuesta del CND el consultor tiene las siguientes observaciones:

- a) El CND en su propuesta reemplaza el servicio auxiliar de regulación terciaria por un sistema de ajustes que se actualiza cada 5 minutos complementado con un ajuste de más largo plazo mediante despachos horarios. Esta propuesta es un cambio estructural del servicio de regulación terciaria. En nuestra opinión el servicio auxiliar de regulación terciaria es importante

crearlo incluyendo algunas de las características propuestas por el CND en su propuesta de ajustes como son:

- La oferta de precios y la declaración de este servicio debe ser obligatoria. Si esto no es así, podrían presentarse condiciones operativas que pongan en peligro la estabilidad del sistema por situaciones que superen la reserva terciaria asignada, situaciones operativas en las cuales el CND no podría garantizar el balance oferta demanda. La solución sería mantener el esquema de autorizaciones para que el CND tenga herramientas suficientes para asegurar la seguridad del sistema.
- Implementar los siguientes Mecanismos para decidir la activación de la reserva terciaria:
 - i) Mecanismo de Ajustes Horario, que se ubica temporalmente entre el último mercado intradiario y la operación real del sistema
 - ii) Mecanismo de ajustes de 5 minutos, el cual se ha denominado Despacho Económico de Operación en Tiempo Real
 - iii) Mecanismo de autorizaciones
- b) Estamos de acuerdo con holguras independientes para subir y bajar, en la asignación de la reserva secundaria y en la liquidación del servicio
- c) Con la integración de fuentes variables como las eólicas y solares y la necesidad de tener mayor velocidad en la respuesta de la activación de la regulación secundaria o el remplazo de la misma por déficit de la asignada en las sesiones intradiarias, es conveniente que todas las plantas habilitadas para prestar el servicio de RSF sean integradas a la función de control automático de generación del CND y no sólo las mayores de 100 MW. Esto además de ser ineficiente desde el punto de vista tecnológico es discriminatorio desde el punto de vista de mercado para prestar el servicio en caso de emergencia, favoreciendo a las plantas mayores a 100 MW.
- d) El CND en su propuesta menciona que el servicio de reservas terciarias y de emergencia se activan de forma manual mediante instrucción del operador del sistema durante la operación real, finalizadas las distintas instancias de ajustes disponibles, siendo ambiguo con su propuesta de no tener reserva terciaria.
- e) La creación de portafolios no se ve como una ventaja dado que cada agente que posea diferentes tecnologías las puede ofertar en forma individual y competir en igualdad de condiciones con aquellos que no tienen portafolios. Esto no limita que una planta pueda ser híbrida por ejemplo una planta con baterías mejore su competitividad para participar en los servicios auxiliares remunerados y/o cumplir sus obligaciones de cumplimiento en los servicios no remunerados.

7 ANÁLISIS PROYECTO DE RESOLUCIÓN CREG 143 DE 2021 [5]

7.1 Revisión del proyecto de Resolución

En este proyecto de resolución se establecen las reglas comerciales del Mercado de Energía Mayorista en el Sistema Interconectado Nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación. Para esta consultoría, es de importancia la revisión del Reglamento del Mercado de Energía Mayorista, el cual establece la regulación aplicable para el adecuado funcionamiento del mercado de energía mayorista y la interacción entre los agentes que en él participan, buscando que las

transacciones de energía eléctrica y de otros productos y servicios del mercado respondan a criterios de eficiencia y libre competencia.

Se revisa en particular el capítulo 4 Mercado del Día Anterior (MDA), capítulo 5 Mercados Intradiarios (MID) y el capítulo 6 Servicios Complementarios (SSCC).

7.1.1 Definiciones

El proyecto de Resolución CREG 143 de 2021 [5] establece las siguientes definiciones:

- **Servicios complementarios (SSCC):** Son los servicios diferentes a la producción y transporte de energía que son requeridos para garantizar la operación segura, confiable y con calidad de un sistema eléctrico de manera continua.
- **Regulación primaria de Frecuencia:** Servicio complementario de balance de energía, que corresponde al primer nivel de control ante desequilibrios entre la generación y el consumo de energía, consistente en la variación automática de la potencia de los recursos de generación ante cambios de frecuencia.
- **Regulación secundaria de frecuencia:** Servicio complementario de balance de energía, que corresponde al segundo nivel de control ante desequilibrios entre la generación y el consumo de energía, consistente en las acciones del control centralizado denominado Control Automático de Generación o AGC para el restablecimiento de la frecuencia al valor nominal del sistema.
- **Regulación terciaria de frecuencia:** Servicio complementario de balance de energía, que corresponde al tercer nivel de control ante desequilibrios entre la generación y el consumo de energía, consistente en restablecer la reserva de regulación secundaria de frecuencia y/o el balance de energía, mediante el despacho manual de recursos de generación de respuesta rápida.
- **Reserva de regulación primaria:** Es aquella reserva de potencia sincronizada de los recursos de generación que responde a cambios de frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga del recurso debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.
- **Reserva de regulación secundaria:** Es aquella reserva de potencia sincronizada de los recursos de generación que responde a señales de regulación secundaria de frecuencia y que debe estar disponible a los 30 segundos a partir del momento en que se activa. Debe poder sostenerse al menos durante los siguientes 30 minutos de tal forma que pueda tomar la variación de las generaciones de las plantas que participan en la regulación primaria.
- **Reserva de regulación terciaria:** Es aquella capacidad de reserva en las plantas que participan en el esquema de asignación de regulación terciaria y que debe responder en un tiempo máximo de 15 minutos a partir del momento en que sea llamada a generar por el CND. Debe poder sostenerse al menos durante las siguientes 2 horas de tal forma que pueda tomar la variación de las generaciones de las plantas que participaron en la regulación secundaria.
- **Reserva operativa:** Es la reserva de potencia horaria disponible total del sistema que puede responder en un tiempo máximo de 15 minutos a partir de que sea llamada por el CND. Se divide en reserva rodante que es la parte de la reserva operativa sincronizada con la red eléctrica y reserva no rodante que es la parte no sincronizada con la red.

- **Arranque Autónomo:** Capacidad de un recurso de generación y su equipo asociado de arrancar desde una condición desenergizada sin apoyo del sistema eléctrico y de permanecer energizado de manera aislada sin conexión al sistema, con el fin de energizar su punto de conexión al sistema y participar en un plan de restauración del servicio coordinado por el operador del sistema.
- **Mercado del Día Anterior (MDA):** Sesión del mercado de energía mayorista que tiene lugar diariamente, el día anterior a la operación en tiempo real, para definir el programa de generación y reservas para atender la demanda y las transacciones del mercado del día siguiente
- **Mercado Intradiario (MID):** Cada una de las sesiones del mercado de energía mayorista que tiene lugar diariamente, durante el día de la operación en tiempo real, para ajustar el programa de generación y reservas y las transacciones del mercado de ese día.

7.1.2 Generalidades del Mercado del Día Anterior y del Mercado Intradiario

En el MDA se consideran dos despachos:

- **Despacho Factible:** Este corresponde al despacho realizado en el día $d-1$ para establecer el programa de generación y asignación de reservas para el día d . Dicho programa define las cantidades de generación de energía y de reserva primaria, secundaria y terciaria asignada por recurso, para atender los requerimientos de demanda de energía y de reservas del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para los veinticuatro (24) periodos horarios del día d . El despacho factible considera las características técnicas de los recursos de generación y las restricciones del sistema de transmisión.
- **Despacho de Precio:** En el despacho de precio realizado en el día $d-1$ se determina el Máximo Precio Ofertado (MPO) de energía horario para el día d , el cual corresponde al precio ofertado a la Bolsa de Energía del último recurso de generación flexible requerido para atender la demanda de energía en cada periodo horario del día d . El despacho de precio considera las características técnicas de los recursos de generación, pero no considera restricciones de transmisión.

Después de finalizado el MDA, durante el día de operación d se realizarán tres sesiones de mercado intradiarias. De igual forma que en el MDA, en las sesiones de los MID se realizará un Despacho Factible y un Despacho de Precio de todo el sistema para el día d , con un horizonte de operación igual al número de periodos horarios restantes del día, conforme a la sesión de MID que corresponda.

Tanto el Despacho Factible como el Despacho de Precio de los MID se aplican las mismas condiciones del MDA para los periodos faltantes del día de la respectiva sesión, considerando la nueva información de oferta y demanda reportada por los agentes generadores y comercializadores, y los cambios en la disponibilidad de activos del sistema de transmisión para esa sesión.

En la Figura 13 se presenta un esquema general del MDA y MID con sus características de cierre de ofertas, periodos de aplicación, energía y reserva:

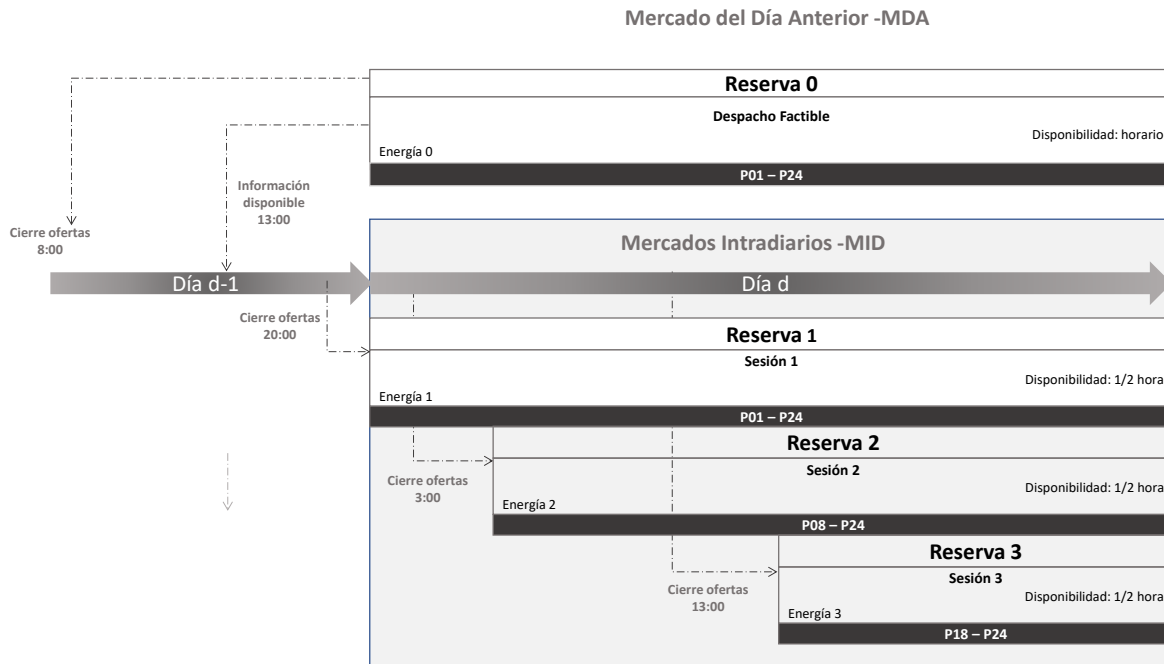


Figura 13 Esquema general de los MDA y MID

En el MDA, la información de las ofertas que entregan los agentes que representan recursos de generación despachados centralmente debe ser entregada al CND antes de las 8 horas del día *d-1*, esta información incluye:

- Disponibilidad esperada (MW) a nivel horaria para cada unidad generadora del recurso de generación o interconexión internacional.
- Oferta de precio único de los recursos de generación no térmicos o de interconexiones internacionales (\$/MWh), aplicable a todos los períodos horarios a cubrir.
- Oferta de precio de los recursos de generación térmicos (Cantidades en MW y precios en \$/MWh), correspondiente a una curva de oferta de venta de precios escalonada monótonicamente creciente aplicable a todos los períodos horarios a cubrir.
- Información de ofertas de servicios complementarios:
 - Regulación secundaria:

Descripción	Unidades
Oferta de capacidad disponible a nivel horario para regulación secundaria de frecuencia hacia arriba	MW expresado en valores enteros
Oferta de precio de capacidad, única para todos los períodos horarios, para regulación secundaria de frecuencia hacia arriba	\$/MW expresado en valores enteros
Oferta de capacidad disponible a nivel horario para regulación secundaria de frecuencia hacia abajo	MW expresado en valores enteros
Oferta de precio de capacidad, única para todos los períodos horarios, para regulación secundaria de frecuencia hacia abajo	\$/MW expresado en valores enteros

- Regulación terciaria:

Descripción	Unidades
Oferta de capacidad disponible a nivel horario para regulación terciaria de frecuencia	MW expresado en valores enteros
Oferta de precio de capacidad, única para todos los períodos horarios, para regulación terciaria de frecuencia (hacia arriba)	\$/MW expresado en valores enteros

- En el MID, se consideran 3 sesiones de mercados intradiarios del día d con las siguientes características:

Tabla 13 Características de las sesiones del MID

Sesión del MID	Períodos de aplicación	Cierre de ofertas	Publicación del despacho
MID 1	P01 al P24	20:00 horas día $d-1$	22:30 horas día $d-1$
MID 2	P08 al P24	03:00 horas día d	05:30 horas día d
MID 3	P18 al P24	13:00 horas día d	15:30 horas día d

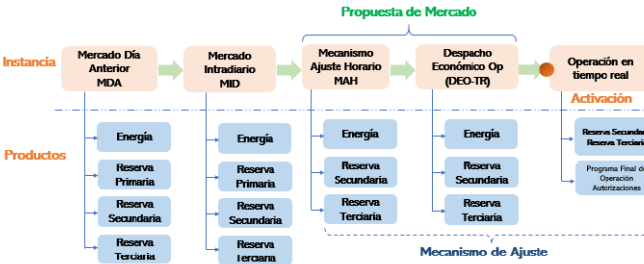
Los agentes podrán actualizar las declaraciones de disponibilidad y las ofertas de energía hasta la hora de cierre de la sesión intradiaria correspondiente.

En las sesiones de MID se podrá opcionalmente declarar disponibilidad por períodos de media hora; en caso de no hacerlo se tomará para los dos períodos media horarios la disponibilidad declarada del período horario. En caso de no actualizar la información, se mantendrá la reportada para la última sesión de mercado.

- Información de ofertas de servicios complementarios: se podrán actualizar las ofertas de capacidad disponible y de precio para los servicios de regulación secundaria de frecuencia y regulación terciaria de frecuencia hasta la hora de cierre de la sesión intradiaria correspondiente

En la Tabla 14 se resume a modo de comparación las propuestas sobre los mercados de asignaciones presentadas tanto en el proyecto de Resolución CREG 143 de 2021[5] como en la propuesta de XM sobre reglas para la implementación del mercado intradiario y de servicios complementarios en Colombia [41], [42]:

Tabla 14 Comparación de las propuestas sobre los mercados de asignaciones tratadas en el proyecto de Resolución CREG 143 de 2021 (Fuente[5]) y las propuesta de XM sobre reglas para la implementación del mercado intradiario y de servicios complementarios en Colombia

Proyecto de Resolución CREG 143 de 2021	Propuesta de XM sobre reglas para la implementación del mercado intradiario y de servicios complementarios en Colombia												
Se consideran despachos: - Mercado del Día Anterior (MDA): despacho elaborado el día d-1, para los 24 períodos del día d, programación horaria. - Mercados Intradiarios (MID): considera 3 sesiones:	Se consideran los siguientes mercados:												
<table><thead><tr><th>Sesión Intradiaria</th><th>Hora de inicio</th><th>Períodos horarios</th></tr></thead><tbody><tr><td>MID 1</td><td>00:00</td><td>1 al 24 del día d</td></tr><tr><td>MID 2</td><td>07:00</td><td>8 al 24 del día d</td></tr><tr><td>MID 3</td><td>17:00</td><td>18 al 24 del día d</td></tr></tbody></table>	Sesión Intradiaria	Hora de inicio	Períodos horarios	MID 1	00:00	1 al 24 del día d	MID 2	07:00	8 al 24 del día d	MID 3	17:00	18 al 24 del día d	
Sesión Intradiaria	Hora de inicio	Períodos horarios											
MID 1	00:00	1 al 24 del día d											
MID 2	07:00	8 al 24 del día d											
MID 3	17:00	18 al 24 del día d											
En las sesiones de MID se podrá opcionalmente declarar disponibilidad por períodos de media hora	Se consideran 4 sesiones en el MID												
Las reservas de regulación primaria, secundaria y terciaria se activan en la operación y son asignadas en los MID	<p>MDA: mecanismos de mercado previo al día de operación en el que los generadores y la demanda presentan las ofertas de cantidad y precio de la energía, y cantidad y precio de la reserva secundaria para subir y para bajar, y de igual forma para la reserva terciaria</p> <p>MID: Para cada sesión y antes del “gate closure”, se reciben nuevamente las ofertas de cantidad y precio de la energía tanto de generación como de demanda, así como las asociadas a los servicios complementarios</p> <p>MAH: la generación y la demanda deberán realizar la actualización de la disponibilidad de sus unidades y de sus consumos esperados respectivamente al menos 1 hora antes del periodo para el cual aplique la modificación. Todos los recursos del Sistema Interconectado Nacional – SIN pueden ser programados para aumentar o disminuir su generación respecto al programa de generación establecido en el último mercado intradiario y teniendo en cuenta la disponibilidad declarada antes del “gate closure” de este mecanismo.</p> <p>DEO-TR: corresponde a la última instancia previa a la operación en tiempo real, y a partir de esta se obtendrían programas operativos de cinco (5) minutos, con un seguimiento preciso de la demanda y la generación. En esa instancia se presentan ofertas de compra o venta, generando</p>												

Proyecto de Resolución CREG 143 de 2021	Propuesta de XM sobre reglas para la implementación del mercado intradiario y de servicios complementarios en Colombia
	un mercado de dos puntas, en el cual las ofertas corresponden a los productos derivados de las situaciones no previsibles. Se recomienda que la participación sea obligatoria, para todas las plantas que tengan capacidad remanente, sin embargo, en caso de que, por alguna circunstancia, un agente no presente su oferta, su anterior oferta seguirá vigente, para que de esta forma en estos mercados se pueda contar con mayor liquidez y el operador del sistema tenga un mayor número de recursos disponibles
No se tiene un mecanismo que pueda cubrir las desviaciones en tiempo real ajustadas y cooptimizadas, dado que los tiempos de incertidumbre son muy largos luego de que se cierran los MID	Lo que se pretende con esta propuesta es que después de que se cierran los MID, se tenga un mecanismo confiable que cooptimice los recursos. El mecanismo horario lo que busca es garantizar la confiabilidad del sistema, garantizando que los recursos necesarios para atender de forma segura y confiable la demanda van a estar en línea. El mecanismo despacho económico operativo, es un mecanismo de 5 minutos que busca que los despachos horarios sigan de una forma más cerca a la realidad la curva de la demanda disminuyendo así las interacciones telefónicas con los agentes y disminuyendo también los requerimientos de reservas de regulación en escenarios de alta penetración de renovables

7.1.3 Características y obligatoriedad de los SSCC

7.1.3.1 Regulación Primaria de Frecuencia

- **Tipo de control:** control de potencia activa/frecuencia (control P/f o estatismo)
- **Estatismo:** ajustable entre 2% y 6% (no convencionales) y entre el 4% y el 6% (convencionales)
- **Tiempo de sostenimiento:** 30 segundos
- **Tiempo de respuesta:** 0 a 10 segundos
- **Banda muerta del SIN:** 30 mHz
- **Requisitos técnicos y pruebas:** los establecidos en el Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995[11], Resolución CREG 060 de 2019[7], Resolución CREG 148 de 2021[8], Resolución CREG 101 011 de 2022[10], o todas aquellas que las modifiquen o sustituyan
- **Prestación y remuneración:** no remunerado y su asignación es programada por el CND en el despacho factible del SIN. Es obligatorio para todos los recursos de generación con capacidad instalada mayor a 1 MW, es un requisito de conexión y operación del SIN.
- Para los autogeneradores a gran escala, será obligatoria cuando su potencia máxima declarada sea igual o superior a 5 MW.

- Se excluyen del cumplimiento de RPF los siguientes casos:
 - a) Los generadores distribuidos (GD)
 - b) Los autogeneradores a pequeña escala (AGPE)
 - c) Los autogeneradores a gran escala con potencia máxima declarada menor a 5 MW.
- **Reserva de regulación:** el mayor entre los valores de los numerales a) y b) siguientes:
 - a) El 3% de la generación horaria programada en el despacho factible, para cada recurso de generación con oferta de precio o autodespachado.
 - b) La suma del pronóstico de: (i) máxima desviación porcentual horaria esperada de la demanda programada en el despacho factible; y (ii) máxima desviación horaria esperada de la generación variable programada en el despacho factible. Se considera generación variable la de FNCER y la hidráulica filo de agua.

El CND calculará los requerimientos de reserva de RPF en el SIN para el día de operación d y la informará en el día d-2.

- **Evaluación del servicio:** el CND deberá establecer una metodología para determinar la prestación efectiva de RPF. La metodología propuesta por el CND deberá ser informada a la CREG para publicación mediante Circular del Director Ejecutivo. Se considerará que un recurso de generación no cumple en una hora con su obligación de prestar el servicio de RPF, si se desvía de su compromiso en cualquier momento de la misma hora.

7.1.3.2 Regulación Secundaria de Frecuencia

- **Tipo de control:** ajuste automático o manual de la potencia de los recursos de generación para restablecer la frecuencia nominal del sistema, y para recuperar la reserva de RPF y/o restablecer el equilibrio entre producción y consumo de energía cuando la reserva primaria sea insuficiente.
Control jerárquico centralizado, coordinado por el CND y que opere como control automático de generación (o AGC por sus siglas en inglés), para mantener la frecuencia nominal del SIN y los intercambios internacionales programados, en respuesta a desviaciones en estas variables.
- **Tiempo de sostenimiento:** 30 minutos
- **Tiempo de respuesta:** 30 segundos a partir de recibida la consigna de ajuste por el AGC
- **Reserva de regulación secundaria de frecuencia o reserva secundaria hacia arriba:** debe ser al menos igual al valor máximo entre i) la reserva primaria y ii) el 50% de la mayor generación de una unidad o importación por un enlace internacional, que estén programadas en el despacho factible.
- **Reserva de regulación secundaria de frecuencia o reserva secundaria hacia abajo:** debe poder cubrir la desviación esperada hacia arriba de la generación variable en la operación normal del sistema y la mayor pérdida de carga esperada en el sistema por una contingencia simple.
- **Evaluación del servicio:** Si durante la operación en tiempo real el CND detecta que uno o varios de los recursos de generación con reserva secundaria asignada no cumplen los requisitos de desempeño establecidos, podrá retirar temporalmente el recurso del mercado de regulación secundaria, mientras se realizan las pruebas necesarias. El CND informará al CNO sobre las causas que motivaron la decisión de retiro temporal.

7.1.3.3 Regulación Terciaria de Frecuencia

- **Tiempo de respuesta:** 15 minutos a partir de recibido el comando operativo del CND
- **Tiempo de sostenimiento:** 2 horas
- **Tipo de respuesta:** capacidad de respuesta rápida, sea de arranque rápido y/o rampa de subida de generación de acuerdo con la variación de generación requerida.
- **Reserva de regulación terciaria de frecuencia:** debe ser igual al valor máximo entre i) la reserva secundaria hacia arriba, y ii) la mayor generación de una unidad o importación por un enlace internacional, que estén programadas en el despacho factible.
- Los recursos de generación que presten el servicio de RTF deben disponer de capacidad de reserva para aumentar generación.

7.1.3.4 Arranque Autónomo

- **Requerimientos:** El CND deberá adelantar estudios eléctricos para identificar las necesidades de capacidad disponible de arranque autónomo por área eléctrica del SIN, de tal manera que se determinen la cantidad necesaria para garantizar el restablecimiento y operación normal del sistema después de un colapso parcial o total.
- **Asignación:** se asignará mediante convocatoria abierta, que adelantará anualmente el CND para cada área eléctrica identificada
- **Remuneración:** se hará mensualmente en COP, para lo cual se utilizará la TRM promedio del mes anterior a la fecha de liquidación.

7.1.4 Evaluación de los SSCC

Anualmente, durante el mes de junio, el CND deberá realizar una evaluación periódica de los resultados de la asignación de SSCC, del uso de las reservas y el cumplimiento de los compromisos de servicios complementarios y entregar un informe anual de servicios complementarios a la Comisión.

El CND deberá analizar y determinar los requerimientos del Sistema Interconectado Nacional para su operación segura, confiable, económica y de calidad, de conformidad con las normas técnicas, identificando modificaciones a los servicios complementarios existentes o servicios complementarios adicionales, necesarios para cumplir con dichos requerimientos.

7.2 Comentarios del consultor

- Para los SSCC se recomienda considerar las propuestas realizadas por el consultor en este documento con el fin de definir los parámetros y requisitos técnicos recomendados para cada uno de ellos
- En la definición de las necesidades de la regulación terciaria se identifica que existe una gran incertidumbre lo cual puede llevar a una ineficiencia en la prestación de este servicio ya sea por sobre dimensionamiento o subdimensionamiento, ya que no existe un mecanismo de oferta/demanda cuando se agote la reserva de regulación terciaria asignada.

- Con la implementación del mecanismo de asignación y activación de reservas del Proyecto de Resolución CREG 143 de 2021, se espera se disminuyan las variaciones en cada período, pero aparece una gran incertidumbre dada la duración tan larga de las sesiones y el número tan pequeño de ellas (Solamente tres sesiones). Lo anterior puede conducir a necesidades muy grandes de reservas terciarias con el riesgo de que su estimación sea sub o sobrevalorada. En caso de ser subvalorada no existe un mecanismo que permita al CND hacer el ajuste para garantizar el balance oferta demanda y si es sobrevalorada se produce una gran ineficiencia.
- Para decidir la activación de la regulación terciaria se propone implementar despachos horarios y de tiempo real con períodos de resolución inicialmente de 15 minutos que sólo optimicen los faltantes o excedentes debido a indisponibilidades totales de generación o variaciones en los programas de las importaciones o exportaciones o contingencias en la red de transporte.
- Calcular la Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia o Reserva Secundaria hacia arriba como el 50% de la mayor generación de una unidad o importación por un enlace internacional, que estén programadas en el despacho factible, tiene los siguientes inconvenientes:
 - No se conoce con anticipación cual será el 50% de la mayor generación o de la importación, lo cual convertiría el proceso del cálculo del despacho factible en un proceso iterativo.
 - Considerar el 50% de la mayor generación será insuficiente en el caso de la contingencia de la unidad más grande.
- Es importante determinar la probabilidad de salida de la unidad más grande con base en las estadísticas de operación de los últimos 12 o 18 meses para el cálculo de la Reserva Secundaria.

8 ANÁLISIS REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA

8.1 Introducción

El objetivo de este capítulo es presentar un análisis de la RPF en Colombia, empezando por una síntesis teórica de la RPF, para después realizar una descripción de la regulación vigente, posteriormente hacer un diagnóstico del desempeño con base en información histórica suministrada por XM y en resultados de las pruebas de estatismo suministrados por el CNO. Los fundamentos teóricos, la regulación vigente y el diagnóstico permitieron sacar conclusiones para finalmente hacer recomendaciones generales y presentar una propuesta de parámetros técnicos y operativos para prestar el servicio de RPF.

8.2 Síntesis Teórica

La RPF es el primer lazo de control del sistema de potencia para garantizar el balance oferta-demanda y así minimizar las desviaciones de la frecuencia con respecto a la frecuencia nominal (60 HZ).

El balance oferta-demanda permanentemente se ve alterado por cambios en la demanda, variaciones en la generación y contingencias en la red de transmisión o en las unidades de generación. La RPF es la respuesta inicial del sistema para asegurar su estabilidad, la cual depende de la respuesta combinada de la demanda, de la inercia de los generadores y de la respuesta del control de velocidad de los generadores.

La respuesta característica de la frecuencia ante desbalances de generación-carga negativos considerando sólo la RPF se indica en la Figura 14:



Figura 14 Respuesta característica de la frecuencia considerando solo RPF

Esta respuesta responde a la siguiente expresión matemática:

$$\Delta F(t) = (-\Delta T/\beta)[1 - e^{(-\beta/2H)t}]$$

Donde:

$\Delta F(t)$: Evolución de la frecuencia en función del tiempo (HZ)

ΔT : Desbalance (MW)

B: Constante combinada del sistema $D+1/R$ (MW/HZ)

D: Constante de amortiguamiento de las cargas más las turbinas (MW/HZ)

R: Estatismo equivalente de los generadores con reguladores de velocidad libres (HZ/MW)

H: Constante de inercia de los generadores (MVA-s/MVA)

De la ecuación se puede deducir:

- La variación de la frecuencia en estado estacionario, es decir cuando t tiende a infinito depende del desbalance y la constante combinada del sistema (β)
- La constante combinada del sistema depende del amortiguamiento de las cargas y turbinas (D) y del estatismo equivalente de los generadores. Entre más bajo sea el estatismo equivalente (R) mayor será el valor de la constante. Esta constante es variable según el punto de operación siendo mayor en demanda máxima que en demanda media y mínima.
- La constante D depende en gran medida de las cargas rotativas (motores) quienes aumentan su torque cuando aumenta la frecuencia y viceversa. Se define como $\Delta \text{Demanda} \% / \Delta \text{Frecuencia} \%$. Los valores típicos oscilan entre 1.0 y 2.0. Las simulaciones para Colombia indican un valor

alrededor de 1.5. Dada la importancia de este parámetro el CND debe hacer estudios con frecuencia anual para determinar este parámetro y monitorear su evolución.

- La R equivalente depende de los estatismos de las máquinas y el margen que tienen las máquinas para regular su velocidad dependiendo del punto de operación. Esto hace que R equivalente sea variable y dinámica de acuerdo con el punto de operación.
- La constante de tiempo es directamente proporcional a la inercia (H), por tanto, a medida que disminuye la inercia disminuye la constante de tiempo, es decir la pendiente de variación inicial de la frecuencia aumenta con la disminución de la inercia, impacto que se incrementa a medida que se aumenta el nivel de penetración de eólicas y solares. Este efecto es posible reducirlo con las plantas eólicas si se tiene la opción de inyección rápida de potencia
- La tasa de cambio de la frecuencia conocida como ROCOF, por sus letras en inglés, es la pendiente inicial de variación de la frecuencia, expresada en HZ/seg. Aumenta a medida que disminuye la inercia y viceversa. Los valores típicos para Colombia según los registros de eventos de frecuencia analizados están por debajo de 0.2 HZ/seg. Se estima que hasta un valor de 0.5 HZ/seg para el sistema colombiano es seguro, para valores mayores sería necesario implantar acciones remediales para incrementar la inercia

Las respuestas individuales de cada generador dependen de la tecnología del recurso y de las características del regulador de velocidad, especialmente del tipo, ganancias y constantes de tiempo. En la Figura 15 se presenta la respuesta característica del control de velocidad de un generador indicando las diferentes variables como: tiempo de reacción, tiempo de respuesta para un cambio entre el 0% y 90% del escalón aplicado, sobrepaso, amortiguamiento y tiempo de establecimiento.

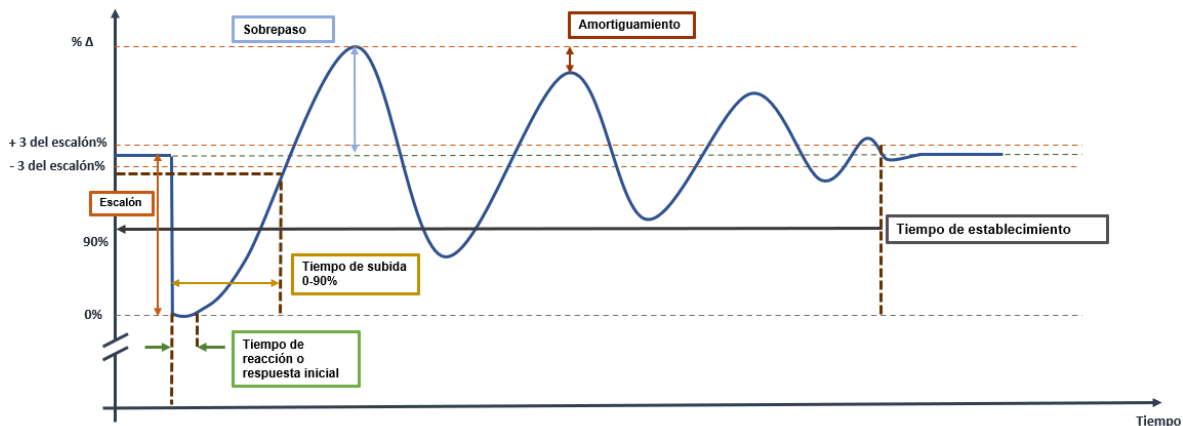


Figura 15 Respuesta característica de un generador ante desbalances de generación- carga negativos

8.3 Regulación Vigente

8.3.1 Definiciones

La Resolución CREG 023 de 2001[43] establece las siguientes definiciones:

- **Banda Muerta de Operación:** Rango de frecuencia, dentro del cual las unidades de generación no varían automáticamente su potencia.
- **Estatismo:** Característica técnica de una planta y/o unidad de generación, que determina la variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de la carga.
- **Regulación Primaria:** Servicio en línea que corresponde a la variación automática, mediante el gobernador de velocidad, de la potencia entregada por la unidad de generación como respuesta a cambios de frecuencia en el sistema. Los tiempos característicos de respuesta están entre 0 y 10 segundos. La variación de carga del generador debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.

De esta definición se observa que es muy general lo establecido para los tiempos característicos; la interpretación ha sido que el tiempo de respuesta debe ser menor a 10 segundos. Donde respuesta para cada unidad se ha interpretado como el momento en que empieza a actuar el control en la dirección correcta. Por tanto, la respuesta de la RPF se produce en tiempos superiores a los 10 segundos, siendo importante diferenciar la respuesta resultante de todas las unidades que participan de la RPF de la respuesta de cada una de las unidades en forma individual.

- **Reserva Regulación Primaria:** Capacidad en las plantas y/o unidades de generación necesaria para la prestación del Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia.

La Resolución CREG 060 de 2019 [7] adiciona a las definiciones vigentes las siguientes:

- **Delta de cambio esperado:** Diferencia en valor absoluto entre el valor inicial de la señal y el valor final esperado.
- **Respuesta rápida de frecuencia:** Característica proporcionada por un módulo de control de una planta de generación eólica, que permite una inyección rápida de potencia activa ante caídas de frecuencia en la red.
- **Tiempo de establecimiento:** Tiempo que tarda la señal en alcanzar y mantenerse dentro de una banda de 3% del delta de cambio esperado y alrededor de su valor final, ante una entrada escalón.
- **Tiempo de respuesta inicial:** Tiempo que tarda la señal en alcanzar un 3% del delta de cambio esperado respecto de su valor inicial, ante una entrada escalón

8.3.2 Obligatoriedad y criterios para la prestación del servicio

El numeral 5.6.1 de la Resolución CREG 025 de 1995[11] modificado por la Resolución CREG 023 de 2001[43] establece lo siguiente:

“Todas las unidades y plantas de generación del Sistema Interconectado Nacional están en obligación de operar con el regulador de velocidad en modalidad libre. Las unidades y plantas del Sistema deben garantizar el valor de estatismo declarado al Centro Nacional de Despacho (CND). Se debe efectuar la prueba de estatismo especificada en el Numeral '7.5.2 Prueba de Estatismo' con la periodicidad establecida y procedimientos establecidos por el CNO. Los costos de esta prueba serán asumidos por el respectivo generador.”

El Artículo 4 de la Resolución CREG 023 de 2001[43] modificado por la Resolución CREG 060 de 2019[7], especifica la obligatoriedad para las plantas despachadas centralmente de prestar el servicio de RPF equivalente al 3% de su generación horaria programada:

“Todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, deben estar en capacidad de prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, equivalente al 3% de su generación horaria programada. Para dar cumplimiento a lo anterior, las plantas y/o unidades de generación deben estar habilitadas para incrementar o decrementar su generación, incluso cuando sean despachadas con la disponibilidad máxima declarada o en su mínimo técnico, durante los tiempos de actuación definidos en la presente Resolución para la Reserva de Regulación Primaria. Se exceptúa de lo aquí dispuesto, el decremento cuando las plantas y/o unidades operan en su mínimo técnico.

Para una adecuada calidad de la frecuencia, las unidades generadoras deberán tener una Banda Muerta de respuesta a los cambios de frecuencia menor o igual a 30 mHz. Este valor podrá ser revaluado por el CND cuando lo considere conveniente.

El Estatismo de las unidades generadoras despachadas centralmente, excepto las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, debe tener un valor entre el 4% y el 6%, el cual deberá ser declarado por el agente al CND.

Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al STN y STR, deben tener un control de potencia activa/frecuencia que incluya una banda muerta y un estatismo permanente ajustable, permitiendo su participación en la regulación primaria de frecuencia del sistema. La respuesta de Regulación primaria se debe verificar en el punto de conexión acorde al Artículo 5 de la Resolución CREG 023 de 2001 o aquellas que la modifiquen o sustituyan. El control debe tener la capacidad de recibir al menos una consigna de potencia activa de forma local. El control de potencia activa/frecuencia de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al STN y STR, debe cumplir con los siguientes requerimientos:

- Ser estable: las señales de salida del control deben ser amortiguadas en el tiempo ante señales de entrada escalón, para todos los modos y condiciones operativas.*
- El estatismo debe ser configurable en un rango entre el 2% y el 6%.*
- La banda muerta debe ser configurable en un rango entre 0 y 120 mHz. Inicialmente deberán tener una Banda Muerta de respuesta a los cambios de frecuencia menor o igual a 30 mHz.*
- El ajuste de la función de control de frecuencia para eventos de subfrecuencia y sobrefrecuencia debe ser reportado al CND por el agente que representa la planta antes de las pruebas para entrada en operación comercial. La función de control de frecuencia para eventos de subfrecuencia y sobrefrecuencia debe ser reajustada en caso de que en la operación se identifiquen riesgos a la seguridad del SIN.*
- Los parámetros de ganancia y constantes de tiempo deben poder ser modificados para cumplir con criterios de estabilidad y velocidad de respuesta del SIN, teniendo en cuenta las características técnicas de las tecnologías disponibles. El CND definirá mediante estudio, análisis y seguimiento posoperativo, los parámetros de ganancia y constantes de tiempo para cumplir con criterios de estabilidad, velocidad de respuesta del SIN.*

- *Cumplir con los siguientes parámetros: tiempo de respuesta inicial máximo (T_r) de 2 segundos y tiempo de establecimiento máximo (T_e) de 15 segundos.*
- *El CND dentro de los rangos establecidos, definirá el valor de estatismo y banda muerta de acuerdo con las necesidades del SIN.*

Parágrafo 1. Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR deben estar en capacidad de prestar el servicio de regulación primaria para eventos de sobrefrecuencia y subfrecuencia. Para ser declaradas en operación comercial, deben realizar pruebas de respuesta primaria ante eventos de sobrefrecuencia y subfrecuencia como se establece en el numeral 7.7 del Código de Operación.

Parágrafo 2. Transitoriamente, las plantas solares fotovoltaicas y eólicas, conectadas al STN y STR, se excluyen de la obligatoriedad de la prestación del servicio de respuesta primaria para eventos de subfrecuencia. Cuando la CREG lo decida se deberá prestar este servicio.”

Así mismo, la Resolución CREG 148 de 2001[8] establece las características generales para la regulación de frecuencia mediante un control de potencia activa/frecuencia para los generadores y autogeneradores a gran escala que funcionan a partir de tecnología solar fotovoltaica o eólica y que están conectados al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW. Las características y los requisitos establecidos en esta resolución son equivalentes a los definidos en el Artículo 4 de la Resolución CREG 023 de 2001[43] modificado por la Resolución CREG 060 de 2019[7], para las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR los cuales fueron presentados anteriormente.

La Resolución CREG 101-11 de 2022 establece que los generadores que funcionan a partir de tecnología solar fotovoltaica o eólica y que están conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW deben proveer el servicio de regulación de frecuencia mediante un control de potencia activa/frecuencia. Dicho control debe incluir una banda muerta y un estatismo permanente ajustable que permita su participación en la regulación primaria de frecuencia para eventos de sobrefrecuencia. Las características y los requisitos establecidos en esta resolución son equivalentes a los definidos en el Artículo 4 de la Resolución CREG 023 de 2001[43] modificado por la Resolución CREG 060 de 2019[7], para las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR los cuales fueron presentados anteriormente.

8.3.3 Evaluación del Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia

La Resolución CREG 023 de 2001[43] establece que con base en la información que obtenga el CND de la operación de las plantas y/o unidades del SIN, y/o de la obtenida de las pruebas de campo que se efectúen a las mismas, el CND determinará la prestación efectiva del Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia.

El CND ha desarrollado un procedimiento para cumplir con lo señalado en la Resolución CREG 023 de 2001[43] consignado en el Documento CND “Mecanismo para Determinar la Prestación Efectiva del Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia por parte de los Generadores,” dicho procedimiento se resume a continuación:

- **Fase de verificación:** Cuando se presente una variación de frecuencia fuera de rango, la cual se publica diariamente en el Informe Diario de Operación (IDO), o se observe comportamiento

anormal en la prestación del servicio de Regulación Primaria de algún agente generador en condiciones normales de operación, el CND realizará análisis de la respuesta de la regulación primaria de frecuencia (RPF) para las diferentes unidades de generación con el fin de determinar si prestaron el servicio de Regulación Primaria.

Esta fase la desarrolla el CND a más tardar el primer día hábil siguiente a la variación de frecuencia o la detección de algún comportamiento anormal de la misma, y tiene los siguientes pasos:

1. Se observan y verifican las condiciones de despacho y calidad de telemedida.
2. El CND envía comunicación solicitando los registros de planta de las unidades de generación en línea para las cuales se requiere información adicional a la disponible. Se analiza la respuesta de las unidades, es decir, se evalúa si hay un posible incumplimiento de la unidad a la prestación efectiva del Servicio de Regulación Primaria.
3. El CND envía comunicación informando los posibles incumplimientos en el servicio de regulación primaria de frecuencia.

Para esta fase, el CND utiliza herramientas de tiempo real y de fuera de línea, así como los parámetros declarados por los agentes para sus unidades y recursos.

Si a criterio del CND, la calidad de la telemedida no es la adecuada, éste podrá considerar registros de planta cuando lo considere conveniente.

El análisis consiste en verificar que la planta y/o unidad de generación reaccione en dirección opuesta a la frecuencia, de acuerdo con su estatismo y la desviación de frecuencia, todo el tiempo que la frecuencia se encuentre por fuera de la banda muerta.

- **Fase de Suministro de Información:**

1. Los agentes generadores tendrán hasta las doce horas del segundo día hábil posterior al envío de la comunicación que solicita registros de planta enviada por el CND, para cargar los registros de las unidades en el portal de regulación primaria de frecuencia de la página web de XM o aquel medio que el CND disponga para este propósito. Los registros deben ser cargados en archivos Excel manteniendo el formato y las características definidas por el CND:
 - Deben cargarse registros gráficos y los datos que muestren la evolución en el tiempo de la potencia activa de la unidad y la frecuencia.
 - La ventana de tiempo de análisis debe ser de al menos 10 minutos teniendo como punto medio la hora indicada por el CND en la comunicación
 - La rata de muestreo debe ser menor o igual a 4 segundos con un threshold que permita cambio del dato de potencia y frecuencia al menos cada 4 segundos.
2. Si el agente no carga los registros en este periodo de tiempo, el CND evaluará el cumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia con la información disponible.
3. Si los registros muestran que la unidad estaba prestando efectivamente el servicio de Regulación Primaria, el CND no hará reporte al agente generador, ni al ASIC.

4. Si dichos registros no demuestran que la unidad estaba prestando efectivamente el Servicio de Regulación Primaria, el CND lo informará mediante correo electrónico al agente generador.
 5. En caso de que el agente lo requiera, podrá comunicarse con el CND para revisar conjuntamente los registros de planta dentro de los dos días hábiles posteriores a la comunicación enviada por el CND sobre el posible incumplimiento, de lo contrario, cumplido este plazo, se procederá a realizar el reporte al ASIC de acuerdo con lo establecido en la regulación vigente. De requerirse más tiempo para la revisión conjunta, esta solicitud podrá hacerse en los plazos iniciales de solicitud de revisión, sin que el nuevo plazo supere el límite del séptimo día calendario del mes siguiente al mes análisis.
- **Fase de Revisión Final:** El CND, el siguiente día hábil posterior al plazo máximo para solicitud de revisiones solicitadas por los agentes, reevaluará, en caso de ser necesario, el cumplimiento de la prestación efectiva del Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia de las plantas o unidades que se comunicaron con el CND para esta revisión. El CND procederá a informar al agente generador mediante correo electrónico las conclusiones de la revisión conjunta, y en caso de confirmarse el incumplimiento, el CND reportará al ASIC de acuerdo con lo establecido en la regulación vigente.

Cabe mencionar que este procedimiento sólo verifica la dirección de la respuesta, pero no verifica los tiempos de respuesta ni la magnitud de la respuesta, lo cual se supondría es verificado en las pruebas definidas en los acuerdos del CNO

8.3.4 Pruebas del Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia

El numeral 5.6.1. de la Resolución CREG 025 de 1995[11] establece que todas las unidades y plantas del Sistema deben garantizar el valor declarado al CND y para ello deben efectuar la prueba de estadismo especificada en el numeral 7.4.2 con la periodicidad y procedimientos establecidos por el CNO.

El numeral 7.4.2. de la Resolución CREG 025 de 1995[11] establece la prueba de estadismo la cual debe realizarse como parte del monitoreo rutinario de las plantas de generación que se incluyen en el programa de Despacho Económico para verificar la respuesta de la regulación primaria ante cambios de frecuencia en el SIN.

8.3.4.1 Pruebas de plantas hidráulicas y térmicas despachadas centralmente

En cumplimiento de lo mencionado anteriormente, el Acuerdo CNO 1557 de 2022[44] establece la periodicidad y los protocolos para la realización de las pruebas de estadismo y banda muerta de las plantas hidroeléctricas y térmicas despachadas centralmente.

Los principales aspectos que establece este acuerdo son:

- *“Las pruebas de estadismo y banda muerta deben realizarse en los siguientes casos:*
 1. *Cuando sean unidades y/o plantas hidroeléctricas y térmicas nuevas, ó que se reincorporen al Sistema, antes de entrar en operación comercial.*
 2. *Cuando se cambie el regulador de velocidad en alguna de las unidades de generación de las plantas hidroeléctricas y térmicas despachadas centralmente, después del cambio del regulador de velocidad.*

3. Cuando las plantas menores opten por entrar en el Despacho Central, antes de ser incluidas en el Despacho Central.
 4. Cuando los cogeneradores participen en la bolsa de energía con excedentes con garantía de potencia superiores o iguales a 20 MW y los autogeneradores a gran escala que quieran entregar excedentes a la red superiores o iguales a 20 MW, antes de ser incluidas en el Despacho Central.
 5. Cuando sean plantas menores y cogeneradores que sean incluidos en el Despacho Central porque les es aplicable el artículo 19 de la Resolución CREG 024 de 2015, a más tardar dentro del mes calendario siguiente a la notificación por parte del ASIC de su inclusión en el Despacho Central.
 6. Cuando los autogeneradores que sean incluidos en el Despacho Central porque les es aplicable el artículo 14 de la Resolución CREG 024 de 2015, a más tardar dentro del mes calendario siguiente a la notificación por parte del ASIC de su inclusión en el Despacho Central.
 7. Cuando a una unidad de generación se le conecte un sistema de almacenamiento de energía eléctrica con baterías (SAEB)."
- "En la realización de los cálculos para cumplir con las pruebas de estatismo y banda muerta, se autoriza la utilización de los registros de eventos de frecuencia ocurridos durante la operación de las unidades y/o plantas hidroeléctricas y térmicas despachadas centralmente, en el año inmediatamente anterior a la fecha de realización de la prueba."
 - "Los resultados de las pruebas de estatismo y banda muerta deben ser presentados en una reunión del Subcomité de Controles, para que este verifique el cumplimiento de la utilización de los protocolos previstos en el Anexo 1 del presente Acuerdo y que los resultados estén acorde con los parámetros definidos en la regulación vigente."
 - "Las plantas hidroeléctricas y térmicas despachadas centralmente deben realizar las pruebas de estatismo y banda muerta con una periodicidad de (4) años. El periodo de 4 años dio inicio el 5 de marzo de 2020, fecha de expedición del Acuerdo 1285. El periodo de realización de las pruebas de estatismo y banda muerta y de presentación de los resultados al Subcomité de Controles es de 1 año, que da inicio al comienzo del cuarto año de la vigencia."
 - "En la reunión del CNO del mes siguiente a la finalización del cuarto año de cada periodo, se expedirá el Acuerdo por el cual se certifica que las pruebas de estatismo y banda muerta de las unidades y plantas hidroeléctricas y térmicas despachadas centralmente fueron realizadas con la periodicidad y los protocolos previstos en el presente Acuerdo y que los resultados están acorde con los parámetros definidos en la regulación vigente."

En el Anexo 1 de este acuerdo se presentan los protocolos para la realización de las pruebas de estatismo y banda muerta de las plantas hidroeléctricas y térmicas despachadas centralmente. Dicho Anexo contiene lo siguiente:

a) Definiciones:

- **Curva característica de regulación de velocidad:** Curva que indica la relación entre el valor de frecuencia y el valor de potencia de salida del generador.
- **Estatismo:** Característica técnica de una unidad de generación, que determina la variación porcentual de potencia por cada unidad de variación porcentual de frecuencia

- **Banda muerta:** Rango de frecuencia, dentro del cual las unidades de generación no varían automáticamente su potencia (Definición CREG 023-2001[43]).
- **Tiempo de establecimiento:** Tiempo que tarda la potencia en entrar a la banda del $\pm 3\%$ respecto al tamaño del cambio esperado y mantenerse en esa banda después de haber sido sometida a un escalón en la frecuencia/velocidad
- **Estabilización de potencia:** Es el valor de la potencia cuando alcanza su tiempo de establecimiento.
- **Evento de frecuencia:** Evento en el que la frecuencia se sale del rango normal de operación (59.8 – 60.2 Hz)
- **Resolución de registros de pruebas de estatismo y banda muerta:** Los registros a reportar de todas las variables consideradas en las pruebas deben tener una resolución mínima de 1 muestra por segundo.

b) Se presentan tres protocolos para determinar el estatismo:

- **Protocolo de Estatismo A:** Protocolo o procedimiento para la verificación del parámetro de estatismo permanente de las unidades de generación a través de pruebas tipo escalón en el regulador de velocidad el cual es aplicable para las unidades que permitan inyecciones de señales análogas tipo escalón o que dispongan de lógicas internas que permitan generar este tipo de señales en el lazo de control de velocidad o frecuencia. Cabe mencionar que dentro del protocolo para el cálculo del estatismo se incluye el cálculo del tiempo de establecimiento.
- **Protocolo de Estatismo B:** Protocolo o procedimiento para la verificación del parámetro de estatismo permanente de las unidades de generación que no permiten inyección de señales externas o internas a través de las plataformas de control. Este procedimiento deberá ser realizado en las unidades de generación que por las limitaciones técnicas de sus reguladores no permiten inyección de señales externas o internas a través del software de control.
- **Protocolo de Estatismo C:** Protocolo o procedimiento general para la verificación del parámetro de estatismo permanente de las unidades de generación que por limitaciones técnicas de sus reguladores no permiten inyección de señales externas o internas a través de las plataformas de control, y que, por su poco tiempo de operación en el año, no es posible aplicar el protocolo descrito en b) para obtener una muestra significativa de eventos de frecuencia para calcular el estatismo.

En el Protocolo de Estatismo A del citado Acuerdo, el cual se debe aplicar para verificar el parámetro de estatismo permanente a declarar, se presenta los siguientes ejemplos del resultado esperado para el cálculo del tiempo de establecimiento:

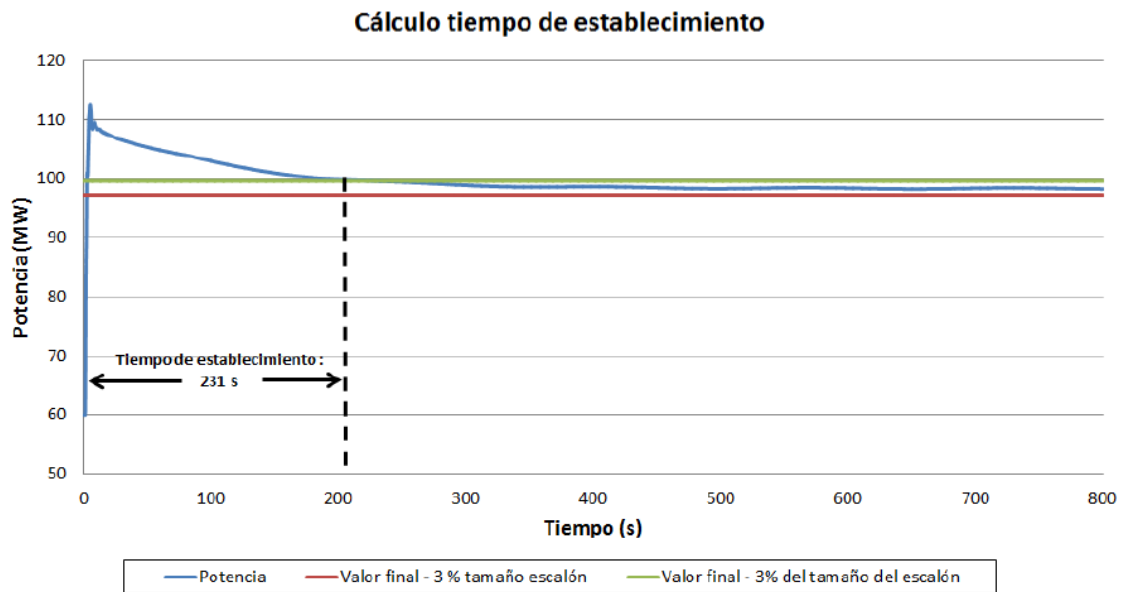


Figura 16 Prueba para el cálculo del tiempo de establecimiento – Generador Hidráulico (Fuente [44])

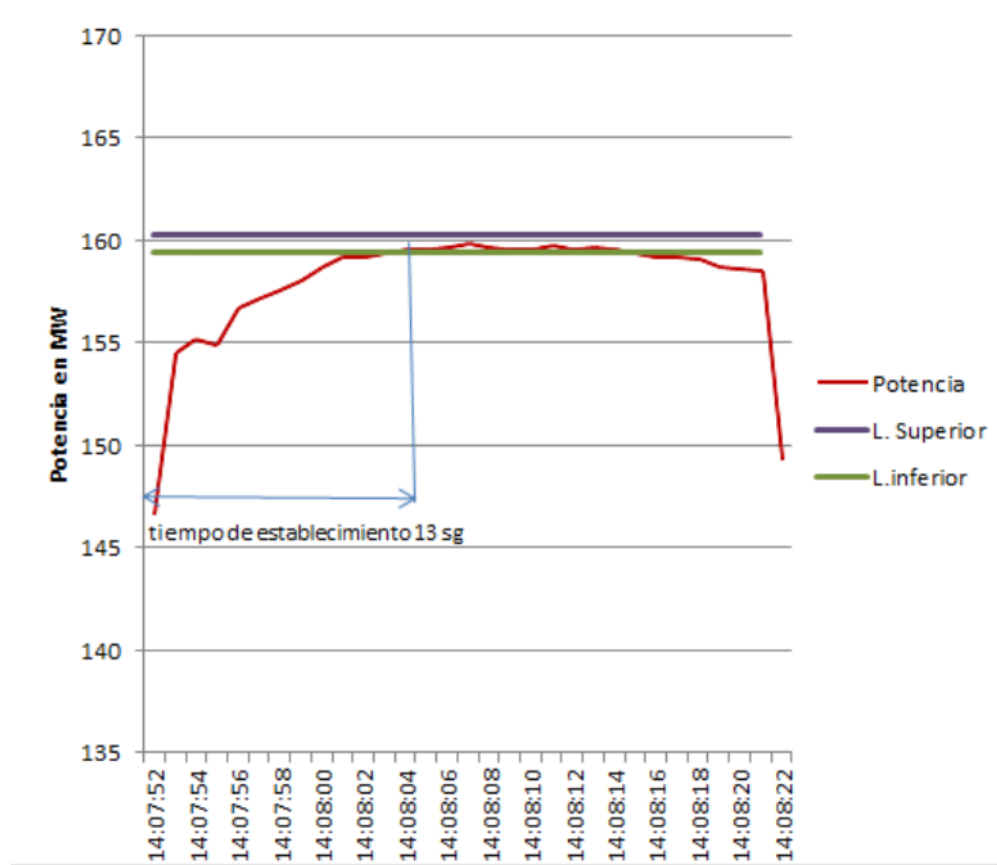


Figura 17 Prueba para el cálculo del tiempo de establecimiento. Generador a vapor ciclo simple (Fuente [44])

c) Se presentan dos protocolos para determinar la banda muerta:

- Protocolo A o procedimiento para la verificación del parámetro de banda muerta de las unidades de generación que permitan inyecciones de señales análogas tipo escalón o que dispongan de lógicas internas que permitan generar este tipo de señales en el lazo de control de velocidad o frecuencia.
- Protocolo B o procedimiento para la verificación del parámetro de banda muerta de las unidades de generación que por las limitaciones técnicas de sus reguladores no permiten inyección de señales externas o internas a través del software de control o si el tamaño mínimo del escalón no permite que se aplique el protocolo a) de banda muerta.

