



INFORME DE EVALUACIÓN DE LOS ESTÁNDARES DE DESEMPEÑO DE LOS SSCC

AÑO 2024

Enero 2025

CONTENIDO

1.	ABREVIATURAS Y DEFINICIONES	3
1.1	Abreviaturas	3
1.2	Definiciones	3
2.	INTRODUCCIÓN	5
3.	ESTADÍSTICAS DE LOS FACTORES DE DESEMPEÑO PARA EL AÑO 2024	6
3.1	Control de Frecuencia	6
3.1.1	Frecuencia en el SEN durante 2024	6
3.1.2	Control Primario de Frecuencia	8
3.1.3	Control Secundario de Frecuencia	18
3.1.4	Control Terciario de Frecuencia	23
3.1.5	Conclusiones sobre el servicio de control de frecuencia	31
3.2	Control de Tensión	32
3.2.1	Tensión en el SEN durante 2024	32
3.2.2	Control de tensión automático	34
3.2.3	Control de tensión manual	36
3.2.4	Análisis del estándar para CT	38
3.2.5	Conclusiones sobre el servicio de control de tensión	39
3.3	Plan de Recuperación de Servicio	40
3.3.1	Partida Autónoma	40
3.3.2	Aislamiento Rápido	40
3.3.3	Equipos de vinculación	40
3.4	Control de Contingencias	42
3.4.1	EDAC por subfrecuencia	42
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	44
5.	ANEXO 1: ESTÁNDARES PARA LOS SSCC	46

1. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

1.1 ABREVIATURAS

AR	: Aislamiento Rápido
BESS	: Battery Energy Storage System
CC	: Centro de Control
CDC	: Centro de Despacho y Control
CF	: Control de Frecuencia
CPF	: Control Primario de Frecuencia
CSF	: Control Secundario de Frecuencia
CTF	: Control Terciario de Frecuencia
CT	: Control de Tensión
DMC	: Desconexión Manual de Carga
EDAC	: Esquema de Desconexión Automática de Carga
ERV	: Energía Renovable Variable
EV	: Equipamiento de Vinculación
GEO	: Geotérmica
HE	: Hidráulica de Embalse
HP	: Hidráulica de Pasada
ISSCC	: Informe de Servicios Complementarios
NTSSCC	: Norma Técnica de Servicios Complementarios
NTSyCS	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
PA	: Partida Autónoma
PE	: Parque Eólico
PFV	: Parque Fotovoltaico
PRS	: Plan de Recuperación de Servicio
SEN	: Sistema Eléctrico Nacional
SC	: Servicio Complementario
SSCC	: Servicios Complementarios
ST	: Sistema de Transmisión
TER	: Termoeléctrica

1.2 DEFINICIONES

Tiempo de Inicio de Activación: Periodo en que inicia la prestación del Recurso Técnico Comprometido, contando desde que es requerido el respectivo Servicio Complementario. Se entenderá que el respectivo Servicio Complementario es requerido cuando se produzca una condición operativa en el Sistema Eléctrico Nacional, que active automatismos locales; a través del envío de la consigna tratándose de servicios automáticos centralizados; o desde la instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador a Servicios Complementarios cuyo modo de activación no es mediante automatismos, según corresponda.

Tiempo Total de Activación: Periodo en que se entrega la totalidad del Recurso Técnico Comprometido, incluyendo el Tiempo de Inicio de Activación.

Tiempo de Entrega: Periodo en que las instalaciones deberán ser capaces de mantener el total del Recurso Técnico Comprometido en conformidad a lo dispuesto en el presente Informe, contando desde el momento en que transcurrió el Tiempo Total de Activación.

Requerimiento de Reserva: Recurso técnico necesario para preservar la seguridad y calidad del servicio en el SEN. Los Requerimientos de Reserva son determinados mediante el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas¹ para todas las categorías y subcategorías asociadas al Control de Frecuencia.

Margen Total: Recurso técnico que las unidades generadoras disponen con el fin de satisfacer los Requerimientos de Reservas.

¹ Disponible en [Control de Frecuencia y Determinación de Reservas | Coordinador Eléctrico Nacional](#)

2. INTRODUCCIÓN

El Artículo 5-14 de la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NTSSCC) establece que el Coordinador, durante el mes de enero, debe enviar a la Comisión Nacional de Energía la evaluación de los estándares de desempeño asociados a la prestación de SSCC del año calendario anterior. Dicha evaluación se realizará en función de la estadística de la prestación de los SSCC, pudiendo el Coordinador recomendar a la Comisión la modificación de los estándares dispuestos en la respectiva NTSSCC.

En la Tabla 1² se presentan los estándares de desempeño vigentes, definidos en el Artículo 5-71 de la NTSSCC. Estos son utilizados para evaluar la prestación de los SSCC.

Tabla 1: Actuales estándares de desempeño para los SSCC.

Parámetro	Estándar	Descripción parámetro
$\overline{\alpha_{CF}}$	95%	Límite superior estándar CF
$\underline{\alpha_{CF}}$	75%	Límite inferior estándar CF
α_{CT}	98%	Estándar CT
α_{PRS}	98%	Estándar PRS
α_{DCG}	75%	Estándar Control de Contingencias

² En el Anexo 1 se encuentra el detalle de cálculo de los factores de desempeño para cada SSCC para el año 2023.

3. ESTADÍSTICAS DE LOS FACTORES DE DESEMPEÑO PARA EL AÑO 2024

En esta sección se presentan las estadísticas asociadas a los factores de desempeño para cada uno de los SSCC que son prestados en el SEN, considerando la normativa vigente. Los servicios por analizar corresponden al control de frecuencia, control de tensión, plan de recuperación de servicio y control de contingencias, los cuales son abordados desde su desagregación por unidades, tecnologías, entre otros.

La revisión de las estadísticas asociadas a la prestación de los SSCC busca esclarecer puntos de mejora mediante el análisis de los factores de desempeño, en contraste con su respectivo estándar de cumplimiento normativo. Lo anterior considera la revisión de los servicios realizados de forma simultánea, su dependencia con respecto a las tecnologías de generación, el uso de los recursos de manera intrahoraria e intradiaria, entre otros.

3.1 CONTROL DE FRECUENCIA

El servicio complementario de control de frecuencia se define como el conjunto de acciones orientadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida en torno a la frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada en el SEN. En esta sección se presentará una perspectiva general de la frecuencia en el sistema durante el año 2024 y el respectivo análisis para los SSCC de Control Primario de Frecuencia, Control Secundario de Frecuencia y Control Terciario de Frecuencia.

Para efectos del análisis de las subsecciones posteriores, se utilizarán los siguientes conceptos:

1. **Horas de participación:** Corresponden a la suma de los períodos horarios en los cuales las instalaciones generadoras participaron del SC en cada mes. Lo anterior no tiene necesariamente una correlación directa con el nivel de reserva del SC, si no que se asocia con el número de unidades entre las que está repartida dicha reserva. Este concepto aplica únicamente para CPF y CSF.
2. **Categoría “Desempeño Satisfactorio”:** Unidades e instalaciones con un índice de desempeño horario por sobre el 75% durante más del 75% de las horas de participación en el servicio. Esta categoría no es una definición normativa.
3. **Categoría “Desempeño Deficiente”:** Unidades e instalaciones que no cumplen lo definido en la categoría “Desempeño Satisfactorio”. Esta categoría no es una definición normativa.

3.1.1 FRECUENCIA EN EL SEN DURANTE 2024

El Artículo 5-25 de la NTSyCS³ señala que es deber del Coordinador adoptar todas las medidas posibles para que la frecuencia del SEN permanezca en su valor nominal de 50 [Hz], aceptándose en régimen permanente para el Estado Normal y de Alerta, que el valor promedio de la frecuencia fundamental, medida en intervalos de tiempo de 10 segundos durante cualquier período de control de siete días corridos, se encuentre en los rangos siguientes:

- a) Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, supere el 60% del consumo total:
 - sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 99% del período;
 - entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante no más de un 0,5% del período;
 - entre 50,2 y 50,7 [Hz] durante no más de un 0,5% del período.

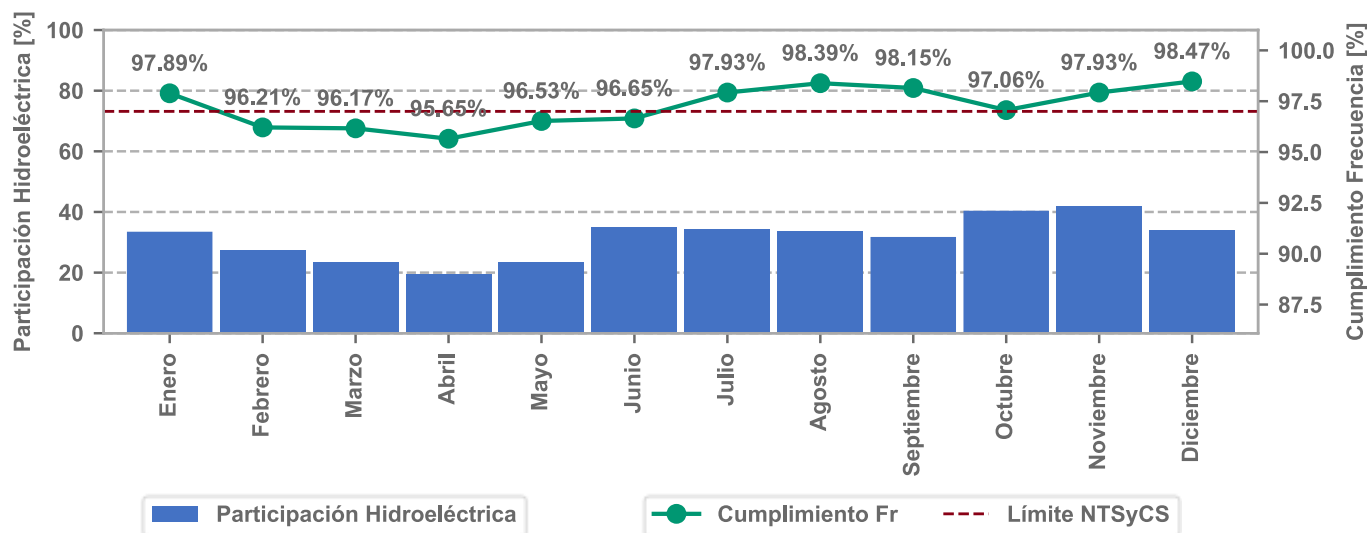
³ Disponible en: [Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio](#)

b) Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, no supere el 60% del consumo total:

- sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 97% del período;
- entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante a lo más un 1,5% del período;
- entre 50,2 y 50,7 [Hz] durante a lo más un 1,5% del período.

Según la clasificación anterior, es necesario determinar el aporte de energía de las centrales hidráulicas durante el año 2024 para definir el estándar anual. El aporte de estas instalaciones se presenta a continuación en la Figura 1.

Figura 1: Cumplimiento normativa frecuencia SEN y participación hidroeléctrica durante el año 2024.



La Figura 1 muestra que en el año 2024 el aporte de centrales hidroeléctricas tiende a ser menor al 40% de la generación total, por lo que el estándar normativo a considerar será el del punto b). En base a lo anterior, la frecuencia deberá estar entre 49,8 y 50,2 [Hz] el 97% del período.

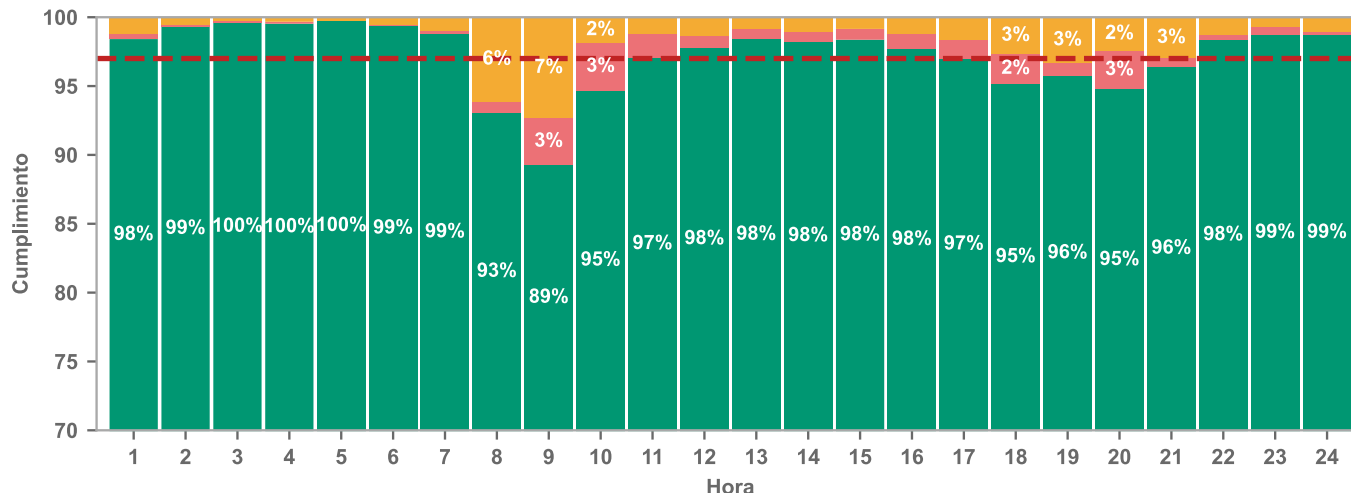
En la misma Figura 1 se muestra que para el año 2024, el estándar no se alcanzó en 5 meses (febrero, marzo, abril, mayo y junio), el menor valor del porcentaje se registró en el mes de abril, con un 95,65% del tiempo con la frecuencia entre 49,8 y 50,2 [Hz]. Cabe destacar que dicho mes es a su vez el de menor participación de centrales hidroeléctricas en el año. El análisis estadístico de ambas variables, mediante la correlación de Pearson (r), arrojó un valor de $r=0,68$, lo que indica una correlación moderada a fuerte entre ellas.

A continuación, se expone el cumplimiento del estándar normativo a nivel horario en el año 2024. El gráfico presentado en la Figura 2 se elaboró utilizando los resultados derivados de la aplicación del Artículo 5-25. Dichos resultados se agruparon según las horas del día durante todo el año 2024, permitiendo así obtener un perfil horario del comportamiento de la frecuencia en el sistema.

Tabla 2: Clasificación de las horas anuales según la frecuencia en el sistema durante el año 2024.

$f \text{ [Hz]} < 49,3$	$49,3 \leq f \text{ [Hz]} < 49,8$	$49,8 \leq f \text{ [Hz]} \leq 50,2$	$50,2 < f \text{ [Hz]} \leq 50,7$	$f \text{ [Hz]} > 50,7$
0,00%	0,98%	97,26%	1,75%	0,00%

Figura 2: Cumplimiento del estándar normativo a nivel horario durante el año 2024.



En la Figura 2, se puede observar que el estándar no fue cumplido a nivel horario en los periodos comprendidos entre las horas 8 y 10 y entre las horas 18 y 21. Es posible notar que los menores porcentajes de cumplimiento se concentran en torno a las horas de entrada y salida de la generación solar, por lo que se deduce que estas desviaciones están asociadas a la irrupción de montos de generación solar relevantes durante el amanecer y su posterior reducción, en un lapso de tiempo acotado, durante la puesta del sol. En efecto, en estos horarios, prevalecen los fenómenos de sobrefrecuencia, asociados principalmente a la salida o entrada en operación de las centrales térmicas, dependiendo de la disponibilidad del recurso solar, específicamente si éste está en aumento (horas 8-10), o disminuyendo (horas 18-21) respectivamente.

La síntesis horaria anual, presentada en la Tabla 2, indica que en un 97,26% de las horas del año la frecuencia se mantuvo entre 49,8 y 50,2 [Hz].

3.1.2 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

El Informe de **Definición de Servicios Complementarios**⁴ (Res. Ex. 189/2024) define al Control Primario de Frecuencia como las acciones de control automáticas locales orientadas a contener y corregir las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (CPF+) y de Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CPF-). Adicionalmente, considera un Tiempo Total de Activación del servicio CPF de 10 [s], y un Mínimo Tiempo de Entrega es de 5 [min].

Las reservas del servicio CPF requeridas para el año 2024, fueron obtenidas a partir del ISSCC 2024⁵ y sus actualizaciones.

El monto en MW para la reserva en Estado Normal se presenta a continuación:

⁴ Disponible en [Informe de Definición de Servicios Complementarios](#)

⁵ Disponible en [Informe de Servicios Complementarios Año 2024 | Coordinador Eléctrico Nacional](#)

Tabla 3: Reserva para CPF en estado normal.

CPF estado normal [MW]
±49

Considerando la dependencia de la Reserva de CPF ante Contingencias con la demanda y la inercia del sistema previo a la ocurrencia de una contingencia, para CPF+ el requerimiento se ha definido en función de dichas variables, tal como se indica en las tablas siguientes:

Tabla 4: Reservas requeridas CPF+ para CPF@10s [MW] en función de la Generación Bruta Total del SEN y la Inercia. Potencia desconectada 400 [MW].

Gx Bruta Total SEN [MW]	Inercia Sistémica [GVAs]						
	30	35	40	45	50	55	60
7000	351	293	252	221	196	177	161
7500	323	271	233	204	182	164	150
8000	300	252	217	190	170	153	140
8500	280	235	203	178	159	144	131
9000	262	221	190	168	150	135	123
9500	247	208	180	158	141	128	117
10000	233	196	170	150	134	121	110
10500	221	186	161	142	127	115	105
11000	209	177	153	135	121	109	100
11500	199	169	146	129	115	105	95
12000	190	161	140	123	110	100	91
12500	182	154	134	118	106	96	88

Tabla 5: Reservas requeridas CPF+ para CPF@10s [MW] en función de la Generación Bruta Total del SEN y la Inercia. Potencia desconectada 350 [MW].