8.3.4.2 Pruebas para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR

El artículo 18 de la Resolución CREG 060 de 2019[7] adiciona al Código de Operación el numeral 7.7 Pruebas para plantas solares fotovoltaicas y eólicas. En dicho numeral define que antes de declararse en operación comercial, las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al STN y STR, deben realizar y remitir los resultados de las pruebas al CND, de acuerdo con los términos y plazos establecidos mediante Acuerdo CNO. Entre las pruebas exigidas se encuentran las relacionadas con medición de las características del control de potencia activa/frecuencia de que trata el artículo 4 de la Resolución CREG 023 de 2001[43].

Mediante el Acuerdo CNO 1224[45] y su anexo se definió el procedimiento de pruebas de las características del control de potencia activa/frecuencia de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR. El Anexo contiene lo siguiente:

a) Definiciones:

- **Granularidad del ajuste:** Se refiere al mínimo valor de variación que se puede ajustar en un parámetro del sistema de control de potencia activa/frecuencia.
- **Estatismo:** Característica técnica de una planta de generación, que determina la variación porcentual de potencia por cada unidad de variación porcentual de frecuencia
- **Banda muerta:** Rango de frecuencia, dentro del cual las unidades de generación no varían automáticamente su potencia (Definición Resolución CREG 023-2001).
- **Tiempo de respuesta inicial:** Tiempo que tarda la potencia en salir de la banda del $\pm 3\%$ respecto al tamaño del cambio esperado después de haber sido sometida a un escalón en la frecuencia.
- **Tiempo de establecimiento:** Tiempo que tarda la potencia en entrar a la banda del $\pm 3\%$ respecto al tamaño del cambio esperado y mantenerse en esa banda después de haber sido sometida a un escalón en la frecuencia.
- **Estabilización de potencia:** Es el valor de la potencia cuando esta alcanza su tiempo de establecimiento.
- **Evento de frecuencia:** Evento en el que la frecuencia se sale del rango normal de operación [59.8 – 60.2 Hz]

- **Unidad generadora:** Mínima unidad constitutiva de una planta de generación basada en fuentes de generación no convencional.
- b) Se presentan dos protocolos para determinar el estatismo:
- Protocolo o procedimiento para las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN o STR que permitan inyecciones de señales análogas tipo escalón en su control de frecuencia/ potencia activa a nivel de unidad generadora, o que dispongan de lógicas internas que permitan generar este tipo de señales en el lazo de control de frecuencia/ potencia activa a nivel de unidad generadora.
 - Protocolo o procedimiento para las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN o STR que permitan inyecciones de señales análogas tipo escalón en su control de frecuencia/ potencia activa a nivel planta o que dispongan de lógicas internas que permitan generar este tipo de señales en el lazo de control de frecuencia/ potencia activa a nivel planta.
- c) Se presentan dos protocolos para determinar la banda muerta:
- Protocolo o procedimiento para las plantas de generación eólicas y fotovoltaicas conectadas al STN o STR, que permitan inyecciones de señales análogas tipo escalón por unidad generadora, o que dispongan de lógicas internas que permitan generar este tipo de señales en el lazo de control potencia activa/ frecuencia por unidad generadora.
 - Este procedimiento deberá ser realizado en las plantas de generación eólicas y fotovoltaicas conectadas al STN o STR que permitan inyecciones de señales análogas tipo escalón por planta o que dispongan de lógicas internas que permitan generar este tipo de señales en el lazo de control potencia activa/ frecuencia por planta.
- d) Protocolo para la verificación de la recepción de consignas de potencia activa de forma local: el propósito de este protocolo es verificar que la planta recibe y gestiona consignas de potencia activa de forma local. Para esta verificación se deben realizar dos cambios de consigna de potencia activa a toda la planta, uno descendente y uno ascendente, de máximo 10% de la potencia nominal de la planta generadora con una velocidad igual o menor a la máxima definida para rampas operativas en la resolución CREG 060 de 2019 o aquella que la modifique o sustituya. Se deben presentar las señales de potencia activa en el punto de conexión vs tiempo y la potencia de referencia en el punto de conexión vs. tiempo. La evaluación del cumplimiento del requisito de cambio de consignas de forma local se realizará verificando que la planta alcance la potencia de consigna.
- e) Protocolo para la verificación de la característica de respuesta rápida en frecuencia de las plantas eólicas conectadas al STN o STR
- f) Protocolo para la verificación de la característica de las rampas operativas de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN o STR.

8.3.4.3 Pruebas para generadores y autogeneradores a gran escala eólicos y solares fotovoltaicos conectados al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW.

El numeral 11.3.7 de la Resolución CREG 148 de 2021[8] establece las pruebas requeridas para los generadores y autogeneradores a gran escala que funcionan a partir de tecnología solar fotovoltaica

o eólica y que están conectados al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW. En dicho numeral define que antes de entrar en operación comercial, estas plantas deben realizar y remitir los resultados de las pruebas al OR, de acuerdo con los términos y plazos establecidos mediante Acuerdo CNO. Entre las pruebas exigidas se encuentran las relacionadas con medición de las características del control de potencia activa/frecuencia.

Mediante el Acuerdo CNO 1530[46] se aprueba el procedimiento de pruebas de las características del control de potencia activa/frecuencia de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con Capacidad Efectiva Neta o Potencia Máxima Declarada Mayor a 5 MW.

Los principales aspectos que establece este acuerdo son:

- *“Todos los agentes generadores representantes de plantas objeto de este Acuerdo deberán realizar las pruebas de las características del control de potencia activa/frecuencia”*
- *“Para el caso de las plantas que no son despachadas centralmente, cada operador de red – OR planeará y coordinará la realización de las pruebas con el agente generador. Si el OR identifica la necesidad de contar con el apoyo del CND desde la planeación, revisión y realización de las pruebas, deberá solicitarlo al CND. Para las plantas despachadas centralmente la coordinación y planeación de las pruebas deberá hacerse en conjunto entre el OR, el CND y el agente generador. Las condiciones para la realización de las pruebas en los proyectos de autogeneración serán previamente coordinadas con el OR y el usuario final con el fin de evitar cualquier afectación en la calidad del servicio del mismo.”*
- *“Se entenderá que las pruebas de verificación son exitosas si se cumple con los procedimientos, umbrales y formatos definidos en la regulación vigente y en los Anexos del presente Acuerdo que hacen parte integral del mismo. Para las plantas no despachadas centralmente; el OR verificará el cumplimiento de las mismas donde se conecte la planta bajo pruebas, de acuerdo con los resultados del informe del Auditor y las solicitudes de aclaración que se deriven del mismo. Para plantas despachadas centralmente; el OR y el CND verificarán el cumplimiento de las mismas donde se conecte la planta bajo pruebas, de acuerdo con los resultados del informe del Auditor y las solicitudes de aclaración que se deriven del mismo.”*

En el Anexo 1 de este acuerdo contiene lo siguiente:

a) Definiciones:

- **Granularidad del ajuste:** Se refiere al mínimo valor de variación que se puede ajustar en un parámetro del sistema de control de potencia activa/frecuencia.
- **Estatismo:** Característica técnica de una planta de generación, que determina la variación porcentual de potencia por cada unidad de variación porcentual de frecuencia
- **Banda muerta:** Rango de frecuencia, dentro del cual las unidades de generación no varían automáticamente su potencia (Definición Resolución CREG 023-2001).
- **Tiempo de respuesta inicial:** Tiempo que tarda la potencia en salir de la banda del $\pm 3\%$ respecto al tamaño del cambio esperado después de haber sido sometida a un escalón en la frecuencia.
- **Tiempo de establecimiento:** Tiempo que tarda la potencia en entrar a la banda del $\pm 3\%$ respecto al tamaño del cambio esperado y mantenerse en esa banda después de haber sido sometida a un escalón en la frecuencia.

- **Estabilización de potencia:** Es el valor de la potencia cuando esta alcanza su tiempo de establecimiento.
 - **Evento de frecuencia:** Evento en el que la frecuencia se sale del rango normal de operación [59.8 – 60.2 Hz]
 - **Unidad generadora:** Mínima unidad constitutiva de una planta de generación basada en fuentes de generación no convencional. Para el caso de las plantas fotovoltaicas corresponden a los inversores. Para el caso de las plantas eólicas corresponden a los aerogeneradores.
- b) Se presentan dos protocolos para determinar el estatismo:
- Protocolo o procedimiento para las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL mayor a 5 MW que permitan inyecciones de señales análogas tipo escalón en su control de frecuencia/ potencia activa a nivel de unidad generadora, o que dispongan de lógicas internas que permitan generar este tipo de señales en el lazo de control de frecuencia/ potencia activa a nivel de unidad generadora.
 - Protocolo o procedimiento para las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL que permitan inyecciones de señales análogas tipo escalón en su control de frecuencia/ potencia activa a nivel planta o que dispongan de lógicas internas que permitan generar este tipo de señales en el lazo de control de frecuencia/ potencia activa a nivel planta.
- c) Se presentan dos protocolos para determinar la banda muerta:
- Protocolo o procedimiento para las plantas de generación eólicas y fotovoltaicas conectadas al SDL, que permitan inyecciones de señales análogas tipo escalón por unidad generadora, o que dispongan de lógicas internas que permitan generar este tipo de señales en el lazo de control potencia activa/ frecuencia por unidad generadora.
 - Protocolo o procedimiento para las plantas de generación eólicas y fotovoltaicas conectadas al SDL que permitan inyecciones de señales análogas tipo escalón por planta o que dispongan de lógicas internas que permitan generar este tipo de señales en el lazo de control potencia activa/ frecuencia por planta.
- d) Protocolo para la verificación de la recepción de consignas de potencia activa de forma local: el propósito de este protocolo es verificar que la planta recibe y gestiona consignas de potencia activa de forma local. Para esta verificación se deben realizar dos cambios de consigna de potencia activa a toda la planta, uno descendente y uno ascendente, de máximo 10% de la potencia nominal de la planta generadora con una velocidad igual o menor a la máxima definida para rampas operativas en el Capítulo 11 del Anexo general al Reglamento de Distribución o aquel que lo modifique o sustituya. Se deben presentar las señales de potencia activa en el punto de conexión vs tiempo y la potencia de referencia en el punto de conexión vs. Tiempo. La evaluación del cumplimiento del requisito de cambio de consignas de forma local se realizará verificando que la planta alcance la potencia de consigna.
- e) Protocolo para la verificación de la característica de las rampas operativas de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL mayores a 5 MW.

8.3.4.4 Pruebas para generadores y autogeneradores a gran escala eólicos y solares fotovoltaicos conectados al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW.

Mediante la Resolución CREG 101-11 de 2022 se adicionó el capítulo 12 al Anexo General del Reglamento de Distribución. En el numeral 12.3.5. de dicho capítulo se definen las pruebas para los generadores los que funcionan a partir de tecnología solar fotovoltaica o eólica y que están conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW. En dicho numeral define que antes de entrar en operación estas plantas deben realizar y remitir los resultados de las pruebas al OR, de acuerdo con los términos y plazos establecidos mediante Acuerdo CNO. Entre las pruebas exigidas se encuentran las relacionadas con las características del control de potencia activa/frecuencia.

Mediante el Acuerdo CNO 1607 se aprueba el procedimiento de pruebas de las características del control de potencia activa/frecuencia de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con Capacidad Efectiva Neta o Potencia Máxima Declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW no despachadas centralmente (El artículo 10 de la Resolución CREG 101-011 de 2022 establece que: *“En el caso de que un generador o autogenerador objeto de esta resolución opte por el despacho centralizado, le aplicarán todos los requisitos técnicos establecidos para plantas eólicas y solares fotovoltaicas, SFV, conectadas en los Sistemas de Distribución Locales, SDL, y con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW establecidos en la regulación vigente.”*).

Los principales aspectos que establece este acuerdo son:

- *“Todos los agentes generadores representantes de plantas objeto de este Acuerdo deberán realizar las pruebas de las características del control de potencia activa/frecuencia”*
- *“Cada operador de red – OR planeará y coordinará la realización de las pruebas con el agente generador, de manera que se garantice la operación confiable y segura del SDL. En caso de que el OR identifique la necesidad de contar con apoyo del CND desde la planeación, revisión y realización de las pruebas, este debe solicitar la coordinación correspondiente con el CND según el caso. “*
- *“Las pruebas requeridas deberán coordinarse con el OR correspondiente y el CND (si es requerido) al menos con 15 días hábiles de antelación a la realización de estas. Con el fin de garantizar la seguridad operativa del SDL, el OR y el CND (en los casos en que sea requerido) analizarán la factibilidad de realizar estas pruebas.”*
- *“En caso de que por condiciones de seguridad del sistema no sea posible la programación de las pruebas, el OR deberá informar al agente generador al menos con una semana de antelación a la fecha prevista y acordar con el agente generador una nueva fecha.”*
- *“Si las pruebas no pueden llevarse a cabo en la fecha programada, éstas deberán ser reprogramada de común acuerdo entre el OR correspondiente y el agente generador, una vez se restablezcan las condiciones operativas propicias para las pruebas”*
- *“La realización de las pruebas no puede en ningún caso impactar de forma negativa la seguridad en la operación del SDL ni la calidad en el servicio prestado a los Usuarios Finales.”*
- *Se entenderá que las pruebas de verificación son exitosas si se cumple con los procedimientos, umbrales y formatos definidos en la regulación vigente y en los Anexos del presente Acuerdo que*

hacen parte integral del mismo. El OR donde se conecte la planta bajo pruebas verificará el cumplimiento de las pruebas realizadas según los requisitos establecidos en la Resolución CREG 101-011 de 2022 y el Anexo a este Acuerdo, con base en los resultados del informe del Auditor y las solicitudes de aclaración que deriven del mismo.”

En el Anexo 1 de este acuerdo contiene lo siguiente:

a) Definiciones:

- **Estatismo:** Característica técnica de una planta de generación, que determina la variación porcentual de potencia por cada unidad de variación porcentual de frecuencia
- **Banda muerta:** Rango de frecuencia, dentro del cual las unidades de generación no varían automáticamente su potencia (Definición Resolución CREG 023-2001).
- **Tiempo de respuesta inicial:** Tiempo que tarda la potencia en salir de la banda del $\pm 3\%$ respecto al tamaño del cambio esperado después de haber sido sometida a un escalón en la frecuencia.
- **Tiempo de establecimiento:** Tiempo que tarda la potencia en entrar a la banda del $\pm 3\%$ respecto al tamaño del cambio esperado y mantenerse en esa banda después de haber sido sometida a un escalón en la frecuencia.
- **Estabilización de potencia:** Es el valor de la potencia cuando esta alcanza su tiempo de establecimiento.
- **Evento de frecuencia:** Evento en el que la frecuencia se sale del rango normal de operación [59.8 – 60.2 Hz]
- **Granularidad del ajuste:** Se refiere al mínimo valor de variación que se puede ajustar en un parámetro del sistema de control de potencia activa/frecuencia.
- **Rango operativo de la planta o la unidad generadora;** Rango de valores de la potencia activa entre el valor máximo declarado y el mínimo técnico
- **Unidad generadora:** Mínima unidad constitutiva de una planta de generación basada en fuentes de generación no convencional. Para el caso de las plantas fotovoltaicas corresponden a los inversores. Para el caso de las plantas eólicas corresponden a los aerogeneradores.

b) Se presentan dos protocolos para determinar el estatismo:

- Protocolo o procedimiento para las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicos conectadas al SDL con capacidad mayor a 1 MW y menor a 5 MW que permitan inyecciones de señales análogas tipo escalón en su control de frecuencia/ potencia activa a nivel de unidad generadora, o que dispongan de lógicas internas que permitan generar este tipo de señales en el lazo de control de frecuencia/ potencia activa a nivel de unidad generadora.
- Protocolo o procedimiento para las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicos conectadas al SDL que permitan inyecciones de señales análogas tipo escalón en su control de frecuencia/ potencia activa a nivel planta o que dispongan de lógicas internas que permitan generar este tipo de señales en el lazo de control de frecuencia/ potencia activa a nivel planta.

c) Se presentan dos protocolos para determinar la banda muerta:

- Protocolo o procedimiento para las plantas de generación eólicas y fotovoltaicas conectadas al SDL, que permitan inyecciones de señales análogas tipo escalón por unidad generadora, o que dispongan de lógicas internas que permitan generar este tipo de señales en el lazo de control potencia activa/ frecuencia por unidad generadora.
- Protocolo o procedimiento para las plantas de generación eólicas y fotovoltaicas conectadas al SDL que permitan inyecciones de señales análogas tipo escalón por planta o que dispongan de lógicas internas que permitan generar este tipo de señales en el lazo de control potencia activa/ frecuencia por planta.
- Protocolo para la verificación de la recepción de consignas de potencia activa de forma local: el propósito de este protocolo es verificar que la planta recibe y gestiona consignas de potencia activa de forma local. Para esta verificación se deben realizar dos cambios de consigna de potencia activa a toda la planta, uno descendente y uno ascendente, de máximo 10% de la potencia nominal de la planta generadora con una velocidad igual o menor a la máxima definida para rampas operativas en el Capítulo 12 del Anexo general al Reglamento de Distribución o aquel que lo modifique o sustituya. Se deben presentar las señales de potencia activa en el punto de conexión vs tiempo y la potencia de referencia en el punto de conexión vs. Tiempo. La evaluación del cumplimiento del requisito de cambio de consignas de forma local se realizará verificando que la planta alcance la potencia de consigna.
- Protocolo para la verificación de la característica de las rampas operativas de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL mayores a 1 MW y menores a 5 MW.

8.4 Diagnóstico

8.4.1 Requisitos técnicos y operativos actuales

Actualmente, en el SIN se consideran los siguientes requisitos técnicos y operativos:

Tabla 15 Requisitos técnicos y operativos actuales de la RPF

Requisitos y características actuales RPF			
Prestación del Servicio para el SISTEMA			
Tiempo respuesta		< 10 segundos	
Reserva		3% de la generación horaria programada para todas las plantas despachadas centralmente	
Requisitos y características actuales			
Prestación del Servicio por PLANTA/UNIDAD			
Parámetros técnicos para prestar el servicio de RPF	Plantas eólicas y solares fotovoltaicas	Tiempo de respuesta inicial máximo (Tr)	2 segundos
		Tiempo de establecimiento máximo (Te)	15 segundos
	Banda Muerta para las plantas convencionales	menor o igual a 30 mHz	

	Banda Muerta para las plantas eólicas y solares	Configurable en un rango entre 0 y 120 mHz
	Estatismo para las plantas convencionales	valor entre el 4% y el 6%
	Estatismo para las plantas eólicas y solares fotovoltaicas	Configurable en un rango entre el 2% y el 6%
	Sostenimiento	30 segundos
Obligatoriedad	Todas las plantas/unidades de generación	Obligatoria
	Plantas solares fotovoltaicas y eólicas	Transitoriamente se excluyen de la obligatoriedad de la prestación del servicio de respuesta primaria para eventos de subfrecuencia
Habilitación	NO existe	
Reserva	3% de la generación horaria programada para todas las plantas despachadas centralmente	
Seguimiento	Para las plantas despachadas centralmente	- Dirección de la respuesta - Solo cuando hay eventos
Remuneración	No hay	
Pruebas	Estatismo y Banda Muerta	
	Tiempo de establecimiento	

Uno de los parámetros más importantes en la calidad de la frecuencia es el tiempo en el cual esta se recupera después de ocurrido un desbalance carga - generación. Estos tiempos deben incluir rangos necesarios para que la señal al regulador del generador sea enviada y procesada, así como los tiempos de actuación del regulador de velocidad en la regulación primaria. Estos tiempos normalmente son mayores a 10 segundos. Es importante resaltar que las turbinas de vapor en generadores autónomos y las turbinas de gas en un generador de ciclo combinado pueden aumentar la producción rápidamente. Las turbinas de vapor en generadores de ciclo combinado y plantas hidráulicas aumentan la producción de manera más gradual.

Del CNO se recibió información del tiempo de establecimiento para unidades del SIN teniendo en cuenta el procedimiento definido en el Acuerdo CNO 1557. A continuación, se presentan los tiempos de establecimiento de las unidades sincrónicas. Se aclara que en el listado de la Tabla 16 no se encuentran todas las unidades sincrónicas dado que algunas realizaron el procedimiento de pruebas de estatismo antes del Acuerdo CNO 1122 que fue el que empezó a solicitar este cálculo.

Tabla 16 Tiempo de establecimiento unidades del SIN siguiendo el procedimiento del Acuerdo CNO 1557 (Fuente XM)

Unidad	Tiempo de establecimiento (seg)	Unidad	Tiempo de establecimiento (seg)	Unidad	Tiempo de establecimiento (seg)
Alto Anchicayá 1	66.97	Quimbo 1	117	Paipa 1	9
Alto Anchicayá 2	27.66	Quimbo 2	72	Paipa 2	35
Alto Anchicayá 3	59.62	SALTO II 2	216.5	Paipa 3	49
Bajo Anchicayá 1	11.92	Termozipa 4	81	Carlos Lleras R 1	66

Unidad	Tiempo de establecimiento (seg)	Unidad	Tiempo de establecimiento (seg)	Unidad	Tiempo de establecimiento (seg)
Bajo Anchicayá 2	5.04	Termozipa 5	51	Carlos Lleras R 2	63
Bajo Anchicayá 3	12.21	Termozipa 2	81	Escuela de Minas 1	62
Bajo Anchicayá 4	15.02	Termozipa 3	84	Escuela de Minas 2	64
Calima 1	24.65	Esmeralda 1	120	Escuela de Minas 3	58
Calima 2	24.44	Esmeralda 2	142.18	Amoya 1	97
Calima 3	22.61	Guadalupe III 1	46.8	Amoya 2	135
Calima 4	24.53	Guadalupe III 2	52.05	Jaguas 1	213
Cucuana 1	2.82	Guadalupe III 3	33	Jaguas 2	142
Cucuana 2	16.44	Guadalupe III 4	53.6	Miel 1	180
Merilectrica 1	79	Guadalupe III 5	53.4	San Carlos 1	58
Prado 1	72.1	Guadalupe III 6	42.65	San Carlos 2	103
Prado 2	28.4	Guadalupe IV 1	162	San Carlos 3	125
Prado 3	10.96	Guadalupe IV 2	141	San Carlos 4	84
Salvajina 1	89.39	Guadalupe IV 3	122	San Carlos 5	90
Salvajina 2	102	Guatape 1	66.5	San Carlos 6	106
Salvajina 3	67.45	Guatape 2	128.63	San Carlos 7	75
Chivor 1	134	Guatape 3	79.17	San Carlos 8	142
Chivor 2	118	Guatape 4	69.37	San Miguel 1	74
Chivor 3	170	Guatape 5	40.87	San Miguel 2	73
Chivor 4	157	Guatape 6	48.3	Termocentro 1	44
Chivor 5	148	Guatape 7	105.03	Termocentro 2	205
Chivor 6	149	Guatape 8	39.3	Flores 1 Gas	124
Chivor 7	129	La Tasajera 1	121.36	Flores IV 2 (CT2)	71
Chivor 8	154	La Tasajera 2	110.53	Flores IV 3 (CT3)	67
Betania 1	54.5	La Tasajera 3	154.84	Proeléctrica 1	70
Betania 2	84	Playas 1	126.29	Proeléctrica 2	18.35
Betania 3	64	Playas 2	157.55	Paipa 4	21
Cartagena 1	176	Playas 3	171.3	Tebsa Gas 110 1	50
Cartagena 2	289	Porce II 1	199.85	Tebsa Gas 110 2	50
Cartagena 3	18	Porce II 2	140.4	Tebsa Gas 220 1	56
Dario Valencia 1	150	Porce II 3	140.55	Tebsa Gas 220 2	60
Dario Valencia 2	150	Porce III 1	47.71	Tebsa Gas 220 3	50
Dario Valencia 5	244	Porce III 2	22.16	Termocandelaria 1	73
Guaca 1	200	Porce III 3	18.91	Termocandelaria 2	81
Guaca 2	104.5	Porce III 4	35.55	Termoemcali Gas	81
Guaca 3	54.5	San Francisco 2	103.47	Termovalle* Gas	98
Guavio 1	29.5	San Francisco 3	70.85	Termoyopal 1	19

Unidad	Tiempo de establecimiento (seg)	Unidad	Tiempo de establecimiento (seg)	Unidad	Tiempo de establecimiento (seg)
Guavio 2	30	Termodorada 1	72	Termoyopal 2	49
Guavio 3	145	Termosierra* Gas 1	7	Termoyopal 3	41
Guavio 4	139.5	Termosierra* Gas 2	8	Termoyopal 4	41
Guavio 5	132.5	Troneras 1	155.79	Termoyopal 5	41
Paraíso 1	57	Troneras 2	92.38	Urrá 2	107
Paraíso 2	60	Guajira 1	32	Urrá 3	154
Paraíso 3	277	Guajira 2	32	Urrá 4	113
				Urrá 1	109

Estos resultados muestran que se tiene en el SIN una cantidad importante de plantas con tiempos de establecimiento mayores a 30 segundos. En el siguiente histograma se puede observar que 30 de las unidades del listado de la Tabla 16 presentan tiempos de establecimiento menores a 41 segundos, las unidades Cucuana 1 y Bajo Anchicayá 2 son las que presentan los menores tiempos (2.82 y 5.04 segundos respectivamente), por el contrario, las unidades Paraíso 3 y Cartagena 2 son las que tienen tiempos de establecimiento mayores (277 y 289 segundos respectivamente):

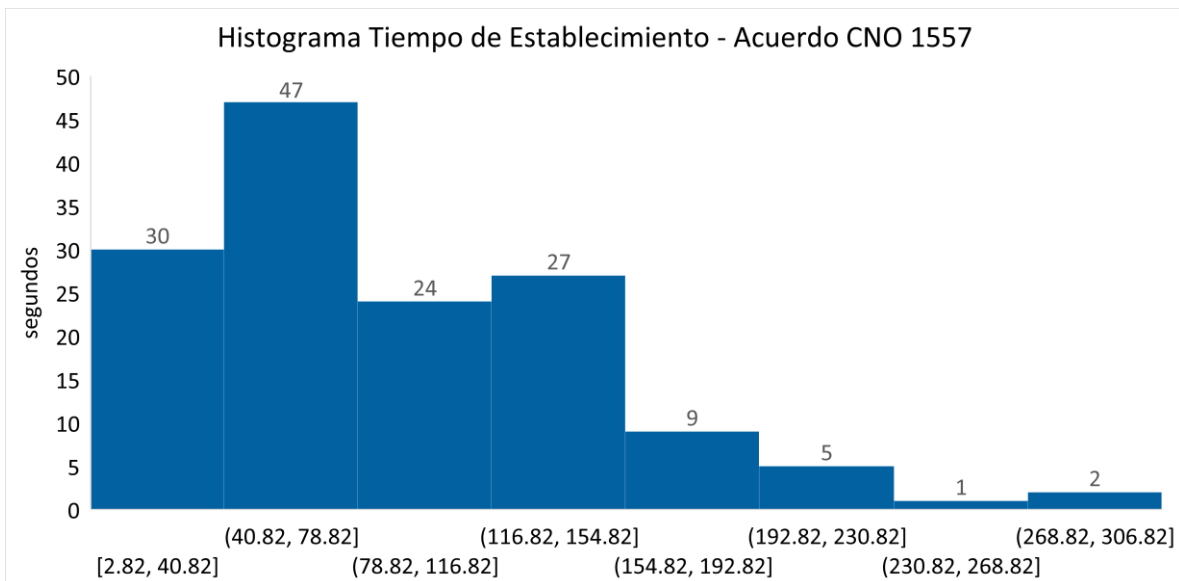


Figura 18 Histograma Tiempo de Establecimiento unidades del SIN (Fuente XM)

8.4.2 Evaluación del cumplimiento de la regulación primaria

El CND para determinar la prestación efectiva del servicio de RPF por parte de los generadores, publicado por XM en cumplimiento de la Resolución CREG 023 del 2001, cuando se presenta una variación de frecuencia fuera del rango establecido en la regulación vigente, o se observa un comportamiento anormal en la prestación del servicio de RPF de algún agente generador en condiciones normales de operación, el CND realiza un análisis de la respuesta para las diferentes

unidades de generación con el fin de determinar si prestaron el servicio de RPF. El análisis consiste en verificar que la planta y/o unidad de generación reacciona en dirección opuesta a la frecuencia, de acuerdo con su estatismo y la desviación de frecuencia, todo el tiempo que la frecuencia se encuentre por fuera de la banda muerta.

- Verificación del incremento o decremento de la generación equivalente al 3%.
- El generador evaluado debe responder dentro de los primeros 10 segundos posteriores a la ocurrencia de la variación de frecuencia.
- La variación de carga del generador debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos posterior a la variación de frecuencia.
- El generador debe reaccionar en dirección opuesta a la frecuencia, de acuerdo con su estatismo y la desviación de frecuencia, todo el tiempo que la frecuencia se encuentre por fuera de la banda muerta.

Ante el no cumplimiento de por lo menos uno de estos criterios, se determina que una unidad de generación no prestó adecuadamente el servicio de regulación primaria de frecuencia.

Esta evaluación la realiza el CND con el SCADA el cual tiene una frecuencia de muestreo de 4 segundos, lo cual dificulta poder hacer una validación completa de todos los parámetros que caracterizan la RPF. Para poder realizar esta validación, es necesario poder tener sistemas de medición con muestreos menores a 1 segundo para lo cual es importante que todas las unidades objeto de validación tengan medición de sincrofasores (PMU's) en bornes del generador o en el punto de conexión de la unidad.

8.4.3 Incumplimientos a la regulación primaria de frecuencia

Al realizar un análisis de la información histórica de incumplimientos de RPF para los años del 2019 y lo que va del 2022, se puede identificar según la Figura 19 que el número de unidades que fueron reportadas con incumplimientos a la RPF ha venido descendiendo en el transcurso de los años analizados. En el año 2019, 87 unidades de generación tienen reporte de incumplimiento en RPF, 63 de ellas con reportes máximo de hasta 5 veces en el año; la Unidad 4 del Bajo Anchicayá tiene reporte de 28 veces por incumplimiento RPF.

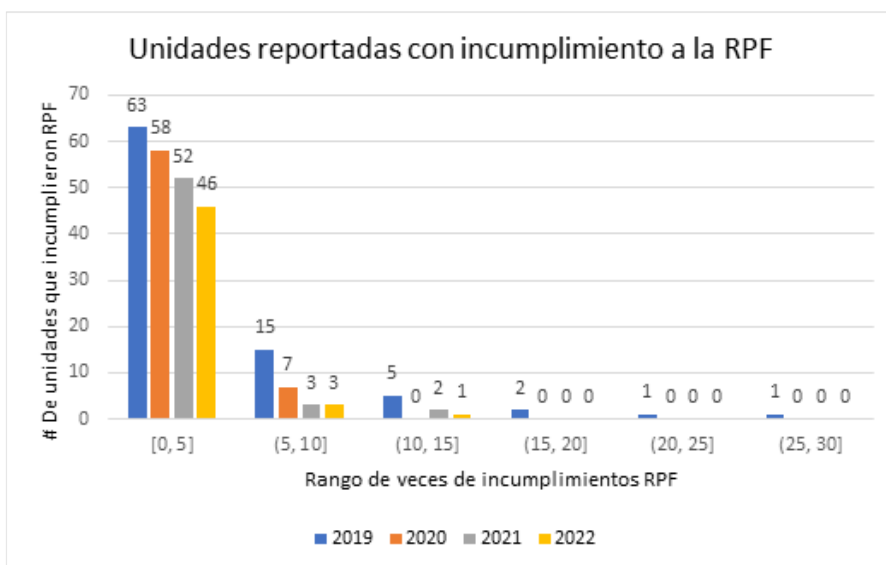


Figura 19 Histograma con las unidades reportadas con incumplimiento a la RPF – 2019-2022 (Fuente XM)

En la Tabla 17 se encuentra un resumen de recursos y unidades de generación que han presentado incumplimiento de RPF entre los años 2019 a 2022:

Tabla 17 Unidades de generación con reporte de incumplimiento a la RPF 2019-2022 (Fuente XM)

Incumplimientos de RPF					
Año	Rango entre (5, 10]	Rango entre (10, 15]	Rango entre (15, 20]	Rango entre (20, 25]	Rango entre (20, 25]
2019	<ul style="list-style-type: none"> • ALBAN – ALTO 2 y BAJO 3 – 10 y 8 incumplimientos respectivamente • FLORES IV – UNIDAD 2 y 3 – 7 y 8 incumplimientos respectivamente • GUATAPE – UNIDAD 5 y 8 – 8 y 7 incumplimientos respectivamente • LATASAJERA – UNIDAD 1 – 7 incumplimientos • PORCE2 – UNIDAD 1 – 8 incumplimientos • PORCE3 – UNIDAD 4 – 6 incumplimientos • PROELECT – UNIDAD 1 – 7 incumplimientos • TERMONORTE – UNIDAD 2 (7 incumplimientos), 6,7,8 (6 incumplimientos) y 10 (7 incumplimientos) 	<ul style="list-style-type: none"> • GUATRON – GUADALUPE31 – 13 incumplimientos • ESMERALDA – UNIDAD 1 – 12 incumplimientos • LATASAJERA – UNIDAD 3 – 11 incumplimientos • SANMIGUEL – UNIDAD 1 y 2 – 11 incumplimientos 	<ul style="list-style-type: none"> • ALBAN – ALTO 3 – 17 incumplimientos • LATASAJERA – UNIDAD 2 – 16 incumplimientos 	<ul style="list-style-type: none"> • ALBAN – ALTO 1 – 22 incumplimientos 	<ul style="list-style-type: none"> • ALBAN – BAJO 4 – 28 incumplimientos
2020	<ul style="list-style-type: none"> • ALBAN – ALTO 3 – 6 incumplimientos • GUATRON – TRONERAS 2 – 6 incumplimientos • FLORESIV – UNIDAD 2 y 3 – 6 y 7 incumplimientos respectivamente • PORCE2 – UNIDAD 3 – 9 incumplimientos • PROELECT – UNIDAD 1 y 2 – 8 incumplimientos 				
2021	<ul style="list-style-type: none"> • ALBAN – BAJO 3 – 10 incumplimientos • PLAYAS – UNIDAD 1 – 6 incumplimientos • PROELECT – UNIDAD 2 – 6 incumplimientos 	<ul style="list-style-type: none"> • PROELECT – UNIDAD 1 – 13 incumplimientos • PORCE2 – UNIDAD 			

Incumplimientos de RPF					
Año	Rango entre (5, 10]	Rango entre (10, 15]	Rango entre (15, 20]	Rango entre (20, 25]	Rango entre (20, 25]
		3 – 13 incumplimientos			
2022	<ul style="list-style-type: none"> • ALBAN – BAJO 3 – 10 incumplimientos • PRADO – UNIDAD 1 – 6 incumplimientos • PROELECT – UNIDAD 1 – 8 incumplimientos 	<ul style="list-style-type: none"> • PROELECT – UNIDAD 2 – 11 incumplimientos 			

Es importante mencionar que en lo que va del 2022 los recursos de generación que han presentado incumplimiento por parte de alguna de sus unidades en el rango de [1, 5] veces son los siguientes:

- | | | |
|-----------|-------------|-----------------|
| • ALBAN | • ESMERALDA | • SAN CARLOS |
| • PAGUA | • GUATAPE | • SAN FRANCISCO |
| • GUATRON | • GUAVIO | • SAN MIGUEL |
| • CHIVOR | • MIELPORCE | • SOGAMOSO |
| • DARIOVS | • PRADO | • TERMONORTE |
| • | • SALVAJINA | • TSIERRA |

Siendo las unidades ALTO 3, TRONERAS 1, ESMERALDA UNIDAD 1, PRADO UNIDAD 2 y 3, PORCE2 UNIDAD 2 y TERMONORTE UNIDAD 2, las unidades que han presentado entre 4 y 5 incumplimientos.

La mayoría de los incumplimientos al servicio de RPF por parte de las unidades de generación, según información del CND, *se dan en eventos de subfrecuencia, en los cuales se evidencia en los análisis que las unidades no reaccionan en dirección opuesta a la frecuencia o no se presenta un aporte de potencia proporcional a la variación de frecuencia*. La información de incumplimientos al servicio de regulación primaria de frecuencia es informada mensualmente a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) para los fines de su competencia.

8.4.4 Eventos de frecuencia en el SIN

A partir de la información suministrada por XM se realizó un análisis de los eventos de frecuencia que se presentaron entre los años 2019 a 2022. En la Figura 20 se observa la cantidad de eventos de sobrefrecuencia y subfrecuencia que se presentaron en los años analizados.

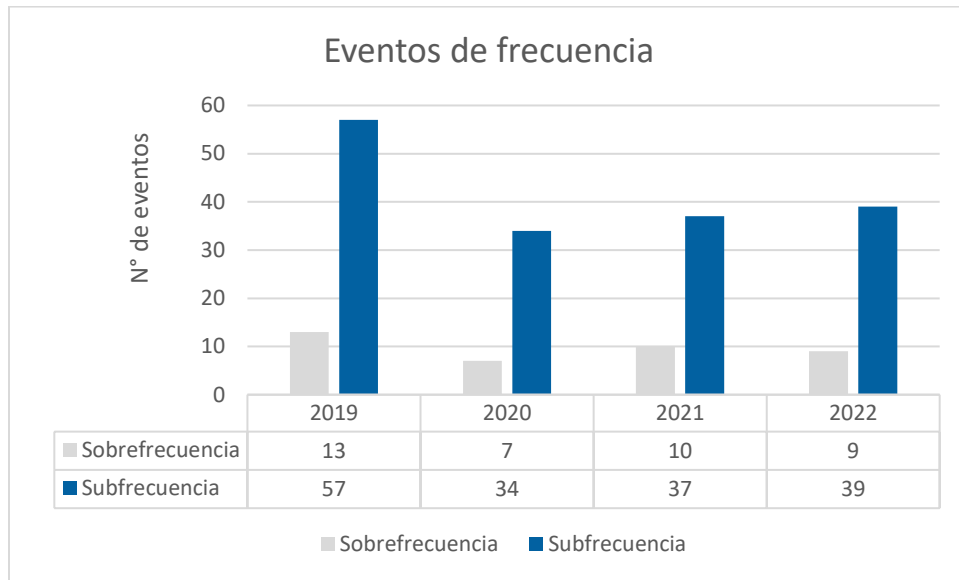


Figura 20 Numero de eventos de frecuencia

De la gráfica se observa que se presentan más eventos de subfrecuencia (167 en total) que de sobrefrecuencia (39 en total) en el SIN, cuyas causas más frecuentes son:

- Eventos asociados con unidades de generación
- Contingencias en equipos de transmisión y transformación
- Oscilaciones dinámicas
- Eventos en Ecuador

En la Figura 21 se observa la cantidad porcentual de las causas con relación al total de eventos de sobrefrecuencia en los años analizados, donde el 86% corresponde a eventos asociados con unidades de generación:

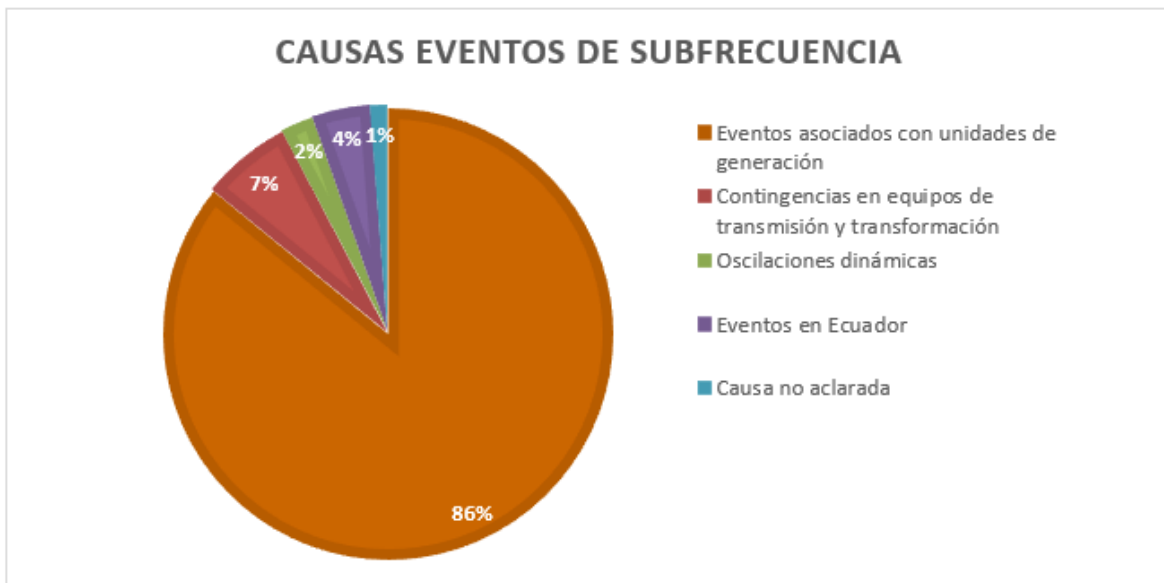


Figura 21 Causas eventos de subfrecuencia (Fuente XM)

Entre las causas más frecuentes para los eventos de sobrefrecuencia se encuentran:

- Eventos en Ecuador: Pérdida de carga y generación
- Contingencias en equipos de transmisión y transformación
- Variaciones de cargas especiales.
- Eventos asociados con unidades de generación
- Pérdida de carga en el SIN

En la Figura 22 se observa la cantidad porcentual de las causas con relación al total de eventos de sobrefrecuencia en los años analizados.

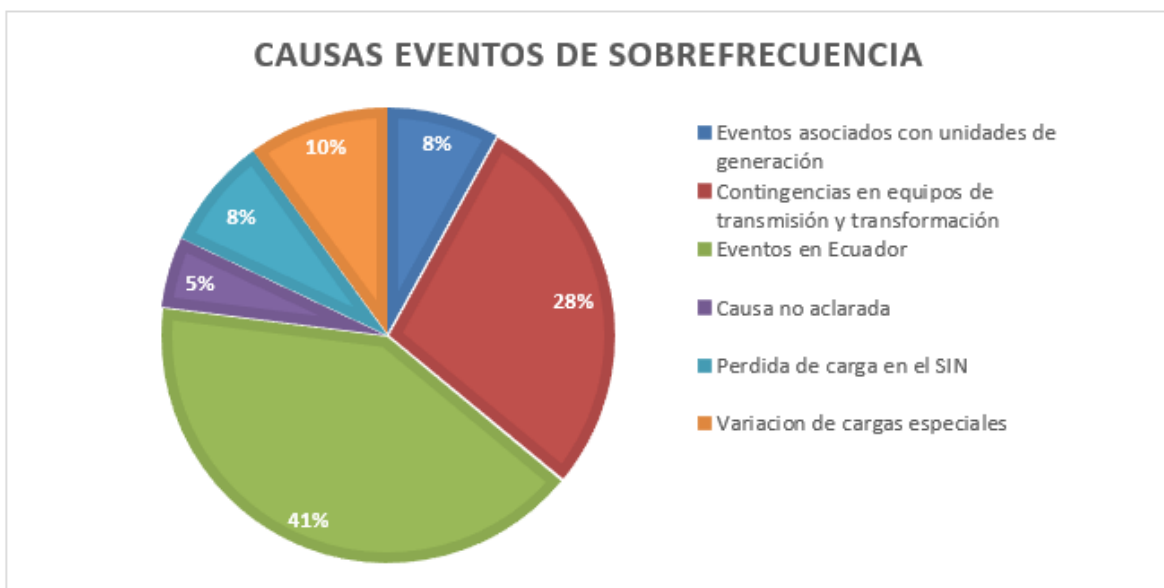


Figura 22 Causas de eventos de sobrefrecuencia (Fuente XM)

Se seleccionaron algunos eventos de sub y sobre frecuencia para hacer un análisis más detallado del desempeño de la RPF, calculando los siguientes parámetros:

- **Delta_P:** Desbalance de potencia durante el evento (MW)
- **Tiempo de Respuesta de la RFP.** Tiempo en segundos desde la ocurrencia del evento hasta que la frecuencia alcanza el valor del punto Nadir.
- **ROCOF_max:** Máximo ROCOF (Rate of Change of Frequency) presentado en el evento (HZ/seg)
- **ROCOF_nadir:** ROCOF calculado desde el momento del evento hasta el punto Nadir (HZ/seg).
- **Nadir:** Punto mínimo o máximo de la frecuencia para eventos de subfrecuencia o sobrefrecuencia (HZ).
- **Tiempo de Recuperación:** Tiempo en segundos desde el evento hasta que la frecuencia vuelve a estar en los límites establecidos (60.2HZ – 59.8 HZ).

- **RFP_Nadir:** Valor de la respuesta primaria de frecuencia en MW/Hz desde el momento del evento hasta el punto Nadir.

En el Anexo 1 de este documento se presenta para los eventos analizados, la descripción y gráficas con los parámetros calculados. A continuación, se presenta el resumen de resultados:

En la Tabla 18 se presenta para los eventos de subfrecuencia analizados los valores de los parámetros calculados:

Tabla 18 Información de los eventos de subfrecuencia analizados

Año	Evento	Desbalance potencia [MW]	Tiempo de respuesta primaria [s]	Nadir [Hz]	RoCoF_max [Hz]	RoCoF_nadir [Hz]	RFP_nadir [MW/Hz]	Tiempo de respuesta [s]	Comportamiento oscilatorio (Si/No)
2019	FrecS000000898	730	7	59.58	0.16	0.113	1640.45	10	No
	FrecS000000856	450	5	59.54	0.128	0.104	894.63	26	No
	FrecS000000919	390	6	59.58	0.109	0.099	1074.38	31	No
	FrecS000000867	273	4	59.68	0.087	0.074	837.42	11	No
	FrecS000000892	212	6	59.67	0.116	0.075	711.41	13	No
2020	FrecS000000959	1000	4	59.64	0.136	0.076	2564.10	10	No
	FrecS000000936	480	12	59.69	0.093	0.073	1638.23	>82	Si
	FrecS000000954	350	7	59.65	0.098	0.073	923.48	20	No
	FrecS000000945	263	5	59.62	0.111	0.098	827.04	13	No
2021	FrecS000000976	1000	5	59.74	0.051	0.035	4716.98	103	Si
	FrecS000000982	390	4	59.64	0.088	0.079	1258.06	17	No
	FrecS000000979	369	6	59.58	0.113	0.096	876.48	20	No
	FrecS000000974	280	4	59.70	0.089	0.066	1056.60	10	No
	FrecS000001015	273	5	59.73	0.092	0.065	975.00	8	No
2022	FrecS000001048	580	6	59.47	0.158	0.125	1148.51	23	No
	FrecS000001039	558	3	59.66	0.185	0.114	1554.32	9	Si
	FrecS000001036	510	6	59.64	0.111	0.088	1345.65	49	Si
	FrecS000001075	400	4	59.58	0.115	0.093	1010.10	33	Si
	FrecS000001068	273	4	59.64	0.102	0.081	793.60	18	No

En la Tabla 19 se presenta para los eventos de sobrefrecuencia analizados los valores de los parámetros calculados:

Tabla 19 Información de los eventos de sobrefrecuencia analizados

Año	Evento	Desbalance potencia [MW]	Tiempo de respuesta primaria [s]	Nadir [Hz]	RoCoF_max [Hz]	RoCoF_nadir [Hz]	RFP_nadir [MW/Hz]	Tiempo de respuesta [s]	Comportamiento oscilatorio (Si/No)
2019	FrecS000000846	180	4	60.32	0.101	0.072	560.75	12	No

Año	Evento	Desbalance potencia [MW]	Tiempo de respuesta primaria [s]	Nadir [Hz]	RoCoF_max [Hz]	RoCoF_nadir [Hz]	RFP_nadir [MW/Hz]	Tiempo de respuesta [s]	Comportamiento oscilatorio (Si/No)
	FrecS000000875	78	5	60.23	0.051	0.044	391.96	9	No
2020	FrecS000000931	505	3	60.29	0.215	0.143	1741.38	10	No
	FrecS000000969	330	5	60.59	0.3	0.192	424.16	36	No
	FrecS000000944	220	5	60.23	0.102	0.084	1028.04	7	No
	FrecS000000927	95	5	60.28	0.087	0.068	339.29	16	No
	FrecS000001018	300	5	60.24	0.079	0.054	1204.82	6	No
2021	FrecS000001017	150	5	60.20	0.068	0.054	714.29	6	Si
	FrecS000001012	134	5	60.67	0.246	0.171	192.81	57	Si
	FrecS000001026	400	4	60.34	0.204	0.144	1047.12	15	No
2022	FrecS000001050	300	4	60.29	0.089	0.063	900.90	16	No
	FrecS000001044	250	6	60.27	0.106	0.09	877.19	26	No
	FrecS000001061	186	3	60.24	0.077	0.071	709.92	6	Si

De los resultados se concluye que en general el tiempo de respuesta es menor a 10 segundos, lo que muestra un buen indicador del desempeño de la RPF.

El ROCOF tanto el máximo como el del NADIR muestran un sistema robusto tanto para eventos de subfrecuencia como de sobrefrecuencia. Para los eventos de subfrecuencia el ROCOF máximo es de 0.185 Hz/seg y de sobrefrecuencia de 0.246 Hz/seg.

El tiempo de recuperación para los eventos que no tienen comportamiento oscilatorio tienen un valor promedio de 18 segundos y una mediana de 17 seg.

8.5 Conclusiones

- Todas las plantas del sistema sean despachadas centralmente o no, tienen la obligación de prestar el servicio de regulación primaria de frecuencia considerando el estatismo declarado. La reserva obligatoria del 3% es requerida para unidades despachadas centralmente.
- A pesar de que es obligatorio considerar una reserva de 3% en las unidades despachadas centralmente, no está regulado a nivel de sistema como se programa esta reserva para la operación.
- No existe en la regulación definición de los parámetros que caracterizan la respuesta de la RPF de las plantas convencionales. Dichos parámetros son: tiempo de reacción, tiempo de respuesta inicial, amortiguamiento y tiempo de establecimiento.
- Se evidencia una gran cantidad de incumplimientos lo cual indica que las señales que se dan con la Resolución CREG 023 son insuficientes.
- El método de evaluación del servicio de RPF es deficiente por las siguientes razones:
 - No es continuo sino discreto ya que se realiza solamente cuando ocurren eventos de subfrecuencia o sobrefrecuencia

- Mide solamente la dirección de la respuesta y no su magnitud
- La frecuencia de muestreo es muy pequeña dado que es igual a la del SCADA (una muestra cada 4 segundos)

Es conveniente realizar las mediciones con sistemas de medición fasorial (PMU's) para que la frecuencia de muestreo sea mucho mejor.

- Las pruebas solamente determinan el estatismo y el tiempo de establecimiento utilizando una sola muestra, lo cual puede producir un error muy grande. Es importante realizar una cantidad mayor de muestras para que el resultado sea robusto y se minimice el error de la estimación.
- Los resultados de los tiempos de establecimiento de las pruebas dan una señal de que un número importante de los controles de velocidad no tienen una respuesta adecuada.
- A pesar de los incumplimientos en la prestación del servicio de RPF y la mala calidad de la respuesta de la mayoría de los reguladores de velocidad, los registros de los eventos muestran una respuesta aceptable al tener ROCOF bajos con valores menores a 0,3 HZ/seg.
- Es importante caracterizar parámetros de cumplimiento por tipo de tecnología, así como también procedimientos para su verificación antes y durante la ocurrencia de eventos de frecuencia.
- En la Resolución CREG 060 de 2019 se indica que las plantas solares y eólicas se excluyen transitoriamente de la obligatoriedad en regulación primaria para subfrecuencia
- Actualmente no hay definiciones de los tiempos de respuesta para las plantas convencionales de generación
- Actualmente, no se puede transferir la responsabilidad de los requerimientos de regulación primaria de frecuencia para su cumplimiento
- Actualmente se tiene regulada la respuesta rápida en frecuencia únicamente para las plantas eólicas y solares
- A las plantas existentes y a las convencionales no se les hacen las pruebas de las que habla el Acuerdo 1224 del CNO mediante las cuales se mide el control de potencia activa/frecuencia
- Para validar el cumplimiento de la regulación primaria, el CND hace la verificación solo cuando se presentan eventos en el SIN que tenga afectación sobre la frecuencia. El cumplimiento se verifica cuando se presenta un evento de subfrecuencia o sobrefrecuencia que los generadores cumplan con la dirección de entrega o no de la potencia (según aplique); no se verifica el cumplimiento en el valor de la reserva ni de los tiempos de respuesta.
- Los Sistemas de Almacenamiento con Baterías (SAEB) dado que son equipos con inversores deben cumplir los mismos requisitos que se les exigen a las plantas eólicas y solares en la Resolución CREG 060 de 2019. Los SAEB pueden prestar el servicio de RPF.

8.6 Propuestas para el servicio de RPF

Con base en el análisis regulatorio y el diagnóstico, se incluye en la Tabla 20 una propuesta para el servicio de RPF que considera los siguientes aspectos:

- a) Definiciones aplicables a todas las plantas:

- **Banda Muerta de Operación:** Rango de frecuencia, dentro del cual las unidades de generación no varían automáticamente su potencia.
- **Estatismo:** Característica técnica de una planta y/o unidad de generación, que determina la variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de la carga.
- **Delta de cambio esperado:** Diferencia en valor absoluto entre el valor inicial de la señal y el valor final esperado.
- **Respuesta rápida de frecuencia:** Característica proporcionada por un módulo de control de una planta de generación eólica, que permite una inyección rápida de potencia activa ante caídas de frecuencia en la red.
- **Tiempo de establecimiento:** Tiempo que tarda la señal en alcanzar y mantenerse dentro de una banda de 5% del delta de cambio esperado y alrededor de su valor final, ante una entrada escalón.
- **Tiempo de reacción o respuesta inicial:** Tiempo que tarda la potencia en cambiar de dirección después de haber sido sometida a un escalón de frecuencia o potencia.
- **Tiempo de subida 0-90%:** Es el tiempo que tarda la potencia en alcanzar el 90% del escalón de frecuencia o potencia.
- **Amortiguamiento:** es el porcentaje de reducción de la onda de potencia entre el valor máximo del primer ciclo y del segundo ciclo.
- **Sobrepaso:** es el incremento del valor máximo de la respuesta de la potencia en el primer ciclo con respecto al valor del escalón.

En la siguiente gráfica se presenta la respuesta característica del control de velocidad de un generador indicando las diferentes variables definidas anteriormente.

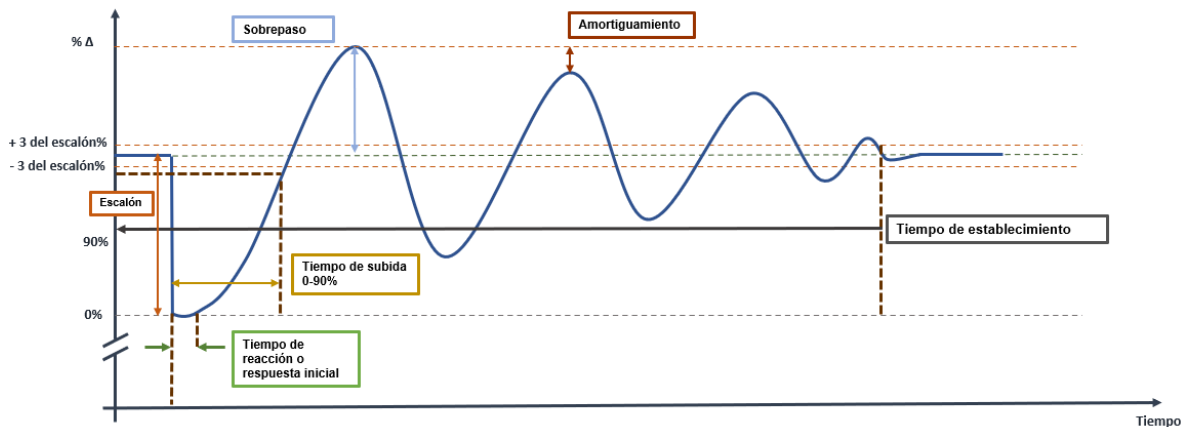


Figura 23 Respuesta característica del control de velocidad y parámetros asociados

- Diferenciación de los requisitos del servicio de RPF para el Sistema y para las unidades.
- Definición de la reserva para el sistema y por unidad

- d) Definición de un procedimiento de habilitación de las unidades para la prestación del servicio de RPF
- e) Garantía del cumplimiento de los requerimientos de regulación mediante la habilitación de las unidades
- f) Cuando una unidad no esté habilitada o tenga limitaciones para prestar el servicio de RPF por fallas o por mantenimiento en el control de velocidad deberá comprar su reserva.
- g) La evaluación del cumplimiento debe incluir la validación de todos los parámetros que caracterizan la RPF: dirección, tiempo de respuesta, magnitud del aporte. Para ello se deben incluir mediciones con sistemas de medición fasorial (PMU's) los cuales deben corresponder a medidores Clase M de por lo menos 48 muestras por segundo de acuerdo con lo establecido en la norma IEEE Std C37.118.1 [4]. Se requiere medir las variables frecuencia eléctrica y potencia activa.
- h) Definir pruebas a todas las unidades del sistema (sin diferenciación por tipo de tecnología o por capacidad) que permitan validar todos los parámetros relacionados con la RPF.

Tabla 20 Propuestas para el servicio de RPF

Propuestas para el servicio de RPF			
Prestación del Servicio para el SISTEMA			
Tiempo respuesta sistema	< 10 segundos		
Reserva	<p>El mayor valor entre:</p> <ul style="list-style-type: none">- El 3% de la generación total horaria programada en el despacho factible.- La suma del pronóstico de: (i) máxima desviación porcentual horaria esperada de la demanda programada en el despacho factible; y (ii) máxima desviación horaria esperada de la generación variable programada en el despacho factible. <p>Para garantizar la seguridad del SIN, en el despacho se debe asignar la reserva entre los generadores habilitados y los SAEB que presten el servicio de RPF. Dependiendo de las características técnicas de los generadores habilitados, estos pueden cumplir con su asignación de reserva en el valor máximo de potencia declarada o en caso contrario, dejando el margen de reserva correspondiente. En caso de que a un generador se le asigne un valor de reserva superior al que está obligado, este valor adicional será remunerado por los generadores NO habilitados y los habilitados que incumplan con la prestación del servicio de RPF.</p>		
Propuestas para el servicio de RPF			
Prestación del Servicio por UNIDADES Y/O PLANTAS			
Parámetros técnicos para prestar el servicio de RPF	Tiempo de reacción o respuesta inicial	Plantas basadas en inversores (generadores y SAEB)	< 1 segundo
		Convencionales (hidráulicas y térmicas)	< 3 segundos
	Tiempo de subida 0-90%	Plantas basadas en inversores (generadores y SAEB)	< 4 segundos
		Convencionales (hidráulicas y térmicas)	2<Ts<20 segundos
	Tiempo de establecimiento	Plantas basadas en inversores (generadores y SAEB)	menor 15 segundos

		Convencionales - Térmicas	menor a 30 segundos
		Convencionales - Hidráulicas	menor a 60 segundos
	Amortiguamiento	Plantas basadas en inversores (generadores y SAEB)	30%
		Convencionales (hidráulicas y térmicas)	30%
	Banda Muerta para las plantas convencionales	Menor o igual a 30 mHz	
	Banda Muerta para las plantas basadas en inversores (generadores y SAEB)	Configurable en un rango entre 0 y 120 mHz	
	Estatismo para las plantas convencionales	Valor entre el 4% y el 6%	
	Estatismo para las plantas basadas en inversores (generadores y SAEB)	Configurable en un rango entre el 2% y el 6%	
Sostenimiento	30 segundos		
Obligatoriedad	Plantas Convencionales	Obligatoria	
	Plantas solares fotovoltaicas y eólicas	Obligatoria	
	Independiente de que la planta/unidad no esté habilitada para la prestación del servicio de RPF, debe operar con el regulador en modo libre		
Habilitación	Procedimiento de habilitación para prestar la regulación primaria, si no lo cumple contratarlo con un tercero o pagar la compensación.		
	Este procedimiento debe consistir en pruebas que permitan verificar el cumplimiento de los parámetros técnicos para prestar el servicio de RPF para un número suficiente de escalones y de puntos de operación de tal forma que estadísticamente se puedan obtener resultados confiables utilizando un protocolo similar al establecido en los acuerdos vigentes del CNO para las pruebas de estatismo y banda muerta, donde se incluya adicionalmente la medición y verificación de los parámetros: Tiempo de reacción o respuesta inicial, Tiempo de subida 0-90%, Tiempo de establecimiento.		
	Una unidad de generación puede ser habilitada si instala SAEB para cumplir con los requisitos para prestar el servicio de RPF.		
	Una planta se encuentra HABILITADA cuando mediante las pruebas se verifica que cumple con los parámetros: Tiempo de reacción o respuesta inicial, Tiempo de subida 0-90%, Tiempo de establecimiento. La habilitación determinará la potencia máxima a la cual puede cumplir con la prestación del servicio de RPF.		
Reserva	Obligación de Reserva para plantas mayores a 5 MW	3% de la Generación Programada.	
	Reserva Asignada para plantas mayores a 5 MW	Los generadores que NO están habilitados para la prestación del servicio de RPF, TENDRÁN que comprar el margen de reserva correspondiente en la bolsa de energía o a un tercero.	
		La Reserva de RPF del SISTEMA, se distribuirá entre los generadores habilitados en proporción a su disponibilidad declarada.	
		Los generadores que NO están habilitados y los habilitados que incumplan con la prestación del servicio de RPF, TENDRÁN que	

		<p>comprar el margen de reserva correspondiente en la bolsa de energía o contratarlo con un tercero.</p> <p>El despacho no se verá afectado por la reserva de aquellas plantas habilitadas que en su capacidad máxima puedan prestar el servicio de RPF; este se verá afectado por la reserva de las plantas que NO están habilitadas para prestar el servicio valor de reserva que será asignado entre las plantas habilitadas y los SAEB.</p>
Evaluación	Para las plantas mayores a 5 MW	<ul style="list-style-type: none"> - Dirección de la respuesta - Tiempo de respuesta - Magnitud de aporte de la reserva - Transitoriamente se hace seguimiento solo cuando hay eventos en el SIN - Hacerlo tecnológicamente viable para que sea de forma continua. <p>La evaluación se hará con base en la información recolectada de los PMU's , los cuales deben estar conectados al sistema SCADA del CND. El CND debe implementar el software que con base en dicha información, calcule los parámetros de RPF para cuando la frecuencia salga de la banda de 59.8Hz y 60.2Hz y mediante dicho software determinar el cumplimiento de la RPF (Este debe medir dirección, tiempos y magnitud)</p>
Remuneración	No hay	
Pruebas	Estatismo y Banda Muerta	
	Tiempo de reacción o respuesta inicial	
	Tiempo de subida 0-90%	
	Tiempo de establecimiento	
Medición	Obligatoriedad de tener sistemas de medición fasorial (PMU's) en el punto individual de conexión del generador conectadas al CND mediante un canal de comunicación con un protocolo compatible con el SCADA , los PMU's deben corresponder a medidores Clase M de por lo menos con 48 muestras por segundo de acuerdo con lo establecido en la norma IEEE Std C37.118.1 [4].	
Supervisión	La supervisión la hará el CND con la información adquirida de las PMU's e integrada al sistema SCADA del CND.	
	Se harán pruebas de integración antes de la puesta de operación de cada una de las plantas. Para las plantas existentes se harán pruebas de PMU's una vez se instalen. Se debe reglamentar un período de transición (3 años) para la integración de este sistema de supervisión. El CNO debe definir el protocolo de pruebas de esta integración.	
	El CND definirá los indicadores de disponibilidad y desempeño (frecuencia de cumplimiento del servicio). Estos indicadores los debe normalizar con base en los indicadores establecidos por NERC.	
Prestadores del servicio	La periodicidad del intercambio de información es continua en Tiempo Real y las variables a supervisar son: potencia activa y frecuencia.	
	Plantas convencionales y no convencionales, SAEB	

9 ANÁLISIS REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA

9.1 Introducción

La Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) tiene como objetivo eliminar las desviaciones de la frecuencia y recuperar la RPF. La función de este servicio auxiliar es mantener la frecuencia alrededor de su valor nominal, manteniendo dicha frecuencia dentro del umbral permitido por la regulación, que en el caso colombiano es $\pm 0,02$ HZ.

Las desviaciones ocurren debido principalmente a pérdidas de generación, salidas de elementos de transmisión e interconexión, desviaciones de demanda y de la generación programada y volatilidad de las fuentes variables.

Lo anterior lleva a clasificar la función de la RSF y las necesidades de reserva para prestar el servicio de RSF en:

- La reserva que se necesita para regular el sistema en condiciones normales de pequeñas pero continuas variaciones de la generación y la demanda,
- La reserva requerida para hacer un seguimiento de la demanda para corregir las diferencias entre los pronósticos de cada período y la demanda real
- La reserva necesaria para regular rampas por cambios en los despachos entre un período o cambios bruscos en la generación de las fuentes variables
- La reserva necesaria para enfrentar contingencias, de generación, transmisión o pérdida de la interconexión con otros países, actualmente Ecuador y en un futuro con más países de la CAN y/o Panamá.

De acuerdo con lo anterior la reserva necesaria para prestar el servicio de RSF se puede dividir en: reserva para regulación, reserva para seguimiento de demanda, reserva para rampas y reserva para contingencias.

La RSF es activada mediante un control automático de generación centralizado gestionado por el CND, denominado como AGC por sus siglas en inglés (Automatic Generation Control). La acción de la RSF tiene un retardo con valores mayores a 20 segundos. La Figura 24 presenta la respuesta característica de la frecuencia ante desbalances de generación-carga negativos considerando la RPF y la actuación de la RSF:



Figura 24 Respuesta característica de la frecuencia considerando la RPF y RSF

9.2 Regulación Vigente

9.2.1 Definiciones

La Resolución CREG 025 de 1995[11] establece las siguientes definiciones:

- **Regulación Secundaria:** Es el ajuste automático o manual de la potencia del generador para restablecer el equilibrio carga-generación.
- **Reserva Regulación Secundaria:** Es aquella Reserva Rodante en las plantas que responden a la variación de generación y que debe estar disponible a los 30 segundos a partir del momento en que ocurra el evento. Debe poder sostenerse al menos durante los siguientes 30 minutos de tal forma que tome la variación de las generaciones de las plantas que participaron en la regulación primaria.

Cabe mencionar que en la Resolución CREG 064 de 2000[47] modificada por la Resolución CREG 27 de 2016 y donde se establecen las reglas comerciales aplicables al servicio de regulación secundaria de frecuencia, para efectos de determinar la liquidación de la prestación del servicio se utilizan las siguientes variables (Estas no se encuentran definidos previamente en la Regulación):

H: Holgura horaria requerida por el Sistema, establecida por el CND y expresada en MW.

HO: Potencia asociada con la Holgura horaria asignada al Generador por el CND, de acuerdo con la reglamentación vigente para el Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia. Expresada en MW.

Δ HO: corresponde a las modificaciones al HO solicitadas por el CND durante la operación. Expresada en MW.

Adicionalmente, el numeral 3.2 de la Resolución CREG 025 de 1995[11], define que: *“El valor de la reserva de regulación hacia arriba, requerida para el AGC, se hace igual al de la unidad generadora más grande del sistema.”*

9.2.2 Obligatoriedad

El numeral 5.6.2 de la Resolución CREG 025 1995[11] establece que todas las empresas de generación deben participar en la regulación secundaria de frecuencia con sus propias unidades o por medio de plantas de otras empresas.

El Anexo CO4 de la Resolución CREG 025 de 1995[11] modificado por la Resolución CREG 083 de 1999 [48] define los criterios para participar en la reserva de regulación secundaria de frecuencia:

“Cualquier planta y/o unidad, para participar en la Regulación Secundaria de Frecuencia, debe cumplir con los siguientes requisitos:

- a. Ser telecomandada desde el Centro Nacional de Despacho CND;*
- b. Realizar pruebas de integración a la función AGC propia de su planta;*
- c. Realizar pruebas de estatismo y velocidad sostenida de toma de carga, cumpliendo con los parámetros calculados desde el CND, para ajustarse a los valores aprobados por el CNO;*
- d. Realizar pruebas de integración al control jerárquico del CND de acuerdo con los documentos que, sobre el tema, sean aprobados por el CNO. Las reglas actualmente vigentes están contenidas en el documento ISA-CND-96-239 “Entrada en Operación de nuevas plantas al Esquema AGC Nacional”.*

Las plantas y/o unidades que cumplan con estos requisitos y pasen las pruebas establecidas para este propósito, quedan habilitadas para prestar el Servicio y se denominarán Elegibles.”

La Resolución CREG 064 de 2000[47] establece lo siguiente:

“Obligatoriedad Comercial de la Prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia. Todo generador despachado centralmente será responsable comercialmente de contribuir con una potencia en giro, que será proporcional a la potencia despachada en cada hora. La proporción de la potencia en giro se denominará Holgura (H%) y será igual, en porcentaje, para todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente en la hora correspondiente. “

9.2.3 Criterios para la prestación del servicio

El Anexo C04 de la Resolución CREG 025 de 1995[11] modificado por la Resolución CREG 198 de 1997[49] establece los criterios de seguridad y calidad del control integrado secundario de frecuencia.

“...

- a. *Velocidad de Toma de Carga:* Las unidades que presten el Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, deben tener una velocidad de toma de carga mayor a la máxima velocidad de variación de demanda y cambio de generación esperado en el sistema para condiciones normales.
Se establecen como condiciones normales para este servicio las variaciones que se presentan en el rango de ± 500 mHz.
- b. *Número de Unidades:* Con el fin de garantizar los parámetros de calidad del SIN, se requiere un número mínimo de unidades participando en el AGC.
- c. *Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia:* El CND establecerá la cantidad de potencia a nivel horario, requerida para garantizar el Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.

Los valores de los parámetros a que se refiere el presente Numeral, para las diferentes condiciones de operación del sistema y períodos horarios, serán determinados al menos una vez al año por el CND y deberán ser sujetos a aprobación por parte del CNO.”

Así mismo, las resoluciones CREG 083 de 1999[48] y 064 de 2000[47] (Modificada por la Resolución CREG 51 de 2009) establecen que el CND definirá la holgura requerida por el sistema.

Considerando lo establecido en la regulación mencionada anteriormente, el CND anualmente realiza la revaluación de los parámetros relacionados con la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia teniendo en cuenta criterios de confiabilidad y seguridad del sistema, el análisis de eventos de frecuencia, estándares internacionales y la experiencia operativa del servicio recopilada por el CND y los presenta al CNO para la aprobación de los siguientes parámetros:

- Velocidad máxima de cambio de carga del sistema
- Velocidad mínima de cambio de carga por unidad
- Número mínimo de unidades en AGC

Los parámetros vigentes relacionados con la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia aplicables para el período 2021 a 2022 fueron definidos por el CND mediante el documento “Parámetros Requeridos para la Prestación del Servicio del Regulación Secundaria de

Frecuencia 2021-2022” publicado en octubre de 2021 y se presentan en el numeral 9.4.1 de este Informe.

El CNO mediante los acuerdos 1428 y 1499 aprobó los parámetros definidos por el CND.

Adicionalmente, el Acuerdo CNO 1428 de 2021[50] define los requisitos y procedimientos necesarios para la prestación del servicio de AGC por las unidades conectadas al SIN. El Anexo 1 de este acuerdo describe en forma detallada lo siguiente:

- Requerimientos técnicos mínimos para la prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia en el Sistema de Potencia Colombiano por parte de las unidades generadoras del Sistema Interconectado Nacional: se presentan todos los parámetros que revaluó el CND mediante el Documento “Parámetros Requeridos para la Prestación del Servicio del Regulación Secundaria de Frecuencia 2021-2022” presentados anteriormente.
- Procedimientos necesarios para la verificación y aprobación de nuevas unidades en la prestación del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia. Este procedimiento establece lo siguiente:
 - Estas unidades deben realizar pruebas preliminares que permitan asegurar que la unidad sea apta para la prestación del servicio. Dichas pruebas corresponden a la medida de estatismo y velocidad de toma de carga sostenida. Si estos parámetros se encuentran dentro de los límites admisibles definidos en la regulación el agente puede proseguir con la gestión para la integración al AGC nacional.
 - El agente inicia el proceso de integración con el CND y debe realizar pruebas para mostrar que tiene la capacidad de regular la frecuencia de forma autónoma.
 - Se deben realizar pruebas de comunicaciones y de requerimientos tecnológicos necesarios para llevar a cabo el proceso automático de control de generación desde el CND.
 - Posterior a realizar el procedimiento se realiza el proceso de sintonía de unidades ante la integración de una nueva unidad al AGC Nacional. En este proceso se determina el ajuste de los parámetros del modelo de la unidad en el sistema SCADA del CND. Adicionalmente, se determina la respuesta de la unidad en modo automático por un período de tiempo.
- Pruebas necesarias a unidades suspendidas temporalmente del servicio de AGC o que hayan sido objeto de mantenimiento para que puedan declararse elegibles nuevamente para la prestación del servicio. Este procedimiento establece que en este caso se deben realizar nuevamente pruebas de sintonía para determinar los parámetros de ajuste.
- Procedimiento para el retiro de una unidad de generación cuando se detecta una anomalía del servicio. Este procedimiento establece lo siguiente:
 - Inicialmente cuando se detecta una anomalía se realizan acciones preventivas en tiempo real. En cualquier momento durante el día y de detectarse una anomalía en la prestación del servicio de AGC, ya sea que se haya generado o no una desconexión automática de la función AGC de una unidad, el CND y el agente podrán coordinar el reemplazo de la(s) unidad(es) que presenta(n) la anomalía, con otra(s) de la misma planta que haya(n) ofertado AGC. En caso de no ser posible el reemplazo con unidades de la misma planta, el CND asignará la holgura restante entre todas las unidades elegibles del Sistema según la reglamentación vigente.
 - Cuando en el análisis posoperativo se evidencie que la unidad de generación presenta una anomalía, y así no se haya presentado desconexión automática de la función AGC de la

unidad, el CND podrá coordinar pruebas de verificación en condición operativa o prueba declarada en el despacho económico.

- Siempre que el CND detecte una anomalía en la prestación del servicio de AGC, revisará la función de AGC de su sistema SCADA, y si se encuentra que la misma está funcionando adecuadamente, le informará al agente sobre el desempeño inadecuado de la unidad, para coordinar la ejecución de acciones preventivas y establecer la causa de la anomalía.
- Si después de hacer la revisión de la función AGC del sistema SCADA del CND, se encuentra que la misma no está funcionando adecuadamente, de manera inmediata el CND comunicará dicha situación a los agentes cuyas unidades se estén viendo afectadas en la prestación del servicio de AGC y emprenderá las acciones que correspondan.
- Para un día de operación, se retirará temporalmente una unidad de generación de la prestación del servicio de AGC cuando: I. La misma se desconecte de la función AGC por 30 minutos continuos. II. Cuando en el día de operación se presenten 5 desconexiones.
- El CND realizará el Diagnóstico de Falla de AGC e informará al agente el resultado para que tome las acciones necesarias para corregir el problema.
- Si como consecuencia de las acciones tomadas por el agente para dar solución a la anomalía de la unidad se pierde elegibilidad para la prestación del servicio de AGC, el agente coordinará con el CND la realización de las pruebas de sintonía.

9.2.4 Evaluación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.

El numeral 2 del Artículo 3 de la Resolución CREG 080 de 1999 establece que el CND es el responsable de supervisar directamente la prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia. Dicha supervisión se realiza con el sistema SCADA.

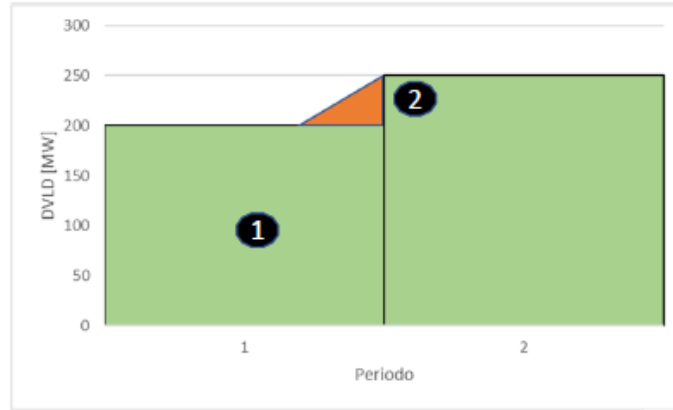
El literal g) del numeral 4 del Anexo C04 de la Resolución CREG 025 de 1995[11] establece:

“g) Si durante la operación el CND detecta, que uno o varios de los recursos de regulación, no cumplen los niveles de calidad establecidos, podrá retirar temporalmente el recurso en cuestión del esquema de regulación, mientras se realizan los correctivos necesarios. El CND informará al CNO sobre las causas que motivaron la decisión de retiro temporal.”

El Acuerdo CNO 1428 de 2021[50] define el procedimiento para el retiro de una unidad de generación cuando se detecte una anomalía en la prestación del servicio. Dicho procedimiento fue presentado en el numeral anterior. Es importante que todas las plantas habilitadas para prestar el servicio de RSF sean integradas a la función de control automático de generación del CND.

9.3 Criterio propuesto por XM para definir la Reserva de AGC

En el documento [51] XM propone una metodología para el cálculo de la reserva de regulación AGC considerando las desviaciones totales de generación por generación o consumo:



Desviaciones de la demanda (DD):

$$DD_p = \sum_{j \in D} (D_{j,p}^{Real} - D_{j,p}^{Prog})$$

Desviaciones voluntarias de plantas despachadas centralmente (DVDC):

$$DVDC_p = \sum_{i \in DVDC} (Q_{i,p}^{Real} - Q_{i,p}^{Prog})$$

Desviaciones voluntarias de plantas no despachadas centralmente (DVNDC):

$$DVNDC_p = \sum_{i \in DVNDC} (Q_{i,p}^{Real} - Q_{i,p}^{Prog})$$

La metodología propuesta por XM incluye lo siguiente:

1. Los requerimientos de balance por desviaciones se atienden con autorizaciones:

$$\begin{aligned} \text{Desviaciones totales de los programas de generación o consumo} &= BALD_p \\ &= DD_p - DVDC_p - DVNDC_p \end{aligned}$$

2. Se caracterizan los deltas para la asignación de reserva secundaria:

$$(\Delta BALD_p = BALD_p - BALD_{p-1})$$

3. El cálculo de reservas considera el máximo de los requerimientos 3 operativos:

$$RR2_p^{UP} = \max\{\alpha_1 * \max(0, \Delta BALD_p^{UP}); \alpha_2 * \max(0, RDN_p^{UP}); \alpha_3 * RCP_p^{UP}\}$$

$$RR2_p^{DN} = \min\{\alpha_1 * \min(0, \Delta BALD_p^{DN}); \alpha_2 * \min(0, RDN_p^{DN}); \alpha_3 * RCP_p^{DN}\}$$

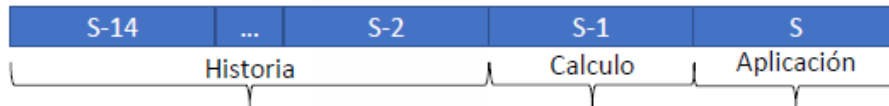
Parámetro	Criterio	Valor
α_1	El AGC debe sostener durante 30 minutos las desviaciones adicionales de energía.	30/60 = 0.5
α_2	El AGC debe sostener durante 30 minutos los requerimientos de Rampas de Demanda Neta.	30/60 = 0.5
α_3	El AGC debe sostener durante 15 minutos los requerimientos de Rampas de Cambio de Programa.	15/60 = 0.25

4. La holgura final considera el criterio de seguridad ante el disparo de la unidad más grande del sistema, y la restricción de bandas idénticas para subir y bajar:

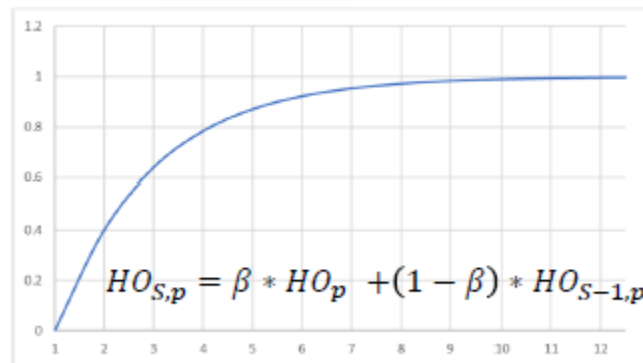
$$HO_p = \max\{RR_p^{UP}, |RR_p^{DN}|, 273\}$$

5. Se propone que los requerimientos operativos de regulación, los requerimientos reales de reserva secundaria y los márgenes a utilizar se calculen de forma mensual, considerando la operación del mes S - 1.

La metodología es llevada al CNO, y mensualmente se informan los valores a aplicar para el mes es curso:



6. Los márgenes a aplicar son adaptados para prevenir el efecto de datos extremadamente atípicos, se propone la utilización de la siguiente fórmula:



BALD: Desviaciones totales de los programas de generación o consumo

RCP_UP: Rampa de cambios de programa a subir

RCP_DN: Rampa de cambios de programa a bajar

RDN: Rampas de la Demanda Neta

RR2: Reserva de Regulación Secundaria

Comentarios del Consultor

En la propuesta que hace XM en [51], se propone una holgura final considerando el criterio de seguridad ante el disparo de la unidad más grande del sistema y la restricción de bandas idénticas para subir y bajar:

$$HO_p = \max\{RR_p^{UP}, |RR_p^{DN}|, 273\}$$

PHC considera que la metodología para el cálculo de la reserva de regulación AGC propuesta por XM es buena, pero considera que debe cambiarse el valor de 273 MW que corresponde al valor de capacidad más grande del sistema, por el valor correspondiente al 100% de la mayor salida de generación creíble de una unidad o importación por un enlace internacional, que hayan sido programados los últimos 18 meses. Adicionalmente considera que esta debe calcularse diariamente y no mensualmente.

9.4 Diagnóstico

9.4.1 Requisitos técnicos y operativos actuales

Tal como se mencionó anteriormente, los parámetros vigentes relacionados con la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia aplicables para el período 2021 a 2022 fueron definidos por el CND mediante el documento “*Parámetros Requeridos para la Prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia 2021-2022*” publicado en octubre de 2021. A continuación, se presentan dichos parámetros:

Tabla 21 Parámetros actuales para la RSF

PARÁMETROS	REQUERIMIENTO
Estatismo	<ul style="list-style-type: none"> Valores entre el 4 y el 6 % (Convencionales) Valores entre el 2 y el 6 % (No Convencionales)
Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia por medio del AGC	Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 minutos.
Constante de regulación del sistema	<ul style="list-style-type: none"> Máxima = 1082 MW/Hz Media = 961 MW/Hz Mínima = 939 MW/Hz
Velocidad Máxima de Cambio de Carga del Sistema	49 MW/min
Velocidad Mínima de Cambio de Carga por Unidad	Mayor o igual a 12.25 MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.
Número Mínimo de Unidades	5 unidades NOTA: Teniendo en cuenta las particularidades tecnológicas y de control de las plantas de ciclo combinado, las mismas serán consideradas para el AGC como una sola unidad.

PARÁMETROS	REQUERIMIENTO																																																		
Holgura para AGC	Dicho valor será definido y modificado por el CND según lo establecido en las Resoluciones CREG 083 de 1999[48] y 064 de 2000[47]. Se obtienen valores diferentes dado el porcentaje de uso de la holgura. Actualmente se considera la siguiente holgura:																																																		
<table><tr><td></td><td>P1</td><td>P2</td><td>P3</td><td>P4</td><td>P5</td><td>P6</td><td>P7</td><td>P8</td><td>P9</td><td>P10</td><td>P11</td><td>P12</td><td>P13</td><td>P14</td><td>P15</td><td>P16</td><td>P17</td><td>P18</td><td>P19</td><td>P20</td><td>P21</td><td>P22</td><td>P23</td><td>P24</td></tr><tr><td>Holgura Propuesta</td><td>340</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>333</td><td>299</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>443</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>346</td><td>345</td></tr></table>			P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24	Holgura Propuesta	340	273	273	273	273	273	273	333	299	273	273	273	273	273	273	273	273	273	443	273	273	273	346	345
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24																											
Holgura Propuesta	340	273	273	273	273	273	273	333	299	273	273	273	273	273	273	273	273	273	443	273	273	273	346	345																											
Holgura Mínima por Planta para hacer AGC	18 MW por planta. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo																																																		
Holgura Mínima por Unidad para hacer AGC	6 MW por unidad. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.																																																		
Tiempo de Retardo de la Unidad en comenzar a responder una vez enviado el comando por el AGC	Máximo de 20 segundos una vez enviado el primer comando de regulación																																																		

En dicho documento el CND explica los criterios de ajuste que consideró para la definición de cada uno de estos parámetros. A continuación, se transcriben dichos criterios:

- **“Holgura mínima por unidad para hacer AGC:** el valor de la holgura se define teniendo en cuenta condiciones tecnológicas, confiabilidad del servicio, calidad de la frecuencia y flexibilidad para permitir la prestación del servicio a los recursos de generación. Históricamente, por condiciones tecnológicas se ha considerado como holgura mínima por unidad para AGC 6 MW, criterio que inicialmente fue definido teniendo en cuenta la restricción técnica que imponía la función LFC (Load Frequency Control) del sistema SCADA en el CND para la mínima variación de potencia por parte de las unidades regulando. Actualmente no se tiene la citada restricción tecnológica por lo que se ha analizado la posibilidad de modificar el valor de holgura correspondiente cumpliendo con los criterios de ajuste de flexibilidad, calidad y confiabilidad del servicio de AGC.

Se ha analizado la posibilidad de reducir este valor de holgura. Sin embargo, se encuentra que esta reducción se puede traducir en un aumento del porcentaje posible de desviación de la holgura efectiva por cada unidad respecto a la real. Actualmente ya se tiene un valor significativo de desviación porcentual que puede alcanzar el 33 % por unidad dado que se permite una desviación de 2 MW en condiciones de lazo abierto. Teniendo en cuenta lo anterior, se ha analizado la posibilidad de incrementar el valor de esta holgura, sin embargo, no se han evidenciado beneficios en la operación del AGC que incentiven a realizar esta modificación.”

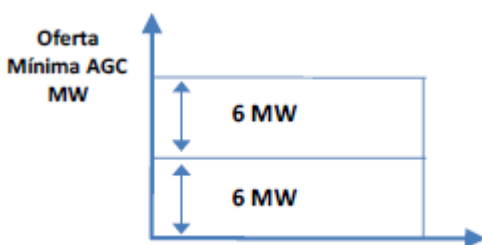


Figura 1. Holgura Mínima por Unidad para Hacer AGC ^{**}(Fuente XM)

- **“Holgura mínima por planta para hacer AGC:** el valor de la holgura se define teniendo en cuenta condiciones tecnológicas, confiabilidad del servicio, calidad de la frecuencia y flexibilidad para permitir la prestación del servicio a los recursos de generación. El valor de 18 MW se obtiene tras considerar como requerimiento de confiabilidad el contar con al menos 3 unidades por cada planta que preste el servicio de AGC y que tengan la holgura mínima definida”

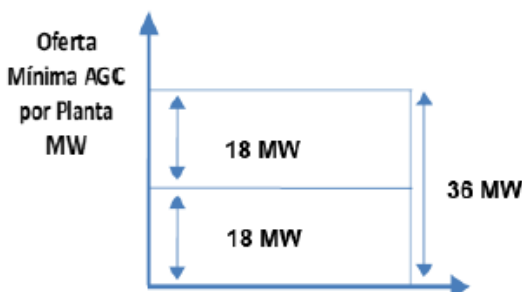


Figura 2. Holgura Mínima por Unidad para Hacer AGC ^{**}(Fuente XM)

- **“Tiempo de retardo permitido para las unidades en AGC:** El tiempo de retardo se define como el máximo tiempo en segundos desde el momento en que se envía el comando de regulación desde el CND hasta que el sistema SCADA registra que la unidad responde efectivamente.

Para garantizar un adecuado desempeño de la respuesta de las unidades a los comandos del AGC, es necesario definir un límite al tiempo de retardo máximo desde el momento en que se envíe el comando de regulación desde el CND hasta que el sistema SCADA registre que la unidad que presta el servicio de AGC responde efectivamente. El criterio de ajuste de este parámetro se soporta en la siguiente definición de reserva de regulación secundaria de frecuencia establecida en la Resolución CREG 025 de 1995[11] (Código de Operación): “Es aquella Reserva Rodante en las plantas que responden a la variación de generación y que debe estar disponible a los 30 segundos a partir del momento en que ocurra el evento. Debe poder sostenerse al menos durante los siguientes 30 minutos de tal forma que tome la variación de las generaciones de las plantas que participaron en la regulación primaria

Se recomienda aceptar sólo retardos máximos hasta de 20 segundos teniendo en cuenta las recomendaciones internacionales, la experiencia del CND y los avances tecnológicos que han permitido una importante reducción en los tiempos de retardo inherentes al proceso de comunicación y control.”

- **“Holgura para AGC:** La Holgura para AGC, también conocida como “Reserva de AGC”, corresponde a la potencia activa de reserva destinada al servicio de regulación secundaria de

frecuencia, la cual es entregada por unidades de generación previamente habilitadas para dicho servicio en cumplimiento de los criterios técnicos establecidos en la reglamentación vigente.

En condiciones normales de operación y frente a contingencias, el balance continuo entre la carga y la generación en el sistema es llevado a cabo utilizando las reservas de regulación secundaria (AGC) y la capacidad remanente de los recursos (Autorizaciones Operativas). El AGC, activa automáticamente las reservas secundarias para corregir el error de control de área, mientras que las autorizaciones operativas activan la capacidad remanente o reservas terciarias, tanto para subir como para bajar generación. En términos generales, el AGC balancea temporalmente el sistema frente a cambios en la demanda y la generación, mientras que las autorizaciones recuperan el margen de regulación secundaria del sistema. Los desbalances entre la generación y la demanda pueden tener su origen en diferentes causas, cada una de ellas contribuye con los márgenes de regulación requeridos.

Las fuentes de desbalances consideradas para este cálculo son:

- Desviaciones de los programas de generación o consumo
- Rampas de demanda neta
- Rampas de cambio de programa

Si se tiene en cuenta que los márgenes de reserva secundaria son continuamente restablecidos durante la operación, solo un porcentaje de los requerimientos horarios debe ser atendido en un instante determinado por la reserva secundaria, para posteriormente ser remplazado para las reservas terciarias. Por lo anterior, se consideran factores de peso para cada una de las variables de entrada determinadas considerando la experiencia operativa de su influencia en periodos de una hora.

Teniendo en cuenta que la holgura debe ser simétrica, y que como criterio de seguridad se establece que la misma debe como mínimo cubrir un desbalance equivalente al disparo de la unidad más grande del sistema, la holgura total esperada para el horizonte de cálculo en cada periodo se establece como el máximo entre la potencia máxima de una unidad de Sogamoso (273 MW), los requerimientos de reserva para subir y el valor absoluto de los requerimientos de reserva para bajar.”

- **“Constante de Regulación Combinada – BIAS:** La constante de regulación combinada es un parámetro del sistema de control del AGC que permite relacionar la respuesta en potencia activa del sistema ante cambios en la frecuencia de este.

Para el cálculo del BIAS se tiene la siguiente fórmula:

$$\beta = \frac{\text{Desbalance (Generación o Demanda Colombia)} \left[\frac{\text{MW}}{\text{Hz}} \right]}{(f_{\text{PROGRAMADA}} - f_{\text{REAL}})}$$

Para determinar el BIAS se recopilamos los eventos de frecuencia ocurridos en el SIN entre septiembre del 2020 y septiembre del 2021 con el fin de contar con una muestra representativa, exceptuando:

- Eventos en los que hubo actuación de alguna de las etapas del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia (EDAC), ya que estos involucraron otras instancias del control de frecuencia del SIN.

- Eventos en los cuales se presentaron oscilaciones electromecánicas, que produjeron excursiones de la frecuencia, en varias ocasiones, por fuera de los límites normales de operación (59.8 Hz a 60.2 Hz).
- Eventos ocurridos en el mercado de comercialización ecuatoriano que afectaron el SEP colombiano.”
- **“Velocidad máxima de cambio de carga del sistema:** para ajustar este parámetro se consideró la información histórica de las rampas de variación de carga del SIN entre el 1 de septiembre de 2020 y el 1 de septiembre del 2021 de cada 5 minutos. Las rampas encontradas se clasificaron por bloques de demanda (Mínima, Media y Máxima) y a través de un análisis estadístico con el percentil 99 de la muestra se estimó la máxima velocidad de variación de demanda y el cambio de generación esperado en el sistema para condiciones normales y para cada uno de los bloques de demanda.”
- **“Velocidad mínima de cambio de carga por unidad:** La velocidad mínima de cambio de carga por unidad es la tasa de variación mínima requerida en MW/min para cada unidad del SIN que participe en la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia, con el objetivo de responder a las variaciones más rápidas de carga en el sistema.

El criterio de ajuste para este parámetro se fundamenta en la máxima velocidad de cambio de carga del sistema y el mínimo número de unidades posibles requeridas en los períodos del día donde se presente la máxima velocidad de variación de carga.

Para determinar el mínimo número de unidades posibles requeridas en el período de máximo cambio de carga (P19), se considera la holgura de AGC y las unidades con mayor rango de regulación en el sistema.

- Holgura para el período 19, día ordinario: 443 MW
- Unidad con mayor rango de regulación: Guavio con 190 MW, es decir 95 MW de holgura

Por lo tanto, se necesitan 5 unidades de Guavio para cubrir la holgura del P19.

La velocidad mínima de cambio de carga por unidad se puede calcular de acuerdo con la Ecuación 1. Esta ecuación incorpora las siguientes consideraciones:

- Que la velocidad de respuesta del AGC debe igualar como mínimo la máxima velocidad de cambio de carga del sistema.
- Que se pierda una de las unidades que se encuentre haciendo AGC en un escenario que considera la máxima holgura del sistema y la regulación es prestada por las unidades con mayor rango de regulación. (Actualmente unidades de Guavio).

Ecuación 1. Cálculo de la Velocidad Mínima de Cambio de Carga por Unidad

$$V_{u_{\min}} = \frac{V_{S_{\max}}}{N_{u_{\min}} - 1} = \frac{49 \text{ MW/min}}{5 - 1} = 12.25 \text{ MW/min}$$

Donde:

Vu min = Velocidad mínima de cambio de carga por unidad

Vs max = Velocidad máxima de cambio de carga del sistema

Nu min = Número mínimo de unidades posibles requeridas en el período de máximo cambio de carga”

- **“Mínimo de unidades para hacer AGC:** *Mínimo número de unidades necesarias en AGC para garantizar la confiabilidad del servicio de regulación secundaria de frecuencia.*
En referencia al mínimo de unidades para hacer AGC se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:
 - *Por confiabilidad, nunca podrá despacharse una sola unidad con la asignación completa de AGC.*
 - *Debe verificarse que ante la pérdida de una unidad las otras unidades cumplan con una velocidad de toma de carga mayor o igual a la velocidad máxima de toma de carga del sistema.*
 - *Teniendo en cuenta que la velocidad de toma de carga es 12.25 MW/min, se concluye que el mínimo número de unidades debe ser 5 unidades en servicio simultáneamente de tal manera que se verifique que, ante la pérdida de una unidad en cualquier escenario de demanda, la suma de la velocidad de toma de las unidades que continúen prestando el servicio de AGC, corresponda con la velocidad mínima de toma de carga del sistema para dichos periodos de demanda.”*

Comentarios del Consultor

Con respecto a los criterios definidos anualmente por el CND, PHC tiene los siguientes comentarios:

- El valor mínimo para ser habilitado para prestar el servicio de AGC se mantiene en 6 MW a pesar de que ya no existen barreras tecnológicas. El argumento del error de lazo abierto no es razón ya que este se puede reducir sintonizando el modelo de AGC y además el error en lazo cerrado se puede llevar a un valor muy pequeño mediante la sintonía del AGC. Este valor se puede reducir a 5 MW que es el tamaño mínimo propuesto para las plantas despachadas centralmente.
- La restricción de tres unidades por planta carece de justificación creando una barrera para que participen plantas con capacidad menor a 18 MW.
- Calcular las holguras para cada hora en forma anual conduce a una asignación que puede ser ineficiente. Debería calcularse diariamente considerando tanto la componente de regulación (Desviaciones de los programas de generación o consumo, Rampas de demanda neta y Rampas de cambio de programa) y la de contingencia (salida creíble de la unidad más grande). Para determinar la salida de la unidad más grande creíble se podría utilizar las estadísticas de los últimos 12 o 18 meses y considerar la contingencia de la mayor unidad que se haya tenido en estos 12 o 18 meses.
- De los valores que se muestran en el documento del CND se observa que de los 24 períodos la holgura es igual a 273 MW que es la capacidad de las unidades de Sogamoso y 5 períodos son valores superiores que coinciden con aquellos que tienen mayores rampas como el período 1 que corresponde al cambio de un día para el otro.
- El mínimo número de unidades debe corresponder sólo a que la velocidad de toma y reducción de carga sea igual o superior a la máxima variación de velocidad de carga del sistema.

- Es importante que el CND con base en los ajustes y pruebas del AGC defina también la máxima velocidad de toma y reducción de carga por unidad para garantizar la calidad y estabilidad del AGC.
- Como criterio de confiabilidad que sea más de una unidad es correcto lo mismo el criterio n-1, es decir que con la salida de una unidad se conserve la holgura necesaria; adicionalmente es conveniente incluir el criterio que la holgura no se concentre en una sola planta

9.4.2 Evolución de los parámetros en los últimos 3 años

En la siguiente tabla se presenta la evolución de los parámetros establecidos en los años 2019 a 2022.

Evolución Parámetros		2019-2020								2020-2021								2021-2022																																																																																																																																																																														
Estatismo		Valores entre el 4 y el 6 % (Convencionales) Valores entre el 2 y el 6 % (No Convencionales)																																																																																																																																																																																														
Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia por medio del AGC		Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 minutos.																																																																																																																																																																																														
Constante de regulación del sistema		Máxima = 989 MW/Hz Media = 957 MW/Hz Mínima = 90.3 MW/Hz				Máxima = 1015 MW/Hz Media = 987 MW/Hz Mínima = 811 MW/Hz				Máxima = 1082 MW/Hz Media = 961 MW/Hz Mínima = 939 MW/Hz																																																																																																																																																																																						
Velocidad Máxima de Cambio de Carga del Sistema		45 MW/min				48 MW/min				49 MW/min																																																																																																																																																																																						
Velocidad Mínima de Cambio de Carga por Unidad		Mayor o igual a 11.25 MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.				Mayor o igual a 12 MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.				Mayor o igual a 12.25 MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.																																																																																																																																																																																						
Número Mínimo de Unidades		5 unidades NOTA: Teniendo en cuenta las particularidades tecnológicas y de control de las plantas de ciclo combinado, las mismas serán consideradas para el AGC como una sola unidad.																																																																																																																																																																																														
Holgura para AGC 2019-2020																																																																																																																																																																																																
<table><tr><td>Holgura propuesta</td><td>P1</td><td>P2</td><td>P3</td><td>P4</td><td>P5</td><td>P6</td><td>P7</td><td>P8</td><td>P9</td><td>P10</td><td>P11</td><td>P12</td><td>P13</td><td>P14</td><td>P15</td><td>P16</td><td>P17</td><td>P18</td><td>P19</td><td>P20</td><td>P21</td><td>P22</td><td>P23</td><td>P24</td></tr><tr><td>ORDINARIO</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>400</td><td>377</td><td>400</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td></tr><tr><td>SABADO</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>400</td><td>312</td><td>400</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td></tr><tr><td>DOMINGO/FESTIVO</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>400</td><td>395</td><td>400</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td></tr><tr><td>ORDINARIO FIN/AÑO</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>304</td><td>377</td><td>395</td><td>369</td><td>330</td><td>295</td><td>295</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>400</td><td>306</td><td>400</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td></tr><tr><td>SABADO-FIN/AÑO</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>400</td><td>323</td><td>400</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td></tr><tr><td>DOMINGO/FESTIVO-FIN/AÑO</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>275</td><td>320</td><td>308</td><td>273</td><td>400</td><td>400</td><td>400</td><td>343</td><td>371</td><td>285</td></tr></table>																		Holgura propuesta	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24	ORDINARIO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	400	377	400	273	273	273	SABADO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	400	312	400	273	273	273	DOMINGO/FESTIVO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	400	395	400	273	273	273	ORDINARIO FIN/AÑO	273	273	273	273	273	304	377	395	369	330	295	295	273	273	273	273	273	273	400	306	400	273	273	273	SABADO-FIN/AÑO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	400	323	400	273	273	273	DOMINGO/FESTIVO-FIN/AÑO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	275	320	308	273	400	400	400	343	371	285
Holgura propuesta	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24																																																																																																																																																																								
ORDINARIO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	400	377	400	273	273	273																																																																																																																																																																								
SABADO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	400	312	400	273	273	273																																																																																																																																																																								
DOMINGO/FESTIVO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	400	395	400	273	273	273																																																																																																																																																																								
ORDINARIO FIN/AÑO	273	273	273	273	273	304	377	395	369	330	295	295	273	273	273	273	273	273	400	306	400	273	273	273																																																																																																																																																																								
SABADO-FIN/AÑO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	400	323	400	273	273	273																																																																																																																																																																								
DOMINGO/FESTIVO-FIN/AÑO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	275	320	308	273	400	400	400	343	371	285																																																																																																																																																																								
Holgura para AGC 2020 – 2021																																																																																																																																																																																																
<table><tr><td>Holgura Propuesta</td><td>P1</td><td>P2</td><td>P3</td><td>P4</td><td>P5</td><td>P6</td><td>P7</td><td>P8</td><td>P9</td><td>P10</td><td>P11</td><td>P12</td><td>P13</td><td>P14</td><td>P15</td><td>P16</td><td>P17</td><td>P18</td><td>P19</td><td>P20</td><td>P21</td><td>P22</td><td>P23</td><td>P24</td></tr><tr><td>ORDINARIO</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>400</td><td>389</td><td>400</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td></tr><tr><td>SABADO</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>400</td><td>389</td><td>400</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td></tr><tr><td>DOMINGO/FESTIVO</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>400</td><td>389</td><td>400</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td></tr><tr><td>ORDINARIO FIN DE AÑO</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>400</td><td>389</td><td>400</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td></tr><tr><td>SABADO FIN DE AÑO</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>400</td><td>389</td><td>400</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td></tr><tr><td>DOMINGO/FESTIVO FIN DE AÑO</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>400</td><td>389</td><td>400</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td></tr></table>																		Holgura Propuesta	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24	ORDINARIO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	400	389	400	273	273	273	SABADO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	400	389	400	273	273	273	DOMINGO/FESTIVO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	400	389	400	273	273	273	ORDINARIO FIN DE AÑO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	400	389	400	273	273	273	SABADO FIN DE AÑO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	400	389	400	273	273	273	DOMINGO/FESTIVO FIN DE AÑO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	400	389	400	273	273	273
Holgura Propuesta	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24																																																																																																																																																																								
ORDINARIO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	400	389	400	273	273	273																																																																																																																																																																								
SABADO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	400	389	400	273	273	273																																																																																																																																																																								
DOMINGO/FESTIVO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	400	389	400	273	273	273																																																																																																																																																																								
ORDINARIO FIN DE AÑO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	400	389	400	273	273	273																																																																																																																																																																								
SABADO FIN DE AÑO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	400	389	400	273	273	273																																																																																																																																																																								
DOMINGO/FESTIVO FIN DE AÑO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	400	389	400	273	273	273																																																																																																																																																																								
Holgura para AGC 2021 – 2022																																																																																																																																																																																																

Evolución Parámetros	2019-2020												2020-2021								2021-2022																																																							
<table><tr><td>P1</td><td>P2</td><td>P3</td><td>P4</td><td>P5</td><td>P6</td><td>P7</td><td>P8</td><td>P9</td><td>P10</td><td>P11</td><td>P12</td><td>P13</td><td>P14</td><td>P15</td><td>P16</td><td>P17</td><td>P18</td><td>P19</td><td>P20</td><td>P21</td><td>P22</td><td>P23</td><td>P24</td></tr><tr><td>340</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>333</td><td>299</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>443</td><td>273</td><td>273</td><td>273</td><td>346</td><td>345</td></tr></table>																												P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24	340	273	273	273	273	273	273	333	299	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	443	273	273	273	346	345
P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24																																																					
340	273	273	273	273	273	273	333	299	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	443	273	273	273	346	345																																																				
Evolución Parámetros	2019-2020												2020-2021								2021-2022																																																							
Holgura Mínima por Planta para hacer AGC	18 MW por planta. Este valor lo es igual hacia arriba y hacia abajo.																																																																											
Holgura Mínima por Unidad para hacer AGC	6 MW por unidad. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.																																																																											
Tiempo de Retardo de la Unidad en comenzar a responder una vez enviado el comando por el AGC	Máximo de 20 segundos una vez enviado el primer comando de regulación.																																																																											

De la evolución de los valores de los parámetros definidos anualmente por el CND presentados anteriormente, se observa lo siguiente:

- La constante de regulación del sistema se ha incrementado
- La velocidad máxima de cambio de carga del Sistema se ha incrementado
- La velocidad mínima por unidad se ha incrementado
- El valor de la holgura está determinado en un alto porcentaje por la capacidad de la unidad de Sogamoso (273MW) y presenta variaciones de un año a otro principalmente en los períodos 19, 20 y 21.

9.4.3 Recursos actuales elegibles para hacer AGC

Actualmente se encuentran habilitadas 64 unidades de generación para hacer AGC, todos son recursos hidráulicos (Tabla 22):

Tabla 22 Unidades de generación elegibles para hacer AGC – Fuente XM

AGENTE OPERADOR	RECURSO DE GENERACIÓN	UNIDAD	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)	MÍNIMO TÉCNICO (MW)	ESTATISMO [%]	VELOCIDAD DE CARGA (MW/min)	VELOCIDAD DE DESCARGA (MW/min)	MÍNIMO TÉCNICO PARA AGC [MW]	VELOCIDAD DE CAMBIO AGC [MW/min]
AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.	Chivor	CHIVOR 1	125	10	5.12	48.6	46.68	20	14.88
		CHIVOR 2	125	10	5.22	47.89	45.08	20	14.66
		CHIVOR 3	125	10	4.2	46.22	45.34	20	13.8
		CHIVOR 4	125	10	5.39	46.76	46.66	20	13.09
		CHIVOR 5	125	10	5.28	46.32	48.04	20	13.78
		CHIVOR 6	125	10	5.3	44.1	42.08	20	13.88
		CHIVOR 7	125	10	5.26	45.65	45.89	20	13.75
		CHIVOR 8	125	10	5.19	44.87	43.66	20	14.02
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	Alban	ALTO ANCHICAYA 1	115	30	5.01	20	20	30	20.44

AGENTE OPERADOR	RECURSO DE GENERACIÓN	UNIDAD	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)	MÍNIMO TÉCNICO (MW)	ESTATISMO [%]	VELOCIDAD DE CARGA (MW/min)	VELOCIDAD DE DESCARGA (MW/min)	MÍNIMO TÉCNICO PARA AGC [MW]	VELOCIDAD DE CAMBIO AGC [MW/min]
		ALTO ANCHICAYA 2	120	30	4.66	20	20	30	12.7
		ALTO ANCHICAYA 3	120	30	4.99	20	20	30	18.94
		BAJO ANCHICAYA 1	12	1	5.03	12	12	1	19.15
		BAJO ANCHICAYA 3	24	3	4.97	12	12	3	20.82
	Calima	CALIMA 1	33	16	5.01	12	12	16	20.49
		CALIMA 2	33	16	5.01	12	12	16	20.16
		CALIMA 3	33	16	5.01	12	12	16	20.74
		CALIMA 4	33	16	5.01	12	12	16	21.07
	Prado	PRADO 1	17	1	5.07	21.84	28.42	1	13.6
		PRADO 2	17	1	5.04	21.05	34.16	1	13.68
		PRADO 3	17	1	5	15.04	13.74	1	13.38
EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P.	Urrá	URRA 1	83	0	4.81	55.62	55.62	30	13.3
		URRA 2	85	0	4.81	55.62	55.62	30	13.2
		URRA 3	85	0	4.74	55.62	55.62	30	13.27
		URRA 4	85	0	5.02	55.62	55.62	30	13.17
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	Guatapé	GUATAPE 1	70	0	6	70	70	0	20.52
		GUATAPE 2	70	0	6	70	70	0	19.75
		GUATAPE 3	70	0	6	70	70	0	20.3
		GUATAPE 4	70	0	6	70	70	0	18.92
		GUATAPE 5	70	0	6	70	70	0	20.15
		GUATAPE 6	70	0	5.99	70	70	0	20.39
		GUATAPE 7	70	0	6	70	70	0	20.08
		GUATAPE 8	70	0	6	70	70	0	20.12
	La Tasajera	LA TASAJERA 1	102	0	5.01	102	102	0	19.43
		LA TASAJERA 2	102	0	5.03	102	102	0	20.58
		LA TASAJERA 3	102	0	5.04	102	102	0	20.85
	Porce II	PORCE II 1	135	75	4.52	48	48	75	20.16
		PORCE II 3	135	75	4.97	48	48	75	21.15
	Porce III	PORCE III 1	180	125	4.99	60	60	125	14.25
		PORCE III 2	180	125	5	60	60	125	21.65
		PORCE III 3	180	125	5	60	60	125	15.24
		PORCE III 4	190	125	5	60	60	125	16.36
ENEL COLOMBIA SA ESP	El Quimbo	EL QUIMBO 1	200	0	5	15.84	16.82	52	21.23
		EL QUIMBO 2	200	0	5	17.97	19.2	52	19.52

AGENTE OPERADOR	RECURSO DE GENERACIÓN	UNIDAD	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)	MÍNIMO TÉCNICO (MW)	ESTATISMO [%]	VELOCIDAD DE CARGA (MW/min)	VELOCIDAD DE DESCARGA (MW/min)	MÍNIMO TÉCNICO PARA AGC [MW]	VELOCIDAD DE CAMBIO AGC [MW/min]
	Guavio	GUAVIO 1	250	60	4.71	100	100	60	19.4
		GUAVIO 2	250	60	4.76	100	100	60	18.82
		GUAVIO 3	250	60	4.84	100	100	60	20.35
		GUAVIO 4	250	60	4.76	100	100	60	19.17
		GUAVIO 5	250	60	4.71	100	100	60	20.55
ISAGEN S.A. E.S.P.	Jaguas	JAGUAS 1	85	15	5	24.5	24.5	15	17.34
		JAGUAS 2	85	15	4.99	24.5	24.5	15	16.73
	Miel I	MIEL I 1	132	20	4.47	21.87	22.44	54	15.93
		MIEL I 2	132	20	4.51	21.96	22.56	54	15.74
		MIEL I 3	132	20	4.46	22.79	23.07	54	15.34
	San Carlos	SAN CARLOS 1	155	22	4.62	50	50	25	17.78
		SAN CARLOS 2	155	22	4.62	50	50	25	18.24
		SAN CARLOS 3	155	22	4.62	50	50	25	17.82
		SAN CARLOS 4	155	22	4.62	50	50	25	17.91
		SAN CARLOS 5	155	22	4.62	50	50	25	20
		SAN CARLOS 6	155	22	4.64	50	50	25	17.29
		SAN CARLOS 7	155	22	4.64	50	50	25	17.69
		SAN CARLOS 8	155	22	4.65	50	50	25	17.27
	Sogamoso	SOGAMOSO 1	273	120	5	17.11	18.18	120	14.39
		SOGAMOSO 2	273	120	5	16.6	17.8	120	12.27
		SOGAMOSO 3	273	120	5	17.11	18.37	120	14

En promedio las unidades actuales elegibles para hacer AGC cuentan con un estatismo del 5% y una velocidad de cambio de AGC promedio de 17 MW/min. La mayoría de las unidades de generación presentan un mínimo técnico para hacer AGC en un rango entre 20-60 MW, excepto algunas unidades como las de Guatapé y La Tasajera que tienen un mínimo técnico para hacer AGC de 0 MW, las unidades del Bajo Anchicayá de 1 y 3 MW y Prado con 1 MW y las unidades de Porce III y Sogamoso tienen valores más altos de 125 y 120 MW respectivamente.

De las 64 unidades elegibles para hacer AGC, 36 unidades tienen una velocidad de carga igual o mayor a 48 MW/min y 35 unidades una velocidad de descarga igual o mayor a 48 MW/min (Figura 25, Figura 26).

Es importante observar que con el fin de evitar rampas muy grandes en carga y descarga se han limitado las velocidades de las unidades rápidas a valores entre 12,27 MW/min y 20 MW/min. Es conveniente fijar un valor máximo que puede ser 20 MW/min el cual el CND evalúe periódicamente.

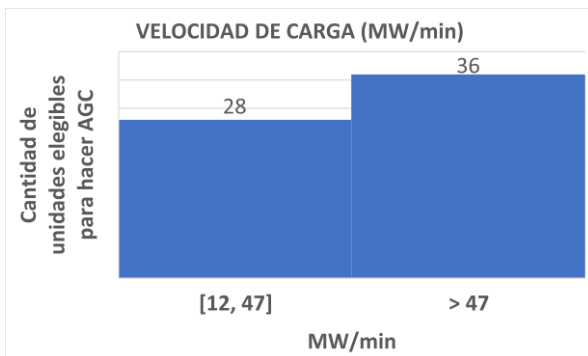


Figura 25 Velocidad de carga de las unidades elegibles para hacer AGC

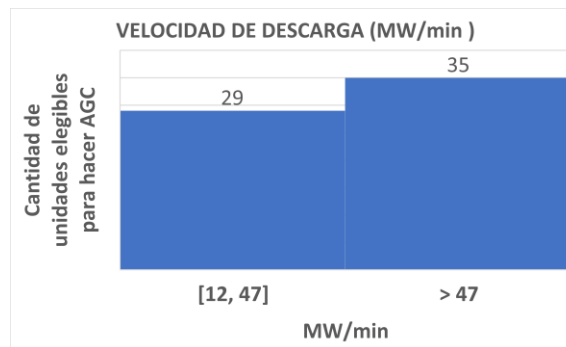


Figura 26 Velocidad de descarga de las unidades elegibles para hacer AGC

Todas las unidades que están habilitadas para hacer AGC tienen velocidad de cambio de AGC mayor a 12.27 MW/min (Figura 27):

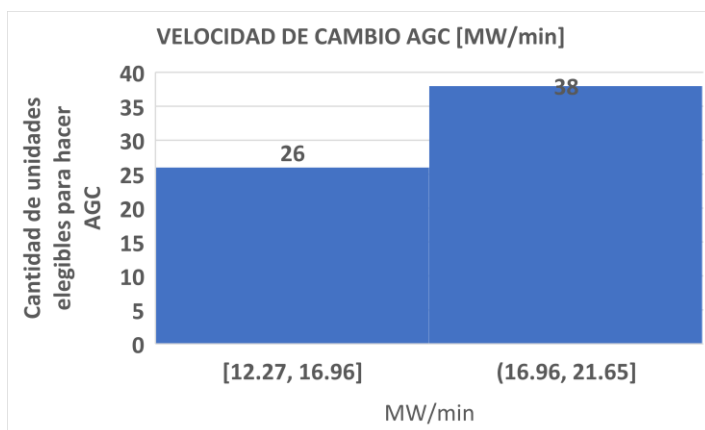


Figura 27 Velocidad de cambio AGC de las unidades elegibles para hacer AGC

9.4.4 Estadísticas oferta y asignación del AGC

De la información publicada por XM en la página oficial se toma la Disponibilidad de AGC y AGC programado por unidad y recurso de generación para el rango de tiempo desde el 01 de enero al 15 de octubre de 2022.