Gx Bruta Total SEN [MW]	Inercia Sistémica [GVAs]						
	30	35	40	45	50	55	60
7000	286	228	192	166	146	132	121
7500	258	206	173	149	132	119	110
8000	235	187	157	135	120	108	100
8500	215	170	143	123	109	99	91
9000	197	156	130	113	100	90	83
9500	182	143	120	103	91	83	77
10000	168	131	110	95	84	76	70
10500	156	121	101	87	77	70	65
11000	144	112	93	80	71	64	60
11500	134	104	86	74	65	60	55
12000	125	96	80	68	60	55	51
12500	117	89	74	63	56	51	48

Tabla 6: Reservas requeridas CPF+ para CPF@10s [MW] en función de la Generación Bruta Total del SEN y la Inercia. Potencia desconectada 300 [MW].

Gx Bruta Total SEN [MW]	Inercia Sistémica [GVAs]						
	30	35	40	45	50	55	60
7000	246	188	155	132	115	104	96
7500	218	166	136	115	101	91	85
8000	195	147	120	101	89	80	75
8500	175	130	106	89	78	71	66
9000	157	116	93	79	69	62	58
9500	142	103	83	69	60	55	52
10000	128	91	73	61	53	48	45
10500	116	81	64	53	46	42	40
11000	104	72	56	46	40	36	35
11500	94	64	49	40	34	32	30
12000	85	56	43	34	29	27	26
12500	77	49	37	29	25	23	22

Tabla 7: Reservas requeridas CPF+ para CPF@5min [MW] en función de la generación bruta total del SEN y monto de potencia desconectada.

Generación Bruta Total SEN [MW]	Aporte CPF+ CPF@5min [MW]		
	P Desc. 400 [MW]	P Desc. 350 [MW]	P Desc. 300 [MW]
7000	293	241	188
7500	285	233	181
8000	278	225	173
8500	270	218	165
9000	262	210	157
9500	255	202	150
10000	247	194	142
10500	239	187	134
11000	231	179	127
11500	224	171	119
12000	216	164	111
12500	208	156	103

En el caso de CPF-, para obtener su valor se realiza la simulación de la contingencia más grande asociada a la desconexión intempestiva de carga, para distintos niveles de demanda en el SEN, resultando en la reserva requerida en estado permanente para este SC, presentado en la tabla siguiente:

Tabla 8: Reservas requeridas CPF (-) para CPF@5min [MW] en función de la Generación Bruta Total del SEN.

Generación Bruta Total SEN [MW]	Aporte CPF (-) CPF@5min [MW]
7000	-82
7500	-76
8000	-70
8500	-64
9000	-58
9500	-52
10000	-46

Generación Bruta Total SEN [MW]	Aporte CPF (-) CPF@5min [MW]
10500	-40
11000	-34
11500	-28
12000	-22
12500	-16

Considerando los requerimientos indicados y la operación del sistema durante al año 2024, a continuación, se presenta la estadística asociada al número de unidades que prestaron el SC de CPF, ya sea por subfrecuencia (CPF+) o sobrefrecuencia (CPF-), durante el año 2024.

Tabla 9: Índice de N° Unidades que prestaron SC de CPF.

CPF por Tipo de Unidad	N° Unidades Participantes	Porcentaje [%]	N° Unidades Habilitadas ⁶
Unidades térmicas	20	47%	64
Unidades hidráulicas	22	51%	27
Unidades solares y eólicas	1	2%	7
Total	43	100%	98

En la Tabla 9 se puede apreciar que el conjunto de unidades que prestó el SC de CPF durante el año 2024, se encuentra prácticamente equilibrado entre unidades hidráulicas (52%) y unidades térmicas (48%).

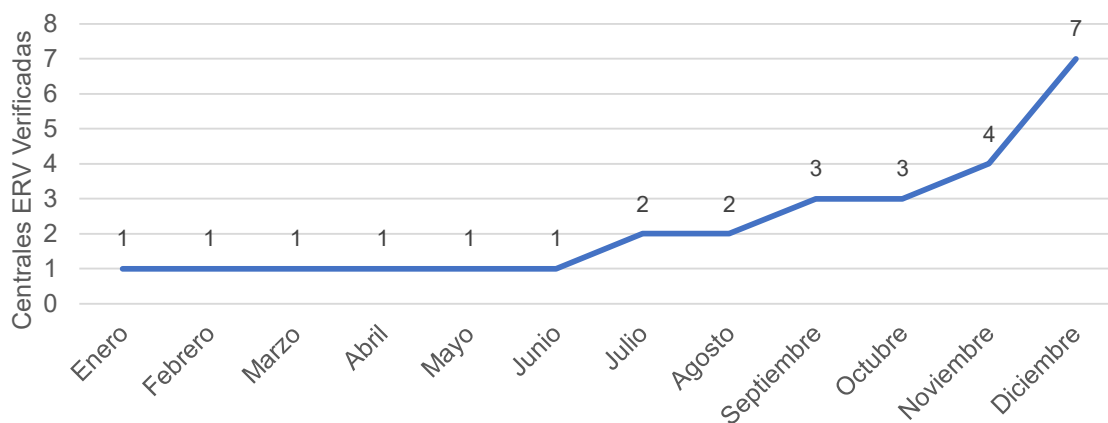
Si comparamos las estadísticas del año 2024 y al año 2023, se observa que, durante el año 2024, participaron 42 unidades en CPF, mientras que durante el año 2023 lo hicieron 57 unidades. Esta disminución de unidades se debe principalmente a que las unidades de las centrales HE Antuco, HE Pangué, TER Angamos, TER Cochrane, TER Mejillones y TER Guacolda U4 no fueron instruidas para prestar este servicio a diferencia del año 2023. En el año 2024 fue posible constatar un ajuste en la instrucción y uso de las instalaciones verificadas, considerando que en 2024 se registra un menor número de unidades participantes con respecto al año anterior.

También es importante destacar que, en comparación con el año 2023, el número de unidades de energía renovable variable (ERV) habilitadas para la prestación del CPF aumentó considerablemente, pasando de una a siete.

En la Figura 3 se muestra la evolución de las centrales ERV verificadas para la prestación del CPF, donde se observa un aumento sostenido en su habilitación. Sin embargo, debido a solicitudes de modificaciones en los ajustes específicos de los controladores o a la falta de sistemas de adquisición de datos necesarios para evaluar el desempeño, no todas las centrales ERV habilitadas participaron efectivamente en la prestación del servicio.

⁶ Unidades Habilitadas considera todas las unidades que podrían haber participado en la prestación del SC de CPF.

Figura 3: Evolución de la verificación de Centrales ERV en el año 2024.



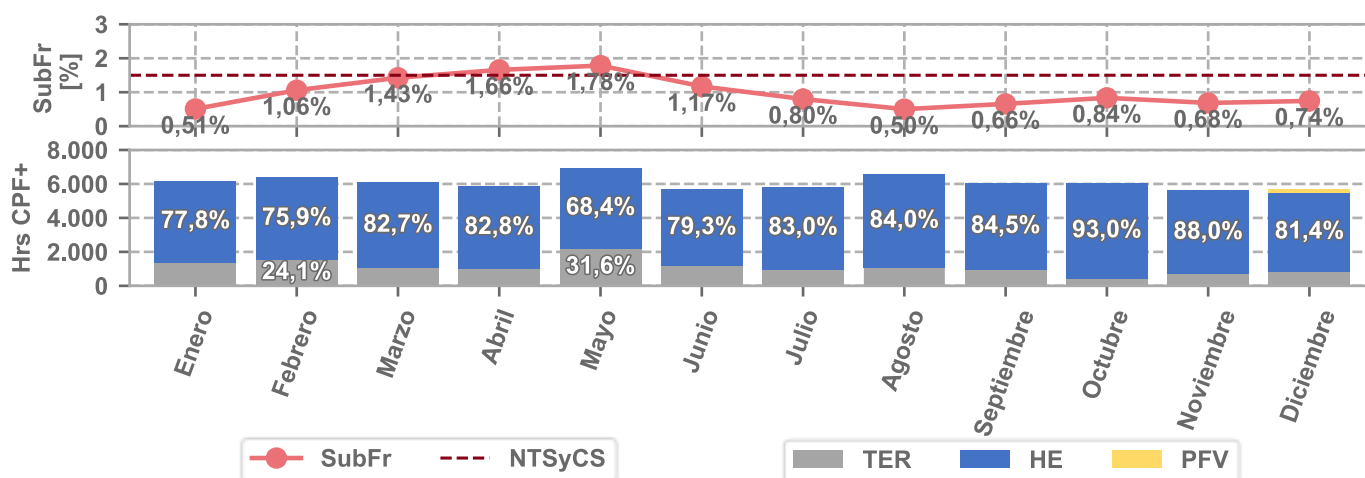
3.1.2.1 Control Primario por Subfrecuencia (CPF+)

El Control Primario por Subfrecuencia es necesario cuando la frecuencia del SEN se encuentra bajo su valor nominal de 50 [Hz], requiriendo un aumento en la generación del sistema.

En la Figura 4 se presentan para el año 2024, el porcentaje de tiempo con la frecuencia bajo el valor de 49,8 [Hz] (primera gráfica) y las horas de participación del SC CPF+ (segunda gráfica).

Se observa que, durante el primer semestre del año, la proporción de la participación hidráulica en la prestación del SC se mantuvo entre 68,4% y 82,2% alcanzando su menor valor en el mes de mayo, debido al menor número de precipitaciones junto con una menor disponibilidad de recurso durante la recesión del período de deshielo 2023/2024. Durante el segundo semestre, la proporción mínima fue de 83% para las hidráulicas, manteniendo un valor constante cercana al 84% de las horas de participación en el servicio.

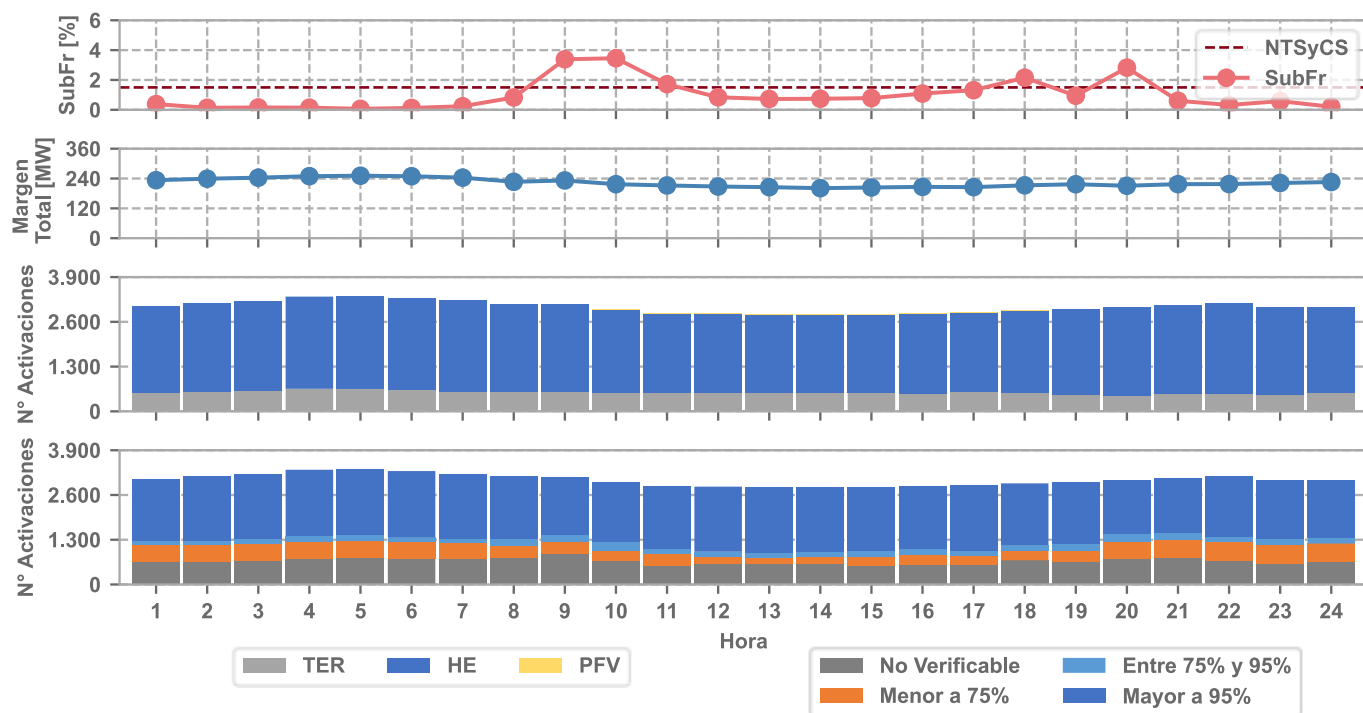
Figura 4: Cumplimiento normativo de la frecuencia del SEN y Horas de participación mensual CPF+ en 2024.



Por otro lado, la Figura 5 presenta para cada hora del día durante el año 2024, el porcentaje de horas con la frecuencia bajo 49,8 [Hz], el margen total programado de CPF+ promedio horario y el total de activaciones del SC CPF+ ⁷. El total de activaciones es la suma de las activaciones en el bloque horario correspondiente durante el año, sin guardar relación con la reserva sistémica programada.

⁷ Este análisis es referencial, debido a que el tiempo máximo de prestación del servicio CPF es de 5 minutos, por lo que a nivel horario no es posible observar las variaciones minuto a minuto propias del servicio.

Figura 5: Perfil de subfrecuencias, margen total programado y número de activaciones para el servicio de CPF+ en 2024.



Se observa que, en el período horario con recurso solar, entre la hora 8 y la hora 19, existe una disminución de las activaciones del SC. Lo anterior se debe a que existe un menor número de unidades que están prestando el servicio, dado que el requerimiento para esos niveles de demanda es inferior.

Este fenómeno es consistente durante el año y en este horario en particular (hora 8 a hora 19), es considerado en la programación de la reserva, asignando un monto menor de 240 [MW] en 9 de esas 12 horas. Cabe destacar que durante ese periodo suelen instruirse reducciones a la generación de los parques ERV, los cuales podrían participar en el SC de CPF+ en caso de aprovechar ese margen de reducción de generación para el control de frecuencia.

Analizando el nivel de cumplimiento por parte de las unidades que participan en el SC, se identifica que es constante entre horas. La mayor proporción corresponde a la categoría **“Mayor a 95%”**. El número de activaciones calificadas como **“No Verificable”** se debe principalmente a que los Coordinados no envían la información necesaria para la evaluación del SC.

3.1.2.1.1 Participación por Tecnología

En la Tabla 10 se presenta la participación de las unidades en el SC CPF+ según su tecnología. Se observa un mejor desempeño por parte de las unidades hidráulicas con un 76% del tiempo con un desempeño mayor al 95%, mientras que las unidades térmicas, su desempeño mayor a 95% fue de 52%. Además, existe una mayor participación de las unidades hidráulicas (47.549 horas) que de las térmicas (13.296 horas).

Tabla 10: Participación de unidades en CPF+ según su tecnología.

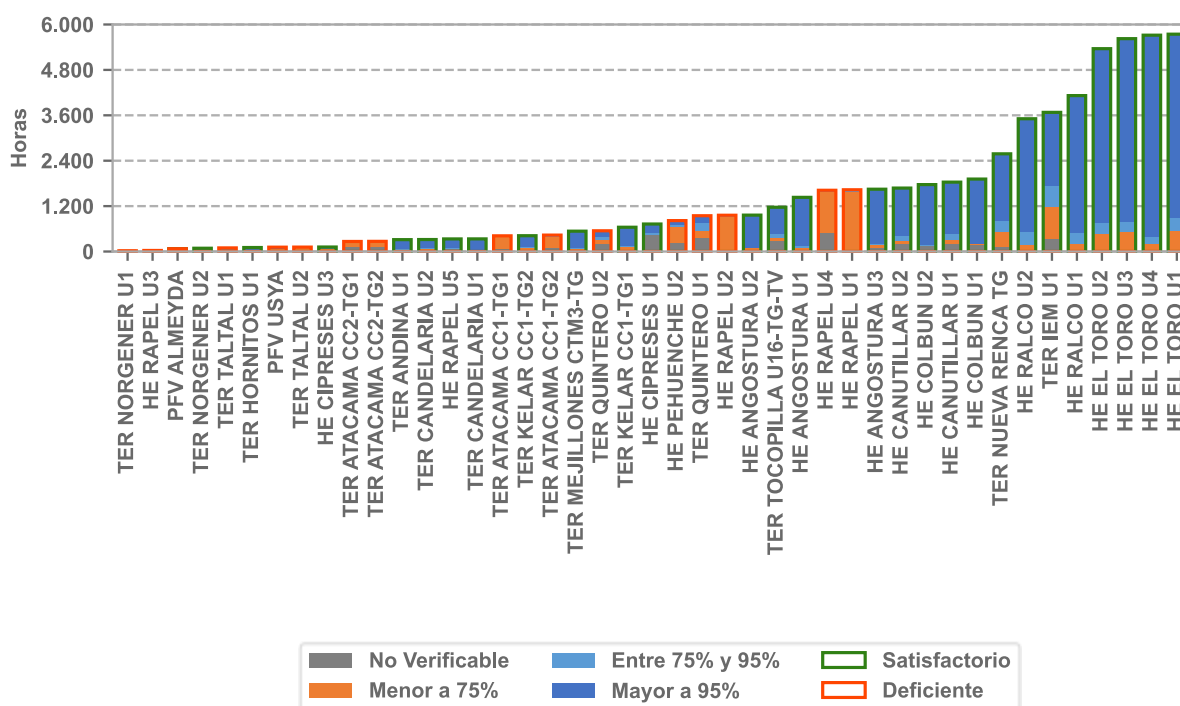
Categoría	Hidro Embalse		Térmica		Solar	
	Horas [hrs]	Porcentaje [%]	Horas [hrs]	Porcentaje [%]	Horas [hrs]	Porcentaje [%]
No Verificable	2.205	5%	1.998	15%	119	63%
Menor a 75%	6.578	14%	2.907	22%	26	14%
Entre 75% y 95%	2.411	5%	1.497	11%	5	3%
Mayor a 95%	36.355	76%	6.894	52%	39	21%
Total	47.549	100%	13.296	100%	189	100%

3.1.2.1.2 Participación por Unidades

Las principales unidades que prestaron el SC CPF+ se presentan en la Figura 6, se analizan e identifican las unidades más requeridas⁸ y su desempeño satisfactorio o deficiente.

Las instalaciones más solicitadas para este servicio fueron HE El Toro U1, U2, U3 y U4, HE Ralco U1 y U2, HE Colbún U1, HE Canutillar U1, TER IEM y TER Nueva Renca es decir, 8 unidades del tipo hidráulicas de embalse y 2 unidades del tipo térmicas, teniendo todas un desempeño satisfactorio.

Figura 6: Participación de unidades en el servicio de CPF+ el 2024.



3.1.2.2 Control Primario por sobrefrecuencia (CPF-)

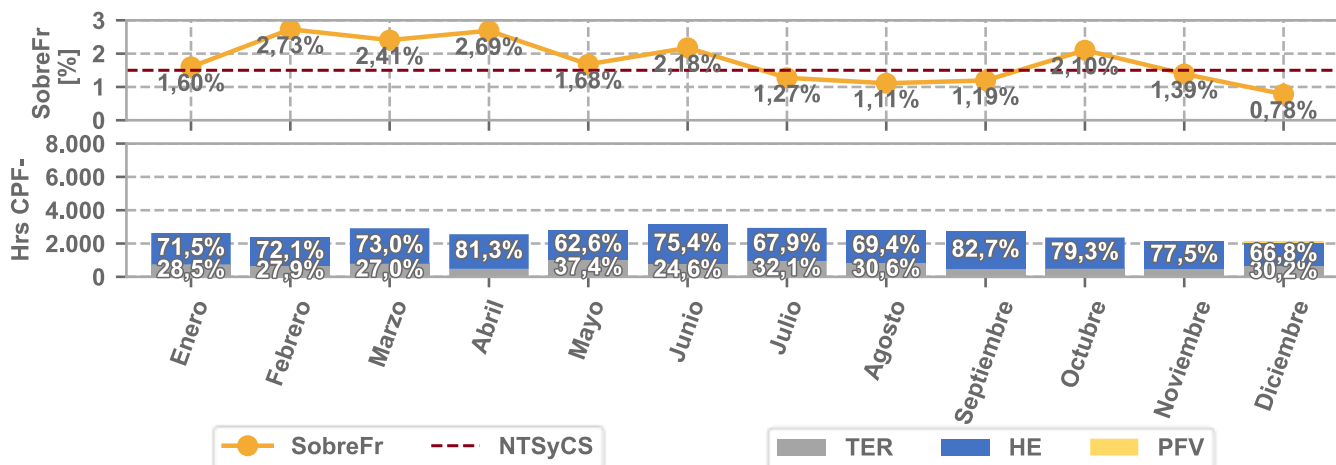
El Control Primario por sobrefrecuencia es requerido cuando la frecuencia del SEN se encuentra sobre su valor nominal de 50 [Hz], requiriendo una disminución en la generación del sistema.

En la Figura 7 se presentan para el año 2024, el porcentaje de tiempo con la frecuencia por sobre 50,2 [Hz] (primera gráfica) y las horas de participación del servicio CPF- (segunda gráfica) durante el año 2024.

⁸ Se consideran las unidades generadoras con más de 1 hora de participación durante el año 2024 en el SC CPF+.

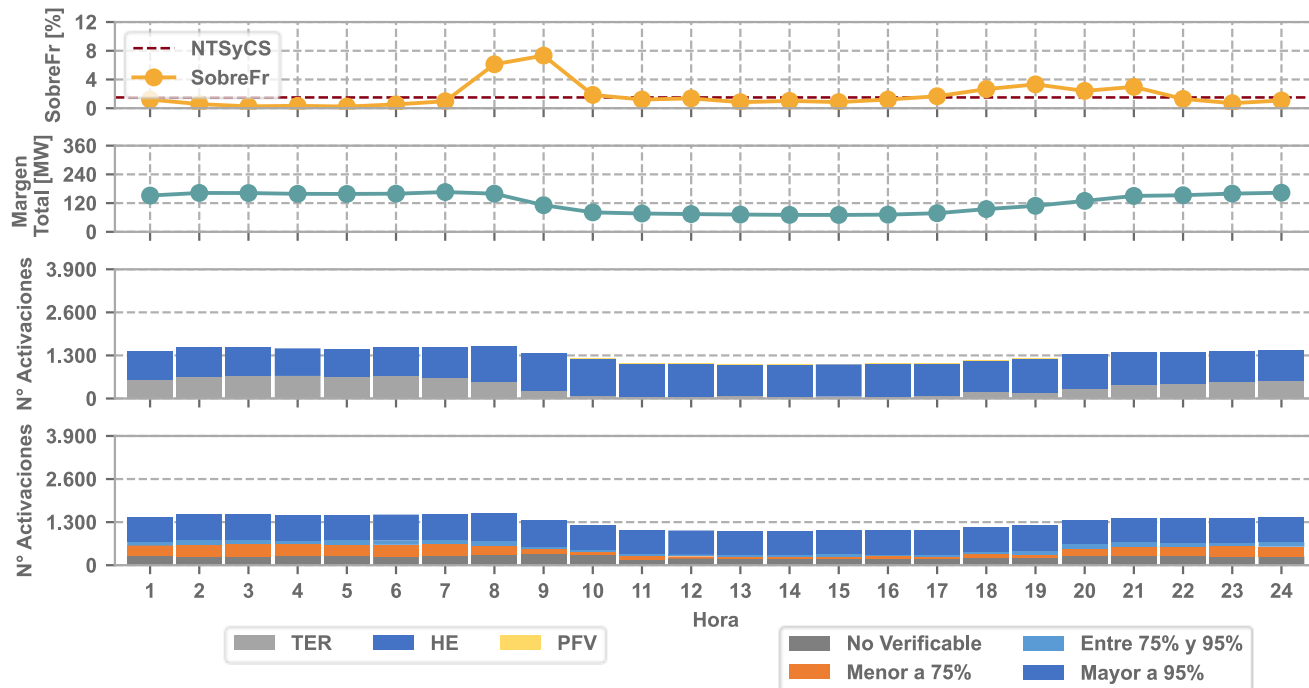
De la gráfica se observa que no existe una correlación clara entre el porcentaje de participación de las unidades hidráulicas y el cumplimiento normativo de la frecuencia. Se observa que a lo largo del año la participación hidráulica alcanza su máxima proporción en abril con un 81,3%.

Figura 7: Cumplimiento normativo de la frecuencia del SEN y Horas de participación mensual CPF- el 2024



La Figura 8 presenta para cada hora del día durante el año 2024, el porcentaje de horas con la frecuencia sobre 50,2 [Hz] (sobrefrecuencia), el margen total programado de CPF- promedio horario y el total de activaciones del SC CPF-. Se observa que, en el período horario con recurso solar, entre la hora 8 y la hora 21, existe una disminución de las activaciones del SC, lo que implica que la reserva está distribuida en un menor número de unidades generadoras, ya que el servicio es prestado sólo por unidades térmicas e hidráulicas. La baja en la disponibilidad de unidades en el horario ya mencionado se observa también en el monto de reserva programado, el cual se encuentra por debajo de los 120 [MW] y es coincidente con el estado de sobrefrecuencia en este segmento diario.

Figura 8: Perfil de sobrefrecuencia, margen total programado y número de activaciones para el servicio de CPF- el 2024.



Los niveles de cumplimiento por parte de las unidades que realizan el SC son constantes entre horas. Las mayores proporciones corresponden a las categorías “**Menor a 75%**” y “**Mayor a 95%**”. Cabe mencionar que en el período horario con recurso solar aumenta la proporción del desempeño satisfactorio.

3.1.2.2.1 Participación por Tecnología

En la Tabla 11 se presenta la participación de las unidades en el SC CPF- según su tecnología. Se observa un mejor desempeño por parte de las unidades hidráulicas con respecto a las térmicas, siendo estas las más utilizadas para prestar el servicio. Las unidades térmicas presentaron un 40% de participación en la categoría “**Mayor a 95%**”, en cambio las unidades hidro embalse, presentan un 67% de las horas en esta categoría.

Tabla 11: Participación de unidades en CPF- según su tecnología.

Categoría	Hidro Embalse		Térmica		Solar	
	Horas [hrs]	Porcentaje [%]	Horas [hrs]	Porcentaje [%]	Horas [hrs]	Porcentaje [%]
No Verificable	3.307	15%	1.419	17%	41	63%
Menor a 75%	2.472	11%	2.549	30%	11	17%
Entre 75% y 95%	1.488	7%	1.037	12%	2	3%
Mayor a 95%	14.449	67%	3.372	40%	11	17%
Total	21.716	100%	8.377	100%	65	100%

3.1.2.2.2 Participación por Unidades

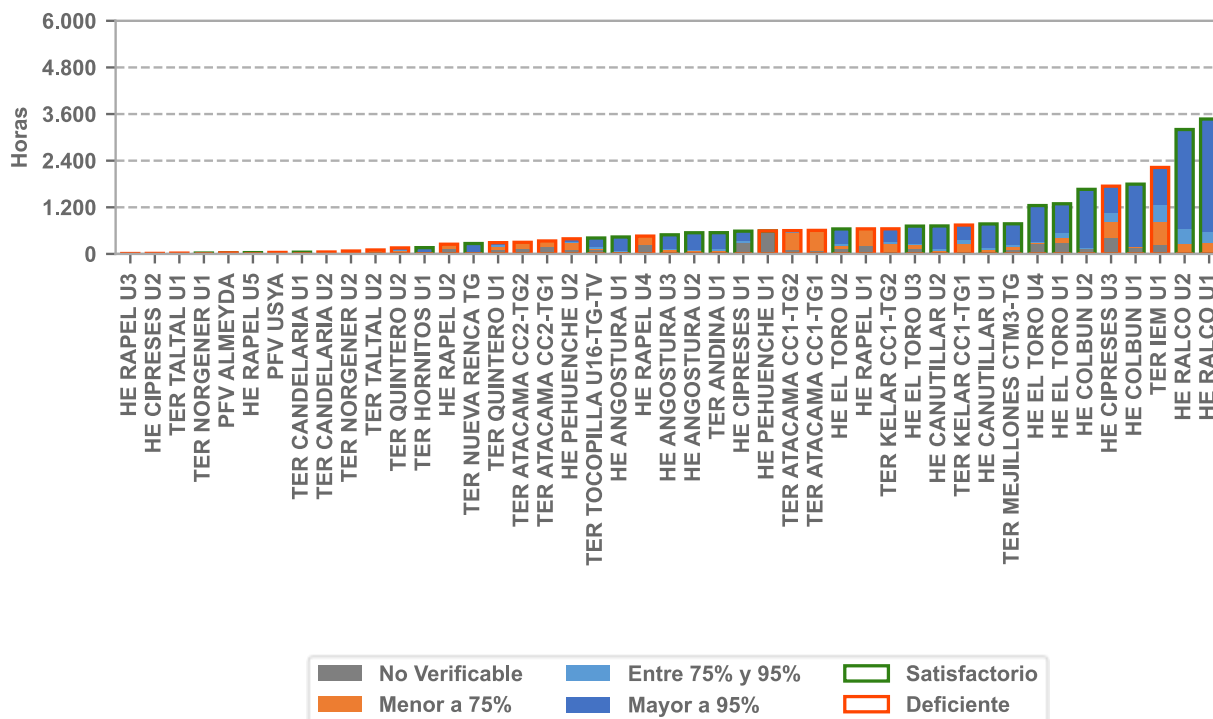
En la Figura 9 se presentan las principales unidades que prestaron el SC CPF-, se analizan e identifican las unidades más requeridas⁹ y su desempeño satisfactorio o deficiente.

Las instalaciones más solicitadas para este servicio fueron las centrales HE Ralco, HE Colbún, y las unidades TER IEM U1, HE Cipreses U3, HE El Toro U1 y U4, HE Canutillar U1 y TER Mejillones, es decir, 8 unidades del tipo hidráulicas de embalse y 2 unidades del tipo térmicas.

⁹ Unidades generadoras con más de 1 hora de participación durante el 2024 en el SC CPF-.

De las unidades con mayor participación en el SC CPF- sólo TER IEM U1 y HE Cipreses U3 presenta un desempeño deficiente. Se debe destacar que TER IEM U1 es una de las unidades más utilizadas en el SC CPF+ y CPF-, presentando un desempeño satisfactorio para el SC de CPF+ y deficiente para el SC de CPF-. Mientras que HE Cipreses U3 presenta un mayor número de instrucciones en categoría “No Verificable” debido a que en días particulares del año no presentó la información de sus registros de potencia y frecuencia.

Figura 9: Participación de unidades en el servicio de CPF- el 2024.



3.1.2.3 Análisis del estándar para el CPF

A partir de los gráficos y las estadísticas presentadas en las subsecciones anteriores es posible determinar diversos puntos de mejora con respecto al servicio de CPF, los cuales se presentan a continuación:

- 1. Aumentar las unidades habilitadas para prestar CPF:** Durante el período horario con recurso solar, la participación de unidades térmicas e hidráulicas de embalse habilitadas para prestar el servicio disminuye con respecto al resto del día. Aumentar la cantidad de unidades verificadas para la prestación de este servicio permite suplir esta reducción.

El incremento del conjunto de unidades también provee mayor capacidad de rampa en el sistema, aspecto clave para afrontar el inicio y final del período horario mencionado en el párrafo anterior, donde la frecuencia se encuentra fuera del estándar normativo de forma consistente en el año (ver Figura 5 y Figura 8).

- 2. Diversificar las tecnologías participantes en CPF:** Si bien durante el año 2024 se habilitaron centrales ERV para la prestación del CPF, durante el año el 99% de las horas en que fue prestado este servicio, fue prestado por unidades térmicas o hidráulicas. Esta dependencia puede producir problemas en la prestación del servicio en el futuro. En primer lugar, las centrales térmicas vapor-carbón habilitadas pueden cesar su operación en el marco del plan de descarbonización del país y, en segundo lugar, las unidades hidráulicas pueden ver mermada su reserva de agua en caso de que se presenten condiciones de sequía.

Sin perjuicio de lo anterior, esta dependencia se reducirá durante el año 2025, debido a que diversas centrales ERV han finalizado su proceso de verificación en este servicio a fines del 2024. Ya en el mes de diciembre, la central PFV USYA prestó el servicio efectivamente y se espera que más centrales participen desde comienzos del año 2025.

Finalmente, se sugiere no modificar el estándar de evaluación de CPF. La razón se sostiene en la estadística obtenida, la cual muestra que el cumplimiento del estándar de frecuencia no se relaciona necesariamente con una mala respuesta de las unidades. Este punto se observa en la Figura 5 y Figura 8, donde la proporción entre las categorías de evaluación se mantiene constante durante el día a pesar del valor de la frecuencia.

3.1.3 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA

El Informe de Definición de Servicios Complementarios¹⁰ (Res. Ex. 189/2024) define al Control Secundario de Frecuencia (CSF) como el Servicio Complementario correspondiente a las acciones de control destinadas a restablecer la frecuencia del sistema eléctrico a su valor nominal. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF+) y de Control Secundario de Frecuencia por Sobre frecuencia (CSF-).

El CSF opera de forma centralizada y automática a través de un esquema de control centralizado o AGC. El Tiempo Total de Activación del servicio CSF será de 5 [min], y su Mínimo Tiempo de Entrega será de 15 [min].

Las reservas requeridas para el año 2024 del servicio CSF, fueron obtenidas a partir del ISSCC 2024. Estas se definen de forma dinámica, teniendo requerimientos de reserva de CSF por estacionalidad y por bloque, las tablas se presentan a continuación:

Tabla 12: Reservas requeridas para CSF.

Bloque Horario	Estacionalidad Otoño - Invierno				Estacionalidad Primavera - Verano			
	Día Laboral		Día No Laboral		Día Laboral		Día No Laboral	
	RCSF (-) [MW]	RCSF (+) [MW]	RCSF (-) [MW]	RCSF (+) [MW]	RCSF (-) [MW]	RCSF (+) [MW]	RCSF (-) [MW]	RCSF (+) [MW]
Bloque 1 (22:00 - 01:59)	-155	155	-130	130	-171	171	-150	150
Bloque 2 (02:00 - 06:59)	-159	159	-149	149	-156	156	-128	128
Bloque 3 (07:00 - 09:59)	-285	183	-289	175	-283	187	-281	176
Bloque 4 (otoño-invierno 10:00 - 15:59) (primavera-verano 10:00 - 16:59)	-176	176	-212	212	-162	162	-169	165
Bloque 5 (otoño-invierno 16:00 - 18:59) (primavera-verano 17:00 - 19:59)	-185	285	-188	287	-193	286	-189	283
Bloque 6 (otoño-invierno 19:00 - 21:59) (primavera-verano 20:00 - 21:59)	-169	265	-156	250	-197	228	-116	229

Adicionalmente, dado el monto de reserva determinado, se presentan en la Tabla 13 las rampas sistémicas de cada bloque por estacionalidad.

¹⁰ Disponible en [Informe de Definición de Servicios Complementarios](#)

Tabla 13: Rampas máximas de bajada y de subida CSF. Requerimiento de 5 minutos.

Bloque Horario	Estacionalidad Otoño - Invierno				Estacionalidad Primavera - Verano			
	Día Laboral		Día No Laboral		Día Laboral		Día No Laboral	
	Rampa de bajada máxima [MW/5Min]	Rampa de subida máxima [MW/5Min]	Rampa de bajada máxima [MW/5Min]	Rampa de subida máxima [MW/5Min]	Rampa de bajada máxima [MW/5Min]	Rampa de subida máxima [MW/5Min]	Rampa de bajada máxima [MW/5Min]	Rampa de subida máxima [MW/5Min]
Bloque 1 (22:00 - 01:59)	-138	88	-121	52	-113	93	-101	51
Bloque 2 (02:00 - 06:59)	-99	138	-97	83	-93	108	-83	60
Bloque 3 (07:00 - 09:59)	-285	152	-289	162	-283	140	-281	145
Bloque 4 (otoño-invierno 10:00 - 15:59) (primavera-verano 10:00 - 16:59)	-159	154	-155	153	-143	133	-169	138
Bloque 5 (otoño-invierno 16:00 - 18:59) (primavera-verano 17:00 - 19:59)	-138	285	-141	287	-154	286	-150	283
Bloque 6 (otoño-invierno 19:00 - 21:59) (primavera-verano 20:00 - 21:59)	-97	265	-108	250	-84	228	-78	229

A continuación, en la Tabla 14, se presenta la estadística asociada al número de unidades que prestaron el SC de CSF durante el año 2024. Se puede apreciar que el parque térmico es el que más participa del SC CSF, con un 42,03%, reduciendo un 19,7% el porcentaje de participación de esta tecnología con respecto a 2023. Adicionalmente se observa la entrada de unidades ERV en la prestación de CSF, registrando 15 unidades participantes a diferencia del año 2023 donde no participaron.