De las 64 unidades de generación habilitadas para ofertar disponibilidad de AGC entre el 01 de enero 2022 y el 26 de octubre del 2022, 49 recursos ofertaron disponibilidad para hacer AGC más del 80% de los días analizados (287). Las unidades Chivor 6, Prado 1, 2 y 3 y Porce II 1 ofertaron menos del 50% de los días disponibilidad. Chivor 7, y 8, Jaguas 1 y La Tasajera 1, 2 y 3 han ofertado el 100% de los días (ver Figura 28):

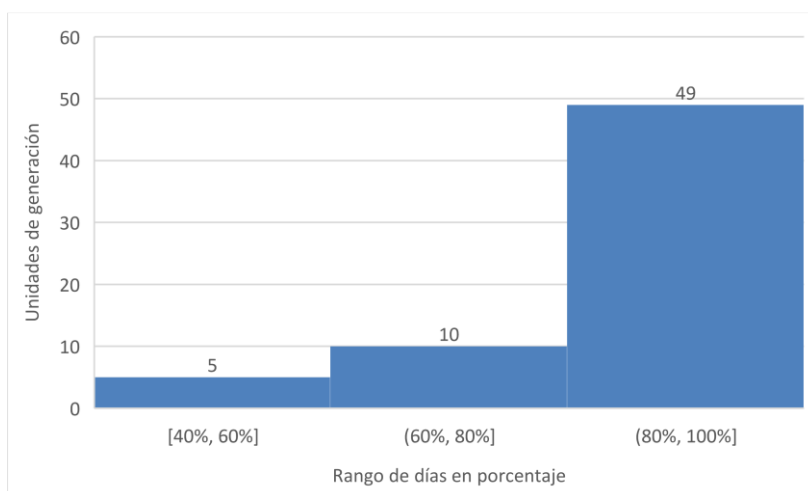


Figura 28 Histograma de distribución de recursos de generación que ofertaron disponibilidad de AGC en un rango de 287 días

A continuación, en la Tabla 23 se presentan la cantidad de días en el rango del 01 de enero al 15 de octubre de 2022 en que los recursos de generación habilitados para hacer AGC presentaron oferta y el porcentaje de días que salieron asignados:

Tabla 23 Recursos de generación con oferta de AGC y porcentaje de asignación

	Cantidad de días en los que el recurso oferta disponibilidad para hacer AGC entre el 01 de enero y 15 de octubre 2022	Porcentaje días asignados para hacer AGC entre el 01 de enero y 15 de octubre 2022
La Tasajera	298	47%
Jaguas	297	44%
Chivor	295	41%
Porce III	295	35%
Calima	292	21%
Guavio	292	3%
San Carlos	291	49%
Guatapé	288	47%
Miel I	275	39%
Sogamoso	275	48%
Pagua	247	26%
Porce II	220	31%
Alban	217	40%
El Quimbo	210	8%
Prado	169	35%

De esta asignación se observa una buena distribución de la asignación de AGC entre un número alto de plantas. Se observa que este año tanto Guavio como Quimbo son los que menos asignación han tenido. Es importante notar que la asignación depende de los precios de oferta por tanto estas dos plantas han sido las menos competitivas.

9.4.5 Unidades retiradas del servicio de AGC

Como se mencionó anteriormente, el Acuerdo CNO 1428 [50] define el procedimiento para el retiro de una unidad de generación cuando se detecte una anomalía en la prestación del servicio. Las causas para el retiro temporal de una unidad de generación son:

Para un día de operación, se retirará temporalmente una unidad de generación de la prestación del servicio de AGC cuando:

- I. La misma se desconecte de la función AGC por 30 minutos continuos
- II. Cuando en el día de operación se presenten 5 desconexiones.
El agente dispondrá de 30 minutos para resolver la anomalía, contados a partir de la primera desconexión; lo anterior independientemente del número de desconexiones que se puedan presentar en este lapso de tiempo. Para las desconexiones subsiguientes, el agente no dispondrá de estos 30 minutos. El CND contabilizará en todo momento el número de desconexiones, de tal manera que, si se presenta una desconexión adicional después de los 30 minutos iniciales, que ocasione que el contador sea superior a 4, el CND retirará temporalmente la unidad del servicio de AGC”.

Cuando se presenta el retiro temporal, se toman las siguientes acciones correctivas:

- I. Por seguridad del sistema, el CND reasignará la holgura para AGC entre todas las unidades elegibles aplicando las reglas de la Resolución CREG 198 de 1997[49], e informará al CNO sobre las causas que motivaron la decisión del retiro temporal de la unidad.
- II. El CND informará al agente sobre el retiro temporal de la unidad mediante llamada telefónica grabada.
- III. El CND y el Agente darán inicio al procedimiento de Diagnóstico de Falla AGC (Anexo 3 Diagnostico Falla AGC-SCADA del Acuerdo CNO 1428[50]).

De información obtenida de XM, para los años 2019 y 2022 se ha reportado en 61 ocasiones el retiro de unidades de generación del AGC por distintas causas:

- Pérdida o intermitencia de una planta que está haciendo AGC (39% de los reportes)
- Problemas de regulación en AGC (validación de salida de consigna (pulsos o set point) (13% de los reportes)
- Aplicación del Acuerdo CNO 1023 (15% de los reportes)
- Reasignación por indisponibilidad de recursos/ Seguridad del SIN (21% de los reportes)
- Problemas con un punto a punto de voz (10% de los reportes)
- Regulación de Frecuencia o Retiro de Unidades (2% de los reportes)

9.4.6 Estadísticas de fallas de la unidad más grande

De información del CND, sobre las estadísticas de falla de la unidad más grande del SIN, esto es Sogamoso 1, 2 y 3 para el periodo 01/01/2019 al 31/10/2022, se obtiene la información que se presenta a continuación.

En las Figura 29, Figura 30 y Figura 31 se presenta para las unidades 1, 2 y 3 de Sogamoso, el número de veces que han salido por falla según el rango de potencia en MW que tenía antes de la falla:

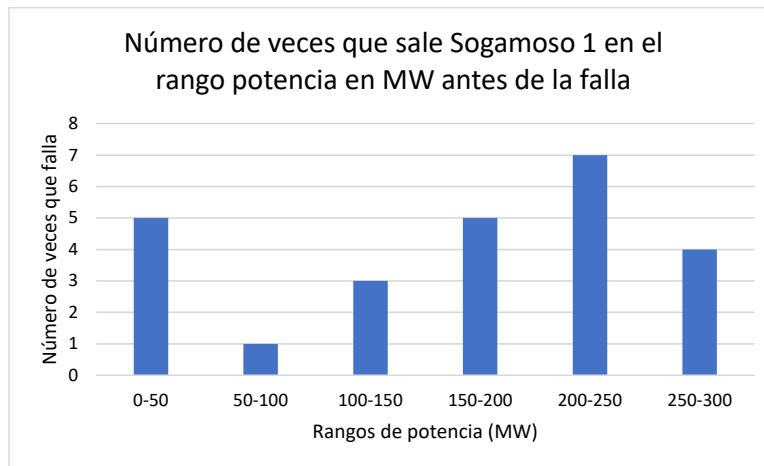


Figura 29 Histograma número de fallas de la unidad Sogamoso 1 en el rango de potencia en MW que tenía antes de la falla

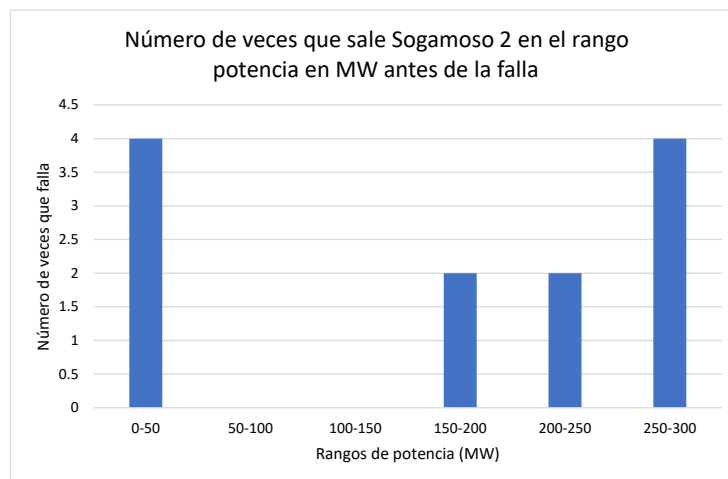


Figura 30 Histograma número de fallas de la unidad Sogamoso 2 en el rango de potencia en MW que tenía antes de la falla

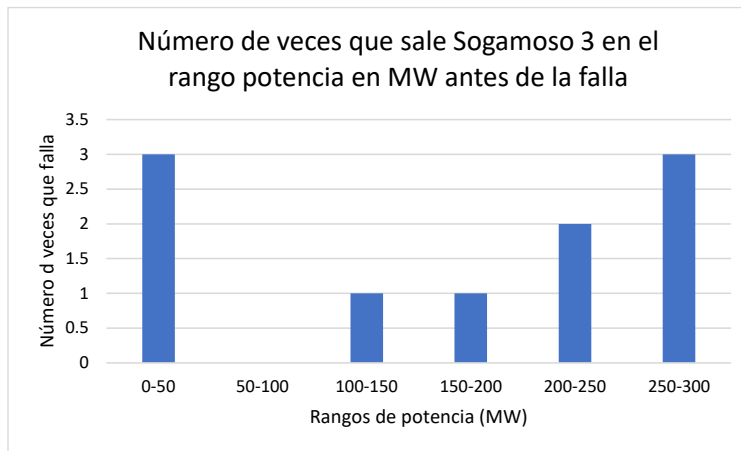


Figura 31 Histograma número de fallas de la unidad Sogamoso 3 en el rango de potencia en MW que tenía antes de la falla

Las unidades 1 y 2 de Sogamoso estando en valores de potencia mayores a 250 MW han fallado 4 veces, mientras que la unidad 3 ha salido por falla con ese rango de potencia 3 veces.

La unidad que más ha presentado fallas en el rango de fechas analizado es Sogamoso 1 con 25 salidas, mientras que Sogamoso 2 ha presentado 12 y Sogamoso 3 10 salidas.

En las Figura 32, Figura 33 y Figura 34 se presenta para cada periodo operativo en el rango de fechas analizado, el número de veces que sale por falla las unidades 1, 2 y 3 de Sogamoso:



Figura 32 Número de veces que sale por falla la unidad 1 de Sogamoso en cada periodo operativo

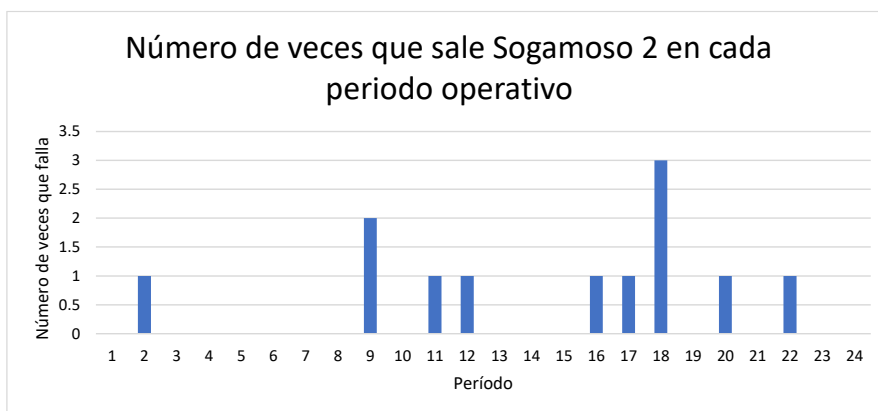


Figura 33 Número de veces que sale por falla la unidad 2 de Sogamoso en cada periodo operativo

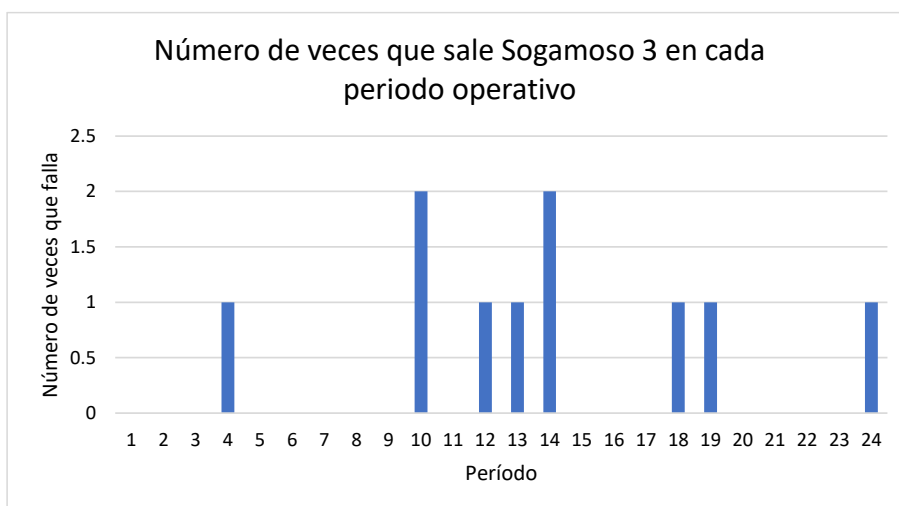


Figura 34 Número de veces que sale por falla la unidad 3 de Sogamoso en cada periodo operativo

9.4.7 Análisis de requerimientos de reserva de regulación

En septiembre del 2021, XM realiza un análisis sobre los requerimientos de reserva de regulación durante la operación del SIN, Requerimientos Operativos de Regulación y presenta una propuesta de Procedimiento para el cálculo de reservas de regulación (AGC). A continuación, se presentan las recomendaciones y conclusiones generales que presenta este documento y que son de interés para esta consultoría:

En el año 2021, la holgura para el AGC fue propuesta por el CND de 273 MW P01 al P18 y P22 al P24, para el período 19 y 21 de 400 MW y para el P20 de 389 MW. En la Figura 35 es la línea continua (ACT_UP y ACT_DN).

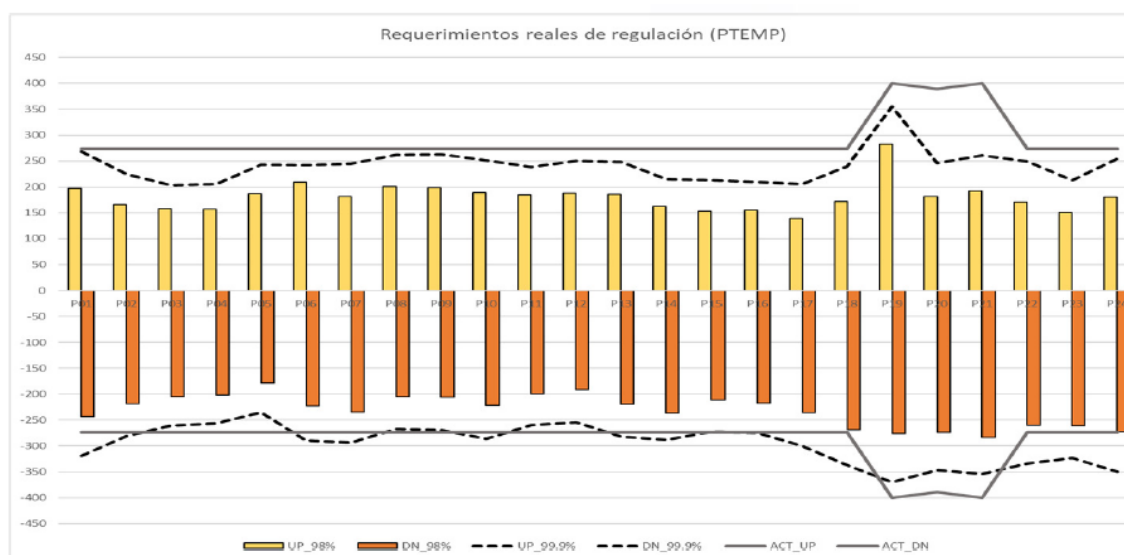


Figura 35 Requerimientos reales de regulación (Fuente XM)

***PTEMP: Potencia requerida para mantener la frecuencia y los intercambios en los valores programados

En la Figura 35, se presentan los requerimientos reales de regulación para el año 2021, donde se presentan los datos para cada periodo con un intervalo de confianza del 99.9% y 98% del dato real.

Se puede observar que en general la potencia programada para mantener el balance demanda/frecuencia son suficientes, pero se observa mayores requerimientos de reservas para bajar:

- En los P01, P08-P09 y P24 se presenta posible agotamiento de las capacidades de reserva secundaria a subir
- P01, y P22 al P24, presentan requerimientos adicionales de reserva secundaria a bajar y P20 al P21, presentan subutilización de la reserva a subir.

9.5 Conclusiones

- La asignación de la reserva de regulación secundaria de frecuencia es en estricto orden de mérito, lo que puede llevar a que ocurra que todas las reservas de regulación sean asignadas a una sola planta.
- Se define el mismo valor de holgura hacia arriba y hacia abajo.
- Actualmente se encuentran habilitadas 64 unidades de generación para hacer AGC y todos son recursos hidráulicos.
- Dadas las características de las unidades existentes no es factible que en 30 segundos se tenga disponible toda la Reserva secundaria de frecuencia o holgura asignada. En el mejor de los casos se podría tener en un tiempo mínimo de un minuto.
- Calcular las holguras para cada hora en forma anual conduce a una asignación que puede ser ineficiente

- El mínimo número de unidades debe corresponder sólo a que la velocidad de toma y reducción de carga sea igual o superior a la máxima variación de velocidad de carga del sistema.
- Es importante que el CND con base en los ajustes y pruebas del AGC defina también la máxima velocidad de toma y reducción de carga por unidad para garantizar la calidad y estabilidad del AGC.
- Como criterio de confiabilidad que sea más de una unidad es correcto lo mismo el criterio n-1, es decir que con la salida de una unidad se conserve la holgura necesaria.
- Es conveniente incluir el criterio que la holgura no se concentre en una sola planta

9.6 Propuestas para el servicio de RSF

Con base en el análisis regulatorio y el diagnóstico, se incluye en la Tabla 24 una propuesta para el servicio de RSF que considera los siguientes aspectos:

- a) Diferenciación de los requisitos del servicio de RSF para el Sistema y para las unidades.
- b) El número mínimo de unidades debe ser calculado en el despacho por el CND de tal manera que la sumatoria de las rampas de cada unidad individual sea mayor o igual al cambio máximo de carga
- c) El criterio para definir la holgura mínima debe estar ligado a la unidad mínima que puede entrar en el despacho centralizado y que puede hacer AGC.
- d) Incluir un criterio de confiabilidad n-1, es decir que con la salida de una unidad se conserve la holgura necesaria
- e) Mitigar el riesgo de asignación de la holgura a una sola unidad lo cual puede generar la pérdida total del servicio cuando se presenta un evento en dicha planta, lo cual ha sido muy frecuente de acuerdo con las estadísticas.
- f) Se propone siempre control automático para tener una buena velocidad de respuesta comparado con un control manual que además de ser más lento tiene dificultades para la coordinación con las otras unidades que estén prestando el servicio RSF en forma automática. No se acepta control manual sino solamente en condiciones de emergencia cuando no haya otra alternativa.
- g) Teniendo en cuenta que las desviaciones en la prestación del servicio de RSF ocurren debido principalmente a pérdidas de generación, salidas de elementos de transmisión e interconexión, desviaciones de demanda y de la generación programada y volatilidad de las fuentes variables se propone clasificar la función de la RSF y las necesidades de reserva hacia arriba y hacia abajo para prestar el servicio de RSF en:
 - La reserva hacia arriba y hacia abajo que se necesita para regular el sistema en condiciones normales de pequeñas pero continuas variaciones de la generación y la demanda.
 - La reserva requerida hacia arriba y hacia abajo para el sistema en condición normal de operación para hacer un seguimiento de la demanda para corregir las diferencias entre los pronósticos de cada período y la demanda real.
 - La reserva necesaria hacia arriba y hacia abajo para el sistema en condición normal de operación para regular rampas por cambios en los despachos entre un período o cambios bruscos en la generación de las fuentes variables.

- La reserva necesaria hacia arriba y hacia abajo para el sistema en condición de alerta o emergencia para enfrentar contingencias de generación, transmisión o pérdida de la interconexión con otros países, actualmente Ecuador y en un futuro con más países de la CAN y/o Panamá.
- h) El valor mínimo para ser habilitado para prestar el servicio de AGC se debe reducir a 5 MW que es el tamaño mínimo propuesto para las plantas despachadas centralmente.
- i) Calcular las holguras diariamente considerando tanto la componente de regulación y la de contingencia (salida creíble de la unidad más grande).
- j) El mínimo número de unidades debe corresponder sólo a que la velocidad de toma y reducción de carga sea igual o superior a la máxima variación de velocidad de carga del sistema.

Tabla 24 Propuestas para el servicio de RSF

Propuestas para el servicio de RSF		
Prestación del Servicio para el SISTEMA		
Tiempo respuesta	Recuperación de la frecuencia dentro de la banda de regulación 59.8Hz y 60.2Hz en 30 segundos después de ocurrido el evento	
Sostenimiento	Mínimo 30 minutos después de ocurrido el evento	
Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia por medio del AGC	Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 minutos	
Propuestas para el servicio de RSF		
Prestación del Servicio por UNIDADES Y/O PLANTAS		
Parámetros técnicos para la prestación del servicio	Tiempo de Retardo de la Unidad en comenzar a responder una vez enviado el comando por el AGC	Máximo de 20 segundos una vez enviado el primer comando de regulación.
	Criterios establecidos por el CND y aprobados por el CNO anualmente	Velocidad Máxima de Cambio de Carga del Sistema
		Velocidad Mínima y Máxima de Cambio de Carga por Unidad para las plantas convencionales y para las basadas en inversores (eólicas, solares y SAEB)
	Número Mínimo de Unidades	Calculado en el despacho por el CND de tal manera que la sumatoria de las rampas de cada unidad individual sea mayor o igual al cambio máximo de carga
	Holgura Mínima por Unidad	Este criterio debe estar ligado a la unidad mínima que puede entrar al despacho que pueda hacer AGC (5 MW)
Requisitos técnicos	Respuesta de velocidad de toma de carga sostenida	Debe estar entre el máximo y mínimo definido por el CND

	Estatismo	El valor definido para RPF según cada tecnología
Control	<p>Automático y la señal enviada por el AGC del CND debe ser para modificar el set point de potencia de la unidad, no se permite variación por pulsos.</p> <p>Se permite control manual solo en caso de emergencias, cuando todas las unidades habilitadas para hacer AGC hayan perdido comunicación con el CND.</p> <p>Todas las plantas habilitadas para prestar el servicio de RSF deben ser integradas a la función de control automático de generación del CND</p>	
Obligatoriedad	<p>Las plantas y/o unidades que cumplan con los requisitos y pruebas según el Acuerdo CNO 1428 o el que lo modifique o sustituya para ser habilitadas se denominan elegibles para prestar el servicio.</p> <p>Todo generador despachado centralmente es responsable comercialmente de contribuir a la reserva hacia arriba y hacia abajo asignada en el proceso de cooptimización del despacho factible vinculante. La reserva asignada tanto hacia arriba como hacia abajo se distribuirá a los generadores en proporción a su despacho. La pueden prestar con sus propios activos o comprándola en el mercado.</p>	
Habilitación	Plantas habilitadas para hacer AGC (pasan las pruebas de habilitación según el Acuerdo CNO 1428 o el que lo modifique lo sustituya)	
Cálculo de la reserva	<p>La reserva de regulación secundaria hacia arriba debe ser suficiente para reemplazar la reserva primaria programada durante la operación normal del sistema y para contribuir a cubrir la pérdida creíble de la generación más grande despachada en el sistema.</p> <p>La reserva secundaria horaria del sistema hacia arriba debe ser al menos igual al valor máximo entre:</p> <p>(iii) Reserva para regulación (el mayor entre 3% de la generación programada y las desviaciones de los programas de generación o consumo, las rampas de cambios de programa tanto de subida como de bajada, y las rampas de demanda neta.) y</p> <p>(iv) Reserva de contingencia: el 100% de la mayor salida de generación creíble de una unidad o importación por un enlace internacional, según las estadísticas de salidas forzadas de las unidades o de los enlaces internacionales que hayan sido programados los últimos 18 meses.</p> <p>La reserva de regulación secundaria hacia abajo debe poder cubrir la desviación esperada hacia arriba de la generación variable en la operación normal del sistema y la mayor pérdida de carga esperada en el sistema por una contingencia simple. Dicha reserva secundaria podrá determinarse a través de un método probabilístico de análisis de desviaciones de la generación variable y de contingencias de carga N-1.</p> <p>El cálculo de las holguras se debe calcular diariamente.</p>	

Criterio de Confiabilidad	<p>Criterios:</p> <ul style="list-style-type: none"> • n-1, es decir que con la salida de una unidad se conserve la reserva necesaria • La holgura no se concentre en una sola planta
Evaluación	La deberá realizar el CND y deberá calcular indicadores de desempeño a nivel mensual que midan la calidad de la prestación del servicio, la frecuencia de fallas de la prestación del servicio, las causas de las fallas, estadísticas de la activación. Estos indicadores los debe normalizar con base en los indicadores establecidos por NERC.
Supervisión	<p>La deberá realizar el CND en tiempo real con el sistema SCADA.</p> <p>El CND definirá los indicadores de desempeño con base en los indicadores establecidos por NERC.</p>
Remuneración	Servicio remunerado mediante un esquema de mercado por mérito
Pruebas	Pruebas de habilitación de AGC según el Acuerdo CNO 1428 o el que lo modifique o sustituya.
Medición	SCADA

10 ANÁLISIS AUTORIZACIONES Y EL SERVICIO DE REGULACIÓN TERCIARIA

Las autorizaciones son el mecanismo que actualmente utiliza el CND para garantizar el balance oferta demanda en los intervalos de tiempo entre un redespacho y otro para garantizar el balance oferta demanda. Este mecanismo es realmente una regulación terciaria de frecuencia (RTF) así la regulación no la denomine de esta manera.

10.1 Introducción

La regulación terciaria de frecuencia no es un control automático como la regulación secundaria, y se activa a través del requerimiento en tiempo real por el operador del sistema una vez se ha agotado el margen de reserva del control secundario de frecuencia.

El servicio RTF, puede ser un servicio prestado por cualquier generador o activo del sistema que cumpla unos requerimientos mínimos que dependerán de su rampa de subida y bajada, su tiempo de respuesta y disponibilidad.

El servicio de regulación terciaria actualmente no funciona como un mercado y es activado mediante el mecanismo de autorizaciones de acuerdo con el orden de mérito con los precios ofertados por energía y si es requerido en la operación es remunerado de acuerdo con las reglas de liquidación de la Bolsa de Energía.

10.2 Regulación Vigente

El numeral 5.2 del Código de operación establece lo siguiente:

“Cuando se presenta un desbalance entre la carga y la generación del sistema, el AGC corregirá la desviación de frecuencia dentro de su margen de regulación.

Posteriormente, el CND determinará si hay unidades o plantas que presentan desviaciones del programa. Si es así y estas pueden volver al programa, el CND solicitará a las unidades o plantas ajustarse al mismo. Si con estas acciones el margen de regulación no se restablece, el CND solicitará variación en la generación de unidades o plantas para que asuman la desviación, teniendo en cuenta los precios ofertados a la Bolsa de Energía de las plantas despachadas en el proceso de optimización, iniciando con la de menor precio, si existe disponibilidad en estas plantas, la disponibilidad adicional se seleccionará de acuerdo con el precio ofertado a la Bolsa de Energía, iniciando con la de menor precio no despachada. La instrucción dada por el CND a los generadores contiene explícitamente la hora a partir de la cual se debe modificar la generación, la nueva generación en MW y la causa por la cual se modifica el programa de generación. La unidad o planta se señala como reguladora”.

Como se mencionó anteriormente, el procedimiento que se realiza para mantener el balance entre la carga y la generación del sistema considerado en la regulación puede asimilarse a la prestación del servicio de regulación terciaria de frecuencia. Actualmente las plantas que participan lo están haciendo, considerando su precio de oferta en la bolsa de energía.

10.3 Diagnóstico

La RTF no se encuentra definida en la regulación vigente, pero es entendida como la acción operativa que realiza el CND para atender los requerimientos operativos para mantener el balance oferta demanda y los intercambios en los valores programados y es identificada con el nombre de Autorización.

Actualmente se consideran en el SIN los siguientes requisitos técnicos y características:

Tabla 25 Requisitos técnicos y operativos actuales de la RTF (Autorizaciones)

Requisitos y características actuales RTF	
Prestación del Servicio	Autorizaciones
	Obligatorio para los recursos despachados centralmente declarar en el Despacho Diario disponibilidad en MW
Características Técnicas	Los declarados por los recursos de generación
Rampas Operativas	Declaradas por los agentes en las características técnicas
Remuneración	Se liquidan de acuerdo a las reglas vigentes del mercado

Con la información recibida de XM sobre las desviaciones totales de los programas de generación o consumo, se encuentra lo siguiente:

- En promedio en los últimos tres años, se tienen desviaciones de generación que requieren autorizaciones hacia arriba de un promedio de 244 MW y hacia abajo de 147 MW.
- La mayor desviación de los programas de generación o consumo hacia arriba es de 1185 MW (P17).
- La mayor desviación de los programas de generación o consumo hacia abajo es de 985 MW (P21).

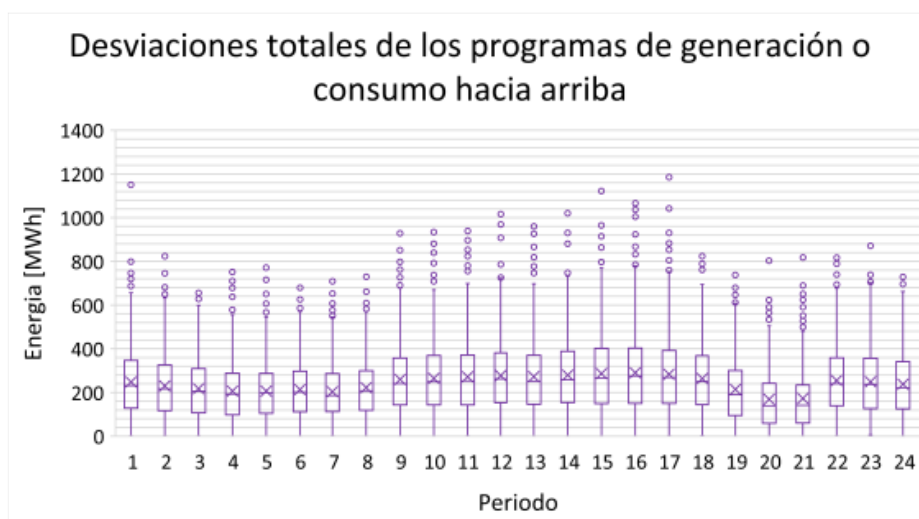


Figura 36 Desviación de los programas de generación o consumo para los años 2019 y 2022 que requieren autorización de desviación del programa de generación hacia arriba (Fuente XM)



Figura 37 Desviación de los programas de generación o consumo para los años 2019 y 2022 que requieren autorización de desviación del programa de generación hacia abajo (Fuente XM)

A continuación, se presenta el diagnóstico realizado por XM sobre los requerimientos operativos de regulación de los años 2020-2021 [51]:

Análisis de requerimientos operativos de regulación

Los requerimientos de regulación XM los caracteriza estadísticamente utilizando información histórica de contadores con granularidad horaria, la Figura 38 desglosa para los periodos de punta (P18-P21) cómo se distribuyen los requerimientos operativos de regulación:

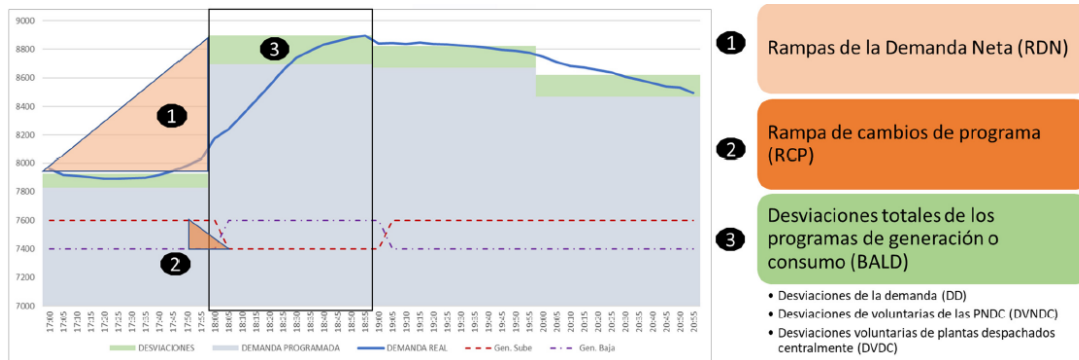
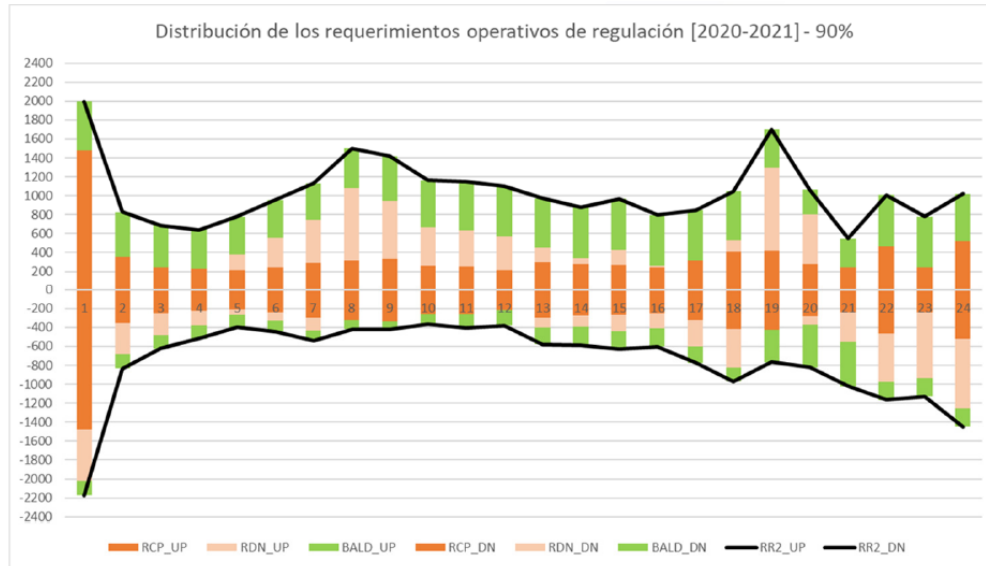


Figura 38 Esquema explicativo de los requerimientos operativos de regulación (Fuente XM)

En la Figura 39 se presenta para cada uno de los 24 períodos, la distribución que tuvo los requerimientos operativos de regulación para los años 2020-2021, donde se puede apreciar que los requerimientos de balance por desviaciones (desviaciones totales al programa de generación o consumo) presentan un comportamiento estable durante el día (BALD_UP y BALD_DN)



***BALD: Desviaciones totales de los programas de generación o consumo
 RCP_UP: Rampa de cambios de programa a subir
 RCP_DN: Rampa de cambios de programa a bajar
 RDN: Rampas de la Demanda Neta
 RR2: Reserva de Regulación Secundaria

Figura 39 Distribución de los requerimientos operativos de regulación (Fuente XM)

Puede observarse que el P01 es el que presenta mayor requerimiento de regulación (500 MW en promedio), esto se debe principalmente a los cambios de programa (Rampa de cambios de programa -RCP).

Los períodos 08 y 19 presentan requerimientos de regulación a subir, producto de las rampas de demanda positiva.

Los P22 al P24 presentan requerimientos de regulación a bajar, derivados de rampas de demanda negativa.

10.3.1 Estadísticas de las autorizaciones

De Información del CND, se obtiene que se consideran las siguientes causas para asociar las autorizaciones de los recursos de generación:

- Razones de seguridad diferentes de salidas STR y SDL,
- Planta aislada eléctricamente del SIN,
- Autorización por disponibilidad,
- Razones de seguridad por salidas forzadas STR y SDL y
- Margen de regulación de frecuencia

“Las autorizaciones dadas para mantener el balance Carga-Generación en el sistema y recuperar el margen de regulación, el CND las asocia bajo la causa MARGEN DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA.

Las autorizaciones que el CND asocia bajo la causa RAZONES DE SEGURIDAD DIFERENTES DE SALIDAS STR Y SDL (Restricciones Eléctricas y/o soporte de voltaje del STN) comprenden las que se imparten para dar cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad de voltaje, es decir, la sincronización de las plantas al sistema que sin estar programadas desde el escenario de Despacho/Redespacho se requieren para el soporte y estabilidad de tensión

Todas las autorizaciones impartidas bajo las causas RAZONES DE SEGURIDAD DIFERENTES DE SALIDAS STR Y SDL, PLANTA AISLADA ELÉCTRICAMENTE DEL SIN, AUTORIZACIÓN POR DISPONIBILIDAD Y RAZONES DE SEGURIDAD POR SALIDAS FORZADAS STR Y SDL, están asociadas a mantener el estado normal de operación.

De información del CND, en la Figura 40 se presentan las autorizaciones impartidas por el CND desde el 01/01/2019 al 30/09/2022, donde se puede observar que el 67% de las autorizaciones son requeridas para atender la necesidad de mantener el balance Carga – Generación y recuperar los márgenes de regulación en el SIN, mientras que el restante 33% se puede asociar a aquellas autorizaciones que se dan para mantener el estado Normal de operación:

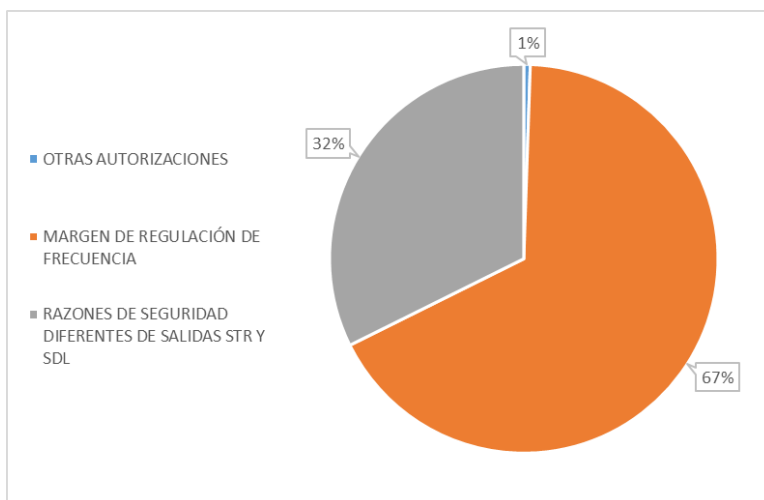


Figura 40 Autorizaciones por diferentes causas impartidas por el CND (Fuente XM)

En la Figura 41, se presenta el histograma del conjunto de autorizaciones, mostrando para cada intervalo de número de autorizaciones diarios el acumulado de días que presentaron este comportamiento:

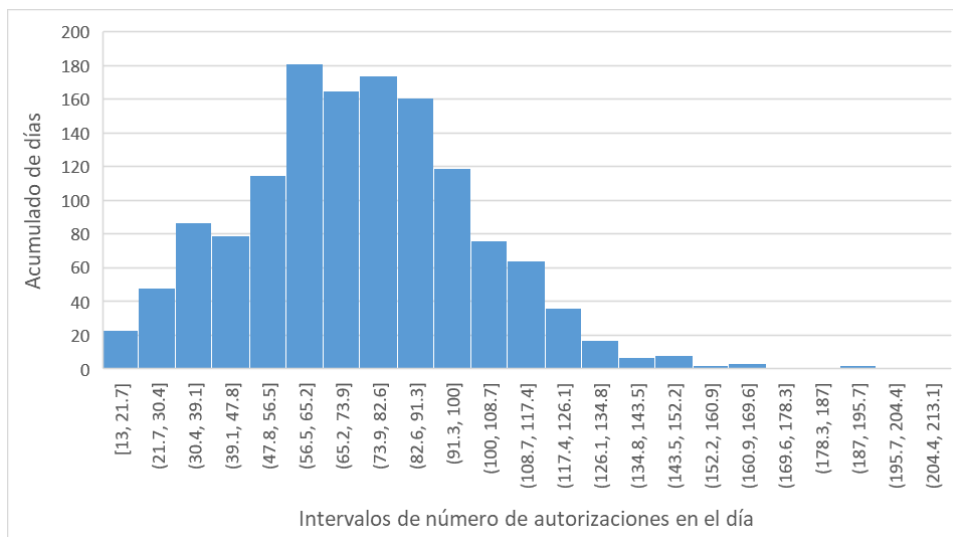


Figura 41 Histograma del total de las autorizaciones recopiladas (Fuente XM)

En la Figura 42, se muestra el promedio de autorizaciones dadas para el periodo entre el 01/01/2019 y el 30/09/2022 para cada uno de los 24 periodos operativos, en la cual se observa que el periodo en el que menos autorizaciones se presentan es el P05; mientras que el P24 es el que más autorizaciones requiere, debido al desacople de las ofertas entre los días operativo:

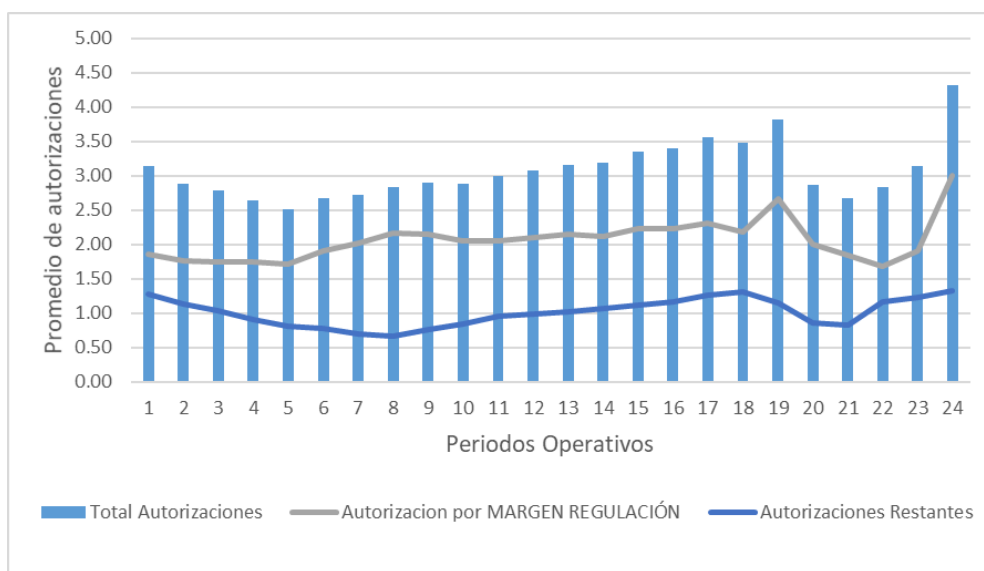


Figura 42 Promedio de autorizaciones dadas para cada uno de los periodos operativos (Fuente XM)

10.4 Conclusiones

La regulación terciaria hoy se hace mediante las autorizaciones y puede variar en valores muy amplios entre un período y otro. Con la implementación del mecanismo de asignación y activación de reservas del Proyecto de Resolución CREG 143 de 2021, se espera se disminuyan las variaciones en cada período, pero aparece una gran incertidumbre dada la duración tan larga de las sesiones y el número tan pequeño de ellas (Solamente tres sesiones). Lo anterior puede conducir a necesidades muy grandes de reservas terciarias con el riesgo de que su estimación sea sub o sobrevalorada. En caso de ser subvalorada no existe un mecanismo que permita al CND hacer el ajuste para garantizar el balance oferta demanda y si es sobrevalorada se produce una gran ineficiencia.

10.5 Propuestas para el servicio de RTF

Con base en el análisis regulatorio y el diagnóstico, se define una propuesta para el servicio de Regulación Terciaria de Frecuencia (RTF) que considera los siguientes aspectos:

- a) Para decidir la activación de la regulación terciaria se propone implementar despachos horarios y de tiempo real con períodos de resolución inicialmente de 15 minutos que sólo optimicen los faltantes o excedentes debido a indisponibilidades totales de generación o variaciones en los programas de las importaciones o exportaciones o contingencias en la red de transporte.
 - Los despachos horarios tienen como objetivo determinar los ajustes a nivel horario que ocurran durante cada sesión, los despachos factibles vinculantes de las sesiones intradiarias, que sean necesarios para garantizar la seguridad del sistema por la ocurrencia de indisponibilidades de generación, variaciones de carga o de generación de las plantas variables, indisponibilidades de la red de transporte que sean necesarias para garantizar el balance oferta-demanda y la restitución de la regulación secundaria asignada en las sesiones intradiarias.
 - Los despachos de 15 minutos tienen como objetivo determinar los ajustes que ocurran a nivel horario, que sean necesarios para garantizar la seguridad del sistema por la ocurrencia

de indisponibilidades de generación, variaciones de carga o de generación de las plantas variables, indisponibilidades de la red de transporte que sean necesarias para garantizar el balance oferta-demanda y la restitución de la regulación secundaria asignada en las sesiones intradiarias.

- b) Con el fin de optimizar la asignación de la regulación terciaria se considera conveniente dividirla en dos:
- **La reserva rodante** que se puede inicialmente calcular con el valor promedio de las autorizaciones y una vez se implemente dicha reserva el CND la puede ir calculando con las estadísticas de activación que vaya teniendo en la operación real. Se considera que una vez se tengan estadísticas de por lo menos seis meses se pueden utilizar promedios móviles de dicha activación. Es importante que sea obligatorio la prestación de este servicio de regulación con la disponibilidad que no haya sido utilizada para el despacho de energía para los recursos que cumplan con los tiempos de respuesta y sean asignados en el despacho factible vinculante o en las sesiones intradiarias. La oferta debe ser la misma que para energía tanto para el despacho factible vinculante como para las sesiones intradiarias. Su asignación será resultado de la cooptimización. La activación se hará en los despachos horarios y de tiempo real que se realicen. La remuneración debe ser solo por la activación de acuerdo con las reglas de liquidación que estén vigentes para energía.
 - **La reserva fuera de línea** será aquella que no sea asignada para energía ni para reserva rodante. Es importante que sea obligatorio ofertar disponibilidad de reserva terciaria y oferta de precios de energía y arranque y parada para la prestación de este servicio de regulación. La asignación será el resultado del modelo de optimización del despacho factible vinculante.

Tabla 26 Propuestas para el servicio de RTF

Propuesta para el servicio de RTF			
Parámetros técnicos para prestar el servicio	Los declarados por los recursos de generación		
	Reserva Rodante	Tiempo de respuesta muy rápido	< 5 minutos
	Reserva Fuera de Línea	Tiempo de respuesta	< 30 minutos
	Tiempo de sostenimiento	Mayor a 30 minutos	
Obligatoriedad	Obligatorio la presentación de ofertas de disponibilidad de reserva terciaria y oferta de precios de energía y arranque y parada para todos los recursos despachados centralmente. En caso de no poder prestar el servicio, deberá declarar disponibilidad 0 MW.		
Reserva	Reserva Rodante	Inicialmente será el valor promedio de las autorizaciones de los últimos seis meses (transitorio).	

		El CND calculará dicha reserva con las estadísticas de activación de los promedios móviles de los últimos seis meses.
	Reserva Fuera de Línea	<p>Inicialmente será el máximo valor de las autorizaciones de los últimos seis meses (transitorio).</p> <p>El CND calculará dicha reserva con las estadísticas de activación del valor máximo móviles de los últimos seis meses.</p>
Activación	<p>Despachos horarios y de tiempo real con períodos de resolución inicialmente de 15 minutos que sólo optimicen los faltantes o excedentes debido a indisponibilidades totales de generación o variaciones en los programas de las importaciones o exportaciones o contingencias en la red de transporte.</p> <p>Para tiempos menores a 15 minutos, el CND hará las autorizaciones necesarias.</p>	
Evaluación	La realiza el CND	
Remuneración	<p>Definida por la regulación que esté vigente.</p> <p>Para los recursos asignados como reserva rodante, se les pagará la disponibilidad como el marginal resultante del modelo de optimización del despacho factible vinculante y la activación al precio marginal de energía de la sesión intradiaria y además se le reconocerán los costos de arranque y parada.</p> <p>Para los recursos que estén fuera de línea, la disponibilidad se pagará como el marginal resultante del modelo de optimización del despacho factible vinculante y la activación al precio marginal de energía de la sesión intradiaria y además se le reconocerán los costos de arranque y parada.</p>	

11 ANÁLISIS SERVICIO DE CONTROL DE VOLTAJE

11.1 Regulación Vigente

11.1.1 Definiciones

El numeral 5.7 del Código de Operación modificado por la Resolución CREG 060 de 2019[7] establece lo siguiente:

“5.7 CONTROL DE VOLTAJE

- *Los voltajes objetivo en los nodos de generación se determinarán según los resultados de las metodologías del Planeamiento Operativo Eléctrico.*
- *Los movimientos de taps en los transformadores con cambio bajo carga, se hacen según los resultados del Planeamiento Operativo Eléctrico de Corto y muy Corto Plazo.*
- *La disminución de voltaje se hace siguiendo las instrucciones del CND o del CRD, según el siguiente orden de prioridades:*
 1. *Ajuste de voltajes objetivo de generadores.*

2. Cambio de posición de los taps de transformadores.
 3. Desconexión de condensadores.
 4. Conexión de reactores.
 5. Desconexión de líneas de transmisión o distribución en horas de baja carga.
- El aumento de voltaje se hace siguiendo las instrucciones del CND o del CRD, según el siguiente orden de prioridades:
 1. Conexión de líneas de transmisión o distribución.
 2. Desconexión de reactores.
 3. Conexión de condensadores.
 4. Cambio de posición de los taps de transformadores.
 5. Ajuste de voltajes objetivo de generadores.”

11.1.2 Obligatoriedad

El numeral 5.7 del Código de Operación modificado por la Resolución CREG 060 de 2019[7] y adicionado por la Resolución CREG 229 de 2021[52], establece lo siguiente:

- Todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva según la curva de capacidad declarada.
- La generación o absorción de potencia reactiva de las centrales se establece en los análisis eléctricos de estado estacionario para las diferentes condiciones de demanda.

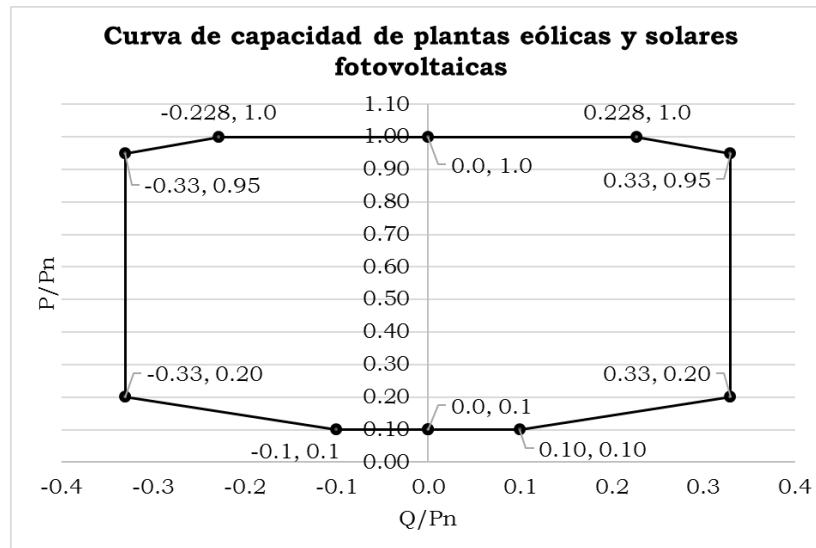
11.1.2.1 Plantas eólicas y solares conectadas al STN ó al STR

El numeral 5.7 del Código de Operación modificado por la Resolución CREG 060 de 2019[7] y adicionado por la Resolución CREG 229 de 2021[52], establece lo siguiente:

- Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al STN y STR, deberán cumplir lo siguiente:
 - a. Tener la capacidad de controlar la tensión en forma continua en el rango operativo normal del punto de conexión, por medio de la entrega o absorción de potencia reactiva de acuerdo con su curva de carga declarada y según las consignas de operación definidas por el CND, para esto, se deberán cumplir los siguientes requisitos:
 - El regulador de tensión deberá contar con los siguientes modos de control: tensión, potencia reactiva y factor de potencia.
 - El regulador de tensión deberá disponer de un estatismo configurable.
 - El control de potencia reactiva/tensión, debe ajustarse de tal manera que sea estable y que, ante cualquier cambio en lazo abierto tipo escalón en la consigna de tensión, potencia reactiva o factor de potencia, la potencia reactiva de la planta tenga un tiempo de respuesta inicial menor a 2 segundos y un tiempo de establecimiento menor a 10 segundos.

El control debe tener la capacidad de recibir al menos una consigna de potencia reactiva, de tensión o factor de potencia de forma local o remota.

- b. Para tensiones dentro del rango normal de operación en el punto de conexión, deberá operar dentro de los límites establecidos por la curva de capacidad de plantas eólicas y solares fotovoltaicas que se muestra a continuación.



Donde:

P y Q son la potencia activa y reactiva y P_n es la potencia activa nominal.

Cuando una planta de generación eólica y solar fotovoltaica, conectada al STN y STR, esté operando en valores de potencia inferiores al 10% de la potencia activa nominal no habrá exigencia de entrega o absorción de potencia reactiva para control de tensión. Sin embargo, en esa condición la planta no debe exceder el 5% en aporte o absorción de potencia reactiva respecto a la capacidad de potencia activa nominal de la planta (5 % Q/P_n).

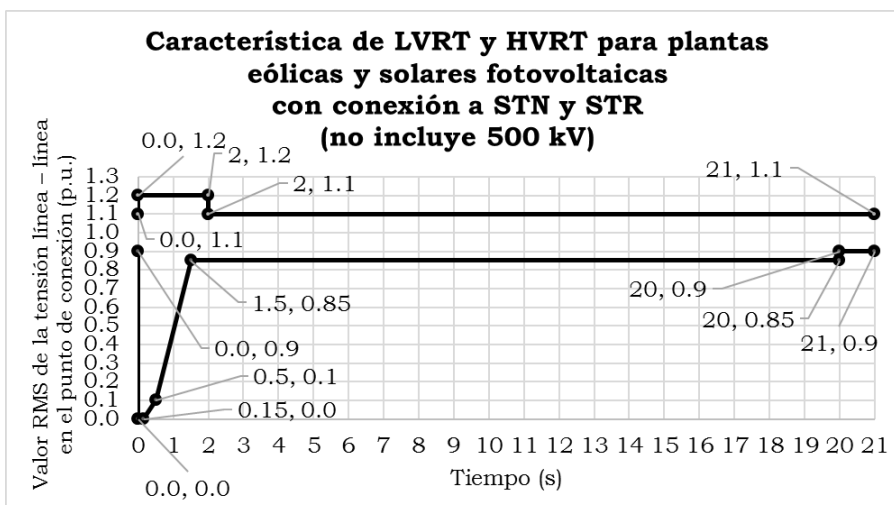
Antes de la entrada en operación comercial, se realizarán pruebas para verificar las curvas de capacidad y, posterior a la entrada en operación, el CND realizará seguimiento posoperativo para verificar que se conserve su cumplimiento.

Para la aplicación de la curva P - Q anterior el CNO, con apoyo del CND, deberá determinar mediante simulaciones de la operación del sistema una curva de potencia reactiva en función de la tensión (Q - V) o equivalente en el punto de conexión, que conjuntamente con la curva P - Q permitan determinar los requisitos que deben cumplir las plantas en el punto de conexión. Lo anterior debe expedirse mediante Acuerdo del CNO.

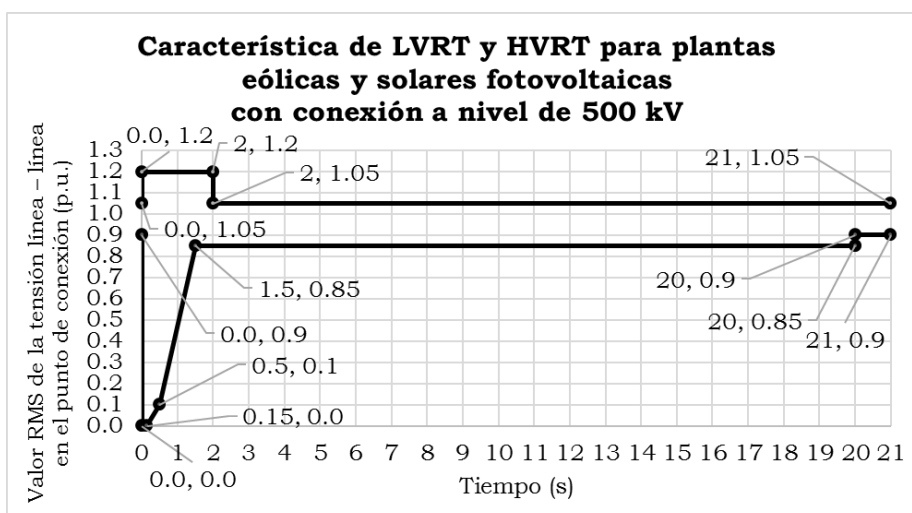
Adoptar la Curva Q - V o su equivalente será opcional; en todo caso, de no optar por la curva Q - V o su equivalente, la planta deberá cumplir las disposiciones respecto a la curva P - Q en el punto de conexión. En caso de adoptarse la curva Q - V o su equivalente, la curva P - Q en el punto de conexión debe entenderse como una curva ajustada en función de los requisitos operativos de potencia reactiva y tensión resultantes de aplicar la curva Q - V o su equivalente.