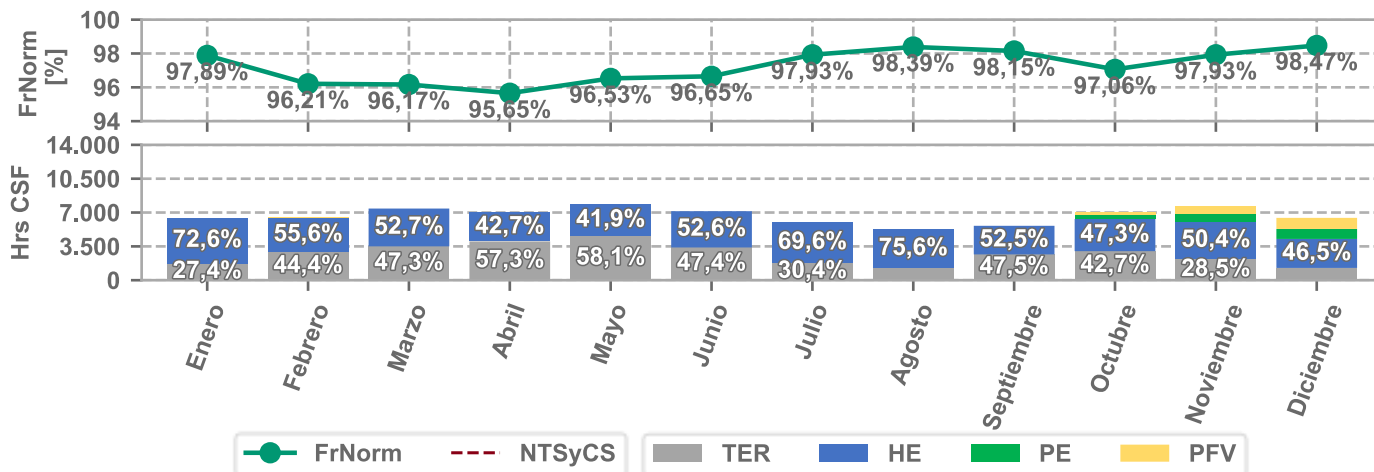
Tabla 14: Índices de N° Unidades que prestaron el SC de CSF.

CSF por Tipo de Unidad	N° Unidades Participantes	Porcentaje [%]	N° Unidades Habilitadas
Unidades térmicas	29	42,03%	64
Unidades hidráulicas	25	36,23%	25
Unidades solares	5	7,25%	5
Unidades eólicas	10	14,49%	10
Total	69	100%	104

En la Figura 10 se presenta el nivel de cumplimiento normativo del valor de la frecuencia¹¹ del sistema para cada uno de los meses del año y la cantidad de horas de participación de CSF. Cabe destacar que, al igual que en CPF, el total de activaciones es la suma de activaciones en el bloque horario correspondiente durante el año, sin guardar relación con la reserva sistémica programada.

¹¹ Normativamente, la frecuencia debe situarse entre 49,8 [Hz] y 50,2 [Hz] en un 97% de las horas del año.

Figura 10: Cumplimiento normativo de la frecuencia y Horas de participación mensual CSF en el Sistema el 2024.



En el primer semestre del año no se cumplió la exigencia normativa entre febrero y junio, coincidente con una menor proporción de participación de tecnología hidráulica con respecto a la térmica a excepción de enero. En el segundo semestre se registró un mejor cumplimiento normativo desde julio hasta diciembre, a pesar de que se registra una baja sostenida en el número total de horas instruidas entre junio, julio y agosto.

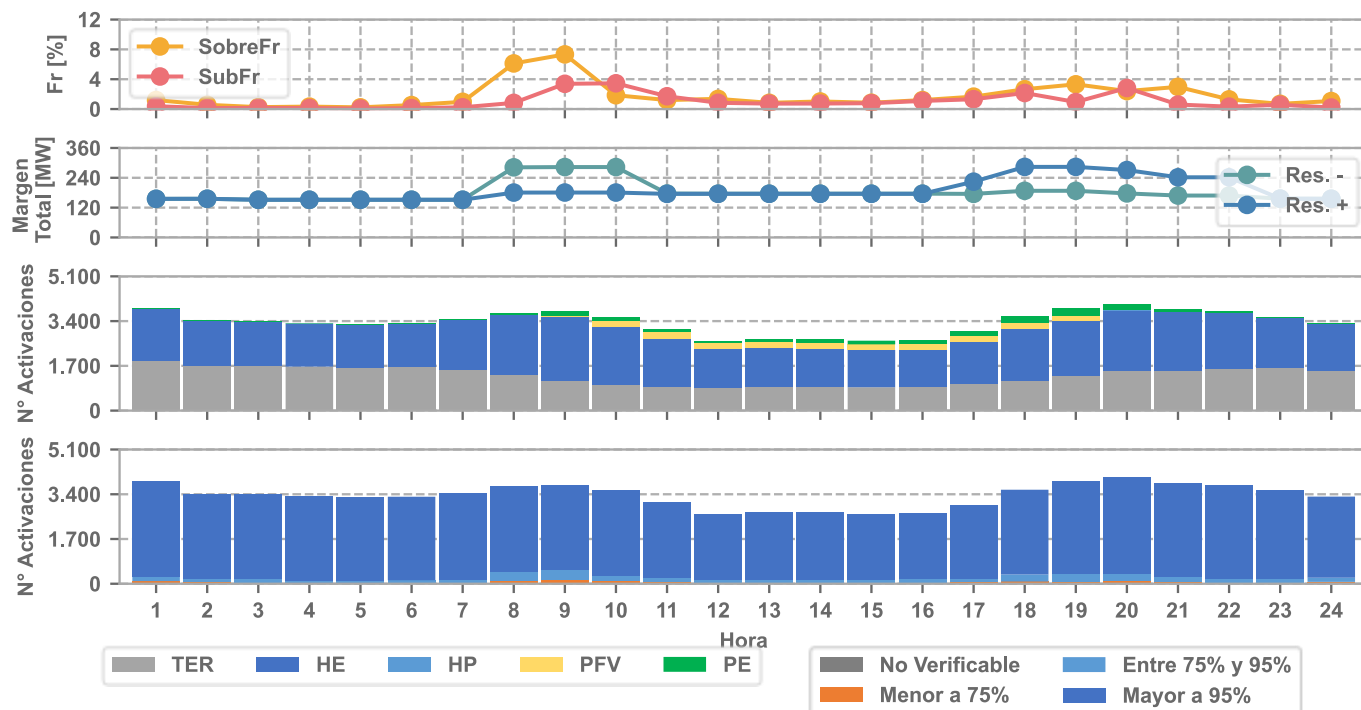
Entre septiembre y octubre finalizaron su proceso de verificación más de 12 unidades ERV para la prestación del servicio de CSF, cuyo impacto fue inmediato, alcanzando una proporción de 33,7% en diciembre. Estas unidades presentaron un desempeño mensual superior al 98%. Adicionalmente, durante horas particulares del último trimestre, el servicio fue prestado en su totalidad por unidades renovables (solares, eólicas e hidráulicas), por ejemplo, el día 19 de octubre entre las 13:00 y 14:00 horas.

La Figura 11 evidencia el impacto asociado a la entrada y salida de recurso solar. Descartando la hora 1, se observa que las horas 9 y 20 son las horas de mayor cantidad de activaciones, en contraste con las horas 12 y 16 donde se da el menor número de activaciones. Esto indica que el SC CSF se está utilizando para enfrentar las rampas que genera la entrada y salida de las unidades solares. El máximo número de activaciones se da en la hora 1 y se debe a que al comenzar el día se cambian las unidades que prestan CSF, produciéndose un traslape entre las unidades que entran y salen del AGC.

La reserva del CSF+ programada aumenta entre las horas 17 y 22, lo que coincide con el aumento en la cantidad de unidades disponibles para prestar el servicio. La reserva de CSF- aumenta entre las horas 8 y 10, también coincidente con el aumento en las activaciones previas al inicio del período de recurso solar, lo que se puede observar en la gráfica de Reserva de la Figura 11.

En los horarios distintos a la entrada y salida de recurso solar la reserva se mantiene constante. Una causa de lo anterior es que la reserva programada de CSF depende de un conjunto particular de unidades, por consiguiente, si estas se mantienen disponibles el monto no disminuirá.

Figura 11: Perfil de frecuencia, margen total programado y número de activaciones para el servicio de CSF el 2024.



3.1.3.1.1 Participación por Tecnología

En las Tabla 15 y Tabla 16 se presenta la participación de las unidades que prestan el servicio en el SC CSF según su tecnología. Se observa que todas las tecnologías (térmica e hidráulica) tienen un desempeño categorizado en **“Mayor a 95%”** en más del 85% del tiempo, lo que es adecuado. Como fue posible observar anteriormente, las unidades térmicas son las que más se utilizaron en la prestación del SC.

Tabla 15: Participación de unidades en CSF según su tecnología (HE-HP-TER).

Categoría	Hidro Embalse		Térmica	
	Horas [hrs]	Porcentaje [%]	Horas [hrs]	Porcentaje [%]
No Verificable	0	0%	29	0%
Menor a 75%	1.157	3%	379	1%
Entre 75% y 95%	3.020	7%	926	3%
Mayor a 95%	40.791	91%	29.752	96%
Total	44.968	100%	31.086	100%

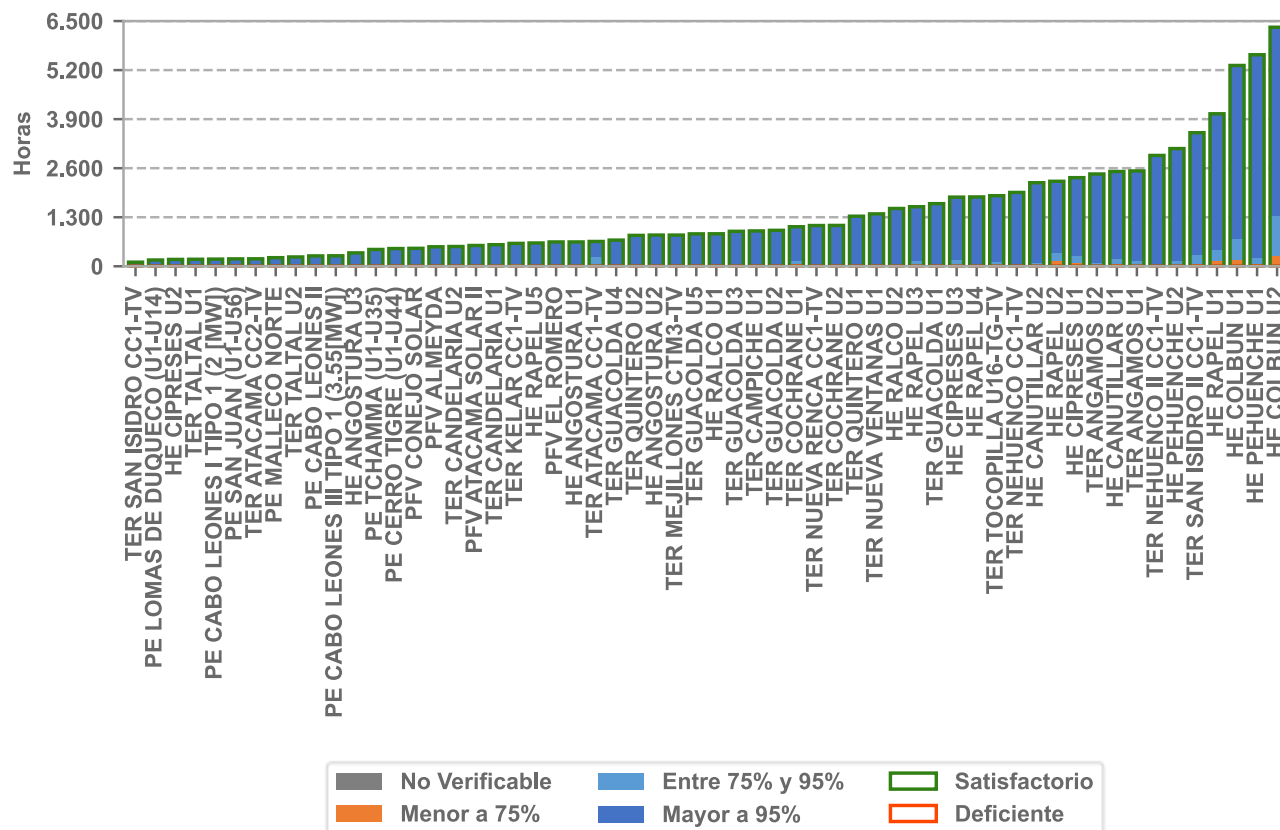
Tabla 16: Participación de unidades en CSF según su tecnología (PFV-PE).

Categoría	Solar		Eólico	
	Horas [hrs]	Porcentaje [%]	Horas [hrs]	Porcentaje [%]
No Verificable	0	0%	0	0%
Menor a 75%	25	1%	44	2%
Entre 75% y 95%	56	2%	122	5%
Mayor a 95%	2.169	96%	2.096	93%
Total	2.250	100%	2.262	100%

3.1.3.1.2 Participación por Unidades

En la Figura 12 se presentan las principales unidades que prestaron el SC CSF, de manera de analizar e identificar las unidades más requeridas¹² para la prestación de este servicio durante el año.

Figura 12: Participación de unidades en el servicio de CSF el 2024.



Las instalaciones solicitadas con mayor frecuencia para este servicio fueron HE Colbún, HE Pehuenche, TER Angamos, HE Canutillar U1, HE Rapel U1, TER Nehuencho II CC1-TV y TER San Isidro II, es decir, 4 unidades del tipo térmicas y 6 unidades del tipo hidráulica de embalse. Durante el año 2024, la central HE Colbún se presenta como la instalación hidráulica de embalse más requerida en servicios de control de frecuencia con más de 5.323 y 6.336 horas anuales para sus unidades U1 y U2, además, TER San Isidro II fue la unidad térmica más instruida para la provisión del SC CSF con 3.540 horas cada una aproximadamente.

En cuanto a la evaluación del servicio, a pesar de no cumplirse el estándar del valor de la frecuencia del sistema durante cinco meses del año, es posible observar que todas las unidades que prestaron el servicio tienen una evaluación satisfactoria, considerando que la metodología de desempeño evalúa los tiempos en que las unidades siguen las consignas del AGC.

3.1.3.2 Análisis del estándar para el CSF

A partir de las estadísticas presentadas en las subsecciones anteriores es posible determinar diversos puntos de mejora respecto al servicio de CSF, los cuales se presentan a continuación:

- 1. Aumentar las unidades habilitadas para prestar CSF:** La tasa de subida y bajada total de las unidades térmicas (64 en total) es de +403 [MW/min] y -406 [MW/min] respectivamente, para las

¹² Unidades generadoras con más de 100 horas de participación durante el 2024 en el SC CSF.

unidades hidráulicas (25 en total) estas tasas son +403 [MW/min] y -433 [MW/min], para las unidades solares (5 en total) estas tasas son +82 [MW/min] y -82 [MW/min] y para unidades eólicas (5 en total) estas tasas son +261 [MW/min] y -261 [MW/min]. En consideración con el plan de descarbonización y el nivel de participación de centrales térmicas en la prestación de CSF, se tiene que del orden del 35% de la tasa total disponible de subida y bajada deberá ser compensada con nuevos recursos provenientes de tecnologías capaces de suplir este requerimiento. Cabe destacar que este porcentaje se redujo un 5% con respecto a 2023, donde la proporción a compensar era de un 40%.

2. **Continuar con la diversificación de las tecnologías participantes en CSF:** El retiro de las unidades a carbón, sumado a la incertidumbre en torno a la disponibilidad de recursos hídricos para la generación, acrecienta la necesidad de inclusión de unidades de tecnologías ERV para incrementar la resiliencia del sistema, en particular, en meses donde se presenta un menor nivel de agua como enero, febrero o marzo. Durante el año 2024, gracias al proceso de verificación, se alcanzó un total de 15 unidades ERV habilitadas para participar del servicio CSF. Su impacto fue inmediato, considerando que todas estas unidades fueron instruidas durante el año, lo que ayudó a que en ciertas horas el servicio se prestara en su totalidad por centrales de fuentes renovables. Además, otro punto a destacar es que la participación de centrales ERV alcanzó más de un tercio de las horas totales de instruidas en diciembre del 2024. Dicho esto, durante 2025 se continuará avanzando en el proceso de verificación de centrales, en función de lo establecido en el Artículo 6-4 “Proceso de Verificación de Instalaciones” de la Norma Técnica de Servicios Complementarios.

Finalmente, se sugiere no modificar el estándar de evaluación de CSF. La mayoría de las horas de participación fue calificada con el estándar **“Mayor a 95%”**, es decir, operan según lo esperado y, además, en la Figura 11 se observa que la proporción entre las categorías de evaluación se mantiene constante durante el día a pesar del valor de la frecuencia.

3.1.4 CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA

El Informe de Definición de Servicios Complementarios¹³ (Res. Ex. 189/2024) define al Control Terciario de Frecuencia como las acciones de control por instrucción del Coordinador en la operación en tiempo real, destinadas a restablecer las reservas del Control Secundario de Frecuencia o incorporar reservas adicionales con el objeto de preparar el sistema eléctrico para responder a desequilibrios respecto de los cuales las reservas por otras categorías de Control de Frecuencia sean insuficientes. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+) y de Control Terciario por Sobrefrecuencia (CTF-).

El Tiempo de Inicio de Activación del servicio CTF es de 5 [min] a partir de la instrucción del Coordinador, su Tiempo Total de Activación es de 15 [min] y su Máximo Tiempo de Entrega es de 1 [hr].