- c. Cuando se presenten fallas simétricas o asimétricas deben poder operar dentro de los límites establecidos por las curvas de comportamiento de depresiones de tensión (LVRT) y sobretensiones (HVRT) para plantas eólicas y solares fotovoltaicas.

La Característica de depresiones de tensión y sobretensiones para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR, que no incluye red de 500 kV, es la que se muestra a continuación:



La Característica de depresiones de tensión y sobretensiones para fuentes no síncronas conectadas a la red en el nivel de tensión de 500 kV es la que se muestra a continuación:



Adicional a lo anterior, estas plantas deben ser capaces de superar depresiones de tensión sucesivas así:

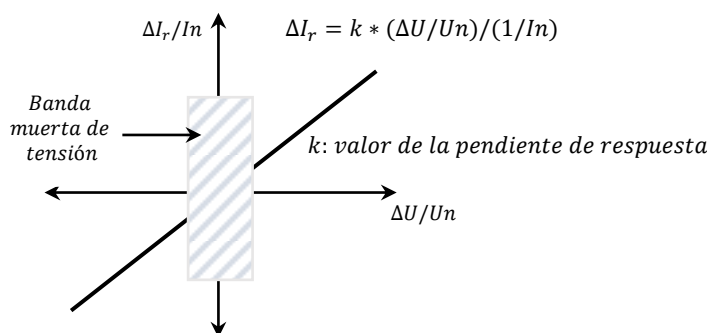
- Para plantas eólicas, si la energía disipada durante las depresiones de tensión es menor a la capacidad nominal del recurso de generación durante 2 segundos, contabilizada en una ventana móvil de 30 minutos.
- Para plantas solares fotovoltaicas, deben soportar depresiones sucesivas separadas por 30 segundos entre depresión y depresión.

La depresión de tensión se considera superada cuando la tensión de línea–línea es mayor a 0.85 p.u. Una vez superada la depresión de tensión, la fuente de generación debe recuperar el 90% de la potencia activa que estaba suministrando antes de la depresión en un tiempo no superior a 1 segundo.

El CND realizará seguimiento del cumplimiento de este requisito ante eventos en el SIN.

- Deben priorizar la inyección de corriente reactiva de forma que alcance un 90% del delta de cambio esperado en menos de 50 ms, con una tolerancia del 20%, ante desviaciones de tensión que excedan los límites operativos de la tensión nominal en la planta de generación. Los 50 ms consideran el tiempo necesario para detectar la falla.

El valor del delta de cambio de inyección de corriente reactiva (ΔI_r), en el punto de conexión, se calcula de acuerdo con la siguiente figura:



Para la figura anterior, se deben tener en cuenta los siguientes criterios:

- ΔI_r es el valor de la siguiente relación:

$$\Delta I_r = \frac{k * (\Delta U / U_n)}{(1 / I_n)}$$

Donde:

ΔI_r es la variación de corriente reactiva respecto al valor de corriente reactiva que tenía antes del evento

I_n es la corriente nominal

ΔU es la variación de tensión respecto al valor de tensión que tenía antes del evento

U_n es la tensión nominal

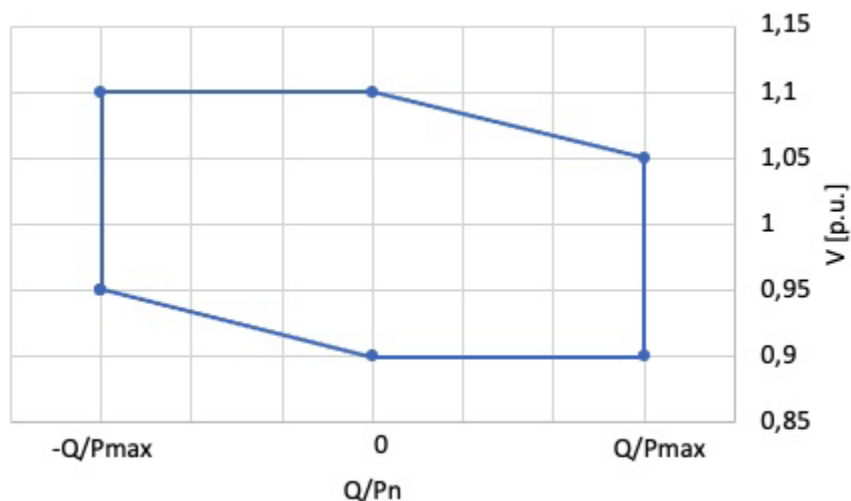
k valor de la pendiente de respuesta. Debe ser ajustable con valores entre 0 y 10

- *El aporte de potencia reactiva adicional se limitará al 100% de la corriente nominal del generador.*
- *El CND determinará el valor de k a ser usado en el punto de conexión, después de realizar los estudios eléctricos con el modelo suministrado por cada planta de generación. Cada planta de generación solar fotovoltaica y eólica debe determinar el valor de k a utilizar en cada inversor para cumplir con el valor de k definido por el CND en el punto de conexión, para lo cual se debe tener en cuenta una k parametrizable entre 0 y 10 en cada inversor y el valor máximo declarado para el generador.*
- *La banda muerta de tensión corresponde al rango de tensión de operación normal en el punto de conexión definido en el numeral 5.1 del Código de Operación y en el cual no operará el control de respuesta rápida de corriente reactiva definido en este literal.*
- *El aporte de potencia reactiva adicional se debe mantener siempre que la tensión esté por fuera del rango normal de operación.*
- *Se debe mantener un aporte de potencia reactiva por 500 ms después de que la tensión entre a la banda muerta de tensión manteniendo un aporte adicional proporcional a la desviación de la tensión con respecto al valor de referencia (1 p.u.).*

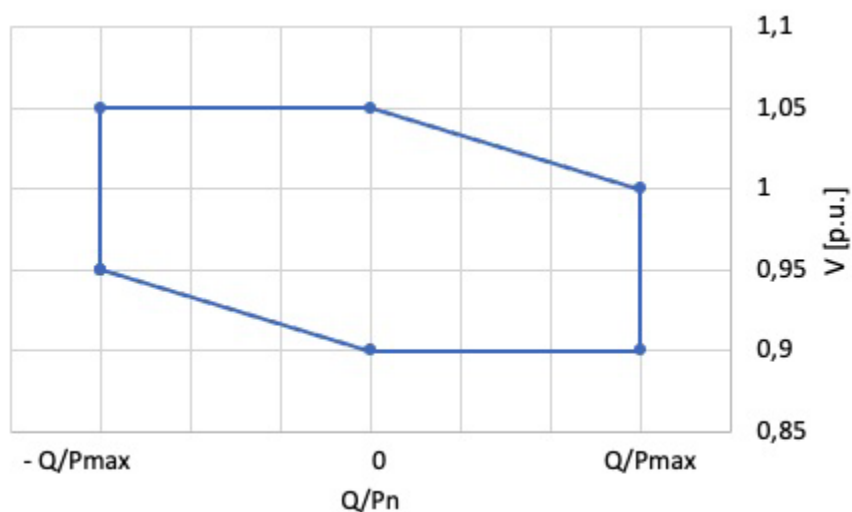
Ante eventos simultáneos de frecuencia y tensión, el CND deberá evaluar según el estado del sistema que prioridad da a la corrección de las variables de balance de frecuencia o tensión"

Mediante el Acuerdo CNO 1546 de 2022[53] se aprueban las curvas de potencia reactiva en función de la tensión (Q-V) que ajustan la curva PQ establecida en la Resolución CREG 060 de 2019[7] en el punto de conexión de las plantas solares y eólicas que se conecten al STN y al STR así:

- Para plantas conectadas al STR y al STN con tensiones inferiores o iguales a 230 kV:



- Para plantas conectadas a nivel de 500 kV:



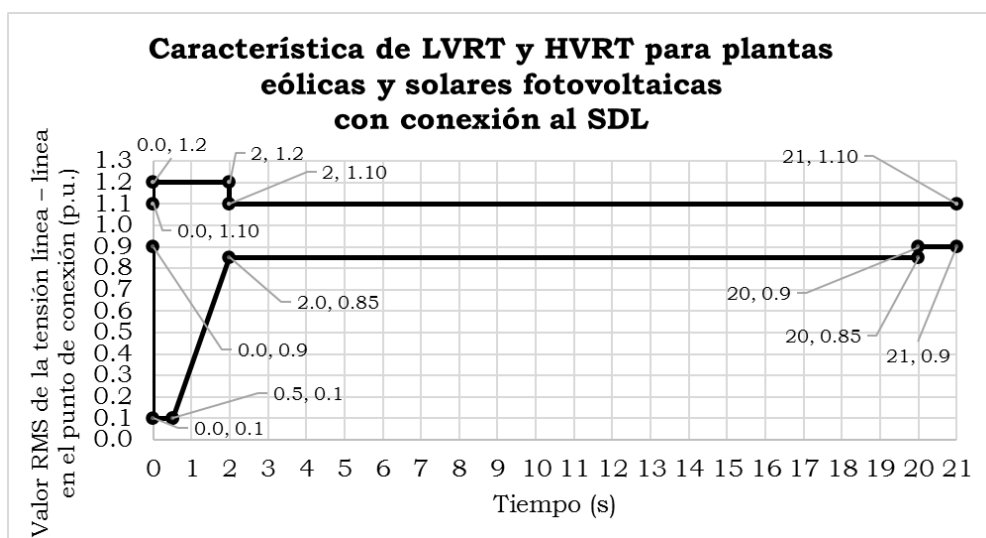
11.1.2.2 Generadores y autogeneradores a gran escala eólicos y solares fotovoltaicos conectados al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW.

La Resolución CREG 148 de 2021[8] aplicable a los generadores y autogeneradores a gran escala que funcionan a partir de tecnología solar fotovoltaica o eólica y que están conectados al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW, establece que estas plantas deben poder aportar al control de la tensión de la red donde se conectan, en el rango operativo normal de su punto de conexión y según las consignas de operación definidas por el Centro de Control del operador de red. Así mismo esta resolución indicó al CNO la expedición de un acuerdo relacionado con el control de tensión el cual debe tener en cuenta los criterios definidos por la CREG. Dicho acuerdo es el siguiente:

- Acuerdo 1531 por el cual se aprueban los requisitos técnicos para el control de tensión para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW: en este acuerdo se definen las condiciones para que estas plantas participen en el control de tensión por medio de la entrega y absorción de potencia reactiva.

En la misma resolución se establece la característica de depresiones de tensión y sobretensiones indicando que:

“Cuando se presenten fallas simétricas o asimétricas, las plantas objeto de este capítulo deben poder operar dentro de los límites establecidos por las curvas de comportamiento de depresiones de tensión (LVRT, por sus siglas en ingles) y sobretensiones (HVRT, por sus siglas en ingles) que se muestran a continuación



Adicional a lo anterior, estas plantas deben ser capaces de superar depresiones de tensión sucesivas así:

- Para plantas eólicas, si la energía disipada durante las depresiones de tensión es menor a la capacidad nominal del recurso de generación durante 2 segundos, contabilizada en una ventana móvil de 30 minutos. Estos rangos de tiempo deben ser reevaluados mediante Acuerdo CNO debidamente justificado con documentación técnica.
- Para plantas SFV, deben soportar depresiones sucesivas separadas por 30 segundos entre depresión y depresión. Este rango de tiempo podrá ser reevaluado mediante Acuerdo CNO debidamente justificado con documentación técnica.

La depresión de tensión se considera superada cuando la tensión de línea-línea es mayor a 0.85 p.u. Una vez superada la depresión de tensión, la fuente de generación debe recuperar el 90% de la potencia activa que estaba suministrando antes de la depresión en un tiempo no superior a 1 segundo. Este último comportamiento, podrá ser reevaluado mediante Acuerdo CNO debidamente justificado con documentación técnica “. El CNO emitió los siguientes acuerdos:

- Acuerdo 1528 Por el cual se aprueba el procedimiento de revisión de los requisitos para soportar depresiones sucesivas de tensión en las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW. Este acuerdo establece lo siguiente:
 - El CND, el Comité de Distribución y el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica verificarán al menos una vez en el año, la necesidad de actualizar los requerimientos relacionados con la capacidad para soportar depresiones sucesivas de tensión y con la recuperación de la potencia activa tras una depresión de tensión de las plantas objeto de este Acuerdo y definidos el numeral 11.2.4 del Anexo de la Resolución CREG 148 de 2021. Cualquier necesidad de cambio que sea identificada en los requerimientos vigentes, se deberá justificar por medio de estudios técnicos detallados que muestren la necesidad de dichos cambios para la operación segura y confiable del SIN.
 - La actualización de los requerimientos se aprobará mediante Acuerdo del CNO.
- Acuerdo 1529 Por el cual se establecen los requerimientos para la obtención y validación de los parámetros de las unidades y plantas de generación y los modelos del sistema de control asociados a las unidades y plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW y se definen las pautas para las pruebas y reajustes de los controles asociados. Este acuerdo establece lo siguiente:
 - Todas las plantas nuevas y existentes deben entregar al CND el modelo y los parámetros validados para la planta de generación y controles de generación asociados. El CND revisa y valida la información reportada e informa al agente.
 - Cuando se disponga de un sistema de almacenamiento de energía eléctrica con baterías (SAEB) que opere conjuntamente con una unidad o planta de generación eólica y solar fotovoltaica, se deberá incluir el modelo correspondiente del SAEB, considerando la característica de operación y la validación de este modelo en las condiciones que el mismo opere (control de frecuencia o control de tensión, etc), validando que en los demás casos no opera y utilizando las pruebas e indicadores que correspondan según su función operativa.
 - Tanto los modelos como los parámetros se deben actualizar por modernizaciones, por cambios en los parámetros, cuando se detecten diferencias en la respuesta de las plantas y los modelos entregados
 - Los agentes generadores deberán verificar y garantizar las condiciones de estabilidad de los controles de las plantas de generación y los modelos validados correspondientes, en modo normal de operación con la planta de generación sincronizada a la red, evaluando la estabilidad de los controles y los modelos correspondientes en condiciones de mínimo técnico, un valor intermedio y al menos al 80% de la potencia nominal de la planta de generación.

- Acuerdo 1533 Por el cual se aprueban los requisitos técnicos para el aporte de corriente reactiva durante condiciones anormales de voltaje en plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW

11.1.2.3 Generadores y autogeneradores a gran escala eólicos y solares fotovoltaicos conectados al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW.

Mediante la Resolución CREG 101-11 de 2022 se adicionó el capítulo 12 al Anexo General del Reglamento de Distribución. En el numeral 12.2.2. se establece que los generadores que funcionan a partir de tecnología solar fotovoltaica o eólica y que están conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW deben poder aportar al control de la tensión en el rango operativo normal de su punto de conexión, y garantizando un rango operativo mínimo y máximo de factor de potencia. Así mismo esta resolución indicó que: *“el CNO debe identificar el rango operativo mínimo y máximo de factor de potencia y evaluar las características del control de tensión más adecuado conforme el nivel de tensión 1, 2 o 3, y tener en cuenta los siguientes lineamientos mínimos:*

- a) Los parámetros del control de tensión deberán ser configurables.*
- b) El control de tensión deberá tener el modo de control factor de potencia.*
- c) No se deberá solicitar envío de consignas remotas para el control de tensión. No obstante, se puede acordar entre el representante del generador y operador de red.*
- d) El control de tensión deberá disponer de un estatismo (V/Q) configurable.*
- e) El control que se aplique debe ajustarse de tal manera que sea estable.*
- f) El CNO debe definir la configuración inicial del control por nivel de tensión, y deberá especificar el proceso para el cambio en la configuración del rango del factor de potencia. Para lo anterior, el CNO debe definir la forma y el tiempo de anticipación en que el Centro de Control del operador de red le informa al representante de la planta de generación del cambio requerido para operar en un nuevo rango de factor de potencia.*
- g) En el Acuerdo no se podrán solicitar curvas de operación fijas en el punto de conexión con la red, por ejemplo, de la potencia reactiva en función de la tensión u otras.*

El CNO deberá definir mediante Acuerdo los requisitos anteriores para los generadores objeto de este capítulo, y diferenciados por nivel de tensión.”

El Acuerdo CNO 1605 define los requisitos técnicos para el control de tensión para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW. Este acuerdo establece que cuando la tensión en el Punto de Conexión de las plantas de generación objeto del Acuerdo esté dentro del rango operativo normal, estas plantas deben participar en el control de la tensión por medio de la entrega y absorción de potencia reactiva. Así mismo establece las siguientes condiciones

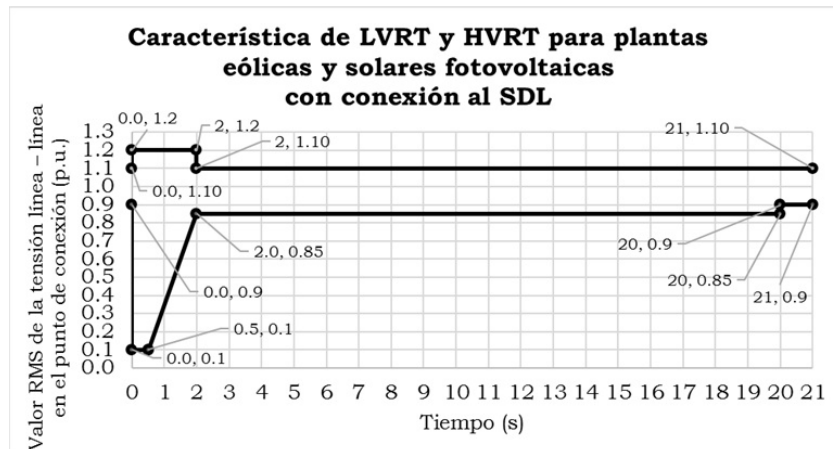
- La capacidad de intercambio (entrega y absorción) de potencia reactiva con el SDL para las plantas conectadas en los niveles de tensión 2 y 3
- El control del aporte de potencia reactiva para plantas conectadas en los niveles de tensión 2 y 3

- El aporte y control de potencia reactiva para plantas conectadas en el nivel de tensión 1
- El aporte y control de potencia reactiva para plantas de autogeneración

En la misma resolución en el numeral 12.2.3. se establece la característica de depresiones de tensión y sobretensiones indicando que: *“Cuando se presenten fallas simétricas o asimétricas, los generadores objeto de este capítulo deben poder operar dentro de los límites establecidos por las curvas de comportamiento de depresiones de tensión (LVRT, por sus siglas en ingles) y sobretensiones (HVRT, por sus siglas en ingles) que serán definidas mediante Acuerdo del CNO Las curvas deben ser definidas por nivel de tensión y mediante análisis del sistema.”*

El Acuerdo CNO 1603 define los límites de las curvas de comportamiento de depresiones de tensión (LVRT) y sobretensiones (HVRT) para plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW no despachadas centralmente. Dicho acuerdo establece lo siguiente:

- *“Cuando se presenten fallas simétricas o asimétricas, las plantas objeto de este Acuerdo deben poder operar dentro de los límites establecidos por las curvas LVRT y HVRT que se muestran a continuación.”*



- *Una depresión de tensión se considera superada cuando la tensión de línea de menor valor es mayor a 0.85 p.u. Una vez superada la depresión de tensión, las unidades de generación deben poder recuperar al menos el 90% de la potencia activa que estaban suministrando antes de la depresión en un tiempo no superior a 1 segundo, siempre y cuando el recurso energético primario esté disponible.”*

11.1.3 Evaluación

El numeral 2 del Artículo 3 de la Resolución CREG 080 de 1999 establece que el CND es el responsable de supervisar directamente la operación de los activos que prestan el servicio de Control Automático de Voltaje en el STN, en activos de conexión al STN y a nivel de generadores despachados centralmente.

El numeral 5.7 del Código de Operación modificado por la Resolución CREG 060 de 2019[7] y adicionado por la Resolución CREG 229 de 2021[52], establece que el CND deberá realizar evaluaciones periódicas del funcionamiento de este servicio teniendo en cuenta las condiciones del SIN.

11.1.4 Pruebas

11.1.4.1 Pruebas de unidades sincrónicas despachadas centralmente

El numeral 7.4.1. de la Resolución CREG 025 de 1995[11] modificado por la Resolución CREG 135 de 2013[54] describe la metodología general para realizar las pruebas de Potencia Reactiva aplicables a las plantas despachadas centralmente. Allí se establece que estas pruebas deben realizarse cada 10 años o antes en caso de que el CND lo requiera. El Acuerdo 1586 del CNO[55] define el procedimiento para la realización de estas pruebas a las unidades sincrónicas despachadas centralmente. Este acuerdo establece lo siguiente:

- Con base en la curva de carga declarada por el agente, y las características de los limitadores, los agentes y el CND acordarán los puntos operativos en el plano P – Q del generador que serán sometidos a prueba, considerando los criterios de ajuste de los limitadores del sistema de excitación,
- Para la definición de los puntos a probar para unidades térmicas que operen con varios combustibles se debe considerar el combustible con el que la unidad de generación alcance la máxima Capacidad Efectiva Neta (CEN).
- Se entenderá que las pruebas de potencia reactiva son exitosas, si para los puntos acordados, se alcanzan los valores P, Q definidos para máxima generación de potencia reactiva a potencia activa máxima declarada en la región de sobrecitación y para tres puntos: a potencia activa máxima declarada, a potencia media y al mínimo técnico, en la región de subexcitación, siguiendo el procedimiento establecido.

11.1.4.2 Pruebas para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR

El artículo 18 de la Resolución CREG 060 de 2019[7] adiciona al Código de Operación el numeral 7.7 Pruebas para plantas solares fotovoltaicas y eólicas. En dicho numeral define que antes de declararse en operación comercial, las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al STN y STR, deben realizar y remitir los resultados de las pruebas al CND, de acuerdo con los términos y plazos establecidos mediante Acuerdo CNO Entre las pruebas exigidas se encuentran las siguientes:

- Pruebas de la curva de capacidad de que trata el literal b del numeral 5.7 del Código de Operación que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995[11].
- Pruebas de las características del control de potencia reactiva/tensión de que trata el literal a) del numeral 5.7 del Código de Operación que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995[11].
- Pruebas a las características de operación ante depresiones de tensión y sobretensiones para plantas eólicas y solares fotovoltaicas de que trata el literal c) del numeral 5.7 del Código de Operación que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995[11]. El CNO definirá mediante Acuerdo el contenido y el proceso de aceptación de certificados de laboratorio o fábrica de esta prueba. En todo caso, dichos certificados deberán estar avalados por entidades a nivel nacional o internacional, según el caso.
- Pruebas a los requerimientos de priorización en la inyección rápida de corriente reactiva de que trata el literal d del numeral 5.7 del Código de Operación que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995[11]. El CNO definirá mediante Acuerdo el contenido y el

proceso de aceptación de certificados de laboratorio o fábrica de esta prueba. En todo caso, dichos certificados deberán estar avalados por entidades a nivel nacional o internacional, según el caso.

En cumplimiento de lo anterior el CNO ha expedido los siguientes acuerdos:

- Acuerdo CNO 1223 de 2019[56]: Por el cual se aprueba el procedimiento para la verificación de las funciones de control de tensión de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR. El procedimiento especifica los pasos a seguir para verificar las funcionalidades de control de tensión de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR, con el fin de asegurar que los resultados obtenidos cumplan con los requisitos establecidos en la regulación vigente. La verificación comprende la evaluación del desempeño del control de tensión según curva de carga, la evaluación de los tiempos de respuesta, la recepción de consignas y verificación de las funciones de control que incluye: modos de control (tensión, potencia reactiva y factor de potencia), características de operación ante depresiones de tensión y sobretensiones y priorización de inyección rápida de corriente reactiva.
- Acuerdo CNO 1563 de 2022[57]: Por el cual se establece el Procedimiento para la realización de las pruebas de verificación de la curva de capacidad de las plantas de generación y autogeneradores eólicos y solares fotovoltaicas conectados al STN y STR. Para realizar la prueba, con base en la curva de capacidad declarada por el agente que debe cumplir con los requerimientos de curva de referencia definidos en la Resolución CREG 060 de 2019[7], los Agentes y el CND acordarán los puntos operativos en el plano P – Q de la planta de generación que serán sometidos a prueba. Como mínimo se deberán verificar tres (3) puntos en la zona de absorción de potencia reactiva y tres (3) puntos en la zona de entrega de potencia reactiva para las potencias correspondientes al mínimo técnico, un valor intermedio y la potencia nominal de la planta. Con base en las condiciones del Sistema y características de la curva de capacidad, pueden considerarse más de tres puntos de prueba en cada región para mejorar la precisión de la curva a declarar. Durante las pruebas en campo se debe verificar la potencia reactiva asociada al mínimo técnico, a un valor intermedio y a la máxima disponibilidad de potencia activa en el momento de la prueba tanto para la región de absorción de potencia reactiva como para la región de entrega de potencia reactiva.

Adicionalmente, mediante el Acuerdo CNO 1563 se define el procedimiento general para la realización de pruebas de verificación de la curva de capacidad de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas con punto de conexión en el STN o STR. Este acuerdo establece lo siguiente:

- CURVA DE REFERENCIA: Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR deben cumplir alguna de las siguientes alternativas de curva de capacidad:
 - Curva de capacidad definida en el punto de conexión, en el literal b del Artículo 14 de la Resolución CREG 060 del 2019 o aquella que la modifique o sustituya.
 - Curva PQ definida en el punto de conexión, en el literal b del Artículo 14 de la Resolución CREG 060 del 2019 o aquella que la modifique o sustituya, ajustada con curva QV definida en el Acuerdo CNO 1546 o aquel que lo modifique o sustituya, considerando lo establecido en el Artículo 1 de la Resolución CREG 229 del 2021.
 - Curva P-Q definida en el punto de conexión, en el literal b del Artículo 14 de la Resolución CREG 060 del 2019 o aquella que la modifique o sustituya, en los terminales de alto voltaje

del transformador elevador del generador considerando la transición establecida en el Artículo 2 de la Resolución CREG 229 del 2021.

- **DEFINICIÓN DE PUNTOS A PROBAR:** Con base en la curva de capacidad declarada por el agente que debe cumplir con los requerimientos de curva de referencia definidos, los Agentes y el CND acordarán los puntos operativos en el plano P – Q de la planta de generación que serán sometidos a prueba. Como mínimo se deberán verificar tres (3) puntos en la zona de absorción de potencia reactiva y tres (3) puntos en la zona de entrega de potencia reactiva para las potencias correspondientes al mínimo técnico, un valor intermedio y la potencia nominal de la planta. Con base en las condiciones del Sistema y características de la curva de capacidad, pueden considerarse más de tres puntos de prueba en cada región para mejorar la precisión de la curva a declarar.
- **CUMPLIMIENTO DE LA PRUEBA:** Se entenderá que las pruebas de verificación de la curva de capacidad son exitosas, si se alcanzan los puntos definidos en el numeral anterior, o mínimamente los puntos definidos por la curva de referencia en el punto donde se define el requerimiento de esta, y se sostienen los valores de potencia reactiva en cada punto de prueba en los tiempos de duración y con las tolerancias definidas. Durante las pruebas en campo se debe verificar la potencia reactiva asociada al mínimo técnico, a un valor intermedio y a la máxima disponibilidad de potencia activa en el momento de la prueba tanto para la región de absorción de potencia reactiva como para la región de entrega de potencia reactiva.

11.1.4.3 Pruebas para generadores y autogeneradores a gran escala eólicos y solares fotovoltaicos conectados al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW.

El numeral 11.3.7 de la Resolución CREG 148 de 2021[8] establece las pruebas requeridas para los generadores y autogeneradores a gran escala que funcionan a partir de tecnología solar fotovoltaica o eólica y que están conectados al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW. En dicho numeral define que antes de entrar en operación comercial, estas plantas deben realizar y remitir los resultados de las pruebas al OR, de acuerdo con los términos y plazos establecidos mediante Acuerdo CNO. Entre las pruebas exigidas se encuentran las relacionadas con el control de tensión y las pruebas a las características de operación ante depresiones de tensión y sobretensiones.

Mediante el Acuerdo CNO 1532 se aprueban las pruebas y los procedimientos requeridos para verificar las funciones de control de tensión de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con Capacidad Efectiva Neta o Potencia Máxima Declarada igual o superior a 5 MW. Esta verificación comprende la evaluación del desempeño del control de tensión según curva de carga, la evaluación de los tiempos de respuesta, la recepción de consignas y verificación de las funciones de control que incluye: modos de control (tensión, potencia reactiva y factor de potencia), características de operación ante depresiones de tensión y sobretensiones y priorización de inyección rápida de corriente reactiva. El Anexo 1 de este acuerdo define lo siguiente:

- Pruebas de verificación de funcionalidades de control:
 - Pruebas considerando consignas de tipo local: aplica para plantas que admiten consignas de tipo local en al menos una de las siguientes variables: potencia reactiva o factor de potencia o tensión. La evaluación del cumplimiento se realizará verificando que la planta alcance los

valores de consigna definidos por el Centro de Control del OR. La consigna deberá ser tal que el cambio esperado en la tensión no exceda el $\pm 2\%$ del valor inicial, en la potencia reactiva no exceda el $\pm 10\%$ del valor inicial y en el factor de potencia no exceda el $\pm 2\%$ del valor inicial.

- Pruebas considerando consignas de tipo remoto: aplica para plantas que admiten consignas de tipo remoto en al menos una de las siguientes variables: potencia reactiva o factor de potencia o tensión. La evaluación del cumplimiento del requisito de cambio de consignas de forma remota se realizará verificando que la planta alcance los valores de consigna definidos por el Centro de Control del OR. La consigna deberá ser tal que el cambio esperado en la tensión no exceda el $\pm 2\%$ del valor inicial, en la potencia reactiva no exceda el $\pm 10\%$ del valor inicial y en el factor de potencia no exceda el $\pm 2\%$ del valor inicial.
- Pruebas de verificación de modos de control de tensión: se verifica el cumplimiento de los requerimientos de los modos de control de tensión, potencia reactiva y factor de potencia. Se deben realizar pruebas tipo escalón a la potencia mínima y a la potencia máxima.
- Verificación del comportamiento ante depresiones de tensión (LVRT) y sobretensiones (HVRT): esta verificación se realiza a través de un certificado de laboratorio o de fábrica.
- Priorización de inyección de corriente reactiva: esta verificación se realiza a través de un certificado de laboratorio o de fábrica.

11.1.4.4 Pruebas para generadores y autogeneradores a gran escala eólicos y solares fotovoltaicos conectados al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW.

El numeral 12.3.5 del capítulo 12 al Anexo General del Reglamento de Distribución adicionado por la Resolución CREG 101-11 de 2022 establece que los generadores que funcionan a partir de tecnología solar fotovoltaica o eólica y que están conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW antes de entrar en operación estas plantas deben realizar y remitir los resultados de las pruebas al OR, de acuerdo con los términos y plazos establecidos mediante Acuerdo CNO. Entre las pruebas exigidas se encuentran las relacionadas pruebas de control de tensión y pruebas a las características de operación ante depresiones de tensión y sobretensiones.

El CNO mediante el Acuerdo 1604 aprobó las pruebas y procedimientos requeridos para verificar las funciones de control de tensión y potencia reactiva de las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW, teniendo en cuenta la regulación vigente. El Anexo 1 de este acuerdo define lo siguiente:

- Pruebas de verificación de funcionalidades de control:
 - Pruebas considerando consignas de tipo local: aplica para plantas que admiten consignas de tipo local en al menos una de las siguientes variables: potencia reactiva o factor de potencia o tensión. La evaluación del cumplimiento se realizará verificando que la planta alcance los valores de consigna definidos por el Centro de Control del OR. La consigna deberá ser tal que el cambio esperado en la tensión no exceda el $\pm 2\%$ del valor inicial, en la potencia reactiva no exceda el $\pm 10\%$ del valor inicial y en el factor de potencia no exceda el $\pm 2\%$ del valor inicial.

- Pruebas considerando consignas de tipo remoto: aplica para plantas que admiten consignas de tipo remoto en al menos una de las siguientes variables: potencia reactiva o factor de potencia o tensión. La evaluación del cumplimiento del requisito de cambio de consignas de forma remota se realizará verificando que la planta alcance los valores de consigna definidos por el Centro de Control del OR. La consigna deberá ser tal que el cambio esperado en la tensión no exceda el $\pm 2\%$ del valor inicial, en la potencia reactiva no exceda el $\pm 10\%$ del valor inicial y en el factor de potencia no exceda el $\pm 2\%$ del valor inicial.
- Pruebas de verificación de modos de control de tensión: se verifica el cumplimiento de los requerimientos de los modos de control de tensión, potencia reactiva y factor de potencia. Se deben realizar pruebas tipo escalón a la potencia mínima y a la potencia máxima.
- Verificación del comportamiento ante depresiones de tensión (LVRT) y sobretensiones (HVRT): esta verificación se realiza a través de un certificado de laboratorio o de fábrica.
- Inyección rápida de corriente reactiva: esta verificación se realiza a través de un certificado de laboratorio o de fábrica.

11.2 Diagnóstico

De información del CND se obtiene:

“Programación en operación de reserva reactiva:

Las reservas reactivas programadas son las necesarias para garantizar el cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad establecidos en la regulación. Esta recomendación generalmente se define mediante la definición del número mínimo de unidades por soporte de tensión en condición normal y ante contingencias en cada área o sub-área del SIN. Cada unidad posee un peso particular, producto de su impacto y capacidad para regular las tensiones del área o su-área o en los nodos con mayores problemáticas de regulación de voltaje.

Uso y capacidad de las reservas dinámicas de reactivos disponibles:

El uso de las reservas dinámicas de reactivos disponibles y las esperadas en el mediano y largo plazo donde todos los recursos están obligados aportar las mismas, son adecuadas para garantizar el cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad en el sistema en condiciones normales de operación, en cumplimiento de lo establecido en regulación vigente, a su vez, el volumen de las mismas y su distribución en el sistema resultan complementarias en situaciones de mantenimiento o indisponibilidad, lo cual es evaluado continuamente como parte de los estudios de planeación de mediano y largo plazo.

Sin embargo, existen casos puntuales, como cargas radiales o sub-áreas con poca capacidad de regulación dinámica, que por su lejanía con los recursos de generación síncrona presentan posterior a una falla, deficiencias en la adecuada recuperación del voltaje, generando por tanto restricciones operativas y activación de estados de emergencia ante contingencias en red completa o ante degradación de la red de transmisión.

Cumplimiento de las curvas de carga de las máquinas

En los análisis Postoperativos que adelanta permanentemente el CND se evalúa que las unidades de generación se encuentren operando en modo control automático de tensión y que la inyección o absorción de potencia reactiva se de en función de la tensión objetivo en el punto de conexión. En el

caso de los recursos solares y eólicos, el cumplimiento de las curvas de carga se evalúa en las pruebas, en el caso de los recursos térmicos e hidráulicos, no se realiza una validación de la curva, dado que la regulación no exige la misma. En este último caso, la curva es reportada por el agente de acuerdo con los protocolos de pruebas establecidos por el CNO.

Debido a diversos factores, como bajas tensiones en los sistemas de servicios auxiliares, las capacidades reales de aporte/absorción de reactivos en el punto de conexión de las plantas tradicionales se puede ver limitada, disminuyendo el aporte máximo que sería posible obtener de estos recursos y generando la necesidad de unidades adicionales para el control de tensión.

Problemas en cuanto a la regulación de tensión:

Para la operación en estado estable el principal problema que se tiene en el SIN relacionado con el control de tensiones se debe al cumplimiento de límites de tensión en subestaciones radiales con cargas considerables y bajo factor de potencia, en las cuales no existen elementos de control dinámico de potencia reactiva. Para estos casos y para cumplir los límites y criterios de calidad de la tensión, el CND debe instruir como última medida la desconexión preventiva de carga. Este es el caso de subestaciones como Zambrano 66 kV, San Jacinto 66 kV, Calamar 66 kV, El Carmen 66 kV, Gambote 66 kV, El Paso 110 kV, entre otras.

Respecto a las curvas de capacidad de las plantas síncronas y dado que las mismas se miden y reportan en bornes del generador, se han presentado casos en los cuales este tipo de recursos no entregan o absorben toda la capacidad de potencia reactiva declarada, o cuando dicha potencia se queda en los transformadores de conexión, en los consumos auxiliares o es limitada por efecto de las tensiones en el lado de baja de los transformadores de conexión.

Así mismo, recientemente se han evidenciado áreas como Guajira – César – Magdalena (GCM) y Bolívar, con un déficit importante de aporte de cortocircuito real, lo cual se traduce en mayor variabilidad y volatilidad de las tensiones, así como susceptibilidad de las cargas a experimentar problemas de calidad de la potencia y retardos importantes en la recuperación de la tensión con posterioridad a una falla. Esta condición se agrava cuando en el sistema se presentan indisponibilidades de alguno de los sistemas asociados a los equipos de protección que aumentan los tiempos esperados de despeje de fallas (por ejemplo, indisponibilidad de diferenciales de barra o indisponibilidad de los canales de comunicación)."

11.2.1 Requisitos técnicos y operativos actuales

Actualmente, en el SIN se consideran los siguientes requisitos técnicos y operativos:

Requisitos y características actuales control de voltaje	
Prestación del Servicio	Los voltajes objetivo en los nodos de generación se determinan según los resultados de las metodologías del Planeamiento Operativo Eléctrico
	Los movimientos de taps en los transformadores con cambio bajo carga, se hacen según los resultados del Planeamiento Operativo Eléctrico de Corto y muy Corto Plazo.

Procedimiento para aumentar el voltaje	1) Conexión de líneas de transmisión o distribución. 2) Desconexión de reactores. 3) Conexión de condensadores. 4) Cambio de posición de los taps de transformadores 5) Ajuste de voltajes objetivo de generadores.	
Procedimiento para disminuir el voltaje	1) Ajuste de voltajes objetivo de generadores. 2) Cambio de posición de los taps de transformadores. 3) Desconexión de condensadores. 4) Conexión de reactores. 5) Desconexión de líneas de transmisión o distribución en horas de baja carga.	
Responsable del control	El CND da instrucciones para hacer el procedimiento de aumentar o disminuir el voltaje	
Seguimiento	El CND es el responsable de supervisar directamente la operación de los activos que prestan el servicio de Control Automático de Voltaje en el STN, en activos de conexión al STN y a nivel de generadores despachados centralmente.	
Pruebas	Plantas despachadas centralmente	Pruebas de Potencia Reactiva
	Plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR	Pruebas de la curva de capacidad
		Pruebas de las características del control de potencia reactiva/tensión
		Pruebas a las características de operación ante depresiones de tensión y sobretensiones
	- Generadores y autogeneradores a gran escala eólicos y solares fotovoltaicos conectados al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW. - Generadores y autogeneradores a gran escala eólicos y solares fotovoltaicos conectados al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW.	Pruebas a los requerimientos de priorización en la inyección rápida de corriente reactiva
		Pruebas de control de tensión
		Pruebas a las características de operación ante depresiones de tensión y sobretensiones
		Pruebas a los requerimientos de priorización en la inyección rápida de corriente reactiva

11.2.2 Histórico de eventos de tensión

Con la información de históricos de eventos de tensión suministrada por XM, se realiza un análisis para los eventos de sobretensión y subtensión en los años 2020, 2021 y 2022 para el STN y STR.

11.2.2.1 Eventos de subtensión en el STN

El número de eventos de subtensión presentados en los años 2020, 2021 y 2022 en el STN se muestra en la Figura 43:

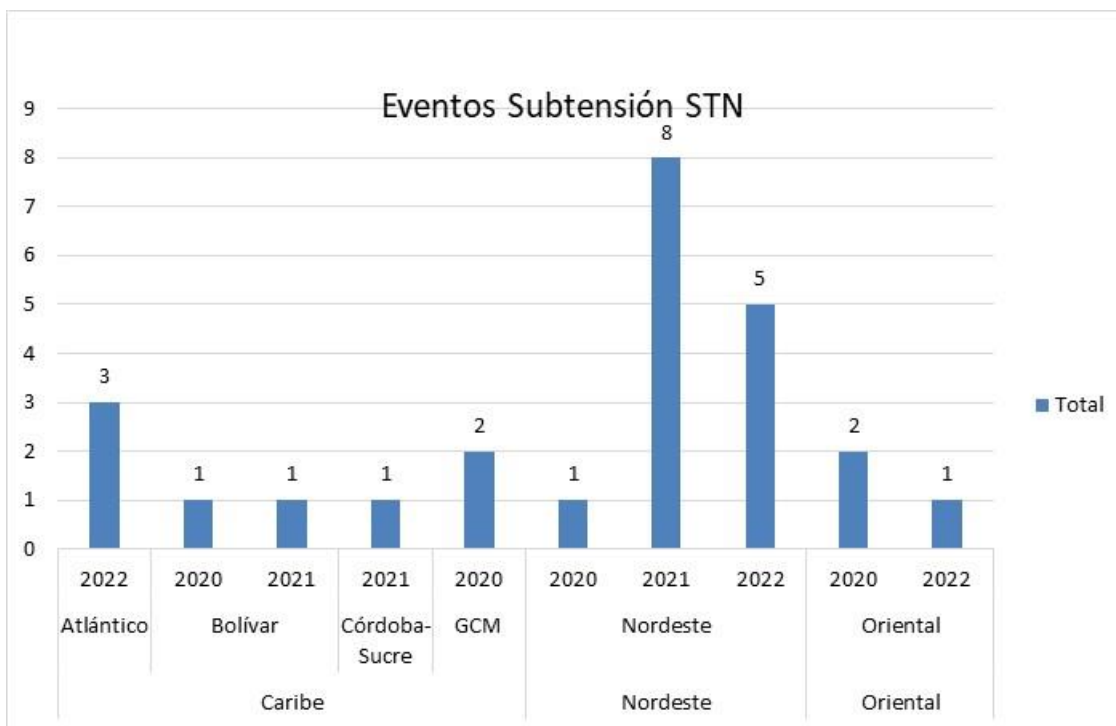


Figura 43 Número de eventos de subtensión reportados en el STN

En la Figura 44 se puede observar que los eventos de subtensión en el STN en su mayoría tienen reportada causas por variación en la demanda/generación y hay un número importante de eventos a los cuales no fue posible determinar su causa.

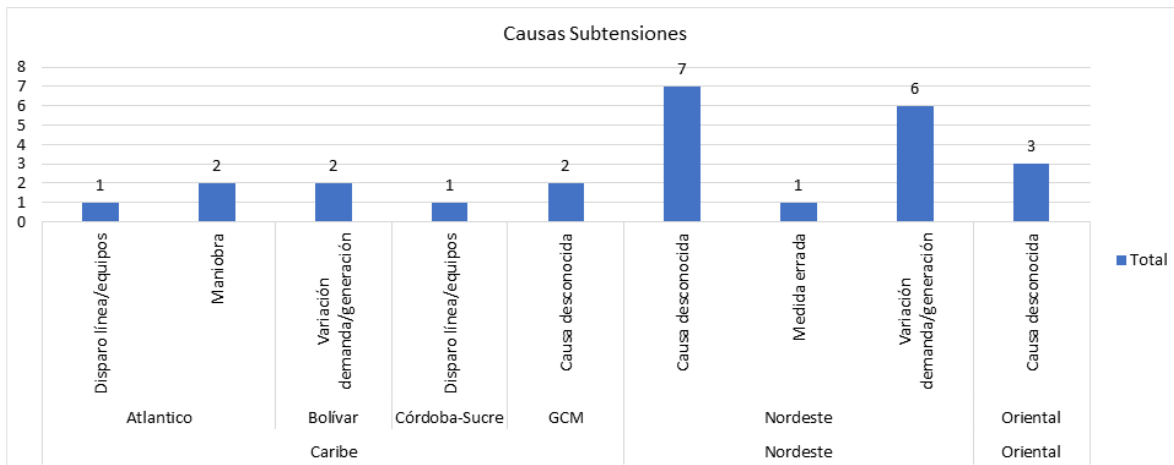


Figura 44 Causa de eventos de subtensión reportados en el STN

En la Figura 45 se observa en el histograma el número de eventos con reporte de valores del voltaje menor o igual 0.9 p.u. y en el rango mayor a 0.9 y menor o igual a 0.95 p.u. en los años 2020, 2021, 2022:

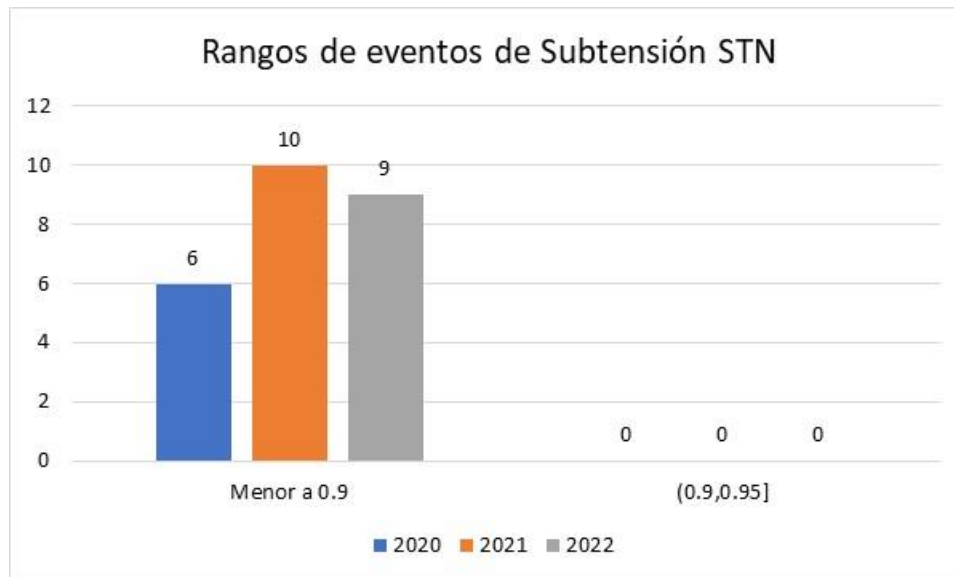


Figura 45 Histograma con el rango de eventos de subtensión reportados en el STN

11.2.2.2 Eventos de subtensión en el STR

El número de eventos de subtensión presentados en el STR en los años 2020, 2021 y 2022 se muestra en la Figura 46:

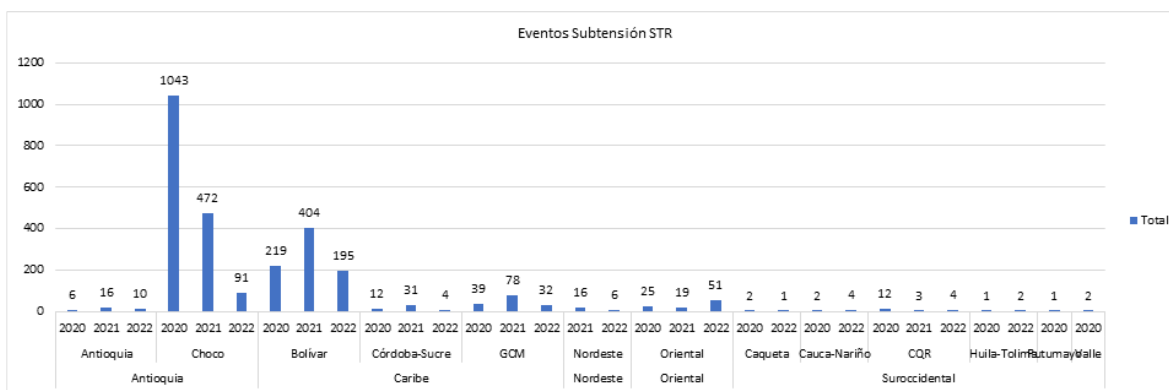


Figura 46 Número de eventos de subtensión reportados en el STR

En la Figura 47 se puede observar que los eventos de subtensión en el STR en su mayoría son causadas por variación en la demanda/generación.

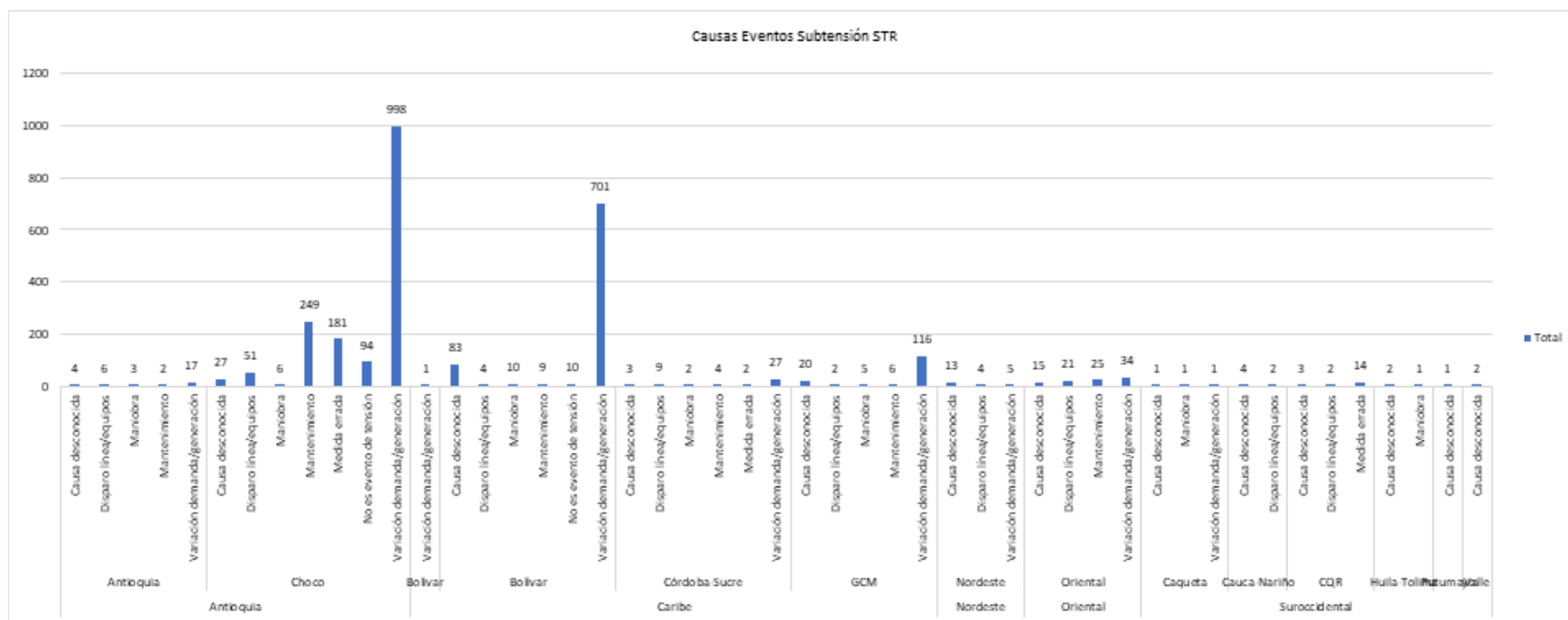


Figura 47 Causa de eventos de subtensión reportados en el STR

En la Figura 48 se observa en el histograma el número de eventos con reporte de valores del voltaje en los rangos: menor o igual 0.9 p.u., mayor a 0.9 y menor o igual a 0.95 p.u. y mayor a 0.95 y menor o igual a 1p.u. en los años 2020, 2021, 2022:

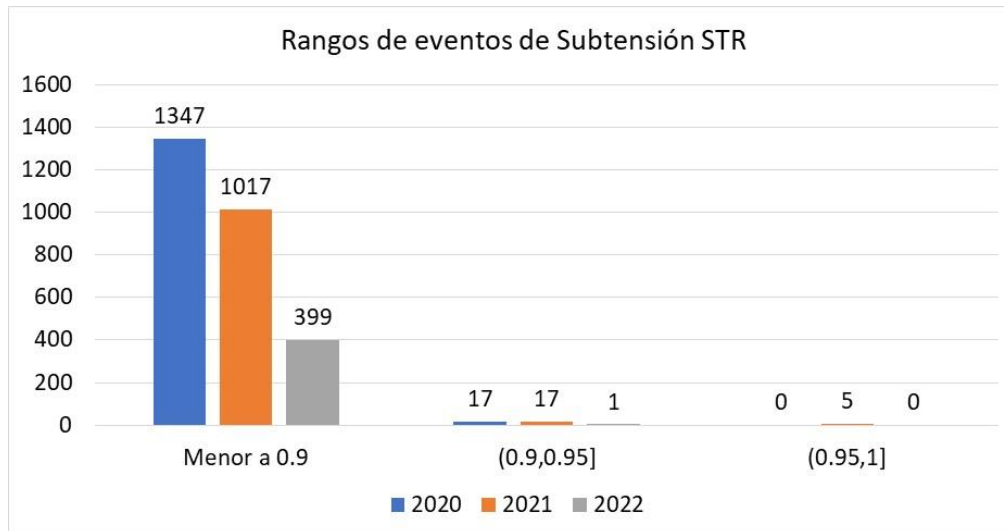


Figura 48 Histograma con el rango de eventos de subtensión reportados en el STR

11.2.2.3 Eventos de sobretensión en el STN

El número de eventos de sobretensión presentados en los años 2020, 2021 y 2022 en el STN se muestra en la Figura 49:

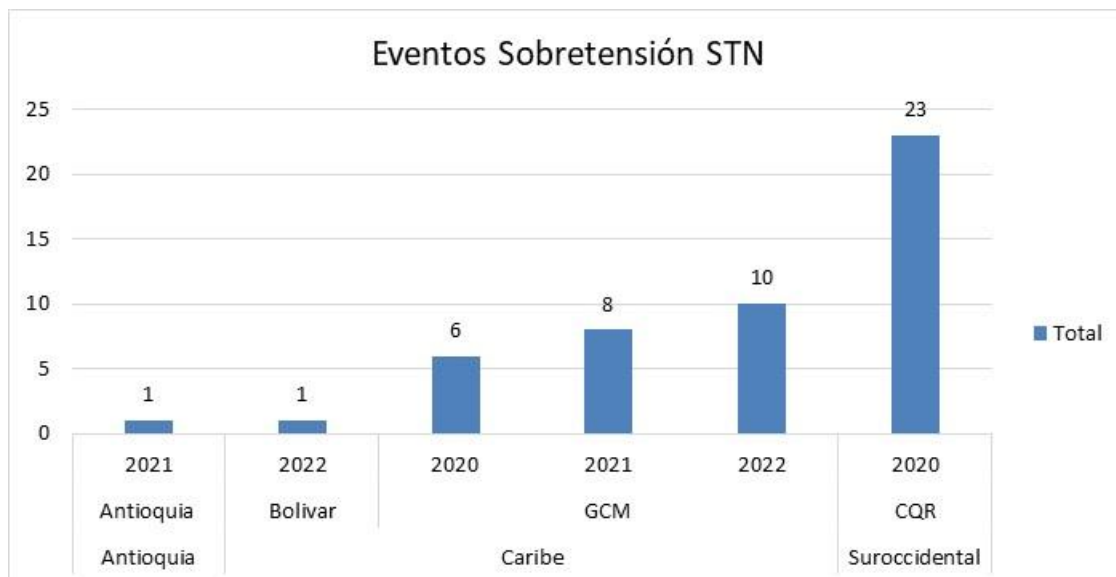


Figura 49 Número de eventos de sobretensión reportados en el STN

En la Figura 50 se puede observar que para los eventos de sobretensión en el STN en su mayoría no fue posible determinar su causa y se resalta que en el área Caribe hay un número importante de eventos los cuales tienen reportada la causa del evento por disparos de líneas/equipos.