Las reservas requeridas para el año 2024 del servicio CTF, fueron obtenidas a partir del ISSCC 2024. Estas se presentan a continuación:

Tabla 17: Reservas requeridas para CTF.

Bloque Horario	Estacionalidad Otoño - Invierno				Estacionalidad Primavera - Verano			
	Día Laboral		Día No Laboral		Día Laboral		Día No Laboral	
	RCTF (-) [MW]	RCTF (+) [MW]	RCTF (-) [MW]	RCTF (+) [MW]	RCTF (-) [MW]	RCTF (+) [MW]	RCTF (-) [MW]	RCTF (+) [MW]
Bloque 1 (22:00 - 01:59)	-177	186	-258	226	-188	105	-193	150
Bloque 2 (02:00 - 06:59)	-121	118	-115	111	-55	79	-91	79
Bloque 3 (07:00 - 09:59)	-357	299	-233	483	-236	372	-282	500
Bloque 4 (otoño-invierno 10:00 - 15:59) (primavera-verano 10:00 - 16:59)	-242	235	-237	143	-271	212	-349	246

¹³ Disponible en [Informe de Definición de Servicios Complementarios](#)

Bloque Horario	Estacionalidad Otoño - Invierno				Estacionalidad Primavera - Verano			
	Día Laboral		Día No Laboral		Día Laboral		Día No Laboral	
	RCTF (-) [MW]	RCTF (+) [MW]	RCTF (-) [MW]	RCTF (+) [MW]	RCTF (-) [MW]	RCTF (+) [MW]	RCTF (-) [MW]	RCTF (+) [MW]
Bloque 5 (otoño-invierno 16:00 - 18:59) (primavera-verano 17:00 - 19:59)	-398	337	-447	329	-405	306	-425	395
Bloque 6 (otoño-invierno 19:00 - 21:59) (primavera-verano 20:00 - 21:59)	-211	88	-264	96	-240	155	-344	97

A continuación, se presenta la estadística asociada al número de unidades que prestaron el SC de CTF, ya sea por Subfrecuencia (CTF+) o Sobre frecuencia (CTF-), durante el año 2024.

Tabla 18: Índice de N° Unidades activadas en la prestación del SC de CTF.

CTF por Tipo de Unidad	N° Unidades	Porcentaje [%]	Activaciones totales
Unidades térmicas	58	35,8%	4252
Unidades hidráulicas de embalse	26	16,0%	2509
Unidades hidráulicas de pasada	23	14,2%	497
Unidades fotovoltaicas	22	13,6%	697
Unidades eólicas	33	20,4%	845
Total	162	100%	8.800

Se puede apreciar en la Tabla 18 que el conjunto de unidades que prestó el SC de CTF, durante el año 2024, son principalmente unidades térmicas (35,8%) y unidades eólicas (20,4%). A diferencia de CPF y CSF es un servicio que registra una participación mayoritaria de centrales ERV, las cuales alcanzan el 34% del total de unidades instruidas.

3.1.4.1 Control Terciario de Frecuencia por Subfrecuencia (CTF+)

El Control Terciario por Subfrecuencia es requerido cuando la frecuencia del SEN se encuentra bajo su valor nominal de 50 [Hz], requiriendo un aumento en la generación del sistema. Su operación es posterior a la operación de los servicios de Control Primario y Secundario. En la Figura 13 se presentan las activaciones totales del servicio CTF+ y el cumplimiento normativo de la frecuencia durante el año 2024.

De la gráfica se observa que el servicio fue activado mayoritariamente en instalaciones térmicas e hidráulicas de embalse. Cabe destacar que a partir de octubre del 2024 comenzaron a utilizarse unidades solares y eólicas en este servicio. Esto debido a que en las horas dónde existe una sobreoferta de energía por parte de parques ERV, la co-optimización resuelve que se pueden despachar parques a valores menores que su potencia máxima disponible y utilizar dicha reserva para la activación del CTF+.

Figura 13: Cumplimiento normativo de la frecuencia y Activaciones mensuales CTF+ en el sistema el 2024.

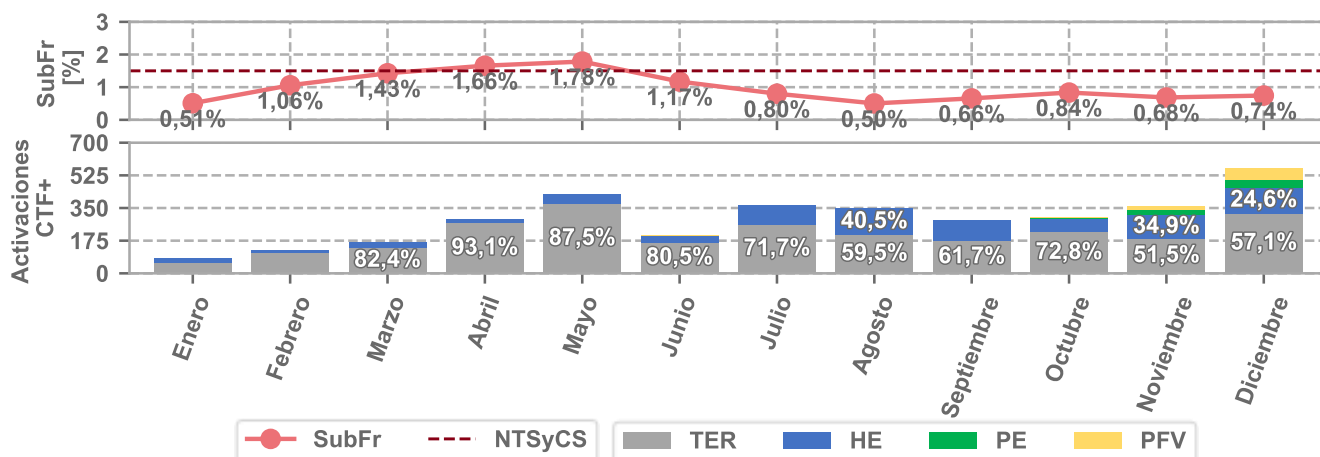
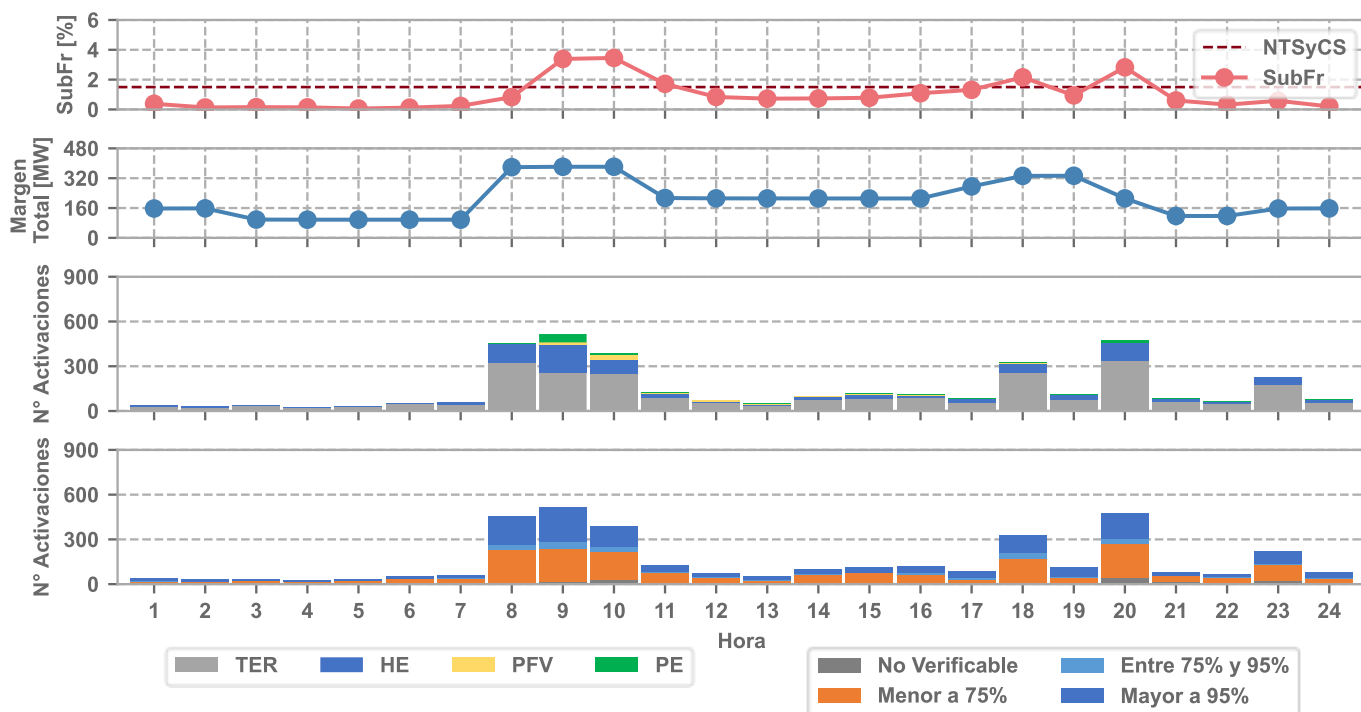


Figura 14: Perfil de subfrecuencia, margen total programado y número de activaciones para el servicio de CTF+ el 2024.



La Figura 14 presenta el porcentaje de horas con subfrecuencia y el total de activaciones del servicio CTF+ en cada hora del día durante 2024. Se observa que las horas 8, 9 y 20 concentran el mayor número de activaciones. Lo anterior, coincidiendo con el inicio y término de la disponibilidad solar.

El CTF+ presenta pocas activaciones en el año con respecto al resto de servicios de frecuencia, sin embargo, un punto relevante para observar corresponde a las horas 8, 9 y 20, las cuales presentan el mayor número de activaciones. El desempeño mayoritario en estas horas se encuentra en la categoría “**Menor a 75%**”, lo que repercute en el uso eficiente de los recursos, ya que, si las unidades alcanzaran un desempeño satisfactorio, permitiría disminuir la cantidad de instrucciones realizadas.

A nivel de cumplimiento, se observa que durante las horas 9, 10, y 20 se presenta un porcentaje de subfrecuencia mayor al límite normativo. Un aspecto de mejora en este servicio corresponde a aumentar el

número de activaciones de CTF+, con el objetivo de reestablecer las reservas de CSF dedicadas a afrontar las desviaciones de frecuencia observadas en las horas mencionadas.

3.1.4.1.1 Participación por Tecnología

En la Tabla 19 y Tabla 20 se presenta la participación de las unidades que prestaron el servicio de CTF+ separadas por tecnología. Se observa que la tecnología térmica fue la más utilizada, pese a ser la que peor desempeño muestra. Las tecnologías con mejor desempeño son las centrales hidráulicas de embalse y los parques fotovoltaicos.

Tabla 19: Participación de unidades en CTF+ según su tecnología (HE-TER).

Categoría	Hidro Embalse		Térmica	
	Activaciones	Porcentaje [%]	Activaciones	Porcentaje [%]
No Verificable	0	0,0%	204	8,1%
Menor a 75%	325	34,7%	1.379	54,9%
Entre 75% y 95%	65	6,9%	180	7,2%
Mayor a 95%	546	58,3%	751	29,9%
Total	936	100%	2.514	100%

Tabla 20: Participación de unidades en CTF+ según su tecnología (PFV-PE).

Categoría	Fotovoltaica		Eólicas	
	Activaciones	Porcentaje [%]	Activaciones	Porcentaje [%]
No Verificable	11	9,6%	9	8,3%
Menor a 75%	20	17,5%	42	38,9%
Entre 75% y 95%	17	14,9%	5	4,6%
Mayor a 95%	66	57,9%	52	48,1%
Total	114	100%	108	100%

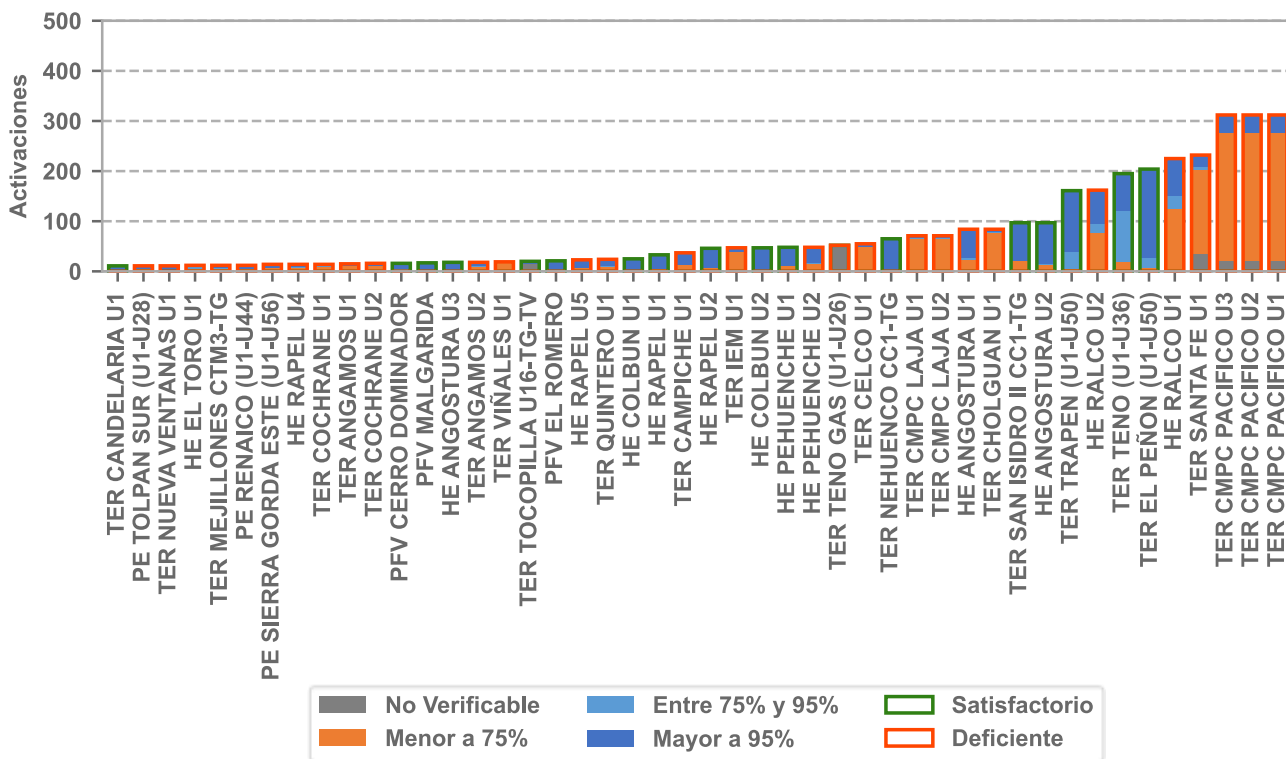
3.1.4.1.2 Participación por Unidades

En la Figura 15 se presentan las principales unidades que prestaron CTF, de manera de analizar e identificar las unidades más requeridas¹⁴ para la prestación de este servicio durante el año.

Las instalaciones más solicitadas fueron TER CMPC Pacífico U1, U2 y U3, TER Santa Fe y HE Ralco U1, es decir, cuatro de las cinco unidades con más activaciones fueron del tipo térmicas. Además, estas fueron evaluadas en la categoría “**Deficiente**” en su totalidad. Destaca que de las 46 unidades mostradas en la Figura 15 solo 17 caen en la categoría “**Satisfactorio**”.

¹⁴ Unidades generadoras con más de 10 activaciones durante el 2024 en el SC CTF.

Figura 15: Participación de unidades en el servicio de CTF+ el 2024.

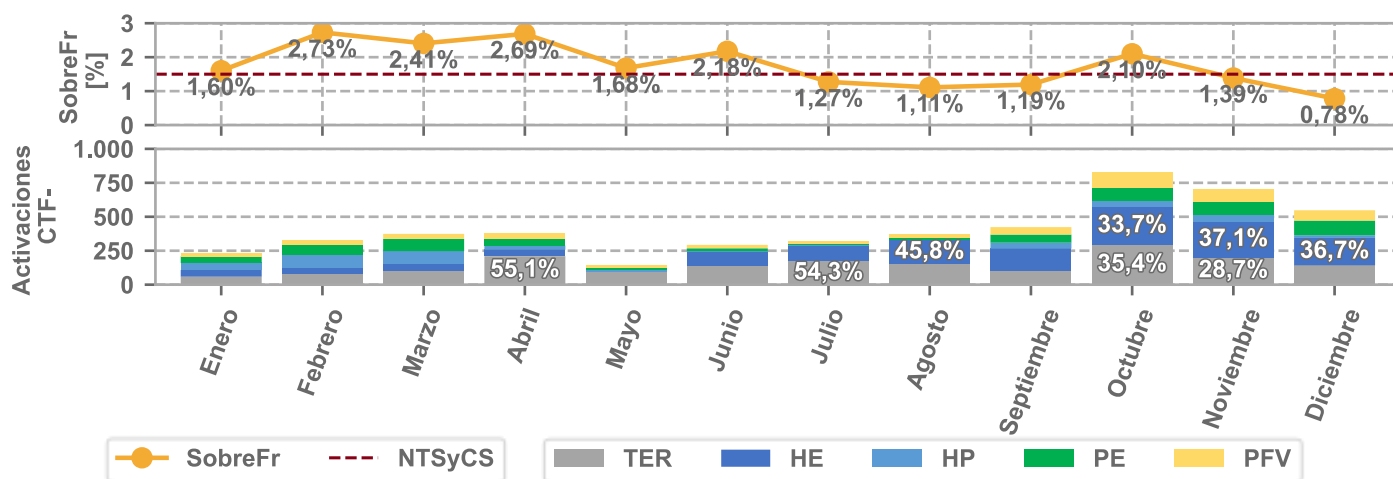


3.1.4.2 Control Terciario de Frecuencia por sobrefrecuencia (CTF-)

El Control Terciario por Sobrefrecuencia es requerido cuando la frecuencia del SEN se encuentra sobre su valor nominal de 50 [Hz], requiriendo una disminución en la generación del sistema. Su operación es posterior a la operación de los servicios de Control Primario y Secundario. En la Figura 16 se presentan las horas de participación del servicio CTF- y el cumplimiento normativo de la frecuencia durante el año 2024.

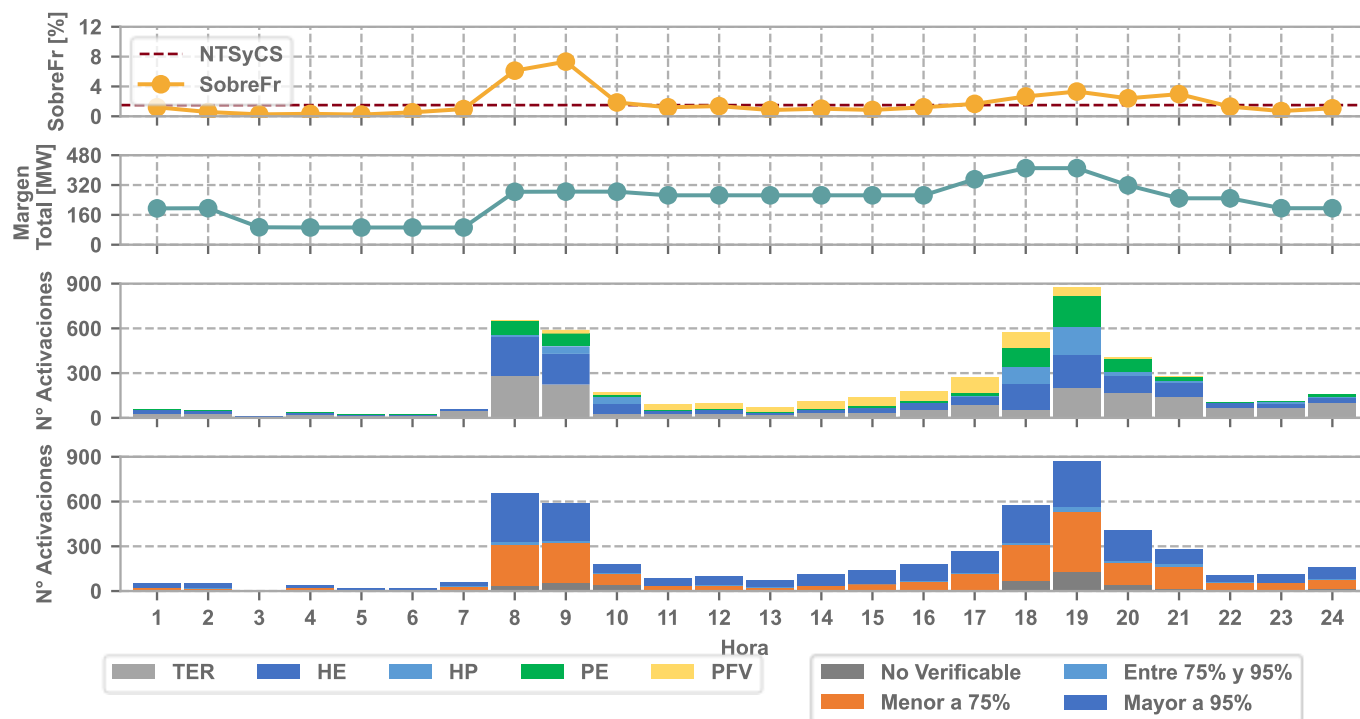
De la gráfica se observa que CTF- es un servicio con un mayor abanico de tecnologías. Destaca el mes de octubre de 2024, donde se registraron más de 750 activaciones, repartidos en tercios por cada tecnología (hidráulica, térmica y ERV). Este aumento se relaciona con un aumento en los recursos disponibles de CTF producto del cierre del proceso de verificación de un mayor número de unidades, ampliando su uso en el despacho para control de frecuencia.

Figura 16: Cumplimiento normativo de la frecuencia y Activaciones mensuales CTF- en sistema el 2024.



La Figura 17, presenta el total de activaciones del servicio CTF- en cada hora del día durante 2024. Se observa que las horas con mayor requerimiento de activaciones son las 8, 9, 18 y 19, solicitado principalmente para enfrentar la condición de sobrefrecuencia ocasionada por la rampa de las centrales solares, tanto al comienzo del día (hora 8 y 9) como al fin del día (hora 18 y 19). Esta operación tiene una correlación importante con la reserva programada, donde se observa el aumento de este monto en los periodos descritos.

Figura 17: Perfil de sobrefrecuencia, margen total programado y número de activaciones para el servicio de CTF- el 2024.



Se observa que la mayor cantidad de activaciones para CTF- ocurre en la hora 8 con más de 600 activaciones en total (ver Figura 14). Adicionalmente se observa que en las horas donde no existen activaciones del servicio de CTF-, la frecuencia cumple con el estándar normativo.

En este servicio hay una proporción mayor de activaciones calificadas como **“Menor a 75%”** en las horas de mayor número de activaciones. La revisión de esta característica debe ser transversal a todo el servicio de Control Terciario de Frecuencia, ya que la mayoría de las activaciones en horas de alto requerimiento no está prestando el servicio requerido para la estabilidad del sistema.

3.1.4.2.1 Participación por Tecnología

En la Tabla 21 y Tabla 22 se presenta las activaciones de las unidades participantes en el servicio CTF- según su tecnología. Las unidades térmicas son las con mayor número de activaciones, seguidas por las hidráulicas de embalse. Ambas tecnologías presentan la mayor proporción de activaciones dentro de la calificación **“Menor a 75%”**. En cuanto a las tecnologías ERV, cabe destacar que tanto las unidades solares y eólicas presentan menos de la mitad de sus activaciones calificadas con **“Menor a 75%”**. Adicionalmente, en el caso de las solares, el 81,9% fueron evaluadas en categoría **“Mayor a 95%”** frente a un 60,7% de las hidro de embalse y 27,7% de las térmicas.

Tabla 21: Participación de unidades en CTF- según su tecnología (HE-TER).

Categoría	Hidro Embalse		Térmica	
	Activaciones	Porcentaje [%]	Activaciones	Porcentaje [%]
No Verificable	152	9,7%	118	6,8%
Menor a 75%	404	25,7%	1.102	63,4%
Entre 75% y 95%	62	3,9%	36	2,1%
Mayor a 95%	955	60,7%	482	27,7%
Total	1.573	100%	1.738	100%

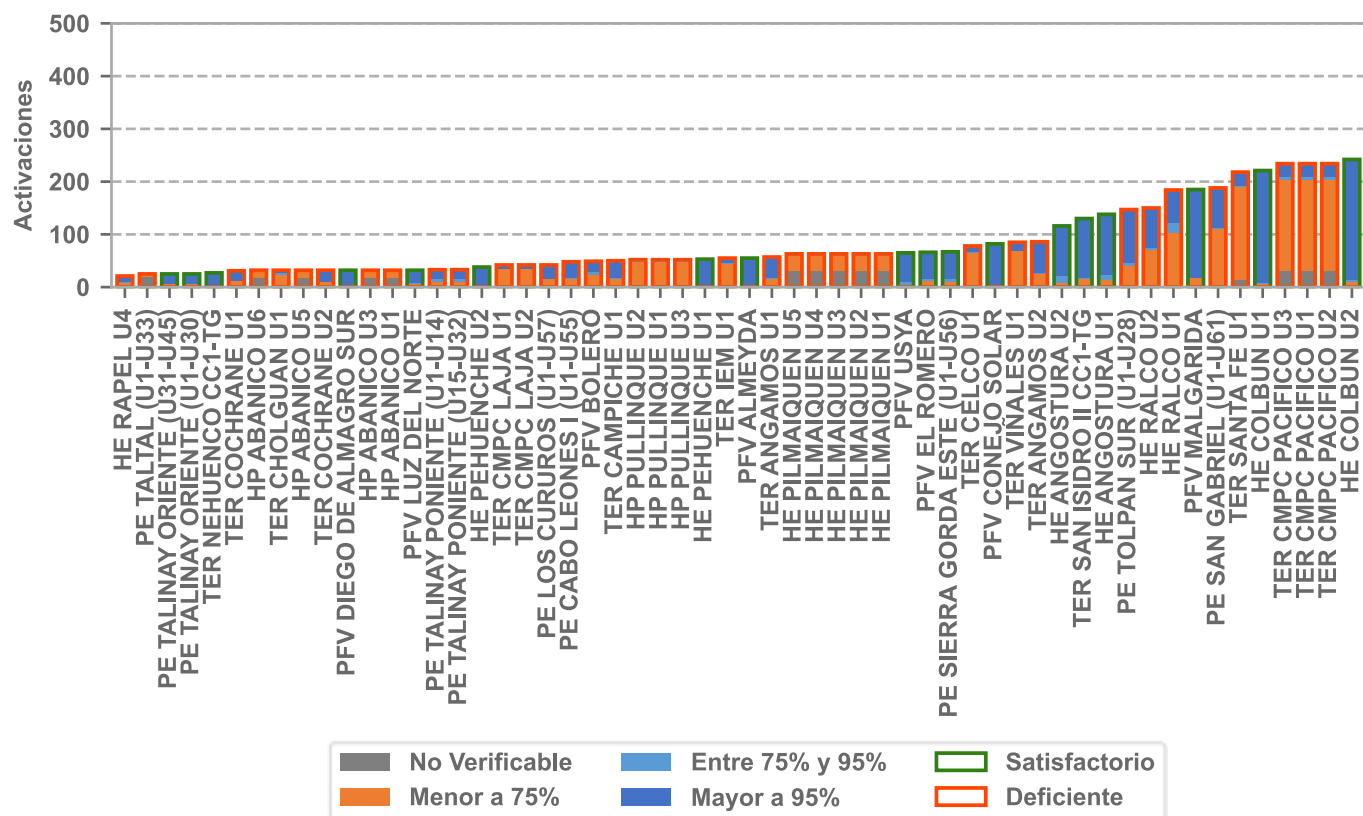
Tabla 22: Participación de unidades en CTF- según su tecnología (HP-PFV-PE).

Categoría	Hidro Pasada		Solar		Eólica	
	Activaciones	Porcentaje [%]	Activaciones	Porcentaje [%]	Activaciones	Porcentaje [%]
No Verificable	109	21,9%	14	2,3%	57	7,7%
Menor a 75%	318	64,0%	75	12,6%	255	34,6%
Entre 75% y 95%	13	2,6%	19	3,2%	31	4,2%
Mayor a 95%	57	11,5%	488	81,9%	394	53,5%
Total	497	100%	596	100%	737	100%

3.1.4.2.2 Participación por Unidades

En la Figura 18 se presentan las principales unidades que prestaron CTF-, de manera de analizar e identificar las unidades más requeridas¹⁵ para la prestación de este servicio durante el año.

Figura 18: Participación de unidades en el servicio de CTF- el 2024.



Las instalaciones más solicitadas para este servicio fueron HE Colbún U1 y U2, TER CMPC Pacífico U1, U2, U3, es decir, 2 unidades hidráulicas de embalse y 3 unidades térmicas. Las centrales térmicas tienen la mayor cantidad de activaciones por tecnología en este servicio. A nivel ERV, hay 1.333 activaciones entre solar y eólica, más del triple que en 2023.

El 72% de las unidades que prestan el servicio CTF-, entran en la categoría de **“Deficiente”**, independiente de la tecnología de la unidad. Cabe destacar que dentro de las 38 unidades con evaluación **“Satisfactorio”** se encuentran 10 unidades hidráulicas, 21 ERV y 7 térmicas.

3.1.4.3 Análisis del estándar para el CTF

Con respecto al estándar de evaluación de CTF y a partir de los gráficos y los datos presentados en las subsecciones anteriores, es recomendable realizar un seguimiento de la prestación del servicio por parte de las unidades instruidas para revisar en detalle las causas del mal desempeño de estas, con el fin de poder determinar si es necesario un cambio del estándar en el futuro.

¹⁵ Unidades generadoras con más de veinte activaciones durante el 2024 en el SC CTF.

3.1.5 CONCLUSIONES SOBRE EL SERVICIO DE CONTROL DE FRECUENCIA

A partir de los gráficos y los datos presentados a lo largo del capítulo, las conclusiones con respecto al servicio de Control de Frecuencia son las siguientes:

- Durante el año 2024, el cumplimiento global de la frecuencia sistémica fue del 97,26%, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 5-25 de la NTSyCS. Sin embargo, en 5 meses (febrero, marzo, abril, mayo y junio) no se alcanzaron los requisitos estipulados en dicho artículo, siendo abril el mes con el menor valor, registrando un 95,65% del tiempo con la frecuencia entre 49,8 y 50,2 [Hz].
- El servicio de Control Primario de Frecuencia (CPF) durante el 2024 fue provisto principalmente por unidades hidráulicas de embalse, seguido por unidades térmicas, con el 74% de las horas de participación en las categorías satisfactoria, encontrándose con un cumplimiento **“Entre 75% y 95%”** o **“Mayor a 95%”**. Se destaca el comienzo de la participación de unidades ERV en la prestación del servicio, indicador de que el abanico de tecnologías y recursos va en aumento. Estas unidades presentaron un 22% de sus horas de participación en las categorías **“Entre 75% y 95%”** o **“Mayor a 95%”**, *proporción que aumentará una vez puedan regularizar por completo el envío de datos para la evaluación de sus instrucciones.*

En el período horario con recurso solar, la disponibilidad de las unidades disminuyó tanto en CPF+ como en CPF-, por lo que el principal desafío es aumentar las unidades habilitadas para prestar CPF. Se debe profundizar la diversificación las tecnologías partícipes del servicio, para acotar la actual dependencia de las tecnologías térmica e hidráulica.

- El servicio de Control Secundario de Frecuencia (CSF) durante el 2024 fue provisto por unidades con tecnología térmica, hidráulica, solar y eólica. Del total de las horas de participación de esas tecnologías, el 98% estuvo en la categoría satisfactoria, encontrándose con un cumplimiento **“Entre 75% y 95%”** o **“Mayor a 95%”**

En el período horario con recurso solar, el número de unidades instruidas disminuyó, por lo que el desafío común, junto con CPF, es aumentar las unidades habilitadas para prestar el servicio, diversificando las tecnologías.

- El servicio de Control Terciario de Frecuencia (CTF) durante el 2024 fue provisto por unidades con tecnología térmica, hidráulica, solar y eólica, concentrándose las activaciones en las horas de entrada y salida del recurso solar. Del total de horas de participación el 48% se encontró en las categorías **“Entre 75% y 95%”** o **“Mayor a 95%”** teniendo un desempeño deficiente.

El desafío es aumentar la cantidad de activaciones con un buen desempeño, en particular en las horas de entrada y salida de recurso solar, donde se observan los mayores niveles de sobrefrecuencia, siendo necesaria la recuperación de las reservas de CSF. Cabe considerar que la instrucción del servicio es manual, por consiguiente, si la respuesta por parte del centro de control del Coordinado no es a tiempo, esto influirá en su evaluación y su contribución a restablecer el CSF.

- Un avance significativo en el año 2024 fue la incorporación de centrales ERV en la prestación de cada una de las seis subcategorías del servicio de Control de Frecuencia. Aunque su participación aún es baja en servicios como el CPF, se espera que en 2025 se incremente significativamente a medida que más centrales sean verificadas y habilitadas para prestar el servicio.

3.2 CONTROL DE TENSIÓN

El Servicio Complementario de Control de Tensión se define como las acciones de control que permiten mantener la tensión de operación de las barras del sistema eléctrico en una banda predeterminada, dentro de los niveles admisibles establecidos en la normativa. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera local.

Las unidades generadoras sincrónicas y parques eólicos/fotovoltaicos deberán operar de forma estable y permanente, entregando o absorbiendo reactivos, de acuerdo con los límites establecidos en sus Diagramas PQ, considerando las exigencias descritas en la NTSyCS. En el caso de los parques eólicos y fotovoltaicos, podrá ser realizado mediante un control por consigna de tensión sobre la barra de inyección al sistema, ajustando el factor de potencia del parque o mediante un control de inyección de potencia reactiva.

En esta sección se presenta el análisis para las categorías del Control de Tensión, las cuales se diferencian entre mecanismos automáticos (CT Automático o CT en Bornes) e instrucciones manuales desde el Centro de Despacho de Carga del Coordinador (CT Manual o CT Barras). Lo anterior incluye la revisión de los diferentes estándares normativos para la evaluación de estos servicios, de manera de presentar oportunidades de mejora que permitan aprovechar de mejor manera los recursos disponibles para la prestación de estos servicios.

Para efectos del análisis en las subsecciones siguientes, se utilizarán los siguientes conceptos:

1. Categoría “Satisfactorio”: Barras en que la tensión se mantuvo el 98% del tiempo o más operando en el Estado Normal definido en la NTSyCS.
2. Categoría “Deficiente”: Barras en que la tensión se mantuvo menos del 98% del tiempo operando en el Estado Normal definido en la NTSyCS.