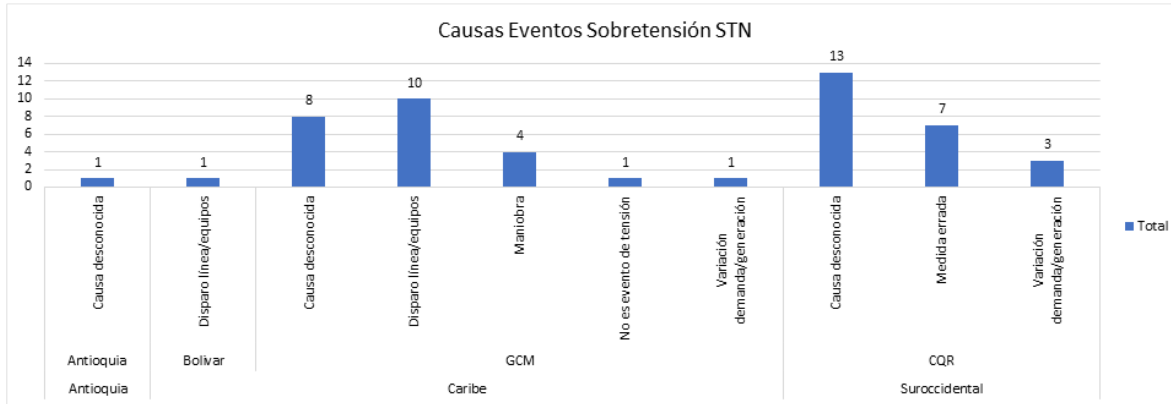


Figura 50 Causa de eventos de sobretensión reportados en el STN

En la Figura 51 se observa en el histograma el número de eventos con reporte de valores del voltaje en los rangos mayor o igual a 1.1 p.u., mayor a 1.05 y menor o igual a 1.1 p.u. y mayor a 1 y menor o igual 1.05 p.u. en los años 2020, 2021, 2022:

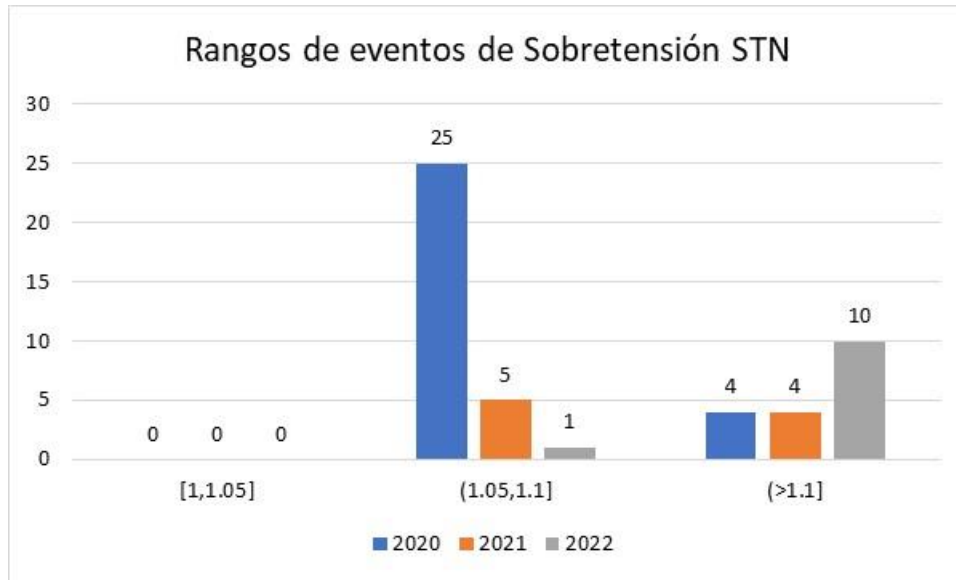


Figura 51 Histograma con el rango de eventos de sobretensión reportados en el STR

11.2.2.4 Eventos de sobretensión en el STR

El número de eventos de sobretensión presentados en el STR en los años 2020, 2021 y 2022 se muestra en la Figura 52.

Se observa que en su mayoría se presentaron en el área Caribe destacándose las subáreas GCM y Córdoba- Sucre.

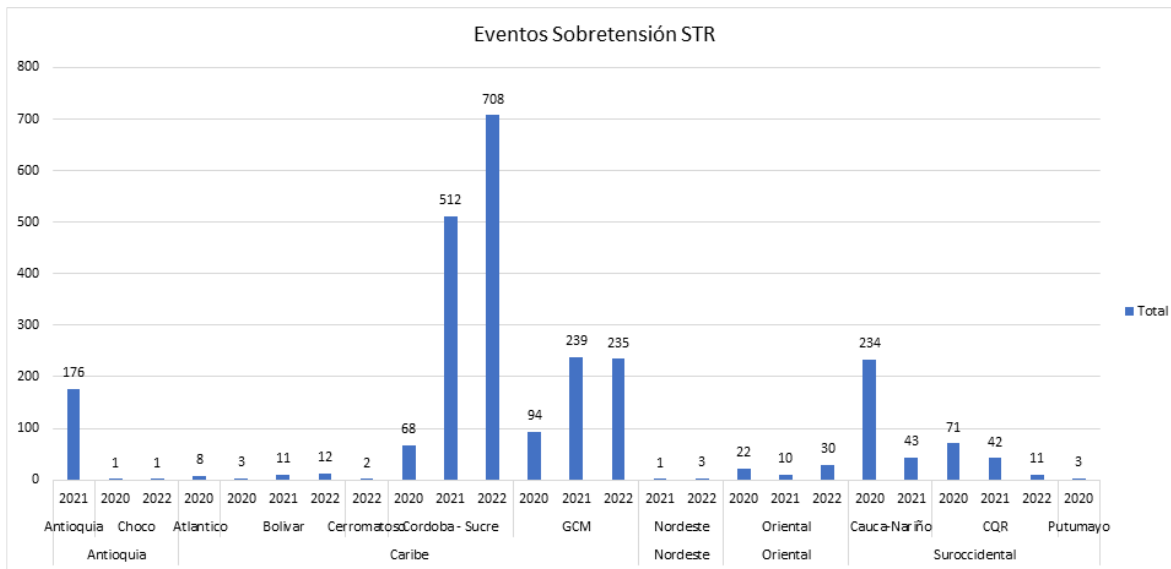


Figura 52 Número de eventos de sobretensión reportados en el STR

En la Figura 53 se puede observar que los eventos de sobretensión en el STN en su mayoría son causados por variación en la demanda/generación y por tensiones requeridas desde el despacho. Adicionalmente hay un número importante de eventos en el área Antioquia a los cuales no fue posible determinar su causa y causados también por medida errada.

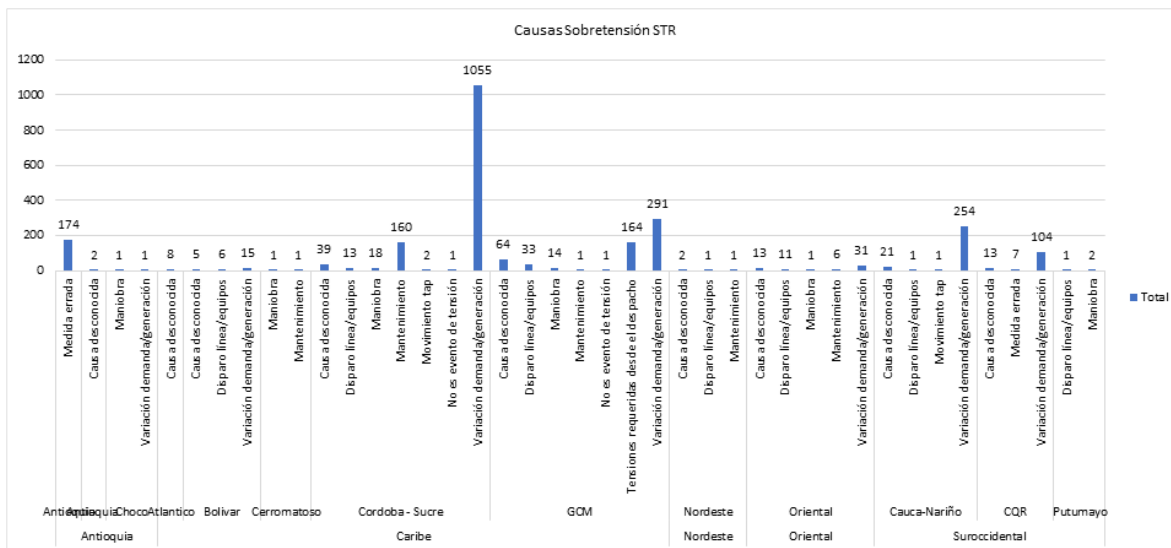


Figura 53 Causa de eventos de sobretensión reportados en el STR

En la Figura 54 se observa en el histograma el número de eventos con reporte de valores del voltaje en el rango mayor o igual a 1.1 y menor o igual a 1.05 p.u., mayor a 1.05 y menor o igual a 1.1 p.u. y mayor a 1 y menor o igual a 1.05 p.u. en los años 2020, 2021, 2022:

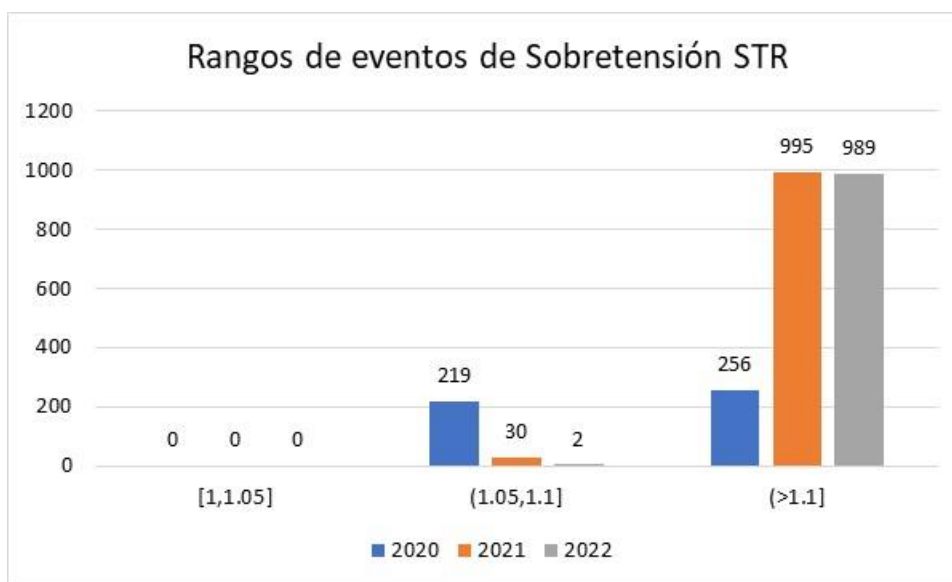


Figura 54 Histograma con el rango de eventos de sobretensión reportados en el STR

Según información suministrada por XM sobre los eventos de tensión, se observa que los eventos más relevantes que se presentaron en el SIN, en su mayoría fueron en el área Caribe, específicamente en la subárea GCM.

Para asegurar la estabilidad en la atención de la demanda en la subárea GCM implica la actuación de los esquemas suplementarios de potencia ESP ante fluctuaciones de la tensión y por eventos en subestaciones cercanas, además de posibles disparos de las líneas radiales que atienden las demandas, siendo las más afectadas el corredor Copey – El Paso – El Banco 110 kV, se observa una gran dependencia de las unidades de generación de Guajira para el control de tensiones. Otros eventos importantes con posible pérdida de demanda son la falla del circuito Copey – La Loma 500 kV por disminución de la tensión por soporte de tensión de GCM.

La desconexión del circuito Cuestecitas – San Juan 220 kV producen actuación del ESP desconectando carga en baja tensión, los mismo ocurre con la desconexión del circuito Valledupar – San Juan 220 kV.

La implementación de los esquemas suplementarios de potencia ha permitido cubrir contingencias y eventos en la subárea GCM con importantes desconexiones de demanda por lo que se requieren planes de expansión y refuerzos de la capacidad para evitar estas medidas remediales.

Debido a la debilidad de la red del STN y STR de la subárea GCM, XM en sus estudios recomienda la necesidad de instalar compensación dinámica en esta subárea (Motor síncrono, SVC, STATCOM) y la consideración de la implementación un plan de expansión que conecte Cuestecitas desde Copey a nivel de 500 kV lo cual ayudaría a disminuir la dependencia de la generación de las unidades de Termoguajira I y II y Termonorte.

11.3 Conclusiones

- Es necesario revisar los procedimientos para bajar voltaje y subir voltaje establecido en la Resolución CREG 025 de 1995.

- Para dar cumplimiento a la Resolución CREG 080 de 1999, en cuanto a la responsabilidad que tiene el CND del Control Automático de Voltaje (CAV), es necesario que el CND tenga el acceso directo a las señales de variación de los set point de los reguladores de voltaje de todos los generadores despachados centralmente y de los equipos de compensación de control continuo instalados en el STN y STR y de los taps que se pueden cambiar en forma automática bajo carga del STN y de conexión del STN con el STR.
- Es importante que el CND implemente para el CAV por lo menos tres lazos de control para regular tensión:
 - **Nivel I:** AVR (Automatic Voltage Regulator), Statcom y SVC tiempo de control instantáneo a 1.0 segundo
 - **Nivel II:** Cambio automático del setpoint de los AVR, Statcom y SVC. Y maniobras remotas de reactores y condensadores operados con interruptores, tiempo de control de 1 a 5 minutos.
 - **Nivel III:** Taps de transformadores con cambios automáticos bajo carga, tiempo de control entre 1 y 15 minutos
- Es importante revisar el pago de transporte de energía reactiva capacitiva por parte de un usuario final, independientemente del valor de energía activa tal como se estipula en el Capítulo 12 de la resolución CREG 015 del 2018 [58], lo cual está evitando que aportes de potencia reactiva de los autogeneradores a pequeña escala permitan solucionar problemas de tensión en los SDL's como los que actualmente se presentan en la subárea operativa de Chocó. Asimismo, debería existir un límite máximo de entrega equivalente a un factor de potencia capacitivo del 0.9-0.95

11.4 Propuestas para el servicio de control de voltaje

El control de voltaje se hace con acciones remediabiles de tipo local y la decisión e implementación de las soluciones obedece generalmente a decisiones centralizadas; por tal razón, la competencia se implementa más por el Mercado que en el Mercado, es por esto, que las soluciones normalmente se determinan en los planes de expansión de las redes de transmisión (STN, STR y SDL) y en los requisitos del código de red para el suministro y control de reactivos y de tensión de los generadores, y de los sistemas de almacenamiento.

Teniendo en cuenta lo anterior, se presenta una propuesta que considera el planeamiento de la expansión, el planeamiento de la operación del SIN, la programación, coordinación, supervisión y control de la operación.

11.4.1 Definiciones

Para la obtención de un servicio efectivo de Control de Tensión y Reactivos en el Sistema Interconectado Nacional en primera instancia se hace necesaria una adecuada definición de términos.

En este sentido se proponen las siguientes definiciones:

- **Reserva de Reactivos Dinámica:** margen u holgura de reactivos disponible en generadores con su Control de Tensión a Automático.

- **Reserva de Reactivos Dinámica Rápida:** margen u holgura de reactivos disponible en elementos FACTS tales como Statcom's, SVC's y terminales HVDC con tecnología VSC.
- **Banda de Flotación:** Rango de operación normas de un Statcom o SVC para garantizar reservas de reactivos dinámicas rápidas tanto capacitivas como inductivas.
- **Reserva de Reactivos Estática:** Margen u holgura de reactivos disponibles en elementos maniobrados mecánicamente con interruptores, tales como Bancos de Capacitores y Reactores controlados en forma manual.
- **Reserva de Reactivos Estática Rápida:** Margen u holgura de reactivos disponibles en elementos maniobrados mecánicamente con interruptores, tales como Bancos de Capacitores y Reactores controlados con controles VQC y/o Controles de Tensión Automáticos, los cuales pueden estar efectivamente conectados en un segundo o menos.

En principio las Reservas de Reactivos deben establecerse mediante análisis eléctricos por áreas eléctricas de estado estable, contingencias y poscontingencia, teniendo en cuenta los recursos disponibles de reactivos y de acuerdo a los tipos de reserva. Las reservas entonces se definirán de tal manera en la situación de poscontingencia se logre un estado de operación seguro.

Es importante mencionar que el control de tensión y reactivos como servicio complementario en la planeación de la operación y la operación está limitada a los recursos disponibles, por lo que se hace importante la identificación de las restricciones operativas debidas a la carencia de recursos de compensación para dar las señales que incentiven la instalación de los recursos requeridos.

11.4.2 Características de los elementos de control continuo

Es necesario establecer criterios mínimos de desempeño y funcionalidades mínimas para los elementos de control continuo Statcom's y SVC's [59], [60] y [61]

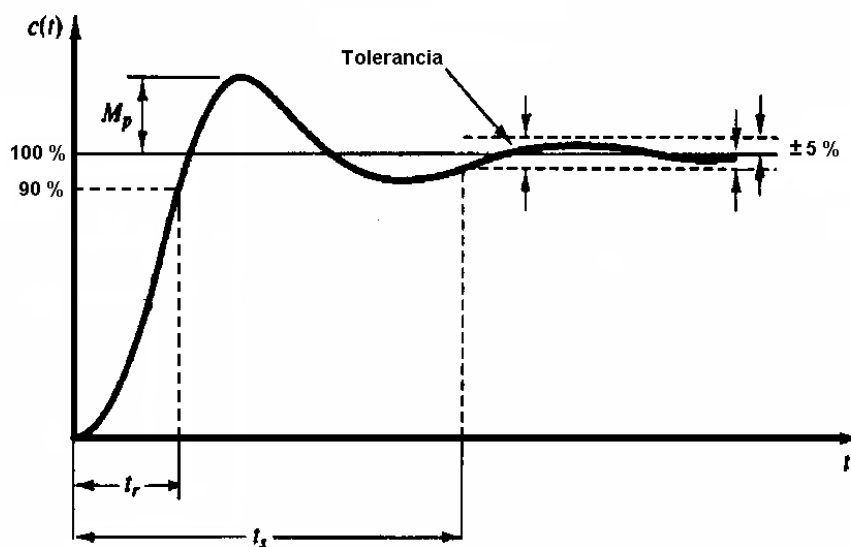


Figura 55 Respuesta dinámica del STATCOM

Tr: Tiempo de respuesta, es el tiempo para alcanzar el 90% del cambio en tensión deseado o escalón en la tensión de referencia

Ts: Tiempo de establecimiento, es el tiempo para alcanzar $\pm 5\%$ del valor final

Mp: Sobrepaso máximo

	Statcom's	SVC's
Tr	≤ 25 ms	≤ 33 ms
Ts	≤ 75 ms	≤ 100 ms
Mp	$\leq 30\%$	$\leq 30\%$

Funcionalidades Mínimas:

Los Statcom y SVC's deberán tener las siguientes funcionalidades de control mínimas:

- Modo Control Fijo de Potencia Reactiva
- Modo Control de Tensión
- Controlador de Banda de Reactivos
- Detección de inestabilidad
- Ajuste Automático de la Ganancia
- Estrategia de subtensión
- Controlador de la tensión límite del sistema para el Modo de Control Fijo
- Amortiguamiento de Oscilaciones de Potencia

11.4.3 Criterios para el manejo de las reservas de reactivos en el SIN

Para un adecuado control de voltaje y reactivos en el SIN tal que garantice la seguridad y calidad del sistema se hace necesario el establecimiento de criterios para el manejo de las reservas de reactivos de tal manera que el sistema esté cubierto para mantener la estabilidad de tensión ante contingencias de transmisión y generación.

Se proponen los siguientes criterios:

- Los elementos con capacidad de Respuesta Dinámica Rápida deberán operar en condiciones normales dentro de sus márgenes de flotación.
- Los elementos con capacidad de Respuesta Dinámica deberán ser despachados con ajustes de tensión adecuados de tal manera que se obtengan reservas de reactivos suficientes para garantizar la estabilidad de tensión en situación de poscontingencia.

- Los elementos con Reserva de Reactivos Estática Rápida deberán ser despachados dejando elementos de reserva para la poscontingencia.
- Los elementos con Reserva de Reactivos Estática deberán ser despachados de tal manera que se garanticen las reservas requeridas Estática Rápida y Dinámica para la poscontingencia.
- Después de una contingencia y que los elementos con Capacidad de Respuesta Dinámica Rápida queden con suministros y/o consumos de Potencia Reactiva por fuera de su banda de flotación se les deberá permitir la actuación del Controlador de Banda de Reactivos de tal manera que se permita el aprovechamiento de la Reserva de Reactivos Dinámica dado que la rápida actuación de estos no permite la reacción de los elementos con Capacidad de Respuesta Dinámica.
- El Controlador de Banda de Reactivos deberá ser ajustado con tiempos de reacción lo suficientemente lentos para asegurar la adecuada sustitución de los reactivos suministrados por los elementos de Capacidad Dinámica Rápida por los de Capacidad Dinámica. Adicionalmente a este controlador se le deberán fijar límites de actuación de tensión adecuados de tal manera que se garantice la estabilidad de tensión.

11.4.4 Propuesta para el servicio de control de voltaje

El control de voltaje se hace con acciones remediabiles de tipo local y la decisión e implementación de las soluciones obedece generalmente a decisiones centralizadas; por tal razón, la competencia se implementa más por el Mercado que en el Mercado, es por esto, que las soluciones normalmente se determinan en los planes de expansión de las redes de transmisión (STN, STR y SDL) y en los requisitos del código de red para el suministro y control de reactivos y de tensión de los generadores, y de los sistemas de almacenamiento.

Teniendo en cuenta lo anterior y con base en el análisis regulatorio y el diagnóstico, se incluye en la Tabla 27 una propuesta para el servicio de control de voltaje que considera aspectos a ser tenidos en cuenta en la planeación de la expansión, en la planeación de la operación, la programación, la coordinación, la supervisión y el control de la operación.

Tabla 27 Propuestas para el servicio de control de voltaje

Propuestas para el servicio de control de voltaje	
Planeación de la expansión	<ul style="list-style-type: none"> - Definición de equipos de compensación (Condensadores, reactores, condensadores síncronos (SVC), STATCOM, FACTS, baterías) para garantizar los niveles de voltaje en n y n-1 y garantizar la estabilidad de voltaje - Subastas
Planeación de la operación	<ul style="list-style-type: none"> - Definición de áreas y subáreas eléctricas - Definición de nodos pilotos en cada área y subárea utilizando los siguientes criterios para la selección de nodos piloto: <ul style="list-style-type: none"> • Selección de los nodos con la mayor capacidad de cortocircuito, para ello se evalúa el nivel de cortocircuito trifásico, que es el que representa el mayor aporte • Selección de los nodos que impongan variación de tensión a los nodos eléctricamente cercanos, la inyección de potencia reactiva en ellos debe traducirse en una variación de tensión también en los nodos próximos. Para ello se utilizan las

	<p>matrices de sensibilidad de la tensión debido a los cambios en potencia reactiva para los nodos definidos</p> <ul style="list-style-type: none"> - Evaluación de las reservas estáticas y dinámicas en cada nodo piloto para el largo, mediano y corto plazo para soportar contingencias n-1 - Identificación de instalación de equipos para suministro de reactivos, incremento de inercia, inyección rápida de corto circuito y control 	
Programación	<ul style="list-style-type: none"> - Despacho de reactivos del Despacho Factible Vinculante, optimización de reactivos minimizando pérdidas - Cálculo de reserva a nivel horario de cada nodo piloto 	
Coordinación	<p>PROCEDIMIENTO PARA AUMENTAR VOLTAJE</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Conexión de condensadores y desconexión de reactores de la zona 2) Cambio de posición de los taps de transformadores 3) Ajuste de tensión con generadores, incluidas las instalaciones de generación eólica agregada 4) Cambio de set point de los compensadores estáticos, de los condensadores síncronos y de los elementos dinámicos FACTS tales como SVCs, Statcom, etc. 5) Considerar reconfiguraciones en la red de transmisión 6) Cancelar mantenimientos/salida de elementos que contribuyan a bajas tensiones 7) Evaluación en tiempo real si se pueden permitir valores de voltajes por debajo de los límites 8) Tomar otras medidas que se consideren necesarias para aumentar la tensión. 	<p>PROCEDIMIENTO PARA DISMINUIR VOLTAJE</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Desconectar condensadores y conectar los reactores de la zona 2) Cambio de posición de los taps de transformadores 3) Ajuste de tensión con generadores, incluidas las instalaciones de generación eólica agregada 4) Cambio de set point de los compensadores estáticos, de los condensadores síncronos y de los elementos dinámicos FACTS tales como SVCs, Statcom, etc. 5) Desconexión de líneas poco cargadas después de confirmar mediante un estudio que no hay problemas de contingencias posteriores 6) Tomar otras medidas que se consideren necesarias para reducir la tensión.
Supervisión	<ul style="list-style-type: none"> - Voltajes en todos los nodos del STN y STR en tiempo real - Estabilidad de tensión en TR - Para conexiones compartidas el CND supervisará los nodos de las conexiones individuales de los generadores que hacen parte de las conexiones compartidas - Las variables a supervisar serán: potencia activa y reactiva, voltajes (magnitud y ángulo) y frecuencia. <p>El CND definirá los indicadores de desempeño con base en los indicadores establecidos por NERC.</p>	

Control	<p>- Control automático jerárquico distribuido y separado en espacio y tiempo de mínimo tres niveles:</p> <p>Nivel I: AVR (Automatic Voltage Regulator), Statcom y SVC. Tiempo de control instantáneo a 1.0 segundo</p> <p>Nivel II: Cambio automático del setpoint de los AVR, Statcom y SVC. Y maniobras remotas de reactores, condensadores y taps de transformadores (VQC). Tiempo de control de 1 a 5 minutos.</p> <p>Nivel III: Cambio manual de taps de transformadores con cambios bajo carga. Tiempo de control entre 5 y 15 minutos.</p>
Medición	<p>- PMU's en todos los nodos del STN</p> <p>- PMU's en todos los nodos de los generadores mayores a 5MW</p> <p>Los PMU's deben corresponder a medidores Clase M de por lo menos 48 muestras por segundo de acuerdo con lo establecido en la norma IEEE Std C37.118.1 [4].</p>
Pruebas	<p>- Curvas PQ: generadores, SVC, STATCOM, FACTS, Baterías</p> <p>- Pruebas de supervisión, desempeño de las PMU's, conectividad</p> <p>Estas pruebas serán definidas por el CNO</p>

12 ANÁLISIS RESPUESTA RÁPIDA EN FRECUENCIA

La Resolución CREG 060 de 2019[7] adiciona el numeral 5.6.3 al Código de Operación en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995[11] incluyendo el servicio de respuesta rápida en frecuencia para plantas eólicas, así:

“Las plantas eólicas, conectadas al STN y STR, deben tener la funcionalidad de respuesta rápida de frecuencia a través de la modulación transitoria de la potencia de salida, cumpliendo con los siguientes requisitos:

- 1. La funcionalidad debe activarse cuando la frecuencia alcance un valor igual o inferior a 59.85 Hz, contribuyendo con un aporte en potencia proporcional a la caída de frecuencia en razón a 12% de la potencia nominal de la planta de generación por cada Hertz. Este aporte deberá ser retirado automáticamente del sistema si la frecuencia entra al rango definido por la banda muerta del control frecuencia/potencia. En caso de que al cabo de 6 segundos la frecuencia no haya regresado al rango mencionado anteriormente se debe retirar el aporte adicional de potencia activa.*
- 2. El aporte adicional de potencia activa debe ser limitado a 10% de la potencia nominal del generador.*
- 3. Ante desviaciones de frecuencia mayores a 0.15 Hz y menores o iguales a 0.83 Hz con respecto a la frecuencia nominal, el generador deberá alcanzar el aporte adicional en un tiempo igual o menor a 2 segundos, contabilizados a partir de que se supere el umbral de activación de la funcionalidad, y mantenerse máximo 4 segundos aportando la potencia máxima requerida de acuerdo con el evento de frecuencia. Esta característica deberá ser verificada en las pruebas de puesta en servicio y notificada al CND.*

4. La función de respuesta rápida de frecuencia debe cumplir con los requisitos establecidos anteriormente mientras la planta opere al menos al 25% de su potencia nominal. Cuando opere por debajo de este nivel, debe reportar el valor de contribución y los tiempos de respuesta.

Los parámetros de esta funcionalidad: umbral de activación, velocidad de subida, tiempo de sostenimiento y tiempo de subida podrán ser reevaluados por el CND de acuerdo con las condiciones operativas del sistema.”

Mediante el Acuerdo CNO 1224[45] se definió el Protocolo para la verificación de la característica de respuesta rápida en frecuencia de las plantas eólicas conectadas al STN o STR. El procedimiento es el siguiente:

1. “Realizar inyecciones tipo escalón en la frecuencia del número de unidades generadoras bajo prueba en forma individual de tal forma que el controlador perciba la disminución correspondiente de frecuencia. Estas inyecciones deben realizarse a valores de potencia iguales a: al menos 80%, 40%, 25% y 20% de la potencia nominal de la unidad generadora. Las inyecciones de frecuencia pueden realizarse a través de software interno o mediante variadores de frecuencia conectados de forma externa. En caso de que sea posible se debe inhibir la frecuencia de la red.
2. “Para cada nivel de carga, se deben realizar diferentes escalones de la magnitud y duración reportando en cada caso los valores de: tiempo de subida, tiempo de sostenimiento, aporte en potencia, velocidad de toma de carga (MW/Hz), caída transitoria tras el aporte tiempo de recuperación. Tras la aplicación de cada uno de los escalones se debe regresar al valor de frecuencia nominal con el fin de verificar la desactivación de la funcionalidad. Para cada valor de duración del escalón (4s y 8s) se debe calcular el coeficiente de variación de cada uno de los parámetros definidos en la resolución CREG 060 de 2019, verificando que el valor de este sea inferior al 15% y que el promedio de los mismos difiera a lo sumo en $\pm 5\%$ de los valores definidos en la reglamentación vigente. En caso de ser posible, durante esta prueba se debe inhibir la regulación primaria de frecuencia.
3. Para cada una de las pruebas realizadas, se deben enviar los registros de la frecuencia vista por la unidad generadora (que debe incluir el escalón aplicado), y la potencia activa de la unidad generadora bajo prueba con una resolución mínima de 10 muestras por segundo, en una ventana de tiempo que cubra desde 3 segundos antes de la inyección del escalón hasta que la potencia activa se recupere y regrese al valor máximo disponible por recurso primario. Adicionalmente, se deben enviar los registros asociados a la velocidad del viento en el momento de la prueba con la mejor resolución disponible.
4. Para el cumplimiento de la prueba, se deben satisfacer los requerimientos definidos para los valores de potencia iguales o superiores al 25% de la potencia nominal. Los valores reportados para la prueba al 20% de la potencia nominal son informativos.”

12.1 Respuesta Rápida en Frecuencia Mayor al Requerimiento Obligatorio

Dependiendo de los requerimientos del sistema y de las características técnicas de los generadores eólicos, se puede tener un aporte adicional a los mencionados en la Resolución CREG 060 de 2019 en cuanto a la funcionalidad de respuesta rápida de frecuencia. Los parámetros que se pueden evaluar y que pueden ser objeto de remuneración son:

- La funcionalidad de respuesta rápida en frecuencia se debe activar cuando la frecuencia alcance un valor igual o inferior a 59.85 Hz, para el caso obligatorio se debe tener un aporte por parte del generador en potencia proporcional a la caída de frecuencia en razón a de mínimo un 12% de la potencia nominal de la planta de generación por cada Hertz. Dependiendo de las características de los generadores y de los requerimientos del sistema, se puede tener un servicio adicional donde se tengan ofertas de estos generadores con un aporte superior a ese 12% para la recuperación de la frecuencia cuando se supere dicho umbral. El esquema de remuneración debe considerar lo siguiente:
 - Disponibilidad: valor que puede ser resultante de una subasta que puede ser realizada a nivel anual
 - Activación: se pagará al precio de reconciliación declarado por la unidad que ofrece este servicio.
- La función de respuesta rápida de frecuencia con un aporte adicional al de obligatorio cumplimiento, se debe especificar en función del porcentaje de carga de su potencia nominal.

13 ANÁLISIS DEL SERVICIO DE ARRANQUE EN NEGRO

13.1 Regulación

Por lo general este procedimiento se realiza partiendo de una guía escrita ya establecida a partir de aprendizajes de eventos ocurridos, la cual consta de procedimientos y planes detallados para restablecer el sistema de potencia tan seguro, eficiente y con la mayor prontitud posible.

La resolución CREG 025 de 1995 define restablecimiento como: “Es el procedimiento empleado para llevar al sistema de potencia de un estado de emergencia al estado normal de operación”. La misma Resolución CREG define estado de emergencia como: “Es el estado de operación que se alcanza cuando se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o que no se puede atender totalmente la demanda.”

EPRI lo define como el procedimiento necesario para energizar e interconectar un sistema de potencia o una gran parte de él, después de un evento de gran magnitud que como consecuencia resulta gran parte o todo el sistema, colapsado tanto en voltaje como en frecuencia. Es decir, un apagón parcial o total.

Como se puede observar la definición de EPRI es mucho más clara de lo que en la práctica es un restablecimiento.

El objetivo principal de un restablecimiento es minimizar el tiempo para normalizar el sistema o la porción del sistema colapsado, con el fin de restaurar la continuidad del servicio en el menor tiempo posible. El procedimiento que se lleve a cabo debe contemplar los siguientes principios:

- Seguridad de las personas como mayor prioridad,
- Seguridad de los equipos como segunda prioridad, para evitar nuevas fallas que prolonguen el restablecimiento y en el futuro tiempos mayores de indisponibilidad de los equipos, que ocasionen problemas en la confiabilidad y continuidad del servicio, no solamente en el corto plazo sino en el mediano o aún en el largo plazo.

- Seguridad del proceso de energización e interconexión del sistema, para evitar reiniciaciones del proceso que incrementen el tiempo de restablecimiento

El procedimiento de restablecimiento se realiza partiendo de una guía escrita ya establecida a partir de aprendizajes de eventos ocurridos, la cual consta de procedimientos y planes detallados para restablecer el sistema de potencia tan seguro, eficiente y con la mayor prontitud posible.

El proceso de restablecimiento para el sistema eléctrico colombiano tal y como se define en la regulación es realizado por XM, quién ha diseñado un manual de operación junto a varias consignas operativas generales de restablecimiento para cada área del SIN, con el fin de conseguir una normalización rápida y segura de las áreas afectadas por una interrupción en el servicio. El plan de restablecimiento ha sido diseñado para brindar las guías necesarias a todas las partes involucradas durante un apagón Nacional. En éste se describen los procedimientos necesarios para restablecer el SIN producto de la experiencia operativa de los ingenieros del centro de control de XM y de los operadores de los Centros Regionales, con el ánimo de establecer rutas óptimas con su respectiva secuencia de maniobras y acciones claramente definidas para una operación rápida y exitosa durante el restablecimiento; el operador del centro de control es el encargado de decidir cuales rutas elige dependiendo de las circunstancias y condiciones operativas en la que queda el sistema luego de sufrir un apagón, esto según la regulación vigente: en el numeral 5.4 de la Resolución CREG 025 de 1995[11] define la coordinación del restablecimiento en caso de eventos.

En esas guías operativas de restablecimiento, se describen para cada área operativa los generadores que tienen el servicio de Arranque en Negro, el cual es declarado por cada agente generador según lo establece la regulación: el numeral 13.2 de la Resolución CREG 025 de 1995[11] indica algunos servicios que los generadores pueden proveer, si son requeridos por el CND. Entre estos se encuentra la capacidad de arranque en condiciones de colapso del STN.

El objetivo de los Servicios auxiliares de AN es minimizar el costo económico esperados de cualquier interrupción importante del suministro que se produzca por un apagón parcial o total del sistema. Por tanto, es importante incentivar la posibilidad de tener varias plantas que puedan AN en cada área eléctrica.

13.2 Conclusiones y Recomendaciones

- No se encuentra en la regulación vigente aspectos asociados con el servicio de arranque en negro, como características dependiendo del tipo de generación, atributos requeridos como tiempo de arranque después de ser requerido por el Sistema, etc.
- No se encuentra en las características técnicas reportadas por los agentes si el recurso de generación cuenta con Arranque en Negro y las características, esto solo es conocido por el CND para la elaboración de las guías operativas de restablecimiento.
- No se tiene información de pruebas de cumplimiento de arranque en negro de los agentes generadores en el SIN, aunque el CND las considera para la elaboración de guías de restablecimiento, no se tiene información de la periodicidad en la revisión del cumplimiento y resultados de las características requeridas para la correcta prestación de este servicio.

13.3 Propuestas para el servicio de Arranque en Negro

Este servicio podrá ser prestado por generadores nuevos o existentes, los cuales deberán estar localizados en puntos estratégicos del sistema, acordados por el operador del sistema y cada uno

de los agentes. Para ello, el operador del sistema deberá recibir una solicitud del agente generador de participar en este servicio, donde se evaluará de acuerdo con los requisitos definidos por el CND y/o CNO para los generadores que deseen prestar este servicio y a los resultados de pruebas de AN que se definan. El servicio de AN se puede prestar con uno o más generadores al mismo tiempo para garantizar la solución más económica y eficiente.

El Arranque en Negro se asignaría a quienes cumplan con los requisitos definidos para la prestación del servicio, donde la remuneración debe tener los siguientes componentes:

- **Disponibilidad:** valor que puede ser resultante de una subasta que puede ser realizada a nivel anual o un valor regulado por la CREG
- **Activación:** se pagará los costos variables y arranque y parada al precio de reconciliación declarado para la unidad de AN
- **Precio de pruebas:** se paga a precio de reconciliación declarado para la unidad de AN cuando se utiliza la unidad de generación para la realización de una prueba de AN (\$/MW)

Del proyecto de resolución CREG 143 de 2021[5] se considera lo siguiente referente al servicio de Arranque en Negro y que se propone implementar:

a) Requerimientos

- *El CND deberá adelantar estudios eléctricos para identificar las necesidades de capacidad disponible de arranque autónomo por área eléctrica del SIN, de tal manera que se determinen la cantidad necesaria para garantizar el restablecimiento y operación normal del sistema después de un colapso parcial o total.*
- *El CND identificará las áreas eléctricas del sistema donde es necesario y factible contar con disponibilidad de arranque autónomo, en donde puedan participar diferentes recursos de generación en la prestación de este servicio*
- *El CND debe establecer los requerimientos de información, supervisión, técnicos y las pruebas que se deben cumplir para la prestación del servicio de arranque autónomo. La metodología propuesta por el CND deberá ser informada a la CREG para publicación mediante Circular del Director Ejecutivo.*

b) Asignación del servicio

El servicio complementario de arranque autónomo se asignará mediante convocatoria abierta, que adelantará anualmente el CND para cada área eléctrica identificada, teniendo en cuenta lo siguiente:

- El período a asignar será: (i) un (1) año para recursos de generación existentes y (ii) cinco (5) años para recursos de generación nuevos.*
- La asignación se deberá hacer a las oferta de menor precio hasta cubrir el requerimiento de AU del área. En caso de que se requiera asignar a más de un recurso de generación, la remuneración será a la oferta marginal.*
- Las ofertas se deberán hacer en USD/MW. Lo anterior aplica cuando se tenga pluralidad de ofertas de agentes que no tienen vinculación económica.*

- j. En caso de que para un área eléctrica solo se presente un proponente o haya un proponente pivotal, la remuneración se realizará por costos y solo por un año.
- k. Si se presentan oferentes con vinculación económica, se seleccionan la(s) oferta(s) de menor precio, pero la remuneración se realizará por costos.
- l. Para establecer los costos, el CND adelantará un estudio, el cual será informado a la CREG para que se adopten dichos valores mediante acto administrativo.

c) Pago del servicio

La remuneración del recurso de generación con asignación de AU se hará mensualmente en COP, para lo cual se utilizará la TRM promedio del mes anterior a la fecha de liquidación.

Cuando opera el recurso de generación se reconocerán los costos variables en que incurrió, para lo cual, el agente deberá entregar al CND, para su revisión, dichos costos justificados con los respectivos soportes: mediciones, facturas, otros.

d) Pruebas

A los recursos de generación con asignación de arranque autónomo seleccionados en las convocatorias, el CND les programará pruebas de arranque autónomo anuales para lo cual deberá diseñar un programa de pruebas donde se seleccione aleatoriamente el recurso y el día de la prueba.

El recurso de generación que falle la prueba tendrá que devolver los pagos que ha recibido hasta la última vez que haya operado o que tuvo una prueba exitosa.

14 PROPUESTA PARA REALIZAR SIMULACIONES DE LA OPERACIÓN DEL SIN BAJO DISTINTAS CONDICIONES ESPERADAS

Luego de realizar el análisis de los SSCC actuales en el SIN y de realizar la propuesta preliminar de modificación, se realiza un análisis del comportamiento dinámico del sistema bajo distintas condiciones esperadas utilizando el software de simulaciones PowerFactory de DigSilent. En este capítulo se presenta la propuesta para realizar el análisis a través de simulaciones donde se reflejará el comportamiento del sistema en estado estacionario y dinámico, tanto en condiciones normales de operación como ante la ocurrencia de contingencias y perturbaciones; estos resultados se presentarán en el Informe 3 de la presente consultoría.

Para realizar el análisis a través de simulaciones, se solicitó al Operador del Mercado -CND una base de datos ajustada en despacho de generación, demanda y topología para los años 2025 y 2027, en esta base de datos se considera:

- Los recursos de generación existentes, los renovables (eólicos y solares) asignados en las subastas del CXC, las plantas de generación consideradas en el largo plazo, sistemas de almacenamiento de energía (los considerados en las convocatorias UPME y/o otros considerados por PHC), inversores y equipos de compensación reactiva, dispositivos FACTS, y demanda flexible.
- Los proyectos de expansión de la red considerados para los años de análisis.
- Se consideran los siguientes períodos de demanda para el análisis: demanda mínima (P04), demanda media (P12), demanda máxima (P19).

- Se consideran los modelos de control genéricos tipo WECC 4 para las FERN.
- Los recursos de generación convencionales consideran modelos de control, los cuales han sido validados por el CND. Para los recursos de generación que no tienen modelos de control validados, se consideran modelos genéricos.
- Se consideran escenarios de generación y demanda críticos: penetración de generación renovable no convencional con valores entre el 20 y 80%.

Se consideran los siguientes casos de simulación:

- Demanda media, alta penetración de renovables (mayor al 50%)
- Demanda máxima, penetración de renovables entre el 15-20%
- Demanda mínima, penetración de renovables cercana al 15-20%

Para cada caso, se realizan los siguientes análisis con el fin de evaluar el desempeño de los SSCC y los tipos de recursos que lo prestan:

- Análisis en estado estacionario
- Análisis en estado estacionario y ante contingencias N-1 (salida de generación, pérdida de carga y salida de elementos de la red)
- Análisis de otras perturbaciones como variación de demanda
- Análisis dinámico, donde se revisará la respuesta del sistema en regulación primaria ante eventos de pequeña y gran magnitud (salida de generación). Los factores que se tendrán en cuenta para este análisis son:
 - La magnitud del evento de pérdida de generación
 - La inercia del sistema
 - ROCOF
 - La velocidad de respuesta de los recursos para detener y estabilizar la frecuencia, es decir, el control primario de frecuencia
 - Los medios por los que otros generadores responden para llevar la frecuencia a valores estables, regulación secundaria y terciaria de frecuencia
- Análisis de estabilidad de voltaje, donde se revisará la respuesta del sistema con los elementos actuales que tienen en la red y se verificará la opción de tener que incluir elementos dinámicos que mejoren la respuesta en voltaje
- Análisis del modelo actual del AGC, implementando un Modelo Agregado con tres equivalentes de generación (hidráulicas, térmicas e Hidráulicas regulando AGC) más el AGC, con el fin de hacer un chequeo de los parámetros actuales y posibles recomendaciones cuando se tenga alta penetración de renovables no convencionales.
- Rampas, corriente de corto circuito, inyección rápida de corriente reactiva, respuesta rápida de frecuencia

Mediante las simulaciones se evaluará el desempeño de los servicios complementarios, en términos de su suficiencia y tiempos de respuesta u otros parámetros técnicos, tanto para los SSCC actuales como para las modificaciones propuestas en este documento, y para los nuevos SSCC que se puedan incorporar al SIN como respuesta rápida en frecuencia, sistemas de almacenamiento, etc.. Con estos resultados, en el Informe 3 de la presente consultoría se presentarán las posibles modificaciones a los criterios actuales y parámetros mínimos de los SSCC necesarios para la seguridad y confiabilidad del SIN.

15 ANEXOS

15.1 Anexo 1. Descripción y gráficas de los eventos de sobre y subfrecuencia analizados

La Tabla 28 y Tabla 29 presentan la descripción de los eventos que se analizaron para los años 2019 a 2022.

En la Figura 56, Figura 57, Figura 58, Figura 59, Figura 60, Figura 61, Figura 62, Figura 63, Figura 64, Figura 65, Figura 66, Figura 67 y Figura 68 se presentan las gráficas para los eventos de subfrecuencia.

En la Figura 69, Figura 70, Figura 71, Figura 72, Figura 73, Figura 74, Figura 75, Figura 76, Figura 77, Figura 78, Figura 79, Figura 80, Figura 81, Figura 82, Figura 83, Figura 84, Figura 85, Figura 86, Figura 87 y Figura 88 se presentan las gráficas para los eventos de subfrecuencia.

Tabla 28 Eventos de sobrefrecuencia

Eventos de sobrefrecuencia			
Año	Evento	Fecha	Descripción
2019	FrecS000000875	16/05/2019 4:57	Pérdida de carga en Ecuador. La frecuencia alcanza un valor de 60.23 Hz. El agente reporta falla a tierra en S/E Salitral 69 kV y pérdida de 78 MW de carga.
	FrecS000000846	11/01/2019 11:13	Pérdida de carga en Ecuador alrededor de 180 MW en la subestación Pascuales 69 kV, posterior al disparo se presenta actuación del Esquema de Separación de Áreas.
2020	FrecS000000969	11/11/2020 21:24	Se presenta evento de frecuencia en el SIN, por evento en el sistema eléctrico nacional de Ecuador, con operación del Esquema de Separación de Áreas ocasionando disparo de los circuitos JAMONDINO -POMASQUI 1 230 KV, JAMONDINO -POMASQUI 2 230 KV, JAMONDINO -POMASQUI 3 230 KV y JAMONDINO -POMASQUI 4 230 KV. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60.617 Hz. CENACE informa pérdida de aproximadamente 330 MW de generación en la central Sopladora.
	FrecS000000931	24/03/2020 18:44	Disparo de los circuitos 1, 2, 3 y 4 de JAMONDINO -POMASQUI 230 KV, por pérdida de 505 MW en la S/E PACUALES 138 KV en Ecuador La frecuencia alcanza un valor máximo de 60.336 Hz y un valor mínimo de 59.705 Hz.

Eventos de sobrefrecuencia			
Año	Evento	Fecha	Descripción
	FrecS000000927	20/02/2020 13:50	Durante la ejecución de los trabajos de la consignación C0178605 en S/E GUACHAL 115 KV, se presenta falla en el seccionador a barra 2 de la BL1 GUACHAL A CARTÓN 115 kV, ocasionando disparo de todos los extremos remotos asociados a la S/E GUACHAL 115 KV, presentándose pérdida de carga industrial. Simultáneamente se presenta disparo de los activos BL1 SALVAJINA A PANCE 230 KV y BL1 SALVAJINA A JUANCHITO 230 KV, quedando sin tensión la S/E SALVAJINA 230 KV. Esto genera un evento de frecuencia alcanzando un valor de 60.295 Hz. En el momento del evento se tenía una generación en SALVAJINA de 95 MW.
	FrecS000000944	20/06/2020 10:45	Se presenta oscilación de frecuencia en el SIN por variación de potencia en el sistema eléctrico nacional de Ecuador, sin operación del Esquema de Separación de Áreas. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60.26 Hz. CENACE informa pérdida de aproximadamente 220 MW de carga en el área de Guayaquil.
2021	FrecS000001012	16/09/2021 13:31	Evento de frecuencia debido al disparo de todos los extremos remotos de la subestación SALITRE 115 KV. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60.70 Hz. Pérdida de carga aproximada de 134 MW. El agente reporta falla en el activo SALITRE - CHICALA 115 KV.
	FrecS000001018	29/11/2021 12:39	Evento de frecuencia por disparo de los activos BACATA - EL SOL 1 115 kV y DIACO - TERMOZIPA 1 115, dejando sin tensión las S/Es TENJO 115 KV, EL SOL 115 KV, ZIPAQUIRA 115 kV, UBATE 115 kV, PELDAR 115 kV, SIMIJACA 115 KV, TERMOZIPA 115 kV, SESQUILE 115 KV y GRAN SABANA 115 KV. Previamente a las 12:12 se había presentado disparo de los activos NOROESTE - TENJO 1 115 kV, BL1 NOROESTE A MOSQUERA 115 kV, BL1 NOROESTE A TECHO 115 kV, BT NOROESTE 2 168 MVA 115 kV, BT NOROESTE 2 168 MVA 230 kV, BT NOROESTE 3 168 MVA 115 kV, BL1 NOROESTE A BOLIVIA 115 kV, BAHIA ACOPLA 1 NOROESTE 115 kV, BAHIA ACOPLA 2 NOROESTE 115 kV y BAHIA SECCIONAMIENTO 1 NOROESTE 115 kV, BAHIA ACOPLA 3 NOROESTE 115 kV y BAHIA ACOPLA 4 NOROESTE 115 KV dejando la red degradada. La frecuencia alcanza un valor de 60.25 Hz, el agente reporta la pérdida de aproximadamente 300 MW.

Eventos de sobrefrecuencia			
Año	Evento	Fecha	Descripción
	FrecS000001017	4/11/2021 21:22	Evento de frecuencia por pérdida de aproximadamente 150MW. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60,24 Hz. Se presenta disparo de la carga industrial en la subestación SAN FERNANDO 230 kV (aprox. 90 MW), además de otras cargas industriales en la subárea Meta.
2022	FrecS000001026	27/01/2022 18:07	Evento de frecuencia por pérdida de 400 MW aproximadamente en el sistema eléctrico de Ecuador. En el instante del evento no había intercambio de potencia entre Colombia y Ecuador. La frecuencia alcanza un valor de 60.357 Hz. El operador CENACE reporta falla en la barra de la subestación Pascuales 138 kV.
	FrecS000001050	12/05/2022 23:05	Evento de frecuencia ante la pérdida de aproximadamente 300 MW de carga en las subáreas operativas de Bolívar y Córdoba-Sucre. Se presenta evento en la subestación Chinú 110 kV. La frecuencia alcanza un valor de 60.3 Hz.
	FrecS000001044	23/04/2022 16:21	Evento de frecuencia por disparo de los activos BL1 TENJO A EL SOL 115 kV, BL1 BACATÁ A EL SOL 115 kV, BL1 DIACO A TERMOZIPA 115 kV y BL1 SESQUILÉ A TERMOZIPA 115 kV, causando disparo de la unidad de generación TERMOZIPA 2 con 17 MW y dejando sin tensión las subestaciones SESQUILE 115 kV, TERMOZIPA 115 kV, GRAN SABANA 115 kV, EL SOL 115 kV, TENJO 115 kV, ZIPAQUIRÁ 115 kV, PELDAR 115 kV, UBATÉ 115 kV y SIMIJACA 115 kV. La frecuencia alcanza un valor de 60.29 Hz, el agente reporta la pérdida de aproximadamente 250 MW.
	FrecS000001061	6/06/2022 21:19	Evento de frecuencia por salida de carga industrial. Se reporta pérdida de carga de 30 MW por parte del agente EMSA y de 156 MW en la subestación San Fernano (La Reforma) 230 kV. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60.255 Hz.

Tabla 29 Eventos de subfrecuencia

Eventos de subfrecuencia			
Año	Evento	Fecha	Descripción
2019	FrecS000000856	27/02/2019 8:08	Disparo de FLORES IV con 450 MW. El agente reporta actuación de la protección diferencial de barras B1 Sección 1 en TERMOFLORES II 110 KV.

Eventos de subfrecuencia			
Año	Evento	Fecha	Descripción
	FrecS000000898	7/08/2019 11:20	Disparo de los activos Jamondino - Pomasqui 1, 2, 3 y 4 230 kV ante actuación del esquema de separación de áreas, debido a disparo de la subestación San Rafael y pérdida de 730 MW de la central Cocado Sinclair. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.566 Hz.
	FrecS000000919	17/12/2019 1:25	Disparo de las unidades 1 y 2 EL QUIMBO. El recurso se encontraba generando 390 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.57 Hz. El agente reporta falla por descarga atmosférica y disparo de servicios auxiliares.
	FrecS000000892	1/07/2019 13:06	Evento en Ecuador por disparo del recurso SOPLADORA con 212 MW. La frecuencia alcanza un valor de 59.65 Hz. CENACE reporta adicionalmente, pérdida de AGC en el sistema ecuatoriano.
	FrecS000000867	23/04/2019 19:53	Disparo de la unidad de generación GECELCA 3.2 con 273 MW. El agente reporta falla en turbina.
2020	FrecS000000936	10/04/2020 21:02	Entre las 21:02 y 21:04 horas, se presenta oscilación de frecuencia en el SIN ocasionando varias incursiones de frecuencia por debajo de 59.80 Hz, el valor mínimo alcanzado fue de 59.54 Hz y no se presentó actuación del EDAC, esto fue debido al disparo de la planta de generación Guatapé con 480 MW. El agente reporta el cierre de la válvula mariposa en las dos etapas de la planta.
	FrecS000000945	21/06/2020 9:27	Disparo de la unidad GECELCA 3.2. La unidad se encontraba generando 263 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.614 Hz. El agente reporta fuga en manómetro de turbina.
	FrecS000000959	30/09/2020 10:47	Se presenta variación de frecuencia en el SIN, por evento en el sistema eléctrico nacional de Ecuador, sin operación del Esquema de Separación de Áreas. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.62 Hz. CENACE informa pérdida de aproximadamente 1000 MW de generación en la central Cocacodo Sinclair.
	FrecS000000954	29/07/2020 11:51	Disparo de las unidades 1 y 2 de PORCE 3 con una generación de 350 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.64 Hz. El agente reporta error humano.
2021	FrecS000000979	8/03/2021 9:43	Disparo de las unidades 1, 2 y 3 de la central Miel, las unidades estaban generando 369 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.57 Hz. El agente reporta disparo por falsa alarma del sistema contra incendios.

Eventos de subfrecuencia			
Año	Evento	Fecha	Descripción
	FrecS000000982	29/03/2021 22:40	Evento de frecuencia, se presenta pérdida de generación en Ecuador de 390 MW de la planta Sopladora, en el momento el intercambio internacional se encontraba modo importación con 250 MW, la frecuencia alcanza un valor de 59.633 Hz. Adicionalmente Ecuador reporta bloqueo de AGC en su sistema durante el evento.
	FrecS000001015	23/09/2021 11:23	Disparo de la unidad 2 de SOGAMOSO con 273 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.67 Hz. El agente reporta falla operativa.
	FrecS000000974	24/01/2021 5:49	Disparo de las unidades 5,6,7 y 8 de Guatapé, las unidades estaban generando 280 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.68 Hz. El agente reporta actuación de válvula mariposa de las unidades.
	FrecS000000976	25/02/2021 9:46	Se presenta variación de frecuencia en el SIN, por evento en el sistema eléctrico nacional de Ecuador, sin operación del Esquema de Separación de Áreas. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.69 Hz. CENACE informa pérdida de aproximadamente 1000 MW de generación en la central Cocacodo Sinclair.
2022	FrecS000001048	5/05/2022 9:08	Evento de frecuencia por disparo de cuatro (4) unidades de Guavio incluida la unidad 5 la cual se encontraba en pruebas, con aproximadamente 580 MW, la frecuencia cae a un valor de 59.427 Hz.
	FrecS000001075	6/09/2022 10:14	Evento de frecuencia en el SIN por disparo de las unidades de generación 1 y 2 de EL QUIMBO con 400 MW en total. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.569 Hz.
	FrecS000001068	13/07/2022 8:14	Evento de frecuencia por el disparo de la unidad GECELCA 3.2 durante realización de pruebas con 273 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.632 Hz.
	FrecS000001036	18/04/2022 12:24	Evento de frecuencia por disparo de las unidades de ALTO ANCHICAYÁ 1, 2 Y 3 con una generación de 355 MW, debido al disparo de la línea ALTO ANCHICAYA PANCE 1 230 kV, en el momento del evento se encontraba en mantenimiento la línea ALTO ANCHICAYA YUMBO 1 230 kV por trabajos de la consignación nacional C0209563. Adicionalmente, se presenta disparo de la unidad SAN CARLOS 6 con una generación de 157 MW y disminución de la generación a cero de la unidad Guadalupe 33 que se encontraba generando 45 MW. La frecuencia alcanza un valor de 59.64 Hz.

Eventos de subfrecuencia			
Año	Evento	Fecha	Descripción
	FrecS000001039	21/04/2022 18:50	Evento de frecuencia por pérdida de aproximadamente 558 MW de generación en el sistema eléctrico de Ecuador, en el instante del evento no había intercambio programado de potencia entre Colombia y Ecuador. La frecuencia alcanza un valor de 59.64 Hz.