3.2.1 TENSIÓN EN EL SEN DURANTE 2024

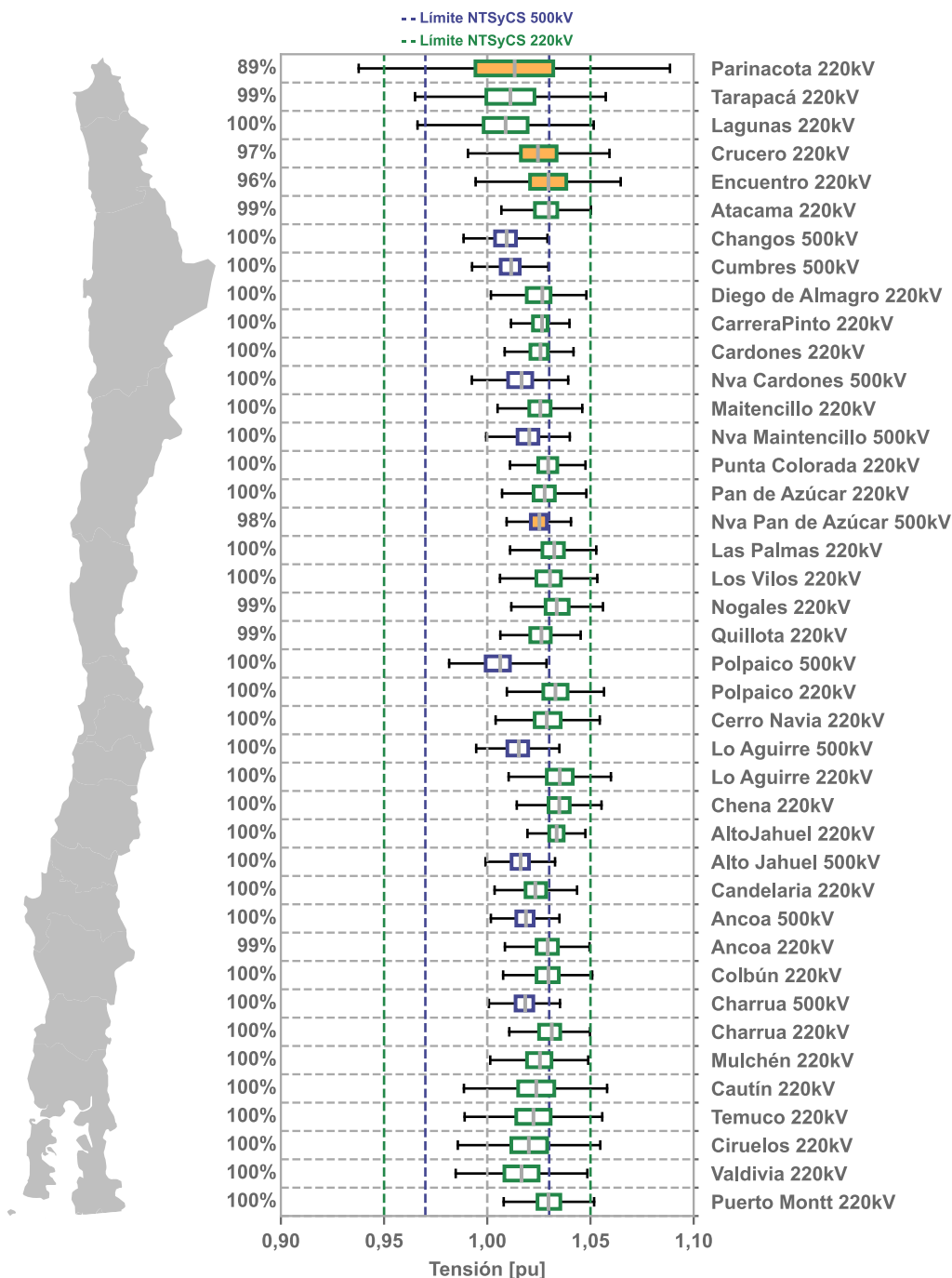
Según el Artículo 5-19¹⁶ de la NTSyCS, el SEN deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones del ST y compensación de potencia reactiva disponibles, y suficientes márgenes de reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, compensadores estáticos y sincrónicos, para lo cual el Coordinador y los CC, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SEN esté comprendida entre:

- a) 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- b) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- c) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal inferior a 200 [kV].

A continuación, en la Figura 19 se presenta la variación de la tensión durante el año. En la figura se encuentran barras de 500 kV (color azul) y barras de 220 kV (color verde), destacando en color naranja las barras con desempeño deficiente.

¹⁶ Para efectos del cálculo se usan las tensiones de servicio determinadas por el Coordinador, las cuales se actualizan cada dos años.

Figura 19: Niveles de tensión por barra el 2024.



Se observa que los niveles de tensión deficientes se concentran en la zona del Norte Grande del SEN, con tendencias a la sobretensión. En particular, la barra Arica 220 kV fue la que tuvo el peor desempeño con sólo un 89% del tiempo en estado normal.

A continuación, en la Tabla 23, se presenta la estadística asociada al número de unidades por tecnología que prestaron el SC de CT, ya sea CT Automático o CT Manual, durante el año 2024.

Tabla 23: Índice de N° Unidades que prestaron SC de CT por tecnología.

CT por Tipo de Unidad	N° de Unidades Participantes	Porcentaje [%]	N° Unidades Habilitadas
Unidades térmicas	60	37,97%	105
Unidades hidráulicas de embalse	32	20,25%	32
Unidades hidráulicas de pasada	33	20,89%	33
Unidades fotovoltaicas	17	10,76%	20
Unidades eólicas	14	8,86%	17
Unidades geotérmicas	2	1,27%	2
Total	158	100,00%	209

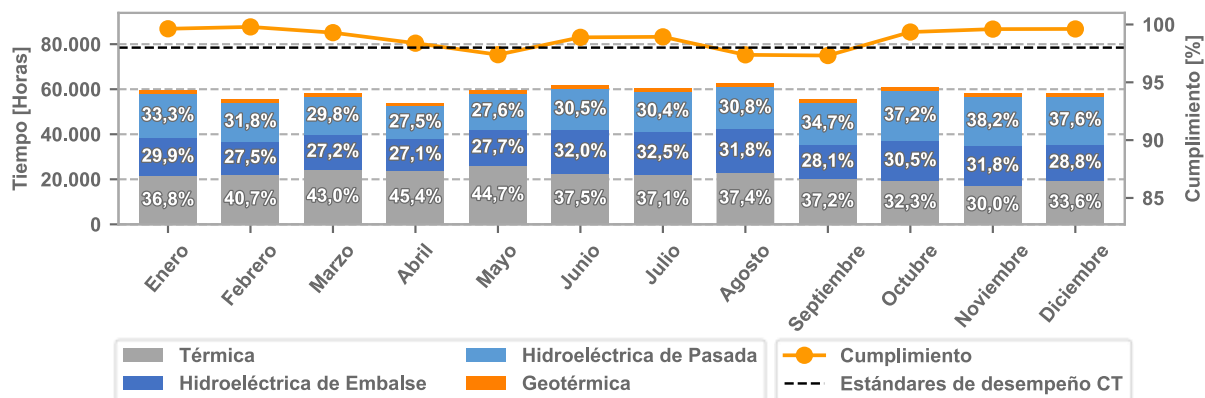
Se observa que el Control de Tensión fue provisto principalmente por centrales térmicas, luego por centrales hidráulicas de pasada y embalse. Estas centrales pueden realizar un control automático de tensión o un control manual de tensión asociado a instrucciones del CDC. En el caso de las unidades fotovoltaicas y eólicas, estas solo participan en el SC CT Manual.

3.2.2 CONTROL DE TENSIÓN AUTOMÁTICO

El Control de Tensión Automático busca mantener la tensión en los bornes de la unidad constante, es decir, dentro de una banda de variación (+/- 0,1 kV) en cada segundo. El servicio es verificado mediante el sistema SCADA, sin considerar los períodos en que se haya solicitado Control de Tensión manual.

En la Figura 20 se presenta las horas de participación del servicio de CT Automático y el cumplimiento de la tensión del sistema para cada uno de los meses del año. Este último corresponde a la proporción del tiempo en que la tensión estuvo en estado normal.

Figura 20: Horas de participación mensual CT Automático y cumplimiento la tensión del sistema el 2024.



Mensualmente las horas de participación se mantienen dentro del rango de 50.000 y 60.000 horas. El cumplimiento del estándar se vio comprometido en los meses de mayo, agosto y septiembre. Cabe destacar que durante el 2024 se mantuvieron vigentes las tensiones de servicio¹⁷ actualizadas el 4 agosto de 2023 en diferentes barras del SEN, en especial las barras de la zona norte, lo que mejoró considerablemente el cumplimiento, aunque no implica alteraciones físicas ni operativas en el SEN.

3.2.2.1 Participación por Tecnología

En las Tabla 24 y Tabla 25 se presenta la participación de las unidades en el servicio CT automático según su tecnología. Las unidades térmicas fueron las que más participaron en CT Automático. Se destaca el alto

¹⁷ Disponible en [2023 | Coordinador Eléctrico Nacional](#)

porcentaje de evaluaciones calificadas como no verificable, donde las térmicas alcanzan un 66% y la geotermia un 80%. Para enfrentar esto se recomienda que las unidades continúen y finalicen su proceso de verificación del SC CT, para validar las curvas P-Q y, en particular, la calidad de las señales empleadas.

Tabla 24: Participación de unidades en CT automático según su tecnología (TER-HE).

Categoría	Térmica		Hidro Embalse	
	Horas [hrs]	Porcentaje [%]	Horas [hrs]	Porcentaje [%]
No Verificable	171.179	66%	88.261	43%
No Cumple	462	0%	146	0%
Cumple	88.454	34%	114.899	57%
Total	260.096	100%	203.306	100%

Tabla 25: Participación de unidades en CT automático según su tecnología (HP-GEO).

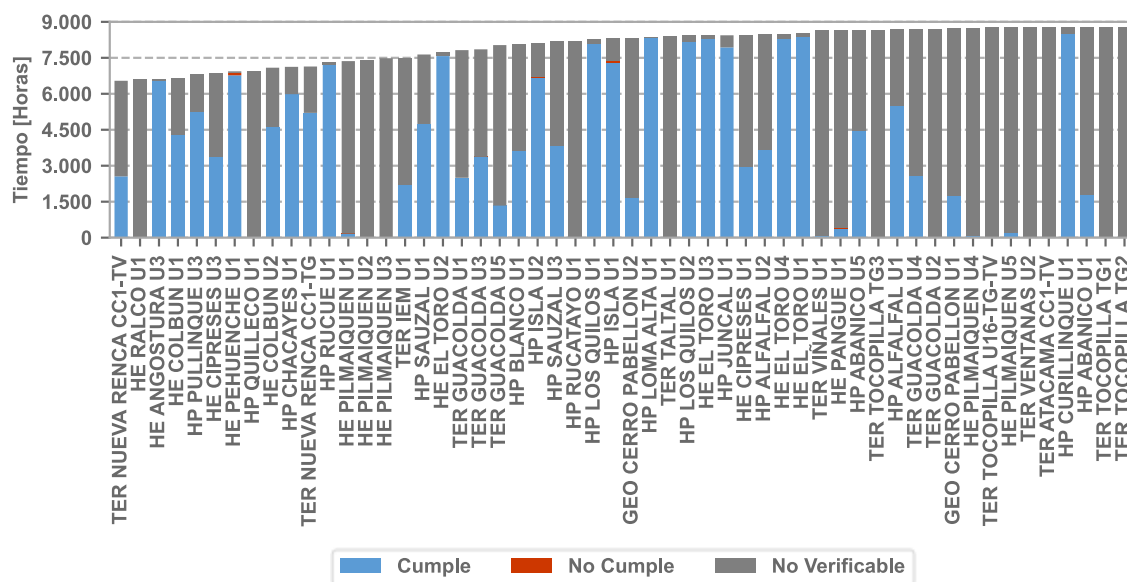
Categoría	Hidro Pasada		Geotermia	
	Horas [hrs]	Porcentaje [%]	Horas [hrs]	Porcentaje [%]
No Verificable	78.902	35%	13.617	80%
No Cumple	95	0%	0	0%
Cumple	143.808	65%	3.434	20%
Total	222.806	100%	17.051	100%

3.2.2.2 Participación por Unidades

En la Figura 21 se presentan las principales¹⁸ unidades que participaron en el servicio de Control de Tensión automático en el año, se contabilizan las horas en que la unidad cumple con mantener la tensión en bornes constante, es decir, dentro de una banda de variación (+/- 0,1 kV). El servicio fue prestado por 127 unidades durante el año, de estas, 63 unidades fueron evaluadas como no verificable en más del 50% del tiempo, mientras que 44 unidades fueron evaluadas en la categoría cumple en más del 75% del tiempo.

¹⁸ Unidades generadoras con más de 6.500 horas de participación durante el 2024 en el SC CT Automático.

Figura 21: Horas de participación anual CT Automático por cada unidad prestadora del servicio el 2024.



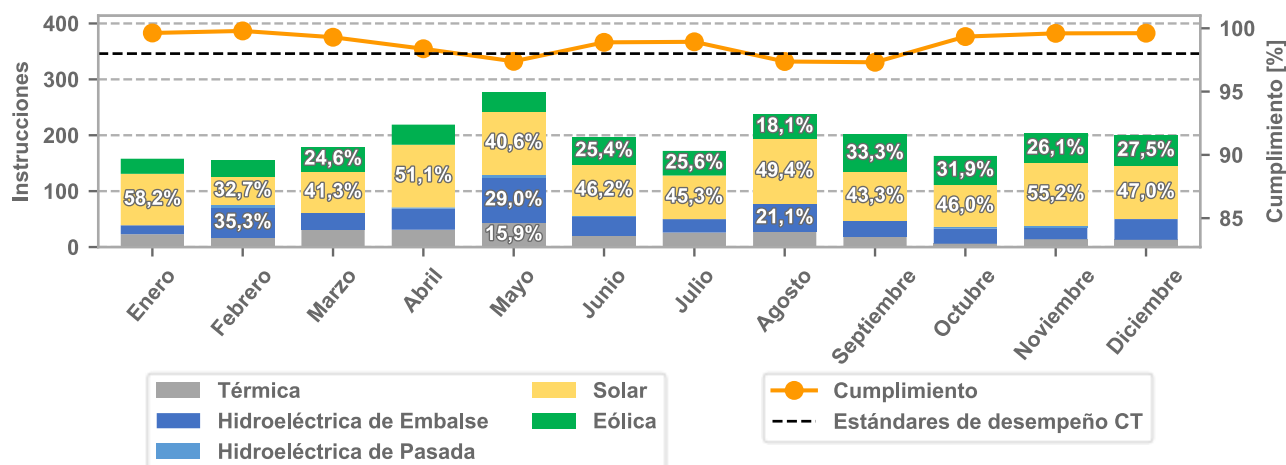
Las instalaciones que más tiempo prestaron este servicio fueron TER Tocopilla (TG1 y TG2), HP Abanico U1, HP Curillínque U1 y TER Atacama U1, es decir, 3 unidades térmicas y 2 unidades hidráulicas. Relacionando el desempeño sistémico presentado en la Figura 19, dado que el mecanismo de evaluación es en bornes del generador, un buen desempeño en CT Automático no basta para asegurar niveles de tensión favorables en las barras de control del sistema.

3.2.3 CONTROL DE TENSIÓN MANUAL

El Control de Tensión Manual o CT Manual es otra categoría de prestación del servicio de Control de Tensión, en este caso, se instruyen modificaciones a las referencias de tensión o de inyección/absorción de potencia reactiva dependiendo si los generadores se encuentran en los modos de control PV o PQ respectivamente. La evaluación de la respuesta del equipo o unidad se verifica mediante el Sistema de Información de Tiempo Real (SITR), calculando la diferencia de tensión en la barra de interés al momento de la instrucción del Coordinador con la registrada en el SITR 15 minutos después.

En esta subsección se analizará el desempeño de las unidades que se encuentran habilitadas por el Coordinador para realizar el SC CT Manual. En la Figura 22 se presenta el cumplimiento del valor de la tensión del sistema para cada uno de los meses del año y la cantidad de instrucciones para la prestación del servicio de CT Manual.

Figura 22: Instrucciones mensuales CT Manual y cumplimiento de la tensión del sistema el 2024.



Se puede notar que las instrucciones varían dependiendo del mes. Abril, mayo y agosto corresponden a los meses con mayor número de instrucciones. Cabe destacar que la proporción de unidades solares es mayor con respecto a las centrales de otras tecnologías en 11 de 12 meses, lo que permite constatar la alta penetración de esta tecnología en la operación diaria del sistema y la necesidad de regular la tensión en la zona norte del SEN. Este servicio particular es uno de los que presenta menor participación por parte de centrales del tipo térmica donde su proporción es minoritaria de forma consistente durante cada mes con respecto al aporte ERV e instalaciones hidráulicas, lo que se ve reflejado en meses como octubre con sólo un 3,7% (6 instrucciones).

El elevado número de instrucciones dirigidas a las centrales ERV que prestan el servicio en modo PQ podría indicar que la OTR requiere que estas centrales operen en modo PV, ajustando automáticamente sus reactivos en función de la tensión que deben controlar en las barras de conexión al SEN.

3.2.3.1 Participación por Tecnología

En las Tabla 26 y Tabla 27 se presenta la participación de las unidades en el SC CT Manual según su tecnología. La tecnología que más participó en CT Manual es la solar fotovoltaica con 1.161 instrucciones.

Se debe destacar el desempeño de las unidades fotovoltaicas y eólicas, ambas presentan el mayor porcentaje en la categoría “**Cumple**”.

Tabla 26: Participación de unidades en CT manual según su tecnología (TER-HE-HP).

Categoría	Térmica		Hidro Embalse		Hidro Pasada	
	Instrucciones	Porcentaje	Instrucciones	Porcentaje	Instrucciones	Porcentaje
No Verificable	196	42%	211	32%	9	30%
No Cumple	203	44%	247	38%	8	27%
Cumple	67	14%	193	30%	13	43%
Total	466	100%	651	100%	30	100%

Tabla 27: Participación de unidades en CT manual según su tecnología (PFV-PE).