Gráficas de los eventos de sobrefrecuencia (información enviada por XM y gráficas elaboradas por PHC):

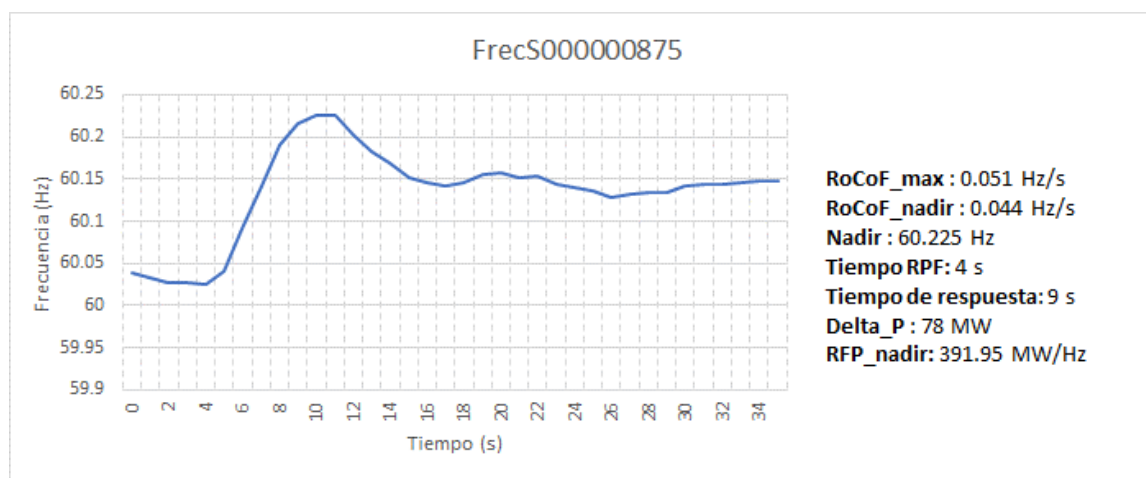


Figura 56 Evento de frecuencia FrecS000000875

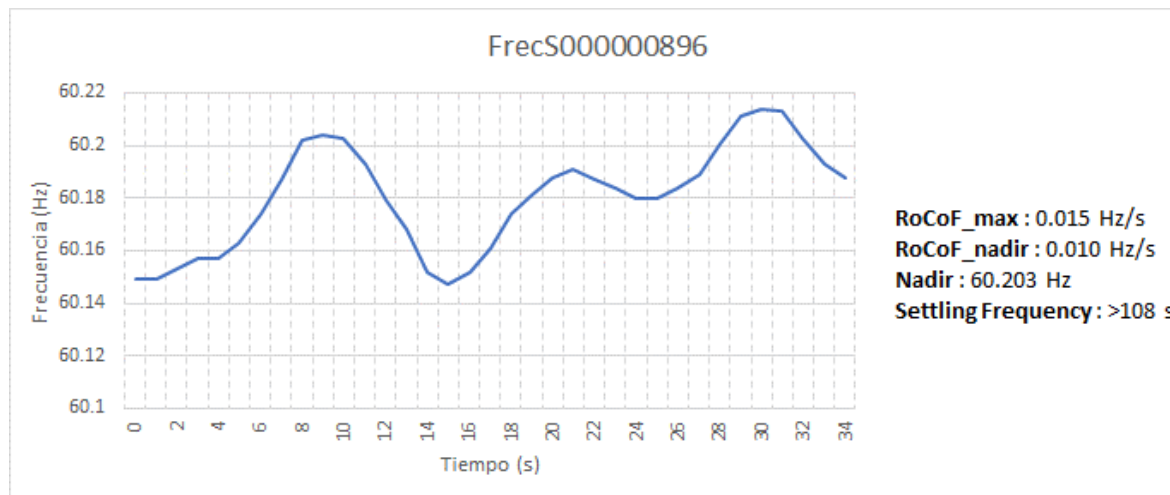


Figura 57 Evento de frecuencia FrecS000000896

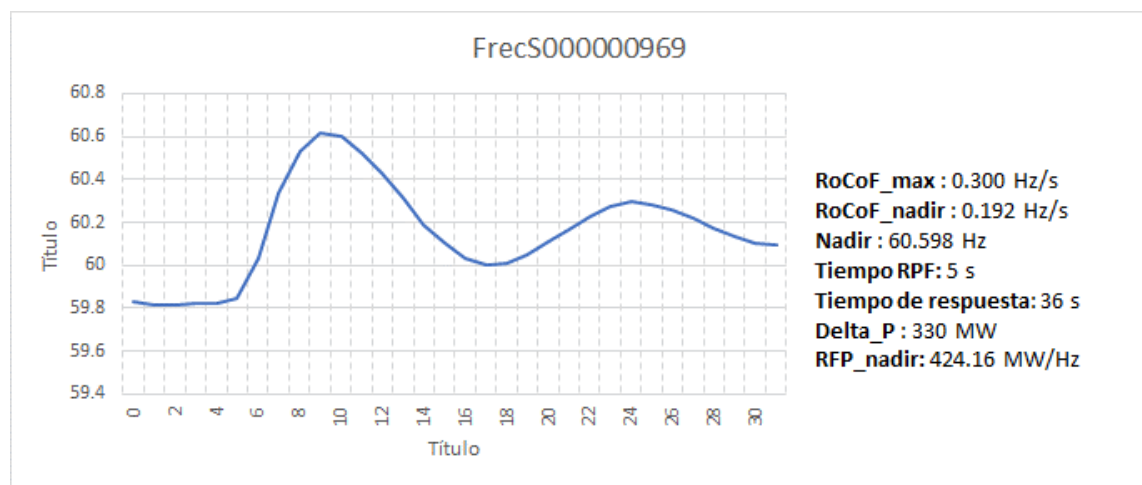


Figura 58 Evento de frecuencia FrecS000000969

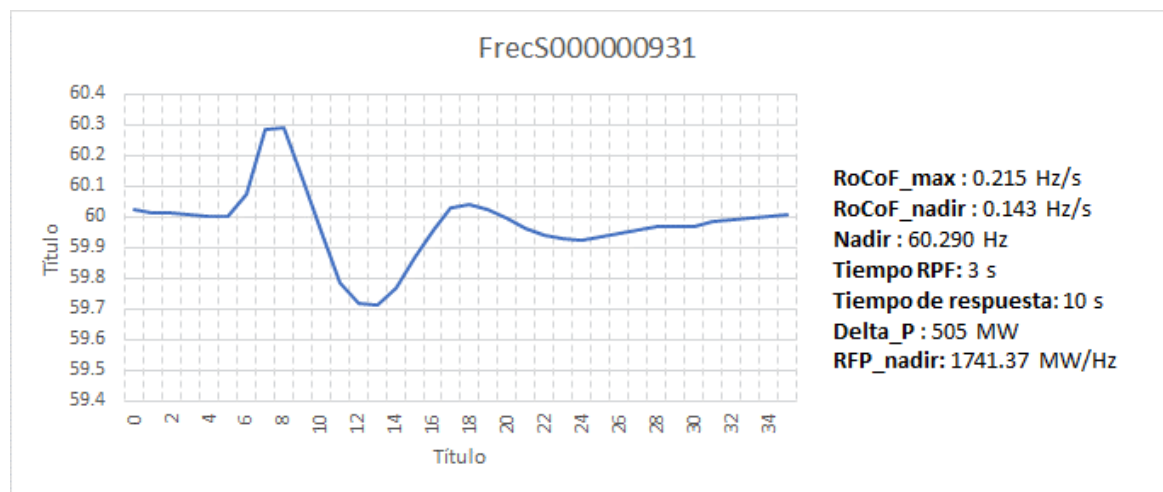


Figura 59 Evento de frecuencia FrecS000000931

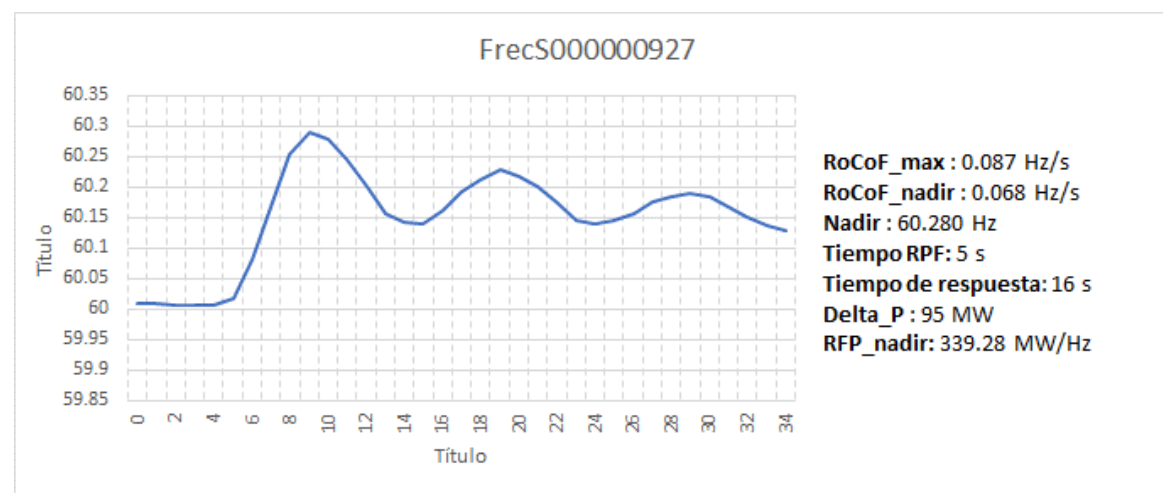


Figura 60 Evento de frecuencia FrecS000000927

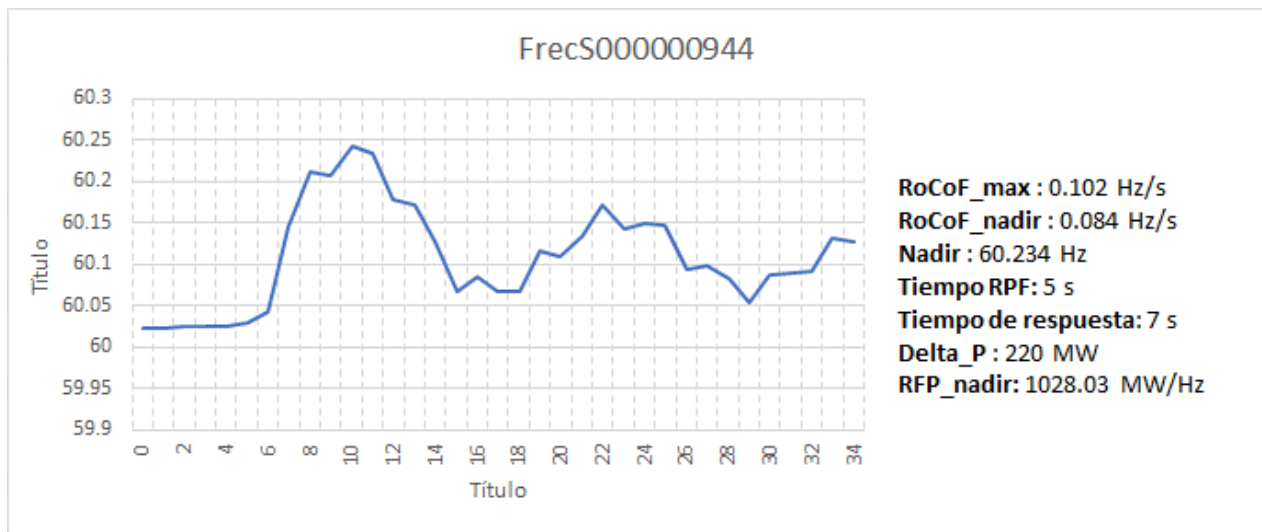


Figura 61 Evento de frecuencia FrecS000000944

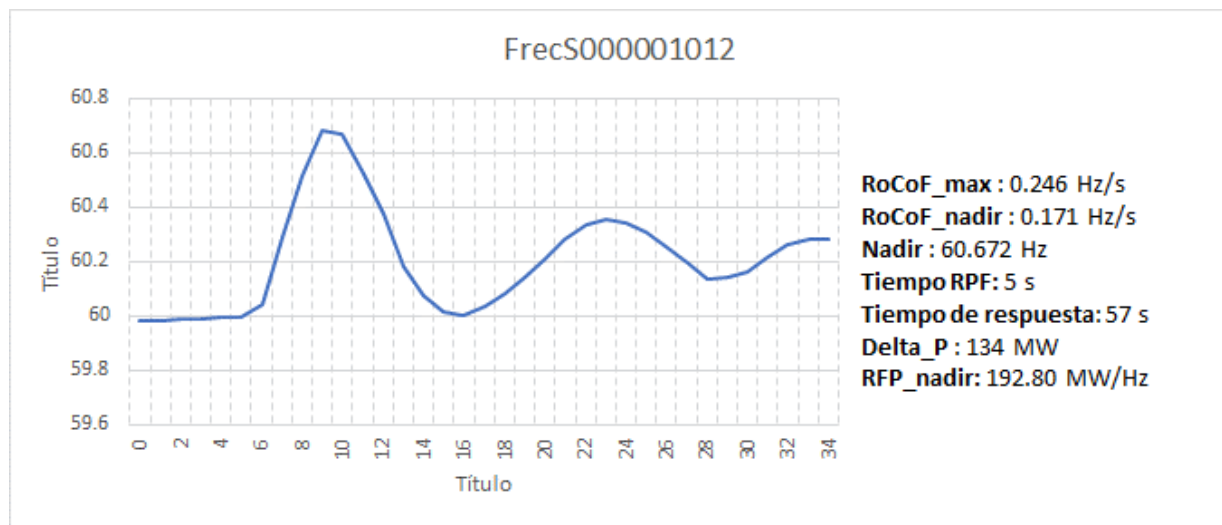


Figura 62 Evento de frecuencia FrecS0000001012

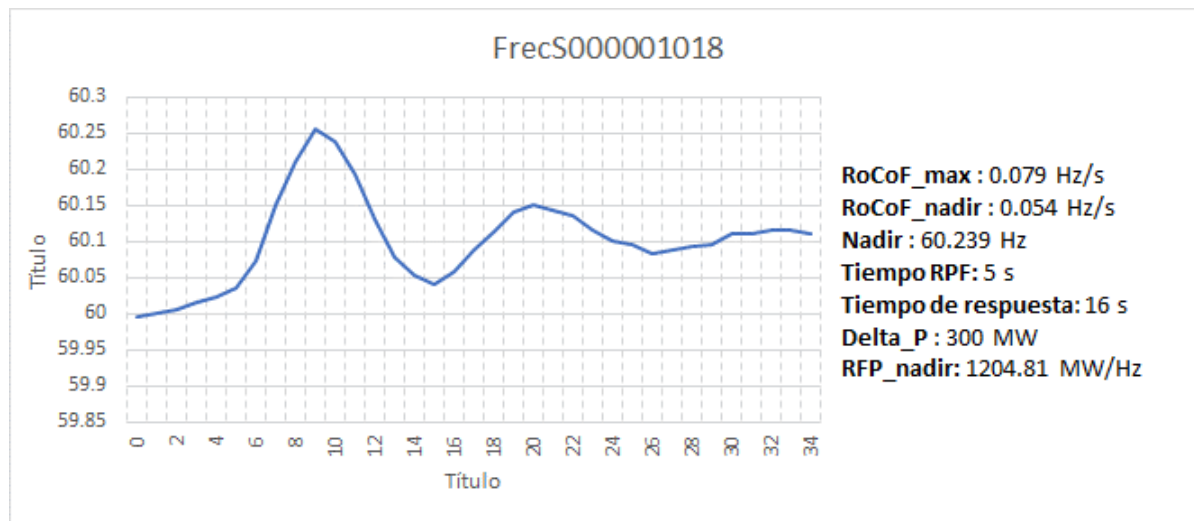


Figura 63 Evento de frecuencia FrecS000001018

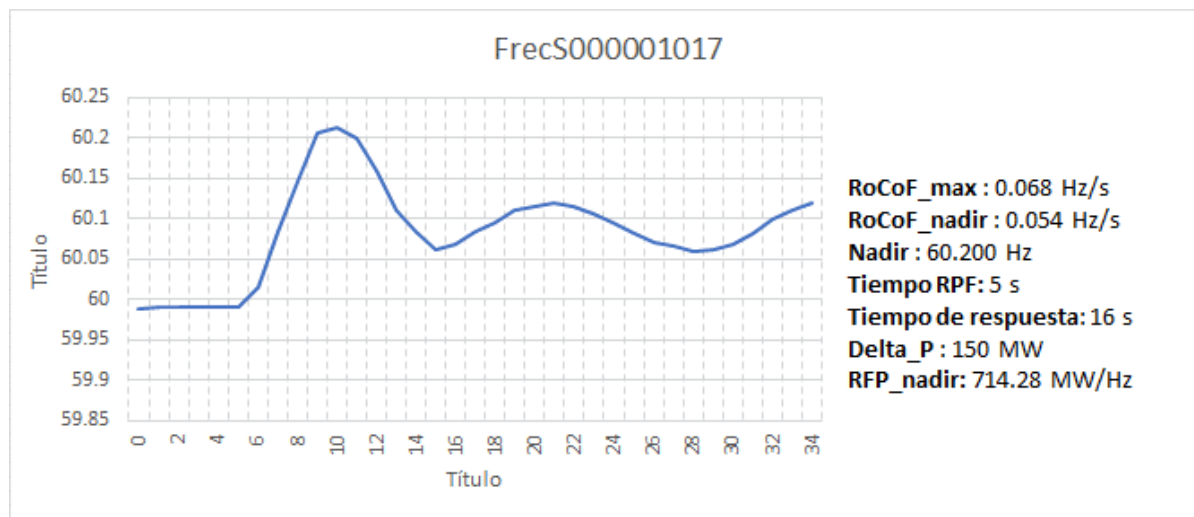


Figura 64 Evento de frecuencia FrecS000001017

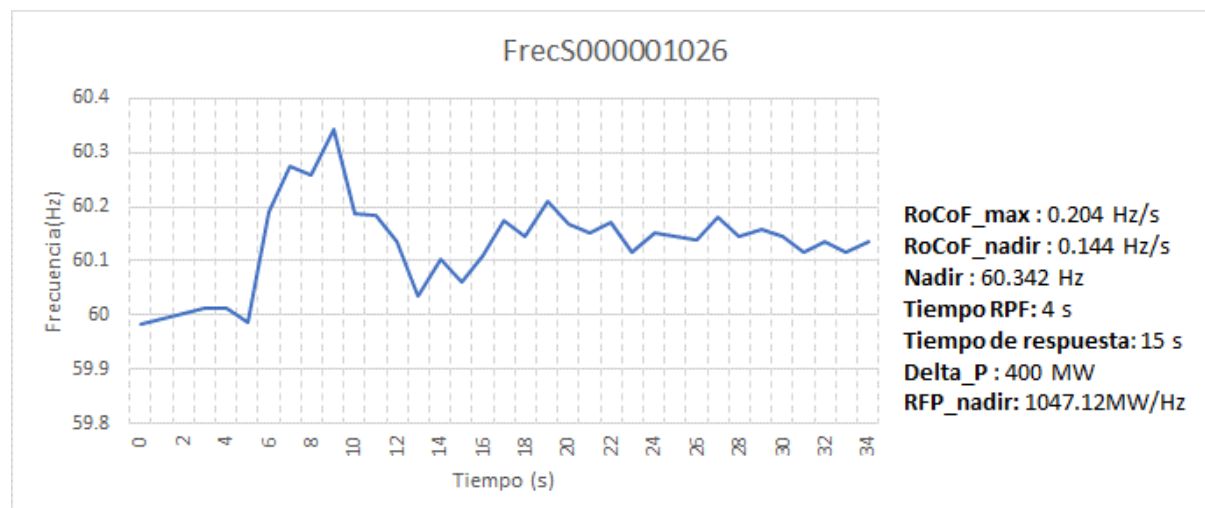


Figura 65 Evento de frecuencia FrecS000001026

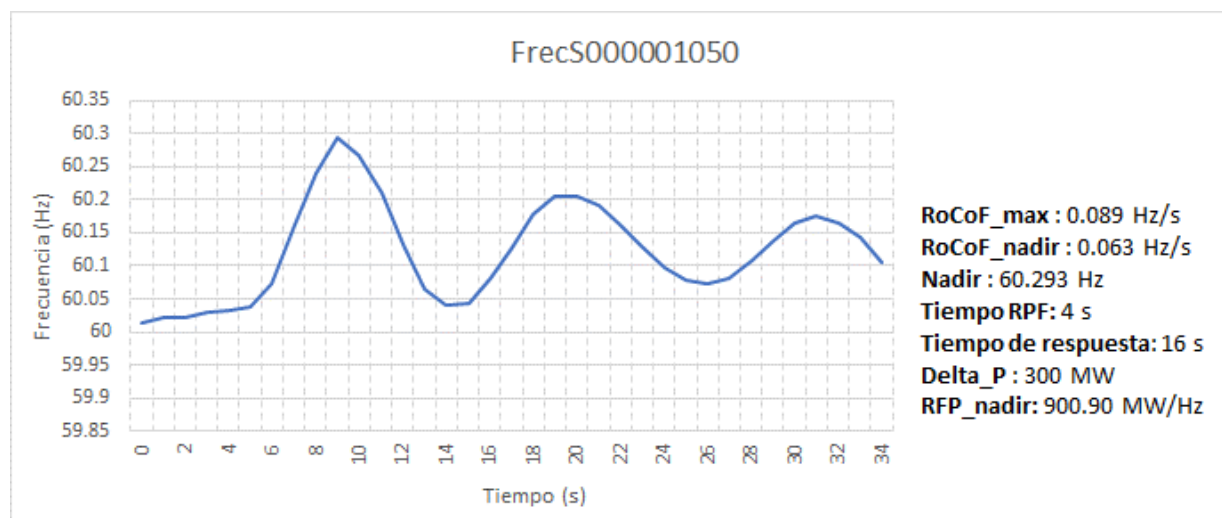


Figura 66 Evento de frecuencia FrecS000001050

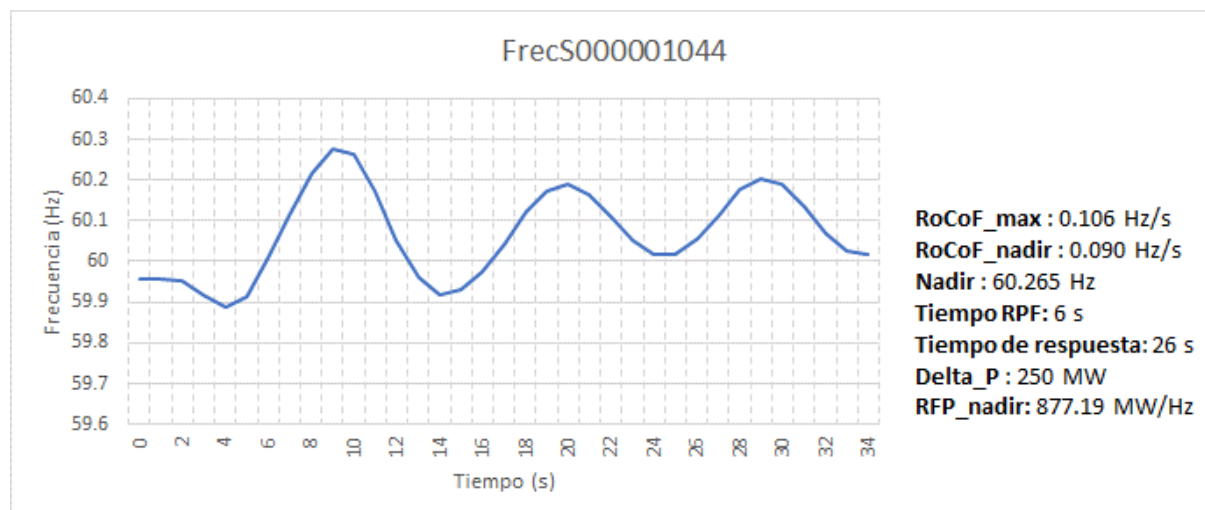


Figura 67 Evento de frecuencia FrecS000001044

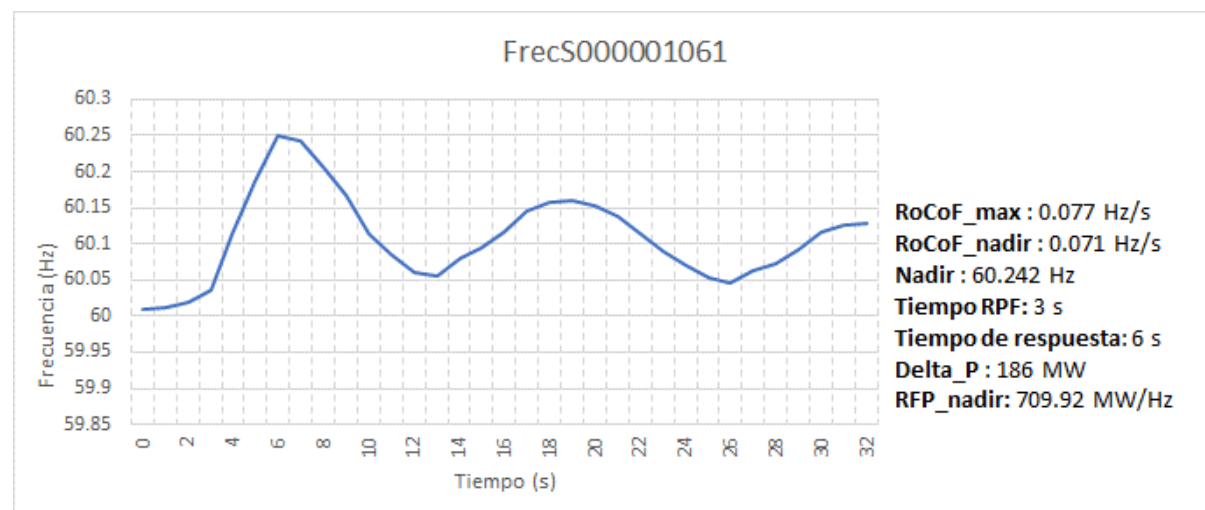


Figura 68 Evento de frecuencia FrecS000001061

Gráficas de los eventos de subfrecuencia (información enviada por XM y gráficas elaboradas por PHC):

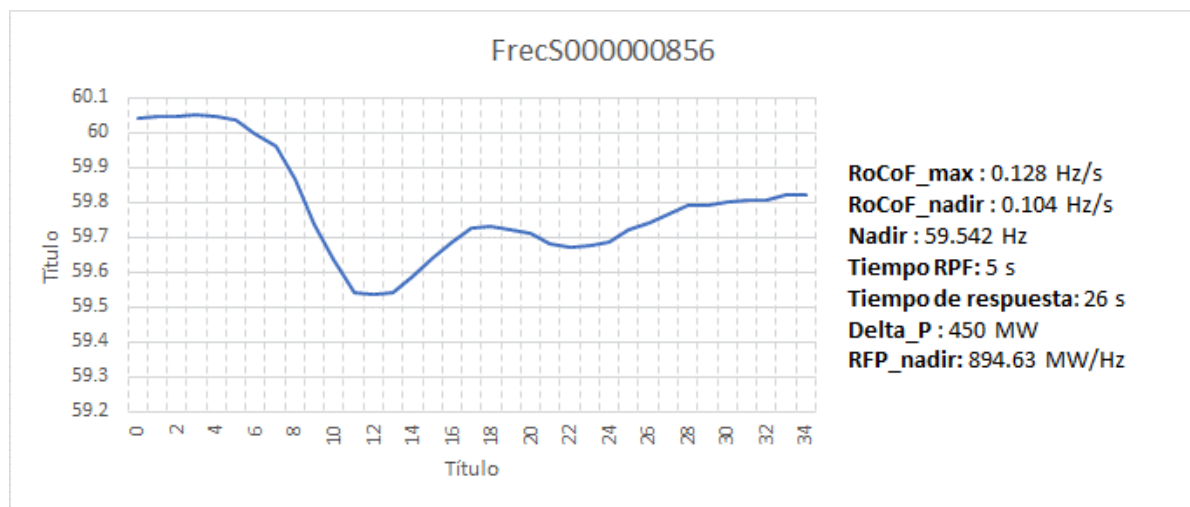


Figura 69 Evento de frecuencia FrecS000000856

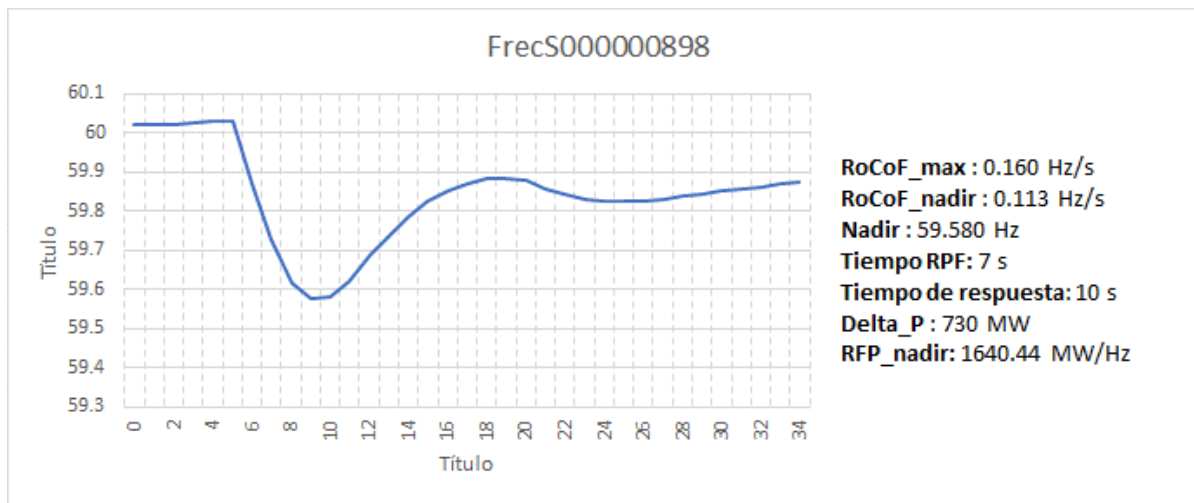


Figura 70 Evento de frecuencia FrecS000000898

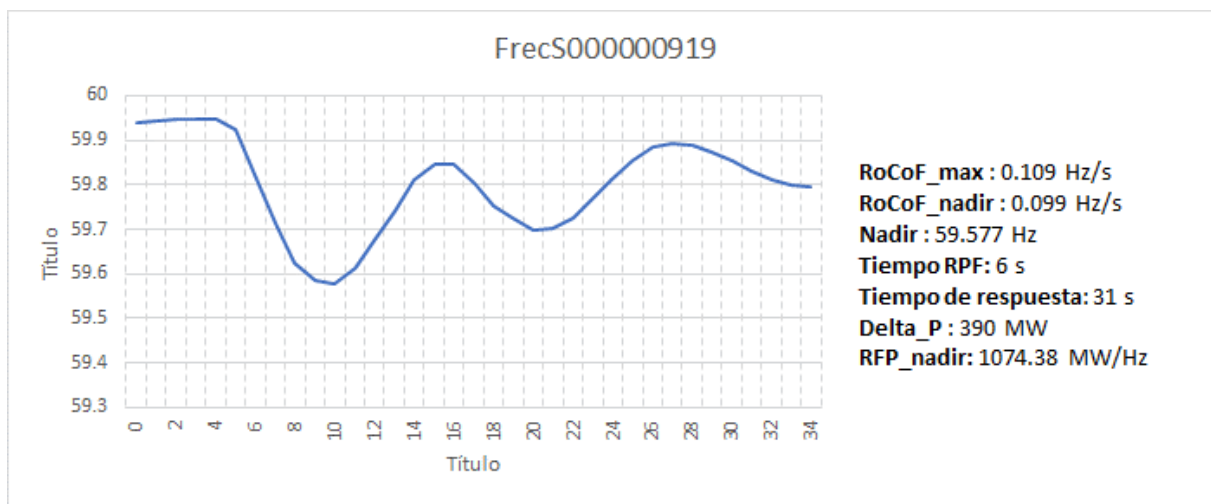


Figura 71 Evento de frecuencia FrecS000000919

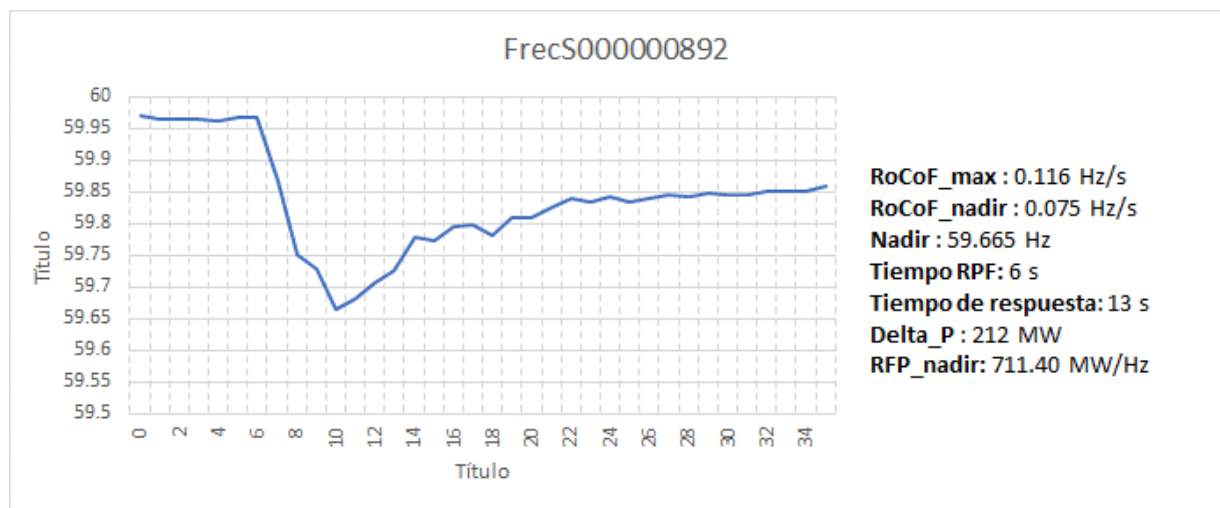


Figura 72 Evento de frecuencia FrecS000000892

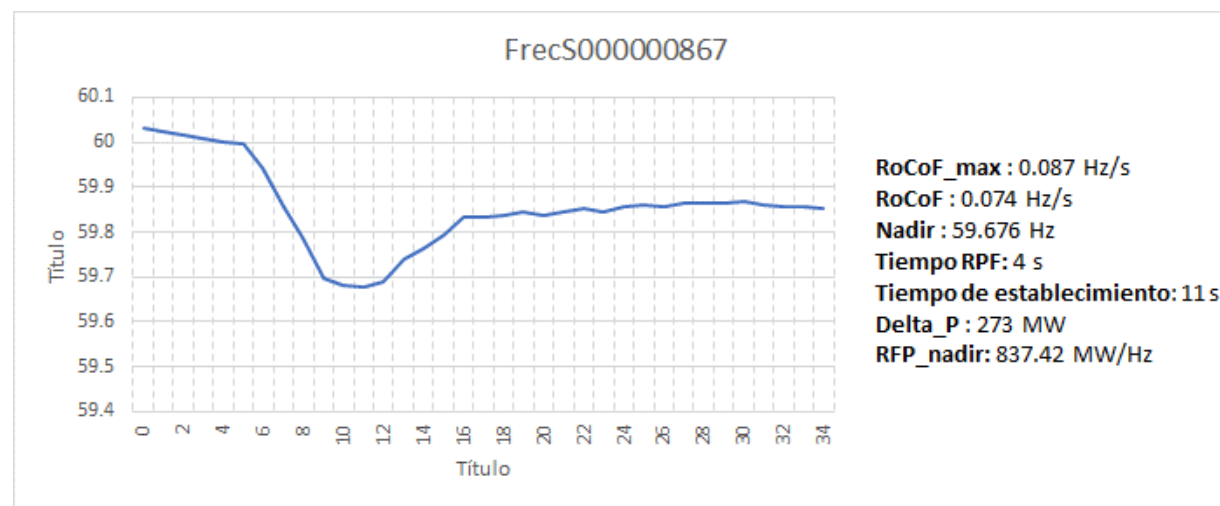


Figura 73 Evento de frecuencia FrecS000000867

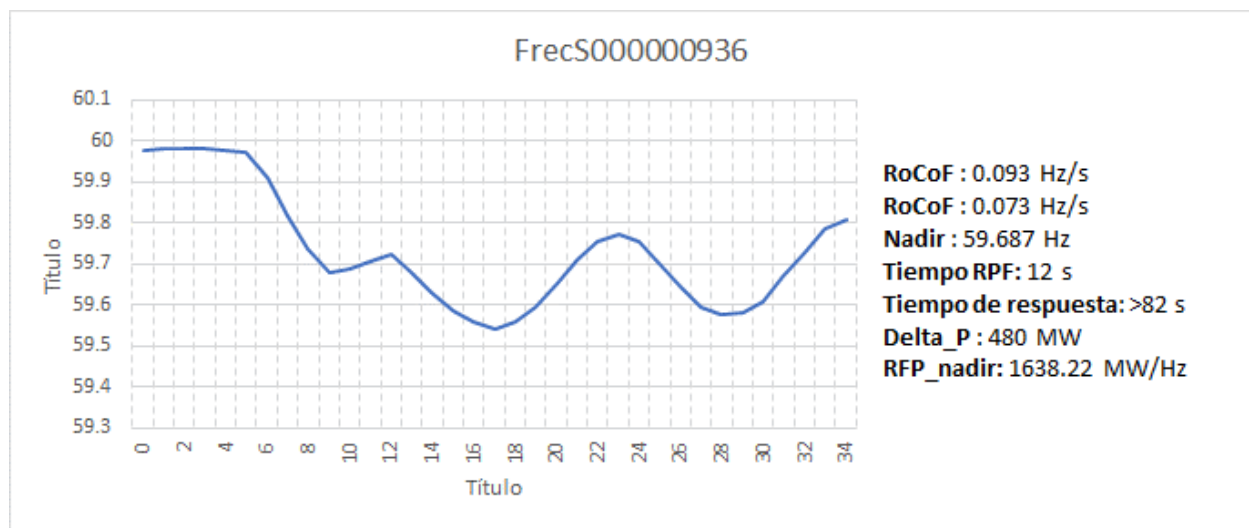


Figura 74 Evento de frecuencia FrecS000000936

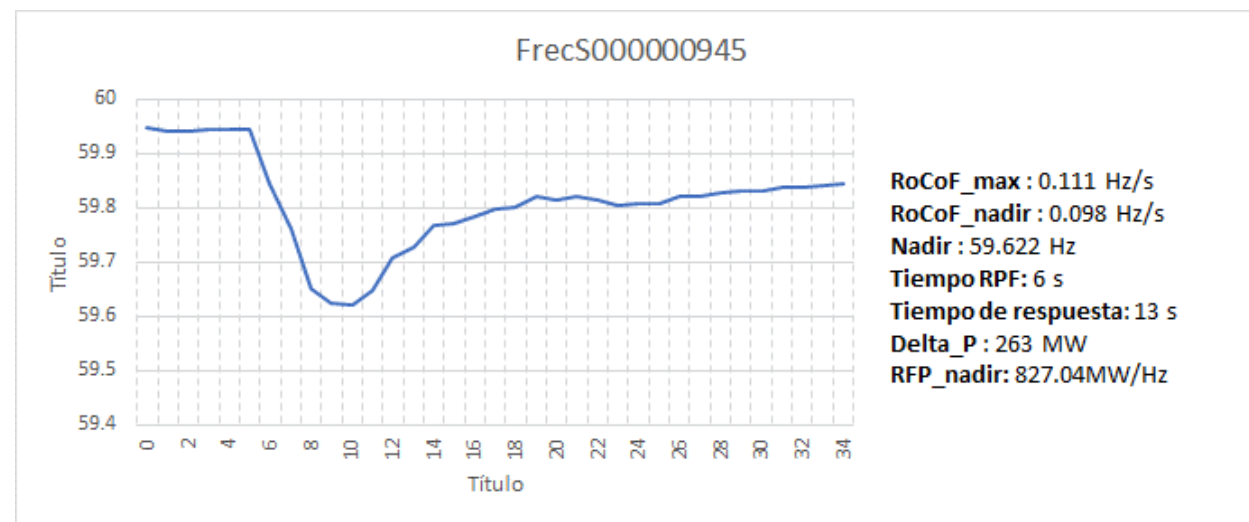


Figura 75 Evento de frecuencia FrecS000000945

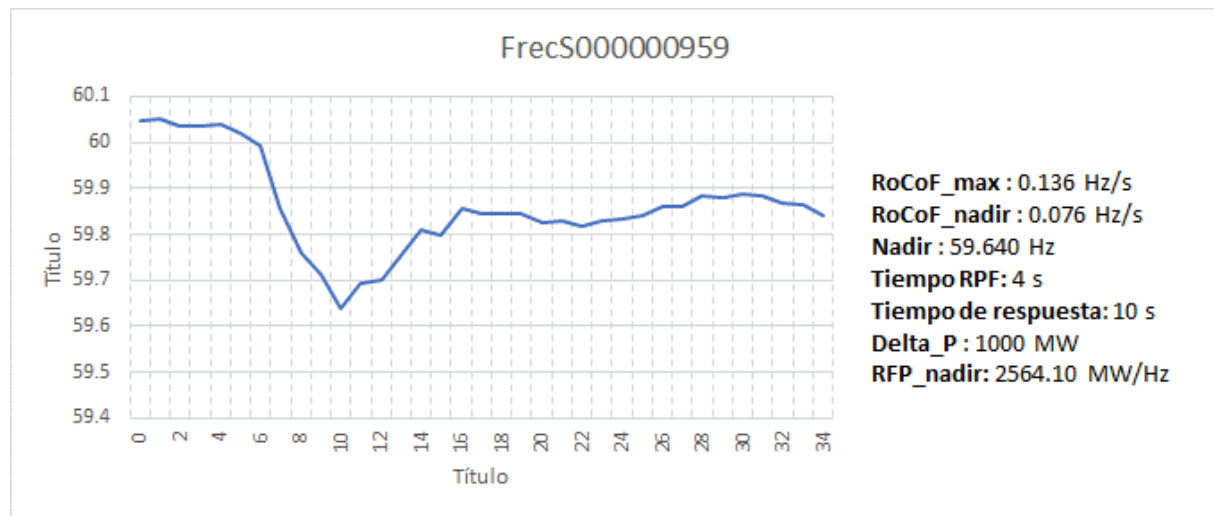


Figura 76 Evento de frecuencia FrecS000000959

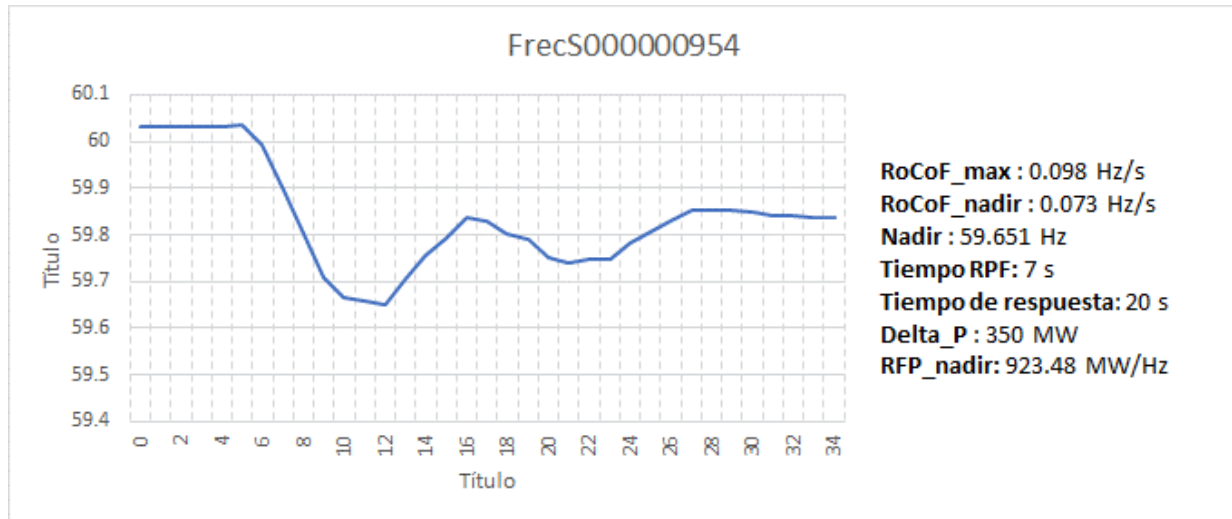


Figura 77 Evento de frecuencia FrecS000000954

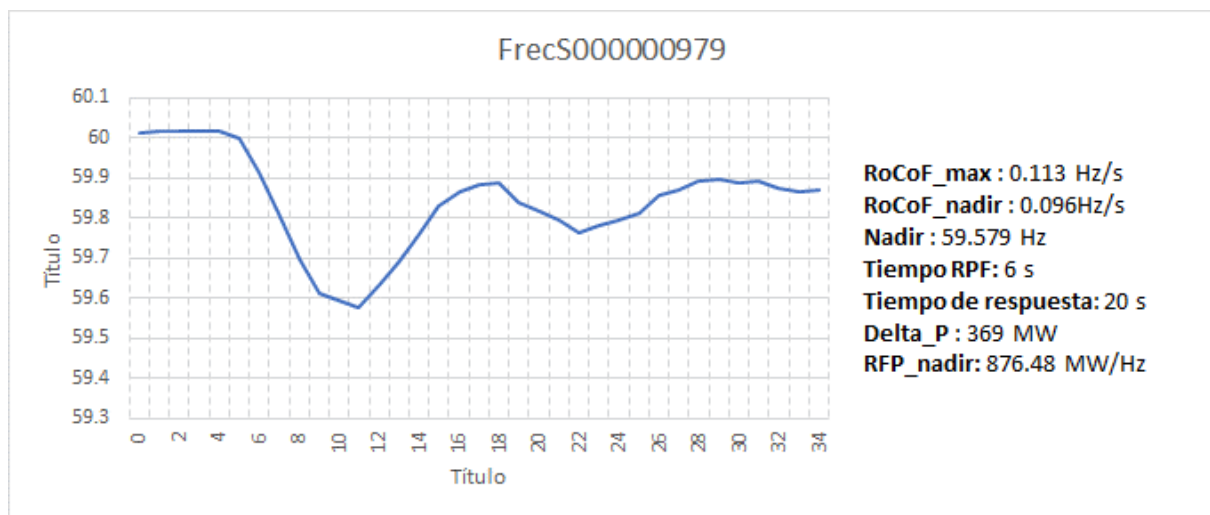


Figura 78 Evento de frecuencia FrecS000000979

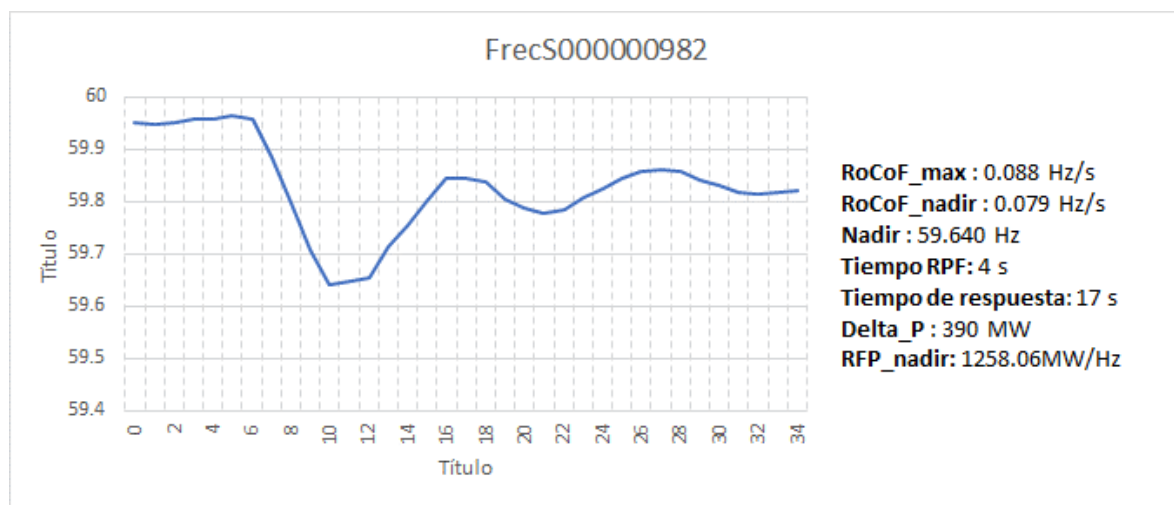


Figura 79 Evento de frecuencia FrecS000000982

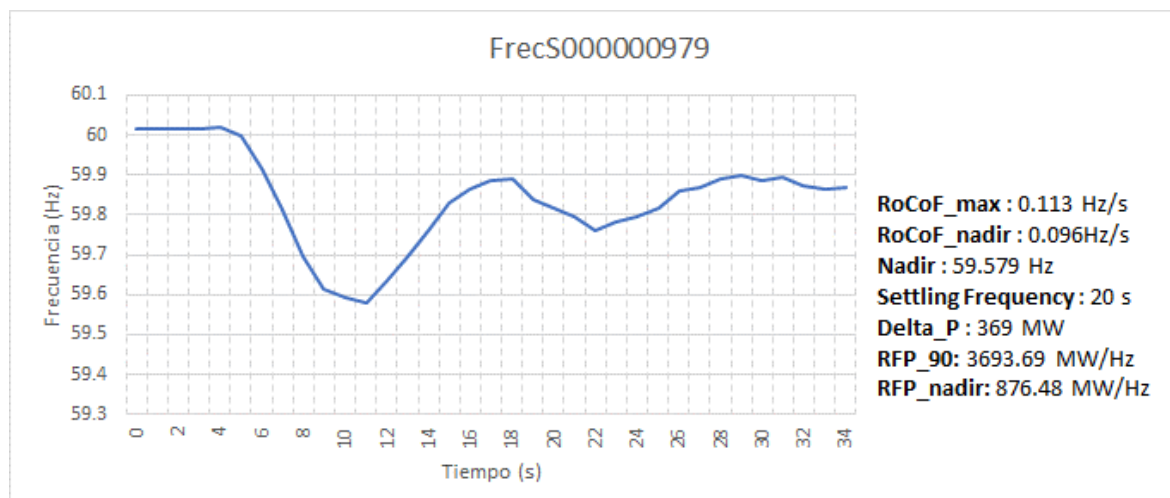


Figura 80 Evento de frecuencia FrecS000000979

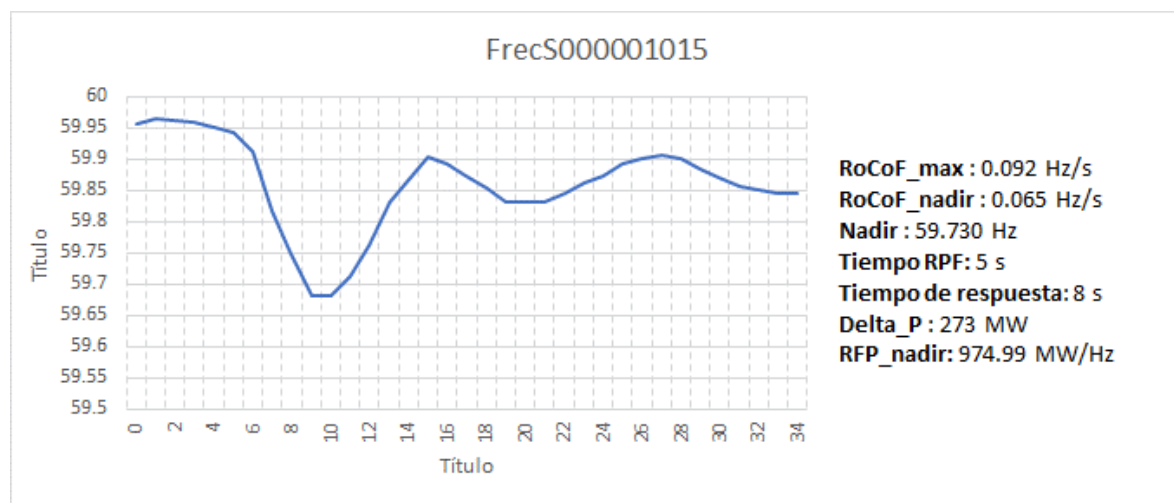


Figura 81 Evento de frecuencia FrecS0000001015

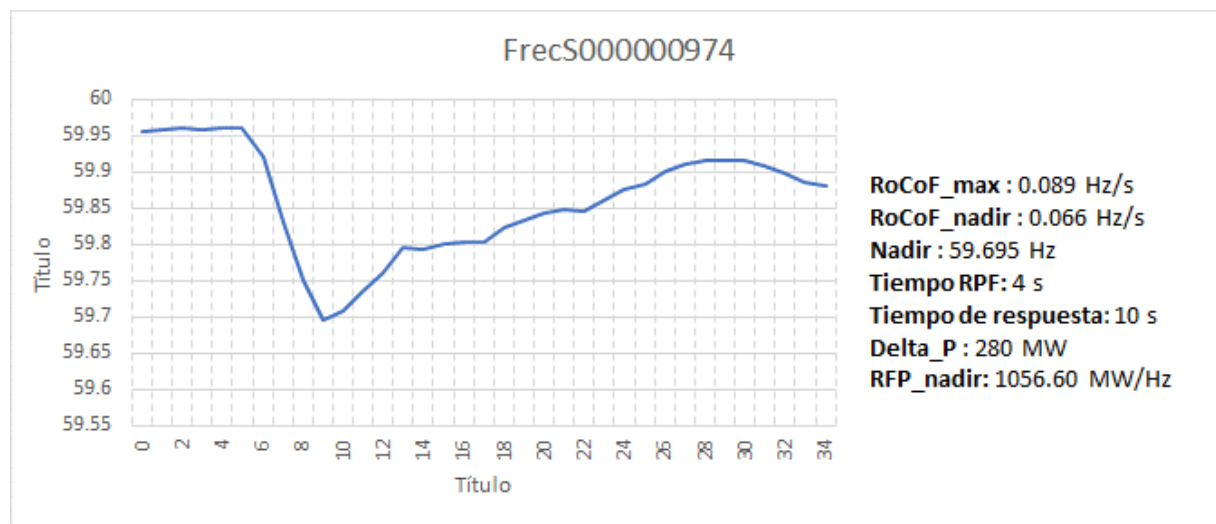


Figura 82 Evento de frecuencia FrecS000000974

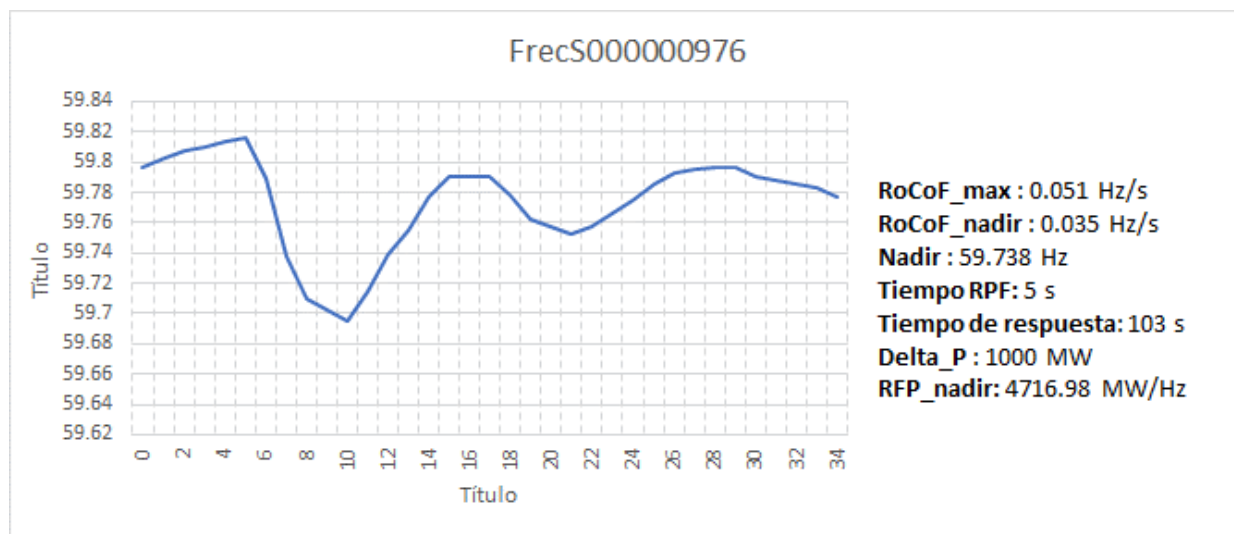


Figura 83 Evento de frecuencia FrecS000000976

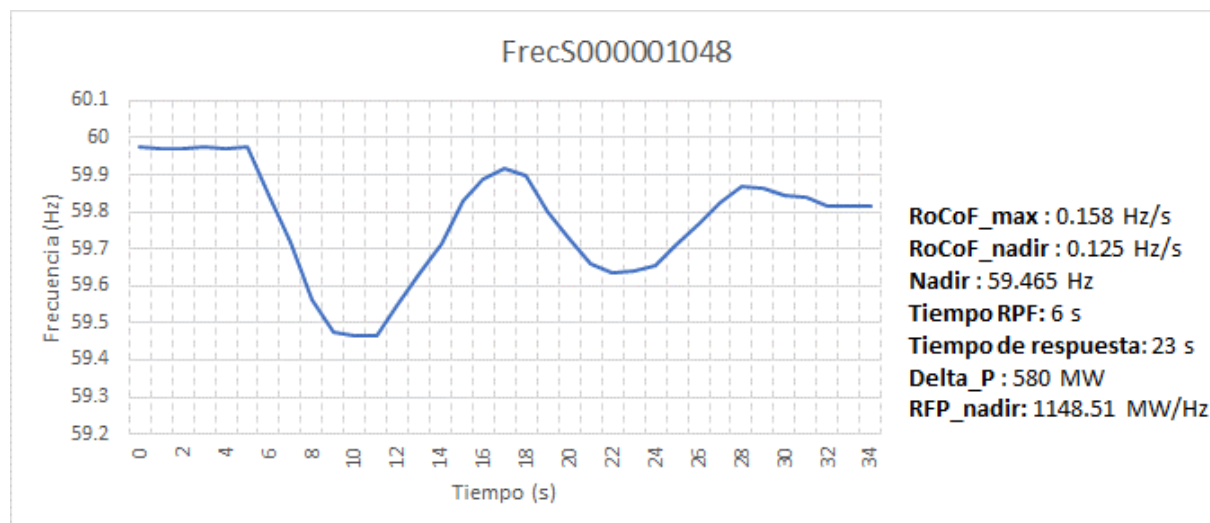


Figura 84 Evento de frecuencia FrecS000001048

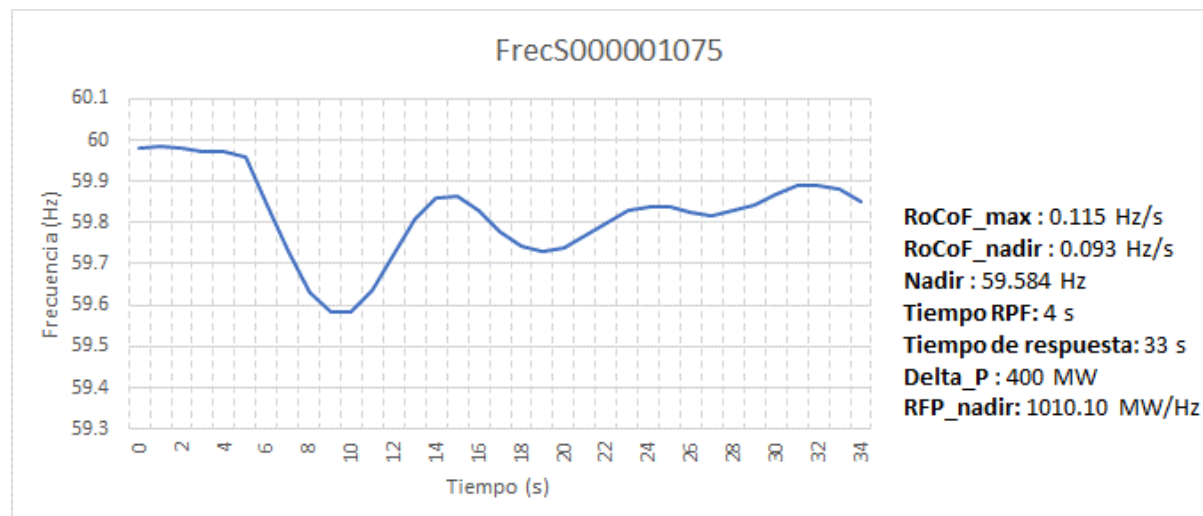


Figura 85 Evento de frecuencia FrecS000001075

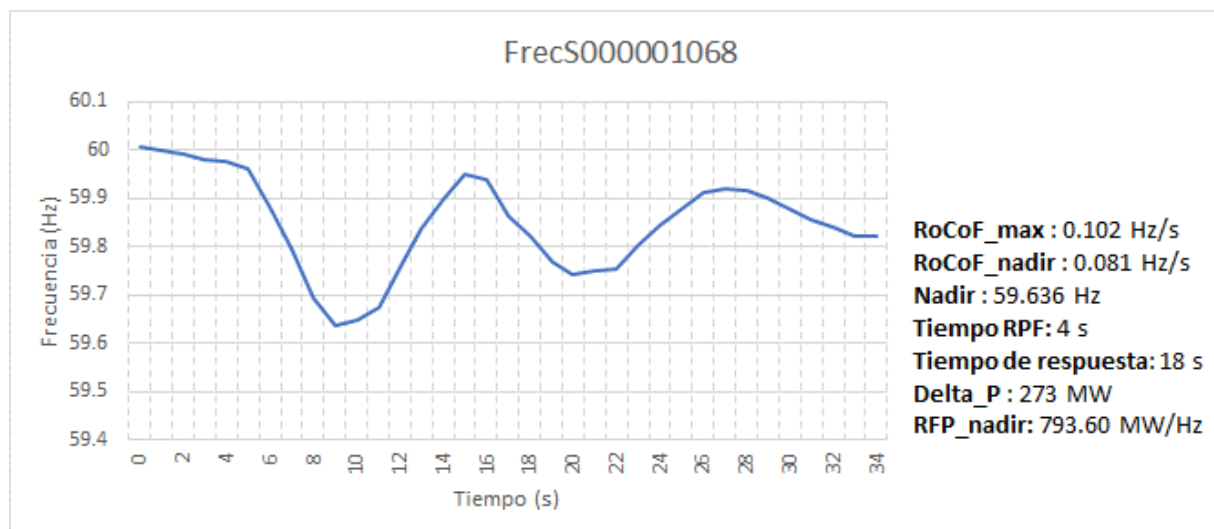


Figura 86 Evento de frecuencia FrecS000001068

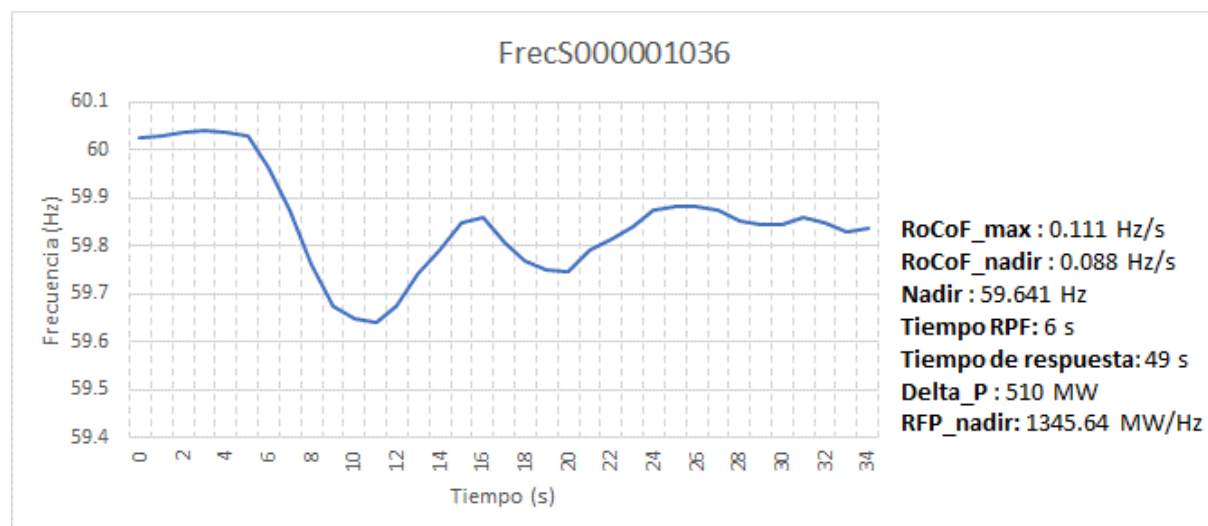


Figura 87 Evento de frecuencia FrecS000001036

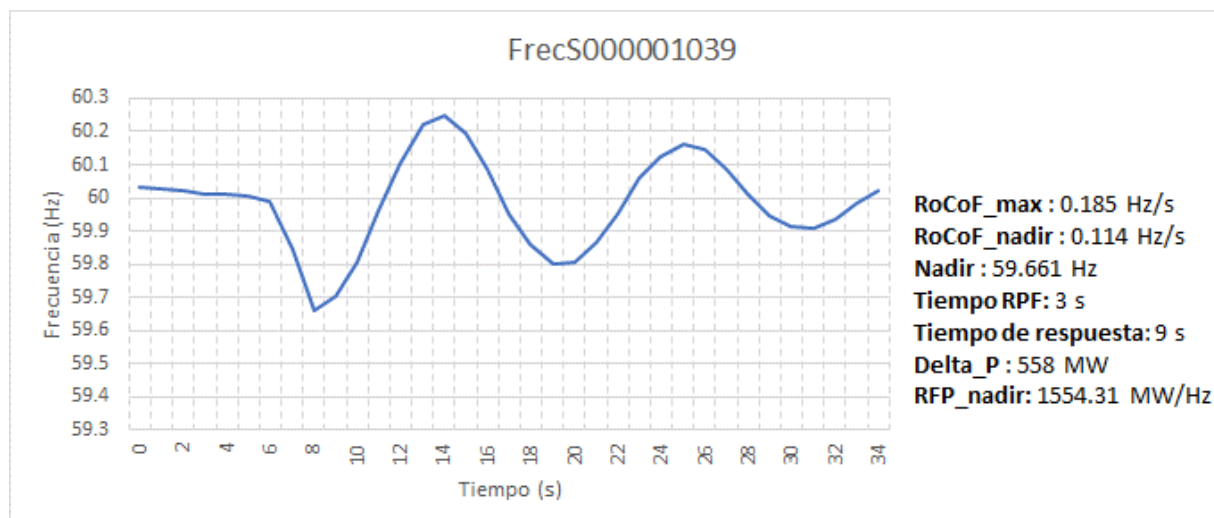


Figura 88 Evento de frecuencia FrecS000001039

15.2 Anexo 2. Revisión detallada y explícita de los requisitos técnicos y operativos establecidos en la regulación actual de SSCC

Servicios Complementarios en Colombia					
SSCC	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
Regulación Primaria de Frecuencia	<ul style="list-style-type: none"> Tiempo de respuesta 0 a 10 segundos. Tiempo de sostenimiento al menos 30 segundos después de ocurrido el evento. Estatismo entre 4% y 6% (convencionales), 2% y 6% (no convencionales). Banda muerta 30 mHz (convencionales), configurable entre 0 y 120 mHz (no convencionales). 	No es remunerado.	Convencionales y no convencionales.	Plantas despachadas centralmente	Resolución CREG 025 de 1995 [11] Resolución CREG 023 de 2001 [43] Resolución CREG 060 de 2019 [7]

Servicios Complementarios en Colombia					
SSCC	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
	<ul style="list-style-type: none"> Reserva de regulación primaria del 3% de la generación horaria programada para todas las plantas despachadas centralmente. 				
Regulación Secundaria de Frecuencia	<p>Tiempo de respuesta Disponible a los 30 segundos después de ocurrido el evento</p> <p>Tiempo de sostenimiento al menos 30 minutos después de ocurrido el evento</p> <p>Reserva de regulación primaria: El CND establecerá la cantidad de potencia a nivel horario, requerida para garantizar el servicio de regulación secundaria de frecuencia</p> <p>Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia por medio del AGC : Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 minutos.</p> <p>Constante de regulación del sistema:</p> <ul style="list-style-type: none"> Máxima = 1015 MW/Hz Media = 987 MW/Hz Mínima = 811 MW/Hz <p>Velocidad Máxima de Cambio de Carga del Sistema: • 48 MW/min</p> <p>Velocidad Mínima de Cambio de Carga por Unidad: Mayor o igual a 12 MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.</p> <p>Número Mínimo de Unidades:</p> <ul style="list-style-type: none"> 5 unidades <p>NOTA: Teniendo en cuenta las particularidades tecnológicas y de control de las plantas de ciclo combinado, las mismas serán consideradas para el AGC como una sola unidad.</p> <p>Holgura Mínima por Planta para hacer AGC:</p> <ul style="list-style-type: none"> 18 MW por planta. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo. <p>Holgura Mínima por Unidad para hacer AGC</p> <ul style="list-style-type: none"> 6 MW por unidad. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo. <p>Tiempo de Retardo de la Unidad en comenzar a responder una vez</p>	Servicio remunerado mediante un esquema de mercado por mérito	Convencionales y no convencionales	Plantas despachadas centralmente	<p>Resolución CREG 025 de 1995 [11]</p> <p>Resolución CREG 198 de 1997 [49]</p> <p>Resolución CREG 083 de 1999 [48]</p> <p>Acuerdo CNO 1428 de 2021 [50]</p> <p>Resolución CREG 060 de 2019 [7]</p>

Servicios Complementarios en Colombia					
SSCC	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
	<p>enviado el comando por el AGC</p> <ul style="list-style-type: none"> Máximo de 20 segundos una vez enviado el primer comando de regulación. 				
Autorizaciones	<p>Balance Generación-Carga</p> <p>Tiempo de respuesta acorde a las autorizaciones que se le da al recurso de generación por parte del operador del sistema.</p> <p>Solicitudes Redespacho:</p> <p>Disponibilidad</p> <p>Inversores, Conversores, Molinos</p> <p>Cambios de configuración</p> <p>Perfil de pruebas</p> <p>Reprogramación pruebas de disponibilidad</p> <p>AGC</p>	Pago por autorizaciones	Plantas de generación		<p>Resolución CREG 025 de 1995 [11]</p> <p>Resolución CREG 122 de 1998 [62]</p> <p>Resolución CREG 138 de 2012 [63]</p> <p>Acuerdo CNO 1447 de 2021 [64]</p> <p>Resolución CREG 060 de 2019 [7]</p>

Servicios Complementarios en Colombia					
SSCC	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
Control de Tensión	<p>Capacidades establecidas por la curva PQ de cada instalación.</p> <p>Respuesta rápida de corriente reactiva.</p> <p>Operación dentro de los límites establecidos por las curvas de comportamiento de depresiones de tensión (LVRT) y sobretensiones (HVRT)</p>	No es remunerado.	Plantas de generación y otros recursos	<p>Para plantas eólicas y solares</p> <p>Respuesta rápida de corriente reactiva y Operación dentro de los límites establecidos por las curvas de comportamiento de depresiones de tensión (LVRT) y sobretensiones (HVRT)</p>	<p>Resolución CREG 025 de 1995 [11]</p> <p>Resolución CREG 060 de 2019 [7]</p>
Arranque en negro	Sin Información	No es remunerado.	Plantas de generación	Servicio que los generadores pueden proveer si son requeridos por el CND	Resolución CREG 025 de 1995 [11]

15.3 Anexo 3. Referenciamiento

Regulación Primaria de Frecuencia					
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
Colombia	<ul style="list-style-type: none"> Tiempo de respuesta 0 a 10 segundos. Tiempo de sostenimiento al menos 30 segundos después de ocurrido el evento. Estatismo entre 4% y 6% (convencionales), 2% y 6% 	No es remunerado.	Convencionales y no convencionales.	Plantas despachadas centralmente	<p>Resolución CREG 025 de 1995 [11]</p> <p>Resolución CREG 023 de 2001 [43]</p>

Regulación Primaria de Frecuencia					
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
	(no convencionales). • Banda muerta 30 mHz (convencionales), configurable entre 0 y 120 mHz (no convencionales). • Reserva de regulación primaria del 3% de la generación horaria programada para todas las plantas despachadas centralmente.				Resolución CREG 060 de 2019 [7]
Chile	• Tiempo de respuesta 0 a 10 segundos. • Tiempo de sostenimiento al menos 5 minutos después de ocurrido el evento. • Banda muerta 20 mHz.	Precio marginal.	Plantas de generación.	Se asigna por subasta diaria	[65] [66] [67]
Perú	• Tiempo de respuesta 0 a 10 segundos. • Tiempo de sostenimiento del 100% al menos 30 segundos después de ocurrido el evento y del 85% 10 minutos adicionales. • Banda muerta 50 mHz. • Reserva de regulación primaria del sistema del 2 al 3.1% de la generación. • ROCOF: 1 Hz/s.	No contempla una compensación o pago por la prestación de este servicio.	Plantas de generación.	Obligatorio para todas las unidades con capacidad mayor a 10W	[68] [69] [70] [71]
Argentina	• Tiempo de respuesta 0 a 30 segundos. • Estatismo entre 4% y 7%. • Banda muerta 50 mHz. • Tiempo de establecimiento (tiempo necesario para ingresar en la banda del +/-5% del valor final) del lazo de regulación de velocidad para generadores hidráulicos 60 seg y térmicas 30 seg. • Reserva de regulación primaria del 5% de la generación por planta y entre 3 y 3.3% para el total del sistema. • ROCOF: 1.8 Hz/s.	Todas las unidades tienen asignadas igual proporción de aporte y tienen la obligación de proveer el porcentaje óptimo con regulación propia (sin retribución económica) o pagando a los generadores que regulan más que el óptimo.	Plantas de generación.	Obligatorio no retribuido para todos los generadores	[68] [72]
España	• Tiempo de respuesta 15 s ante perturbaciones que provoquen variaciones de frecuencia inferiores a 100 mHz y linealmente entre 15 y 30 s para variaciones entre 100 y 200 mHz. • El estatismo de los generadores podrá ser como máximo un 13.3%, aunque típicamente suele estar entre 3 y 5%.	Sin remuneración.	Plantas de generación, eólicas y solares	Obligatorio y se puede contratar el servicio con otro generador	[68] [73]

Regulación Primaria de Frecuencia					
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
	<ul style="list-style-type: none"> Reserva del 1.5%. ROCOF=2 Hz/s. Oferta mínima 1MW. 				
Reino unido	<ul style="list-style-type: none"> Tiempo de respuesta 0 a 10s. Tiempo de sostenimiento mínimo de 20s. Banda muerta ≤ 30 mHz. Máxima desviación instantánea de frecuencia: 800 mHz. Máxima desviación de frecuencia en estado estable: 500 mHz. Estatismo entre 3 - 5%. Rango de potencia relacionado con la capacidad máxima ($\Delta P/P_{max}$) = 10% Oferta mínima: 1 MW $< x \leq 5$ MW. 	Contrato bilateral/pay as bid.	Plantas de generación, RD, baterías	Se asigna por subasta	[65] [73] [74]
Portugal	<ul style="list-style-type: none"> Tiempo de respuesta 0 a 30s. Tiempo de sostenimiento mínimo de 30s. Banda muerta ≤ 30 mHz. Máxima desviación instantánea de frecuencia: 800 mHz. Máxima desviación de frecuencia en estado estable: 200 mHz. Estatismo 3 - 8%. Rango de potencia relacionado con la capacidad máxima ($\Delta P/P_{max}$) = 5%. Oferta mínima 1 MW. 	Los generadores conectados a la red están obligados a reservar una cierta cantidad de capacidad para cumplir con los requisitos por un precio fijo establecido o de forma gratuita.	Plantas de generación	Obligatorio para los generadores	[74] [75] [76]
Finlandia	<ul style="list-style-type: none"> Tiempo de respuesta 0 a 30s. Tiempo de sostenimiento mínimo de 30s Banda muerta ≤ 30 mHz. Máxima desviación instantánea de frecuencia: 800 mHz. Máxima desviación de frecuencia en estado estable: 200 mHz. Estatismo 3 - 8%. Rango de potencia relacionado con la capacidad máxima ($\Delta P/P_{max}$) = 5%. Oferta mínima 1 MW. 	Contrato bilateral.	Plantas de generación, Cargas, Baterías	Participación voluntaria	[74] [75] [76]

Regulación Primaria de Frecuencia					
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
Países bajos	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de respuesta 0 a 30s. • Tiempo de sostenimiento mínimo de 30s. • Banda muerta ≤ 30 mHz. • Máxima desviación instantánea de frecuencia: 800 mHz. • Máxima desviación de frecuencia en estado estable: 200 mHz. • Estatismo 2 - 12%. • Rango de potencia relacionado con la capacidad máxima ($\Delta P/P_{max}$) = 1.5 - 10% Oferta mínima > 1 MW. 	Contrato bilateral.	Plantas de generación, Cargas, Baterías	Participación voluntaria	[74] [75] [76]
PJM	<p>Respuesta primaria de frecuencia:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Debe garantizarse un mínimo de 258.3 MW/0.1Hz de respuesta en frecuencia. <p>Unidades ≥ 75 MVA, con la excepción de unidades nucleares:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Banda muerta: máximo ± 36 mHz. • Estatismo: 5%. 	Precio marginal.	Plantas de generación, RD, Baterías	Se asigna por mercado del día siguiente/intradiario y tiempo real	[65] [73] [77] [78] [27] [79]
NYISO	<ul style="list-style-type: none"> • Debe garantizarse un mínimo de 48.8 MW/0.1Hz de respuesta en frecuencia. 	En este mercado los servicios complementarios se adquieren en el tiempo real con ofertas de 75 minutos previo al instante, cada servicio cuenta con su oferta propia, estos servicios se asignan de manera co-optimizada con la energía y se liquidan en el tiempo real considerando la red.	Plantas de generación, eólicas y solares, Baterías		[78] [27]
CAISO	<ul style="list-style-type: none"> • Debe garantizarse un mínimo de 197.6 MW/0.1Hz de respuesta en frecuencia. • Banda muerta 36 mHz. 	los participantes elegibles para prestar servicios complementarios pueden enviar ofertas para	Plantas de generación, eólicas y solares, baterías		[73] [78] [27]

Regulación Primaria de Frecuencia					
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
		participar o pueden auto proporcionar esos servicios, aunque eso no se considera una oferta, estas ofertas se realizan para el DAM y para el mercado de tiempo real, se debe mencionar que los compromisos del DAM son vinculantes y no se deben cambiar, la casación se realiza de manera cooptimizada y se generan precios marginales zonales			
ISO-NE	<ul style="list-style-type: none"> • Debe garantizarse un mínimo de 38.0 MW/0.1Hz de respuesta en frecuencia. • Banda muerta: 36 mHz. 	Durante el DAM y el mercado de tiempo real se reciben ofertas para los distintos servicios complementarios los cuales se cooptimizan con las ofertas de energía, en el tiempo real se monitorea constantemente para garantizar la operación segura del sistema y los mejores precios en todos los servicios.	Plantas de generación, eólicas y solares, baterías		[73] [78] [27]
MISO	<ul style="list-style-type: none"> • Debe garantizarse un mínimo de 211.0 MW/0.1Hz de respuesta en frecuencia. 	Estos servicios son asignados en el DAM y en el mercado de tiempo real, donde para cada servicio se presentan ofertas que se cooptimizan con la energía, el pago de estos servicios se realiza de una manera que maximiza el	Plantas de generación, eólicas y solares, baterías		[73] [78] [27]

Regulación Primaria de Frecuencia					
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
		marginal y resulta en pagos sobre este valor a los prestadores.			
ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> • Debe garantizarse un mínimo de 381.0 MW/0.1Hz de respuesta en frecuencia. • Banda muerta: 34 mHz para hidro/gas, 17 mHz para otras unidades de generación. 	Estos servicios son asignados en el DAM y en el mercado de tiempo real, donde para cada servicio se presentan ofertas que se cooptimizan con la energía, el pago de estos servicios se realiza de manera marginal zonal.	Plantas de generación, eólicas y solares, baterías		[73] [78] [27]

Regulación Secundaria de Frecuencia					
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
Colombia	Tiempo de respuesta Disponible a los 30 segundos después de ocurrido el evento Tiempo de sostenimiento al menos 30 minutos después de ocurrido el evento Reserva de regulación primaria: El CND establecerá la cantidad de potencia a nivel horario, requerida para garantizar el servicio de regulación secundaria de frecuencia Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia por medio del AGC : Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 minutos. Constante de regulación del sistema: <ul style="list-style-type: none"> • Máxima = 1015 MW/Hz • Media = 987 MW/Hz • Mínima = 811 MW/Hz 	Servicio remunerado mediante un esquema de mercado por mérito.	Convencionales y no convencionales	Plantas despachadas centralmente	Resolución CREG 025 de 1995 [11] Resolución CREG 198 de 1997 [49] Resolución CREG 083 de 1999 [48] Acuerdo CNO 1428 de 2021 [50] Resolución CREG 060 de 2019 [7]

Regulación Secundaria de Frecuencia					
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
	<p>Velocidad Máxima de Cambio de Carga del Sistema: • 48 MW/min</p> <p>Velocidad Mínima de Cambio de Carga por Unidad: Mayor o igual a 12 MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.</p> <p>Número Mínimo de Unidades:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 5 unidades <p>NOTA: Teniendo en cuenta las particularidades tecnológicas y de control de las plantas de ciclo combinado, las mismas serán consideradas para el AGC como una sola unidad.</p> <p>Holgura Mínima por Planta para hacer AGC:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 18 MW por planta. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo. <p>Holgura Mínima por Unidad para hacer AGC</p> <ul style="list-style-type: none"> • 6 MW por unidad. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo. <p>Tiempo de Retardo de la Unidad en comenzar a responder una vez enviado el comando por el AGC</p> <ul style="list-style-type: none"> • Máximo de 20 segundos una vez enviado el primer comando de regulación. 				
Chile	<p>Dicha prestación deberá activarse dentro de un tiempo de 10 [s], luego de la instrucción. Los coordinados que participen del CSF deberán entregar el 100% de lo comprometido dentro de un tiempo de 5 [min], y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 15 [min].</p> <p>La reserva requerida para el CSF será el mayor valor entre los montos requeridos para atender las variaciones intra-horarias y la reserva mínima asociada a la operación del AGC.</p>	Precio marginal.	Plantas de generación	Se asigna por subasta diaria	[65] [66] [67]
Perú	Los gradientes de toma de carga y descarga por unidad de generación superiores a 8 MW/min. En el caso de ciclos combinados la suma de las gradientes de las tomas de carga y descargas de las unidades que lo conforman superiores a 16 MW/min, tener capacidad	Es de carácter voluntario, y sí es compensado, a través de las liquidaciones que forman parte de las valorizaciones de transferencia de energía activa	Plantas de generación		[80]

Regulación Secundaria de Frecuencia					
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
	de responder a las consignas enviadas en menos de diez (10) segundos. Debe ser sostenida por 30 minutos.	emitidas por el COES mes a mes.			
Argentina	Las máquinas de la central con las que participará deben estar habilitadas para la RPF, el operador del sistema determina la cantidad de regulación como un porcentaje de la demanda horaria (en general cercano a un 1.5%). Para esto se establece un gradiente mínimo de 30 MW/min y un tiempo mínimo de tres horas para mantener la provisión del servicio.	Para un intervalo Spot el Precio de la Energía para Regulación Secundaria (PRS) está dado por un porcentaje del precio Spot de la energía en el Mercado que resulta en la operación diaria.	Plantas de generación	La provisión de regulación secundaria es voluntaria y para cumplir con este servicio los generadores deben ser habilitados por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA)	[81] [82]
España	Reserva de restauración de frecuencia (FRR), también llamado reservas de restauración automática de frecuencia. <ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de respuesta 30 segundos. • Tiempo sostenimiento 15 minutos hasta que su uso neto sea sustituido por la regulación terciaria. • Límite de la oferta de capacidad: 5 MW < x <= 10 MW. • Límite de la oferta de energía: <= 1 MW. • Valores mínimos de banda. • Subida = 500MW. • Bajada = 400MW. 	La reserva secundaria es un servicio complementario opcional, no es obligatorio ofertar. Este servicio se paga conforme a dos conceptos, utilizando procedimientos de mercado: disponibilidad (reserva secundaria) y uso (energía)	Plantas de generación	Participación voluntaria	[83]
Reino unido	Reserva de restauración de frecuencia (FRR), también llamado reservas de restauración automática de frecuencia (aFRR): <ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de respuesta 30s. 	En el sistema eléctrico del Reino Unido, la reserva rápida (FR) es equivalente a aFRR. Se remuneran en tres métodos de pago diferentes, que incluyen las tarifas de	Plantas de generación, RD, Baterías	Se asigna por Subasta	[65] [75] [76]

Regulación Secundaria de Frecuencia					
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
	<ul style="list-style-type: none"> Tiempo de sostenimiento mínimo 30m. La rampa de reserva rápida > 25 MW/minuto. 	disponibilidad, nominación y utilización. El FR se adquiere a través de un proceso de licitación mensual competitivo (solo mercado)			
Portugal	<p>Reserva de restauración de frecuencia (FRR), también llamado Reservas de restauración automática de frecuencia (aFRR):</p> <ul style="list-style-type: none"> Tiempo de activación de aFRR de 0 a máximo: 1.5 min <math>x \leq 5 \text{ min}</math>. Límite de la oferta de capacidad: >10 MW. Límite de la oferta de energía: Sin límites. 	Contrato bilateral	Plantas de generación	Participación voluntaria	[74] [75] [76]
Finlandia	<p>Reserva de restauración de frecuencia (FRR), también llamado reservas de restauración automática de frecuencia (aFRR):</p> <ul style="list-style-type: none"> Tiempo de activación de aFRR de 0 a máximo: 1.5 min <math>x \leq 5 \text{ min}</math>. Límite de la oferta de capacidad: 1 MW <math>x \leq 10 \text{ MW}</math>. Límite de la oferta de energía: <math>\leq 5 \text{ MW}</math>. 	Contrato bilateral	Plantas de generación	Participación voluntaria	[74] [75] [76]

Regulación Secundaria de Frecuencia					
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
Países bajos	<p>Reserva de restauración de frecuencia (FRR), también llamado reservas de restauración automática de frecuencia (aFRR):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de activación de aFRR de 0 a máximo: 5 min < x ≤ 15 min. • Límite de la oferta de capacidad: ≤1 MW. • Límite de la oferta de energía: ≤1 MW. 	Contrato bilateral	Generadores, cargas y baterías	Participación voluntaria	[74] [75] [76]
PJM	<p>Reserva de contingencia secundaria: Llamada "Reserva sincronizada" en conjunto con "Reserva no sincronizada" de activación en 10 minutos que proviene de generadores en línea, fuera de línea y de cargas designadas por la respuesta en demanda, además 2/3 de la reserva deben ser sincrónicos. El requerimiento de esta reserva es al menos el 150% de la contingencia individual más grande (2000MW a 4000 MW).</p> <p>Reserva de Regulación: Este servicio debe activarse en 2s y durar por lo menos 15 minutos, existe un número constante de adquisición por hora "Horas de rampa" de 800 MW. Si las condiciones del sistema lo permiten, las instalaciones generadoras deben responder de inmediato a una solicitud de PJM que indique un cambio en la producción de energía real y deben proceder a una tasa que esté dentro del 2% de la tasa de rampa establecida de la instalación generadora, hasta que se alcance la salida prescrita.</p>	Precio marginal	plantas que están operando y como plantas con encendido rápido. Plantas de generación, RD, Baterías	Se asigna por mercado del día siguiente/intradiario y tiempo real	[65] [77] [78] [27] [79] [84]
ISO-NE	<ul style="list-style-type: none"> • La reserva de 10 minutos debe ser mayor a la mayor de las contingencias más un factor de ajuste, resultando en valores entre 1500 MW y 1770 MW. • Continuidad de energía cuando esta despachada 60 m. • Reserva de regulación (AGC): Entre 50 y 200 MW. 		Plantas de generación, eólicas y solares, Baterías		[78] [27]

Regulación Secundaria de Frecuencia					
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
MISO	<ul style="list-style-type: none"> El requisito de esta reserva es que debe ser mayor a la contingencia más grande alrededor de 1100 MW donde al menos la mitad debe ser sincrónica. Continuidad de energía cuando esta despachada 60 m. Reserva de regulación (AGC): Alrededor de 400 MW. 		Plantas de generación, eólicas y solares		[73] [78] [27]
NYISO	<ul style="list-style-type: none"> Requisito debe ser mayor o igual a la mayor contingencia, en el momento es 1310 MW donde la mitad debe ser sincrónica. Reserva de regulación (AGC): Entre 175 y 300 MW. 		Plantas de generación, eólicas y solares, Baterías		[73] [78] [27]
CAISO	<ul style="list-style-type: none"> El requisito es la mínima cantidad entre: la mayor contingencia individual o la suma del 3% de la generación de CAISO más el 3% de la demanda de CAISO, cuenta además con la capacidad de aumentar en 10 minutos y sostener por 2 horas. Reserva de regulación (AGC): Desde 350 MW hasta un porcentaje calculado a partir de la carga proyectada. 		Plantas de generación, eólicas y solares, Baterías		[73] [78] [27]
ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> Este requerimiento va en función de los requisitos de reserva primaria, inercia y regulación, con una capacidad de 2300 MW a 3200 MW donde la respuesta a la demanda debe ser del 60%. Continuidad de energía cuando esta despachada 60 m. Reserva de regulación (AGC): 100 y 700 MW. 		Plantas de generación, eólicas y solares, Baterías		[73] [78] [27]

Regulación Terciaria de Frecuencia					
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
Colombia	<p>Tiempo de respuesta acorde a las autorizaciones que se le da al recurso de generación por parte del operador del sistema.</p> <p>Solicitudes Redespacho:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Disponibilidad. • Inversores, convertidores, molinos. • Cambios de configuración. • Perfil de pruebas. • Reprogramación pruebas de disponibilidad. • AGC. 	Pago por autorizaciones	Plantas de generación		<p>Resolución CREG 025 de 1995 [11]</p> <p>Resolución CREG 122 de 1998 [62]</p> <p>Resolución CREG 138 de 2012 [63]</p> <p>Acuerdo CNO 1447 de 2021 [64]</p> <p>Resolución CREG 060 de 2019 [7]</p>
Chile	<p>Acción de control destinada a restablecer las reservas del CSF. El CTF deberá operar de forma centralizada y manual. Asimismo, dicha prestación deberá activarse dentro de un tiempo de 5 [min], luego de la instrucción. Los coordinados que participen del CTF deberán entregar el 100% de lo comprometido dentro de un tiempo de 15 [min], y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 60 [min]. Deberá tener un monto de reserva tal que complemente las reservas requeridas, de manera conjunta, para las variaciones intra-horarias y los errores de previsión de la demanda.</p>	Precio marginal	Plantas de generación	Se asigna por subasta diaria	<p>[65]</p> <p>[66]</p> <p>[67]</p>
Perú	<p>Es solicitada a una unidad de generación, por el tiempo que requiera el operador, al ser insuficiente las dos primeras medidas, La RTF opera de forma centralizada y manual. Asimismo, dicha prestación deberá activarse dentro de un tiempo de 15 minutos.</p>		Plantas de generación, Baterías		[85]

Regulación Terciaria de Frecuencia					
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
España	<p>La reserva mínima necesaria de regulación terciaria a subir en cada período de programación será, como referencia, igual a la pérdida máxima de producción provocada de forma directa por el fallo simple de un elemento del sistema eléctrico, mayorada en un 2% del valor de la demanda prevista en cada periodo de programación. La reserva terciaria se establecerá, en función de las condiciones de operación, entre el 40 y el 100% de la reserva a subir. puede ser movilizada en un tiempo no superior a quince minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas, con objeto de reconstituir la reserva de regulación secundaria.</p> <p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR) control terciario:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de activación de mFRR de 0 a máximo: 5 min $< x \leq 15$ min. • Límite de la oferta de capacidad: No aplica. • Límite de la oferta de energía: ≤ 1 MW. <p>Reserva de Reposición (RR): control terciario</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de activación de RR de 0 a máximo: Depende de la unidad. • Límite de la oferta de capacidad: 1 MW $< x \leq 5$ MW. • Límite de la oferta de energía: 5 MW $< x \leq 10$ MW. 	<p>Este es un servicio auxiliar obligatorio que es gestionado y pagado de acuerdo con el procedimiento de mercado. Este servicio auxiliar solo se paga en caso de utilización, no por disponibilidad.</p>	<p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario.</p> <p>Generadores, cargas y baterías</p> <p>Reserva de Reposición (RR): control terciario</p> <p>Generadores</p>		<p>[75] [76] [83]</p>
Reino unido	<p>Tiempo de activación 10s. Tiempo mínimo de entrega indefinido.</p> <p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de activación de mFRR de 0 a máximo: Depende de la unidad. • Límite de la oferta de capacidad: 5 MW $< x \leq 10$ 	<p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario.</p> <p>Reserva de capacidad: Voluntario, contrato bilateral Reserva de energía: Mandatorio, precio fijo</p>	<p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario.</p> <p>Generadores, cargas y baterías</p>	<p>Se asigna por Subasta</p>	<p>[65] [76] [75]</p>

Regulación Terciaria de Frecuencia					
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
	<p>MW.</p> <ul style="list-style-type: none"> Límite de la oferta de energía: 1 MW $<x \leq 5$ MW. <p>Reserva de Reposición (RR): control terciario</p> <ul style="list-style-type: none"> Tiempo de activación de RR de 0 a máximo: Depende de la unidad. Límite de la oferta de capacidad: 1 MW $<x \leq 5$ MW. Límite de la oferta de energía: 1 MW $<x \leq 5$ MW. 	<p>Reserva de Reposición (RR): control terciario</p> <p>Reserva de capacidad: Voluntario, contrato bilateral</p> <p>Reserva de energía: Híbrido, precio fijo o contrato bilateral</p>	<p>Reserva de Reposición (RR): control terciario</p> <p>Generadores y cargas</p>		
Portugal	<p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario.</p> <ul style="list-style-type: none"> Tiempo de activación de mFRR de 0 a máximo: Depende de la unidad de generación. Límite de la oferta de capacidad: No aplica. Límite de la oferta de energía: No aplica. <p>Reserva de Reposición (RR): control terciario</p> <ul style="list-style-type: none"> Tiempo de activación de RR de 0 a máximo: Depende de la unidad. Límite de la oferta de capacidad: No aplica. Límite de la oferta de energía: No aplica. 	<p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario.</p> <p>Reserva de capacidad: Mandatorio, precio fijo</p> <p>Reserva de energía: Voluntario, contrato bilateral</p> <p>Reserva de Reposición (RR): control terciario</p> <p>Reserva de energía: Mandatorio, precio fijo</p>	<p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario.</p> <p>Generadores y cargas</p> <p>Reserva de Reposición (RR): control terciario</p> <p>Generadores</p>		<p>[76]</p> <p>[75]</p>
Finlandia	<p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario.</p> <ul style="list-style-type: none"> Tiempo de activación de mFRR de 0 a máximo: 5 min $<x \leq 15$ min. Límite de la oferta de capacidad: 1 MW $<x \leq 5$ MW. Límite de la oferta de energía: 1 MW $<x \leq 5$ MW. <p>La Reserva de Reposición (RR): control terciario no es usada en Finlandia.</p>	<p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario.</p> <p>Reserva de capacidad: Voluntario, contrato bilateral</p> <p>Reserva de energía: Mandatorio, precio fijo</p>	<p>Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario.</p> <p>Generadores y cargas</p>		<p>[76]</p> <p>[75]</p>

Regulación Terciaria de Frecuencia					
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
Países bajos	Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario. <ul style="list-style-type: none"> Tiempo de activación de mFRR de 0 a máximo: 5 min $<x \leq 15$ min. Límite de la oferta de capacidad: 5 MW $<x \leq 10$ MW. Límite de la oferta de energía: 1 MW $<x \leq 5$ MW. La Reserva de Reposición (RR): control terciario no es usada en Países bajos.	Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario. Reserva de capacidad: Voluntario, contrato bilateral Reserva de energía: Mandatorio, precio fijo	Reservas de Restablecimiento de Frecuencia Manual (mFRR): control terciario. Generadores y cargas		[76] [75]
PJM	La reserva de contingencia terciaria está destinada a recuperar las reservas primaria y secundaria ante una eventual contingencia para preparar el sistema ante otro posible incidente, tiempos de activación de los 30 minutos a una hora.	Precio marginal	Prestado por generadores que pueden o no estar en línea, RD, Baterías	Se asigna por mercado del día siguiente/intradiario	[65] [78] [27]
NYISO	La reserva operativa de 30 minutos más la reserva operativa de 10 minutos deben ser mayores a 2 veces la mayor contingencia individual 2620 MW.		Plantas de generación, eólicas y solares, Baterías		[73] [78] [27]
ISO-NE	La reserva operativa de 30 minutos debe ser 1.5 veces la mayor contingencia, generalmente va de 2300 MW a 2600 MW.		Plantas de generación, eólicas y solares, Baterías		[73] [78] [27]

Control de Tensión					
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
Colombia	<ul style="list-style-type: none"> Capacidades establecidas por la curva PQ de cada instalación. Respuesta rápida de corriente reactiva. Operación dentro de los límites establecidos por las curvas de comportamiento de depresiones de tensión (LVRT) y sobretensiones (HVRT). 	No se remunera	Plantas de generación y otros recursos	Para plantas eólicas y solares Respuesta rápida de corriente reactiva y Operación dentro de los límites establecidos por las curvas de comportamiento de depresiones de tensión (LVRT) y sobretensiones (HVRT)	Resolución CREG 025 de 1995 [11] Resolución CREG 060 de 2019 [7]
Chile	Capacidades establecidas por la curva PQ de cada instalación	Precio marginal	Plantas de generación	Se asigna por licitación	[65]
Perú	Banda de reactivos, $fp=0.95$ atraso y 0.99 adelante.	Remunerado fuera de la banda de reactiva	Generadores, Reactores de barra, banco de capacitores shunt, SVC y/o compensadores síncronos		[86]
Argentina	Cada generador se compromete a entregar en forma permanente, hasta el 90% del límite de potencia reactiva inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la máquina dadas por la curva de capacidad para la máxima presión de refrigeración en forma transitoria, el 100 % durante 20 minutos continuos, con intervalos de 40 minutos. Consumidores $fp= 1$ o menor inductivo, $fp = 0.95$ inductivo o superior.	No remunerado, sancionado		Los Transportistas deberán poner a disposición del MEM todo el equipamiento para el control de tensión y suministro de potencia reactiva, incluyendo compensadores síncronos y	[87]

Control de Tensión					
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
				estáticos, y la reserva necesaria.	
España	<p>Generadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> • fp capacitivo igual a 0,989 (generación de potencia reactiva equivalente al 15 por 100 de la potencia activa neta máxima). • fp inductivo igual a 0,989 (absorción de potencia reactiva equivalente al 15 por 100 de la potencia activa neta máxima). <p>Consumidores:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hora punta $fp > 0.95$ inductivo . • Hora Valle $fp \geq 1$ inductivo. • Hora Llano $0.95 < fp < 1$ inductivo. <p>Centrales eléctricas conectadas a la red de transporte con potencia nominal igual o superior a 30 MW.</p>	se establece un servicio complementario que requiere una prestación mínima de carácter obligatorio, se remuneraran aquellos que el operador solicite que deben suministrar un porcentaje mayor al obligatorio	Generadores, Eólicos, Solares, transformadores, Consumidores industriales, HVDC, SVCs, Capacitores, Reactores	Lo suministran plantas con potencia nominal mayor o igual a 30MW	[88]
Reino unido	<p>Ser capaz de suministrar su salida de potencia nominal (MW) con fp 0.85 atraso y 0.95 adelanto, tener la relación de cortocircuito de la BMU inferior a 0,5, mantener la salida de potencia reactiva en condiciones de estado estable completamente disponible dentro del rango de voltaje $\pm 5\%$</p> <p>Servicio obligatorio (Provisión de Código de Red) para generadores convencionales y parques eólicos conectados al sistema de transmisión.</p>	Pay as Bid	Plantas de generación, HVDC links, eólicos y solares, Trasformadores	Se asigna por subasta	[65]
Portugal	Todos los generadores convencionales tienen que proporcionar soporte de tensión	No se remunera	Generadores		[75] [76]
Finlandia	Servicio obligatorio para todas las centrales.	No se remunera	Generadores, Eólicos, transformadores.		[75] [76]

Control de Tensión					
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
Países bajos	Las centrales eléctricas no están obligadas a proporcionar control de voltaje.	No se remunera	Generadores, Eólicos, Solares, transformadores, Consumidores industriales, HVDC, SVCs, Capacitores, Reactores		[75] [76]
PJM	La salida reactiva de la planta se controla para mantener un nivel de voltaje específico en terminales del generador o punto de interconexión. La mayoría de los generadores tienen lo que se llama una curva "D". La curva D muestra las capacidades de cómo la provisión de potencia reactiva puede limitar la cantidad de potencia activa (energía) que un recurso puede proveer.	Tarifa Regulada	Plantas de generación y otros recursos	Se asigna por contrato con TSO (No mecanismo de mercado)	[65] [78] [27]

BlackStart					
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
Colombia		No se remunera	Plantas de generación	Servicio que los generadores pueden proveer si son requeridos por el CND	Resolución CREG 025 de 1995 [11]
Chile		Precio marginal	Plantas de generación	Se asigna por licitación	[65]
Perú	El servicio de arranque en negro es provisionado por aquellas unidades habilitadas para tal fin.	Los gastos incurridos por las mismas para la implementación y modificación de las instalaciones de islas y arranque en negro y los correspondientes cargos por su operación y mantenimiento	Plantas de generación		[28]

BlackStart					
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
		serán abonados por CAMMESA de acuerdo con lo descrito en la Resolución Secretaría de Energía 305/98			
Reino unido		Pay as Bid	Plantas de generación	Se asigna por subasta realizada por TSO	[65]
Finlandia			Solo el operador del sistema de transmisión finlandés posee unidades para el servicio de arranque en negro	Actualmente, en algunos países europeos, las turbinas eólicas y la energía solar fotovoltaica aún no brindan el servicio BS, mientras que en algunos otros países las turbinas eólicas sí lo hacen. Sin embargo, el proceso BS en aerogeneradores se basa en utilizar el almacenamiento de energía en el enlace de DC	[75] [76]
PJM	El requisito de ingresos anuales de los generadores de arranque en negro es igual al 110% de la suma de sus ingresos fijos.	Tarifa Regulada.	Plantas de generación	Se asignan de acuerdo con necesidades de operación	[65]

Control Rápido de Frecuencia					
País	Parámetros	Remuneración	Tecnologías	Observaciones	Documento
Perú	El CRF debería operar de forma local y automática. Los agentes que participen del CRF deberán entregar el 100% de lo comprometido dentro de un tiempo muy corto (por ejemplo 1 s), y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo predefinido.		Plantas de generación, Baterías		[85]

16 REFERENCIAS

- [1] Comisión de Regulación de Energía y Gas, “PUBLICACIÓN DEL INFORME FINAL DEL ESTUDIO DE CONSULTORÍA PARA HACER EL ANÁLISIS Y PROPUESTAS DE REGLAMENTACIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS QUE SE REQUIEREN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN),” 2019, Accessed: Sep. 22, 2022. [Online]. Available: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/083a13dae8b1eab30525839700788682?OpenDocument>
- [2] IRENA, “Market Design: Innovation Landscape,” 2019.
- [3] A. Banswar, N. Kumar Sharma, Y. Raj Sood, and R. Shrivastava, “Renewable energy sources as a new participant in ancillary service markets,” 2017.
- [4] IEEE Power and Energy Society, “IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems,” 2011.
- [5] CREG, “Resolución CREG 143 de 2021”, Accessed: Sep. 22, 2022. [Online]. Available: <https://www.creg.gov.co/>
- [6] EIRGRID, “RoCoF Modification Proposal– TSOs’ Recommendations”.
- [7] CREG, “Resolución CREG 060 de 2019.” Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: <https://www.creg.gov.co/>
- [8] CREG, “Resolución CREG 148 de 2021.” Accessed: Oct. 02, 2022. [Online]. Available: <https://www.creg.gov.co/>
- [9] CREG, “Resolución CREG 070 de 1998”, Accessed: Oct. 02, 2022. [Online]. Available: <https://www.creg.gov.co/>
- [10] CREG, “Resolución CREG 101 011 de 2022”, Accessed: Oct. 02, 2022. [Online]. Available: <https://www.creg.gov.co/>
- [11] CREG, “Resolución CREG 025 de 1995.” Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: <https://www.creg.gov.co/>
- [12] Office of Electric Reliability Federal Energy Regulatory Commission, “Frequency Control Requirements for Reliable Interconnection Frequency Response,” 2018.
- [13] IRENA, “GRID CODES FOR RENEWABLE POWERED SYSTEMS,” 2022.
- [14] CNO, “Acuerdo 1354,” 2020.
- [15] B. V. Wendy Carolina, “Grid code requirements in the UK for the connection of BESS in wind systems,” *CIGRE Science & Engineering*, 2022.
- [16] and D. Y. Jiejie Huang, “Improved System Frequency Regulation Capability of a Battery Energy Storage System.,” *Department of Electrical Engineering, Nantong University, Nantong*.
- [17] Shutang You, “Use Energy Storage for Primary Frequency Control in Power Grids”.

- [18] M. M. and D. Z. Silvia Corigliano, "BESS Primary Frequency Control Strategies for the West Africa Power Pool, Julius Abayateye," *Energy Institute, System Engineering Department, Colorado State University*.
- [19] B. Gundogdu and D.T. Gladwin, "Bi-directional Power Control of Grid-tied Battery Energy Storage System Operating in Frequency Regulation," *Department of Electronic and Electrical Engineering, University of Sheffield*.
- [20] Apostolos G. Papakonstantinou and Stavros A. Papathanassiou, "Battery Energy Storage Participation in Automatic Generation Control of Island Systems, Coordinated with State of Charge Regulation," *School of Electrical and Computer Engineering, National Technical University of Athens (NTUA)*.
- [21] H. L. F. W. T. Y. K. W. Shengqi Zhanga, "Secondary frequency control strategy for BESS considering their degree of participation," *a School of Mechatronic Engineering and Automation, Shanghai University*.
- [22] Y. Z. Jin Tan, "Coordinated Control Strategy of a Battery Energy Storage System to Support a Wind Power Plant Providing Multi-Timescale Frequency Ancillary Services," *IEEE*.
- [23] "<https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/statistics.html>."
- [24] <https://www.nationalgrideso.com>, "Black Start Version 1.0."
- [25] Electric Power Research Institute (EPRI), "The Evolution of Ancillary Services to Facilitate Integration of Variable Renewable Energy Resources: A Survey of Some Changes to the Ancillary Services and Ancillary Service Markets," 2016.
- [26] IRENA, "FLEXIBILITY IN CONVENTIONAL POWER PLANTS," 2019.
- [27] Electric Power Research Institute (EPRI), "Ancillary Services in the United States: Technical Requirements, Market Designs and Price Trends," 2019, Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: <https://www.epri.com/research/products/000000003002015670>
- [28] Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), "Definiciones del sector eléctrico para la incorporación de las energías renovables variables y la integración regional en América Latina y el Caribe," 2021, Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: www.cepal.org/apps
- [29] entso, "Rate of Change of Frequency (ROCOF) withstand capability," 2017.
- [30] IEEE, "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems," *IEEE Std 2800™-2022*, 2022.
- [31] Office of Electric Reliability Federal Energy Regulatory Commission, "Review of International Grid Codes," 2018.
- [32] PSR DI AVANTE - Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), "Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) - Informe Final Completo Revisión 2," 2018. Accessed: Sep. 22, 2022. [Online]. Available: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/083a13dae8b1eab30525839700788682/\\$FILE/Circular008-19%20Informe.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/083a13dae8b1eab30525839700788682/$FILE/Circular008-19%20Informe.pdf)

- [33] CNO, “Carta dirigida a la CREG: Solicitud de Regulación,” 2019.
- [34] CNO, “Carta CNO a la CREG: Observaciones a la Resolución CREG 153 de 2019,” 2020.
- [35] CREG, “Resolución CREG 139 de 2019”, Accessed: Sep. 29, 2022. [Online]. Available: <https://www.creg.gov.co/>
- [36] CNO, “Carta dirigida a la CREG: Necesidad de ajustes regulatorios. Resoluciones CREG 119 de 1998 y 153 de 2019.,” 2021.
- [37] CNO, “Carta dirigida a la CREG: Comportamiento de los pronósticos de demanda asociados a las cargas industriales conectados al STN.,” 2020.
- [38] CNO, “Documento CNO: Definición de unidades móviles para mitigar el impacto de eventos en el SIN y el atraso de la expansión de red.”.
- [39] CNO, “Carta dirigida a la CREG: Solicitud Revisión ciclaje unidades térmicas,” 2020.
- [40] Gecelca, “Carta de Gecelca a la CREG: Observaciones Cumplimiento Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia,” 2021.
- [41] XM S.A E.S.P., “Propuesta de reglas para la implementación del mercado intradiario y de servicios complementarios en Colombia 2020,” 2020.
- [42] XM S.A.E.S.P., “Propuesta para la implementación de un mercado de Servicios Complementarios en Colombia,” 2022.
- [43] CREG, “Resolución CREG 023 de 2001.” Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: <https://www.creg.gov.co/>
- [44] CNO, “Acuerdo 1557,” 2022, Accessed: Oct. 02, 2022. [Online]. Available: <https://www.cno.org.co>
- [45] CNO, “Acuerdo 1224.” 2019. Accessed: Oct. 02, 2022. [Online]. Available: <https://www.cno.org.co>
- [46] CNO, “Acuerdo 1530.” 2022. Accessed: Oct. 02, 2022. [Online]. Available: <https://www.cno.org.co>
- [47] CREG, “Resolución CREG 064 de 2000”, Accessed: Oct. 02, 2022. [Online]. Available: <https://www.creg.gov.co/>
- [48] CREG, “Resolución CREG 083 de 1999.” Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: <https://www.creg.gov.co/>
- [49] CREG, “Resolución CREG 198 de 1997.” Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: <https://www.creg.gov.co/>
- [50] CNO, “Acuerdo 1428.” 2021. Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: <https://www.cno.org.co>
- [51] XM, “Procedimiento seguimiento y cálculo de requerimientos de regulación,” 2021.
- [52] CREG, “Resolución CREG 229 de 2021”, Accessed: Sep. 22, 2022. [Online]. Available: <https://www.creg.gov.co/>

- [53] CNO, “Acuerdo 1546,” 2022, Accessed: Sep. 22, 2022. [Online]. Available: <https://www.cno.org.co/>
- [54] CREG, “Resolución CREG 135 de 2013”, Accessed: Oct. 02, 2022. [Online]. Available: <https://www.creg.gov.co/>
- [55] CNO, “Acuerdo 1586,” 2022, Accessed: Sep. 22, 2022. [Online]. Available: <https://www.cno.org.co>
- [56] CNO, “Acuerdo 1223,” 2019, Accessed: Sep. 22, 2022. [Online]. Available: <https://www.cno.org.co>
- [57] CNO, “Acuerdo 1563,” 2022, Accessed: Sep. 22, 2022. [Online]. Available: <https://www.cno.org.co>
- [58] CREG, “Resolución CREG 015 de 2018,” 2018.
- [59] IEEE 1031 de 2011, “IEEE Guide for the Functional Specification of Transmission Static Var Compensators,” 2011.
- [60] IEEE 1052 de 2018, “IEEE Guide for Specification of Transmission Static Synchronous Compensator (STATCOM) Systems,” 2018.
- [61] Cigré TB 310, “Coordinated Voltage Control in Transmission Networks, Task Force C4.602”.
- [62] CREG, “Resolución CREG 122 DE 1998.” Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: <https://www.creg.gov.co/>
- [63] CREG, “Resolución CREG 138 de 2012.” Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: <https://www.creg.gov.co/>
- [64] CNO, “Acuerdo 1447.” 2021. Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: <https://www.cno.org.co>
- [65] GRUPO ENEL COLOMBIA and CODENSA EMGESA, “Servicios Complementarios en el Mercado de Energía Colombiano,” *POSITION PAPER*, 2020.
- [66] PHC Servicios Integrados Group SAS (PHC SAS), “Análisis bajo contexto internacional sobre los servicios complementarios y la participación de las FNCER en el Mercado Eléctrico Colombiano,” vol. 288–21_V1, 2022.
- [67] Comisión Nacional de Energía (CNE), “Servicios Complementarios,” 2017, Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/05/Definiciones-SSCC.pdf>
- [68] CNO, “Carta dirigida a la CREG: Consideraciones técnicas para la prestación del servicio de la regulación primaria de frecuencia de plantas de generación del SIN.” 2018.
- [69] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 21 ‘Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia,’” 2020, Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1273742/Osinergmin-362-2020-GRT-IT.pdf>

- [70] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Aprobación de del Procedimiento Técnico del COES N° 21 ‘Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia,’” 2016, Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/860783/Osinergmin-0554-2016-GART-IT.pdf.pdf>
- [71] COES SINAC, “PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN PR-21 RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA,” 2020.
- [72] Ente Nacional Regulador de la Electricidad, *ANEXO 23: REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA, SUPERVISION Y CONTROL DE LA RESERVA ROTANTE*. Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: [https://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/58d19f48e1cdebd503256759004e862f/b650d633fd7a51c903256b4f00545da7?OpenDocument#:~:text=A%20esta%20regulaci%C3%B3n%20se%20la,denominado%20Reserva%20Rotante%20\(RR\)](https://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/58d19f48e1cdebd503256759004e862f/b650d633fd7a51c903256b4f00545da7?OpenDocument#:~:text=A%20esta%20regulaci%C3%B3n%20se%20la,denominado%20Reserva%20Rotante%20(RR))
- [73] Federal Energy Regulatory Commission (FERC), “Review of International Grid Codes | Federal Energy Regulatory Commission,” 2018. <https://www.ferc.gov/media/review-international-grid-codes> (accessed Sep. 20, 2022).
- [74] European Network of Transmission System Operators for Electricity, *NETWORK CODE FOR REQUIREMENTS FOR GRID CONNECTION APPLICABLE TO ALL GENERATORS*. 2012. Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/consultations/Network_Code_RfG/120626_-_NC_RfG_-_Requirements_in_the_context_of_present_practices.pdf
- [75] Mohammed AL-SAAD; Nuno Pinho da Silva; Ricardo Pastor; Yang Coa; and Gonçalo Luis, “WP4 – Balancing and ancillary services design to procure Energy Communities Flexibility,” 2020. Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5d21eac52&appId=PPGMS>
- [76] EASY - RES, “Enable Ancillary Services by RES - Description of metrics developed with respect to transient and dynamic response and report on the Review of the respective Current Grid Codes,” 2018. Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5beb043f6&appId=PPGMS>
- [77] A. Gutiérrez Gómez, A. R. León, and J. J. Garcia, “El almacenamiento de energía para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia en el mercado colombiano,” 2022.
- [78] Universidad Tecnológica de Pereira Pereira – Colombia, “DESCRIPCIÓN DE UNOS ESCENARIOS DE MERCADO PARA LOS MECANISMOS DE BALANCE Y PARA LA ASIGNACIÓN DE RESERVA DE EMERGENCIA (STAND BY),” 2021.
- [79] North American Electric Reliability Corporation (NERC), “Reliability Guideline - Primary Frequency Control,” 2019.
- [80] COES SINAC, “PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN PR-22 RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA,” 2020.

- [81] Ente Nacional Regulador de la Electricidad, "ANEXO 23: REGULACION DE FRECUENCIA", Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: <https://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/58d19f48e1cdebd503256759004e862f/7eb648b6d2625993032568390058e7ae?OpenDocument>
- [82] PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE, "EVALUACIÓN DE COSTOS DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA." 2016. Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: <https://hрудnick.sitios.ing.uc.cl/alumno16/regfrec/investigacion%203.html>
- [83] Red Eléctrica de España (REE), *Resolución de 13 de julio de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 1.5 «Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia»*. 2006. Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2006-13170
- [84] PJM Interconnection regional transmission organization (RTO), "PJM Manual 14D: Generator Operational Requirements," 2022, Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m14d.ashx>
- [85] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, "ESTUDIO DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS DE ENERGÍA EN EL PERÚ Y SU ADAPTACIÓN PARA INCLUSIÓN DE TECNOLOGÍAS NO CONVENCIONALES INFORME FINAL," 2020.
- [86] COES SINAC, "PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN PR-15 Valorización de Transferencias de Energía Reactiva," 2018.
- [87] Ente Nacional Regulador de la Electricidad, "Resolución SE 0106-2002," 2002. <https://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/04256380006cf0060425636f00508108/57abd18e0397241403256bbb0044b849?OpenDocument> (accessed Sep. 20, 2022).
- [88] Red Eléctrica de España (REE), *Orden de 7 de marzo de 2000 por la que se corrigen errores de la Orden de 4 de octubre de 1999, por la que se crea una Oficina Consular Honoraria en Montego Bay (Jamaica)*. 2000. Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2000-5203>