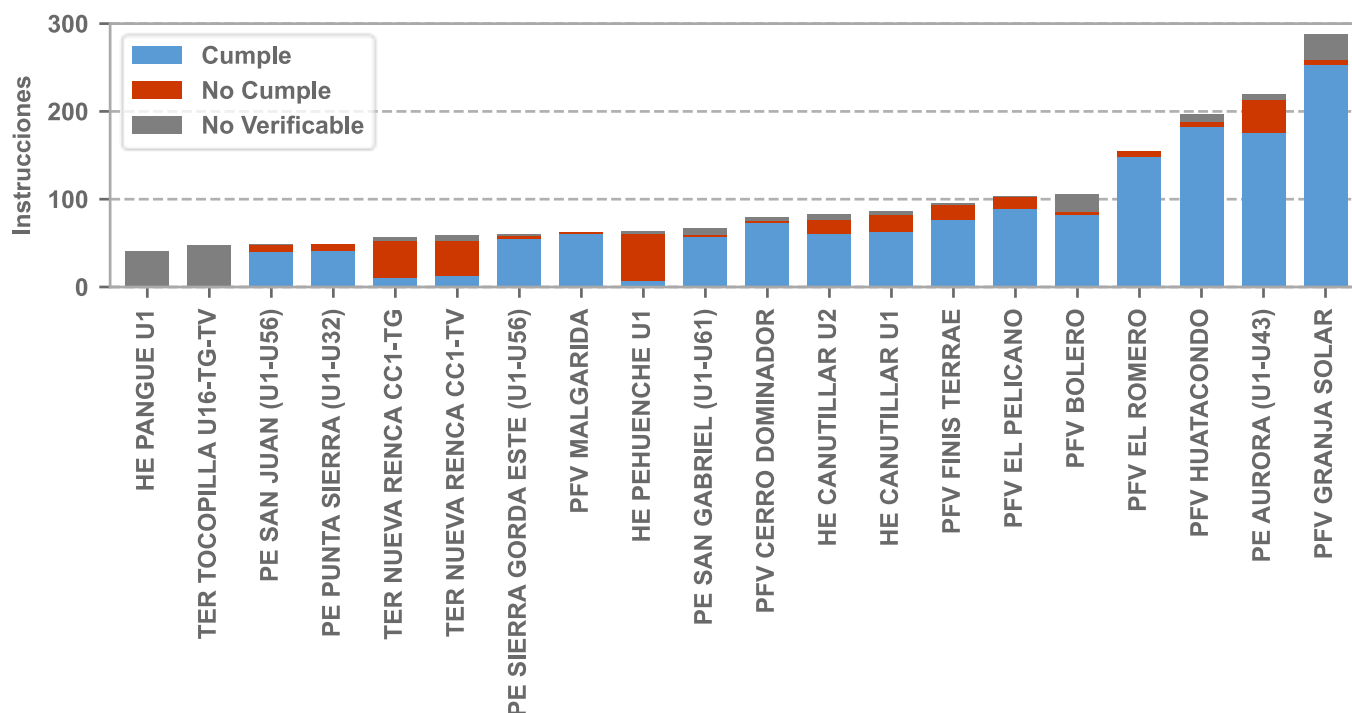
Categoría	Fotovoltaica		Eólica	
	Instrucciones	Porcentaje	instrucciones	Porcentaje
No Verificable	66	6%	47	8%
No Cumple	61	5%	95	16%
Cumple	1034	89%	440	76%
Total	1.161	100%	582	100%

3.2.3.2 Participación por Unidades

En la Figura 23 se presentan las principales¹⁹ unidades que participaron en el servicio de control de tensión manual en el año.

Las instalaciones más solicitadas para este servicio fueron, PFV Granja Solar, PE Aurora, PFV Huatacondo, PFV El Romero y PFV Bolero. Las centrales ERV son cada vez más determinantes en la prestación del servicio de Control de Tensión manual. A diferencia del servicio automático, 8 de las 10 primeras centrales son ERV y son calificadas con **“Cumple”** en una mayor proporción con respecto a las otras categorías y el **“No Verificable”** es considerablemente menor que el CT Automático.

Figura 23: Instrucciones anuales de CT Manual por cada unidad prestadora del servicio el 2024.



3.2.4 ANÁLISIS DEL ESTÁNDAR PARA CT

El estándar de desempeño vigente para el SC CT es 98%. Es decir, por cada 50 instrucciones al mes de CT Manual, solo 1 puede estar en la categoría **“No Cumple”** para que la unidad cumpla con el estándar. Cabe destacar que el estándar es aplicado diariamente para incentivar la participación de las unidades a lo largo del mes. De las instalaciones más solicitadas para participar del control de tensión manual, el 70% de las evaluaciones están por debajo del estándar vigente.

Se recomienda actualizar el estándar de CT, asemejándose a los estándares de frecuencia. Una propuesta es utilizar las siguientes bandas para el estándar CT:

1. Límite superior estándar CT: 98%
2. Límite inferior estándar CT: 80%

¹⁹ Unidades generadoras con más de 40 instrucciones durante el 2023 en el SC CT Manual.

3.2.5 CONCLUSIONES SOBRE EL SERVICIO DE CONTROL DE TENSIÓN

A partir de los gráficos y los datos presentados a lo largo del capítulo, las conclusiones con respecto al servicio de Control de Tensión son las siguientes:

- En la Figura 19 se evidencia que en la zona norte del SEN existe una tendencia a la sobretensión, a pesar de las tensiones de servicio vigentes desde 2023 a la fecha. Se requiere aumentar el número de unidades y tecnologías que participan del SC. En particular, en base al buen desempeño que presentan las unidades solares, se recomienda que estas continúen el proceso de verificación del SC CT, y que también participen en el control de tensión dinámico o PV.
- El servicio de Control de Tensión automático durante el año 2024 fue provisto principalmente por unidades con tecnología térmica o hidráulica, con el 44% de las horas de participación en la categoría **“Cumple”**.

Si se consideran todas las tecnologías que participaron del SC, el 50% de las horas fue evaluada como **“No Verificable”**. Se recomienda que las unidades continúen su proceso de verificación del SC CT, para validar las curvas P-Q y la calidad de las señales empleadas, las cuales pueden ser consultadas en el reporte en tiempo real sobre disponibilidad de datos del Coordinador²⁰.

- El servicio de Control de Tensión Manual durante el año 2024 fue provisto principalmente por unidades ERV, participando en el 61% de las instrucciones. Se destaca que el 85% del total de instrucciones a unidades solares y eólicas se evaluó en la categoría **“Cumple”**.

El servicio CT Manual se instruye vía telefónica, si la respuesta de parte del centro de control de la unidad no tiene la celeridad adecuada, el desempeño del servicio puede ser mal evaluado. Se recomienda ajustar el mecanismo de las empresas Coordinadas para materializar adecuadamente las instrucciones.

²⁰ Disponible en: [Disponibilidad OnLine de SITR | Coordinador Eléctrico Nacional](#)

3.3 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

El Servicio Complementario de Plan de Recuperación de Servicio corresponde a los servicios que, una vez ocurrido un Apagón Parcial o Total del Sistema Eléctrico, permiten restablecer el suministro en el menor tiempo posible. Dentro de este servicio se definen 3 subcategorías:

- a) **Partida Autónoma:** 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.
- b) **Aislamiento Rápido:** 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.
- c) **Equipos de Vinculación:** 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.

Cada una de estas será a analizada a continuación según su operación el año 2024.

3.3.1 PARTIDA AUTÓNOMA

De las 88 unidades generadoras consideradas para la evaluación de la Partida Autónoma, se registró una única instrucción asociada al EAF-108 del mes de marzo debido a una falla en la línea 220 kV Cautín - Río Toltén N°1 el 17 de marzo. Las unidades evaluadas fueron HE Canutillar U1 y U2 con 0% de factor de respuesta, ya que al ser instruidas estas presentaron una indisponibilidad en sus sincronizadores, la cual fue resuelta el 30 de abril del 2024.

En el anexo al presente informe²¹, se muestra la disponibilidad promedio mensual de las unidades que estuvieron disponibles para prestar este servicio.

3.3.2 AISLAMIENTO RÁPIDO

Las centrales que participan del SC de PRS - Aislamiento Rápido son las siguientes:

Tabla 28: Índices anuales para el PRS - Aislamiento Rápido.

Unidad	Tecnología	Promedio anual Factor Disponibilidad
HE CANUTILLAR U1	HE	100%
HE CANUTILLAR U2	HE	100%
TER CELCO U1	TER	99%

Ninguna de las unidades indicadas en la tabla previa, fueron activadas durante el año 2024 para prestar este servicio.

3.3.3 EQUIPOS DE VINCULACIÓN

Un total de 345 equipos de vinculación se encuentran instruidos al año 2024, sin embargo, estos no fueron requeridos para ser activados en PRS en ninguna ocasión. La disponibilidad de los equipos habilitados para participar del SC se presenta en la Tabla 29.

²¹ Ver archivos Excel contenidos en **2024.12.24 Anexo Informe Factores Desempeño 2024**

Tabla 29: Índices anuales para el PRS EV.

Evaluación	N° Evaluaciones	Porcentaje
Disponibilidad mensual menor al 98%	56	3%
Disponibilidad mensual mayor o igual al 98%	2.128	97%
Total	2.184	100%

Se puede observar que el 99% de las evaluaciones anuales de los equipos de vinculación obtuvo una disponibilidad satisfactoria. Solo en el 1% de los casos la evaluación de disponibilidad no resultó acorde al estándar normativo.

3.4 CONTROL DE CONTINGENCIAS

El SC de Control de Contingencias de carga se divide en 3 categorías:

- a) **Esquema de desconexión de carga (EDAC y DMC):** El SC de EDAC son esquemas de control que operan automáticamente emitiendo orden de desenganche sobre interruptores asociados a consumos, en condiciones anormales del sistema eléctrico que ponen en riesgo su estabilidad. La activación de los EDAC se produce frente a: límites o umbrales de subfrecuencia, gradientes de disminución de frecuencia, límites de subtensión o señales de desenganche directo emitidas por sistemas de control que detectan contingencias específicas. Se distinguen los siguientes tipos de EDAC: EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Subtensión y EDAC por Contingencia Específica. En cuanto a la Desconexión Manual de Carga (DMC), son aquellas acciones o instrucciones del Coordinador, necesarias para que los usuarios finales desconecten carga manualmente frente a situaciones de riesgo de la seguridad del sistema eléctrico.
- b) **Esquema de desconexión de generación (EDAG):** corresponde al desprendimiento o reducción automática de generación o inyección con la finalidad de preservar la seguridad y calidad de servicio frente a condiciones anormales del sistema eléctrico que ponen en riesgo su estabilidad.
- c) **Planes de Defensa contra Contingencias:** Corresponde al conjunto de acciones automáticas de control correctivo, debidamente coordinadas, que están destinadas a evitar un apagón total o parcial del sistema eléctrico ante la ocurrencia de una contingencia extrema o crítica según corresponda. 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.

Los únicos equipos a los cuales se le realizan evaluaciones de desempeño dentro de la categoría Control de Contingencias es a los alimentadores participantes del Esquema de Desconexión Automático de Carga (EDAC), la cual será analizada a continuación.

3.4.1 EDAC POR SUBFRECUENCIA

Los eventos de falla ocurridos en el año 2024 que implicaron la operación del EDAC²² fueron un total de 18, involucrando la desconexión de 166 alimentadores. El gran número de alimentadores afectado se debe a que en marzo (EAF N°95) ocurrió una falla que afectó a más de 105 alimentadores. El 91,5% del total de activaciones de EDAC en el año, no cumplió con los estándares establecidos en la NTSSCC. Esto se debe principalmente a lo siguiente:

- a) No envió de los registros oscilográficos extraídos desde las protecciones (relés) de subfrecuencia, en formato COMTRADE, al Módulo de Registro de Protecciones Eléctricas del Sistema de Monitoreo (SIREP), así como tampoco se realizó su carga de manera parcial en la plataforma web de NEOMANTE.
- b) Envío de archivos COMTRADE con formato inadecuado y sin la información mínima necesaria para verificar el desempeño de los esquemas EDACxBF.²³

El 8,5% de las activaciones restantes (catorce activaciones) fueron evaluadas:

- a) Ocho de las catorce activaciones fueron evaluadas con 100% en su factor de desempeño.
 - a. Tres de estos fueron afectados en la falla de marzo ya mencionada, y corresponden a Cabrero y Yumbel (ambos de Sociedad Austral de Electricidad S.A.) y Rectificador Circuito N°2 (CODELCO).

²²EAF N° 57, 95, 108, 245, 249, 302, 309, 353, 355, 374, 390, 440, 444, 461, 528, 531, 538, 560 todos del año 2024.

²³ Registros solicitados según carta DE 05648-20 del 17 de noviembre de 2020 y carta DE 04444-17 del 30 de octubre de 2017.

- b. Las cinco activaciones restantes se reparten en fallas de julio y agosto. En julio se presentan las fallas registradas en los EAF N°302 y N°309 con el alimentador Santa María del coordinado CGE S.A. En agosto se presentan las fallas registradas en los EAF N°353 y N°374 con el alimentador Piruquina Industrial (Sociedad Austral de Electricidad S.A.) y la falla EAF N°440 con el alimentador Santa María del coordinado CGE S.A.
- b)** Seis de las catorce fueron evaluadas con 80% en su factor de desempeño. La totalidad de estas evaluaciones ocurre en la falla de marzo EAF N°95 con los alimentadores Roblería, Castro Alto, Piruquina y Piruquina Industrial de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y Rectificador Circuito 1 y 2 de CODELCO.

Debido a la limitada información proporcionada por los Coordinados para la evaluación, esta no permite indicar si es recomendable modificar el estándar establecido para este servicio.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Luego del análisis realizado se puede establecer lo siguiente:

- Durante el año 2024, el cumplimiento global de la frecuencia sistémica fue del 97,26%, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 5-25 de la NTSyCS. Sin embargo, en 5 meses (febrero, marzo, abril, mayo y junio) no se alcanzaron los requisitos estipulados en dicho artículo, siendo abril el mes con el cumplimiento mínimo, registrando un 95,65% del tiempo con la frecuencia entre 49,8 y 50,2 [Hz].
- El SC de Control Primario de Frecuencia presentó un total de 43 unidades participantes durante el año 2024, comprendiendo unidades hidráulicas (47%), térmicas (51%) y solares (2%). El 71% de las horas de participación en el servicio por unidad fueron calificadas en las categorías **“Entre 75% y 95%”** o **“Mayor a 95%”** que corresponde a 67.560 horas.

Los desafíos en este servicio es aumentar las unidades verificadas para prestar CPF y diversificar las tecnologías participantes, trabajo que ya se ha iniciado mediante la verificación de unidades y ya presenta sus primeros resultados, con la participación de unidades ERV durante el último trimestre del 2024. El abordar estos puntos permitirá una primera respuesta eficaz a las condiciones de sobre y subfrecuencia en el SEN, identificados en mayor proporción durante la salida y puesta del sol.

Finalmente, se sugiere no modificar el estándar de evaluación de CPF, ya que el cumplimiento del estándar de frecuencia no se relaciona directamente con una mala respuesta de las unidades.

- El SC de Control Secundario de Frecuencia presentó un total de 69 unidades participantes durante el año 2024, comprendiendo a unidades hidráulicas (36,23%), térmicas (42,03%), solares (7,25%) y eólicas (14,49%). Cabe destacar que este servicio presentó un cambio significativo en el abanico de tecnologías participantes y su número de horas de participación, donde las tecnologías se reparten aproximadamente un tercio del total de las instrucciones. El 98% de las horas de participación en el servicio por unidad fueron calificadas en las categorías **“Entre 75% y 95%”** o **“Mayor a 95%”** que corresponde a 78.932 horas.

Los desafíos en este servicio son aumentar las unidades verificadas para prestar CSF y profundizar la diversificación de las tecnologías participantes. El abordar estos puntos permitirá aumentar la reserva disponible y la independencia de las tecnologías térmicas e hidráulicas, tal como se ha comenzado a observar durante el 2024.

Finalmente, se sugiere no modificar el estándar de evaluación de CSF, ya que la mayoría de las instalaciones opera según lo esperado.

- El SC de Control Terciario de Frecuencia, presentó un total de 162 unidades participantes durante el año 2024, comprendiendo a unidades eólicas (20,4%), fotovoltaicas (13,6%), hidráulicas de embalse (16,0%), hidráulicas de pasada (14,2%) y térmicas (35,8%). Sólo el 48% de las activaciones en el servicio fueron calificadas en las categorías **“Entre 75% y 95%”** o **“Mayor a 95%”** correspondiendo a 4.219 activaciones.

Los desafíos en este servicio son ajustar el mecanismo de las empresas Coordinadas para materializar las instrucciones. El abordar este punto permitirá mejorar la calificación de las unidades instruidas además de poder utilizar una mayor reserva para afrontar los estados de sobre y subfrecuencia, y reestablecer las reservas de CSF. El servicio de CTF cuenta con la mayor cantidad de unidades habilitadas para su prestación, por lo que los esfuerzos se han enfocado en aumentar el uso de esta reserva, lo que se ve reflejado en el aumento de instrucciones con respecto al año anterior.

Finalmente, con respecto al estándar de evaluación de CTF, es recomendable revisar los puntos escritos anteriormente antes de sugerir un cambio en el estándar.

- El SC de Control de Tensión (Automático y Manual) presentó un total de 158 unidades participantes durante el año 2024, cuyo conjunto corresponde a unidades geotérmicas (1,27%), eólicas (8.86%), fotovoltaicas (10,76%), hidráulicas de pasada (20,89%), hidráulicas de embalse (20,25%) y térmicas (37,97%). El 44% de la participación en el servicio CT Automático fueron calificadas en la categoría **“Cumple”**, mientras que para el servicio CT Manual fue el 60%.

El desafío principal del servicio es aumentar las unidades verificadas para prestar CT, dando prioridad a las centrales de la zona norte del SEN, donde hay una tendencia a la sobretensión. En paralelo, se debe ajustar el mecanismo de las empresas Coordinadas para materializar las instrucciones de CT Manual, las cuales se instruyen vía llamado telefónico. En consideración con lo anterior, una posible mejora corresponde a automatizar la instrucción del servicio, lo que evitaría que el CDC tenga que instruir manualmente una mayor cantidad de unidades, lo que toma un mayor esfuerzo. Otra solución es comenzar a utilizar parques ERV en el control de tensión dinámico, lo que ayudaría a que los parques automáticamente ajusten sus consignas de potencia reactiva en base a los requerimientos del sistema.

Finalmente, con respecto al estándar de evaluación de CT, se sugiere ajustar el estándar de cumplimiento, ya que, con el estándar vigente, una unidad que en 50 instrucciones presente dos o más instrucciones de categoría **“No Cumple”** pierde incentivos de participación, por lo que la exigencia se encuentra muy por sobre el estándar de los servicios de CF. Como Coordinador se propone evaluar de forma similar a los servicios de control de frecuencia con un 80% en lugar de 98% como límite inferior. Lo anterior, debe ir acompañado con la revisión de los puntos escritos en el párrafo anterior.

- Para el SC de Plan de Recuperación de Servicio se realizaron evaluaciones de disponibilidad de las instalaciones. Estas resultaron ser satisfactorias en un 98%, para las subcategorías de Aislamiento Rápido y Equipos de Vinculación. En el caso de la Partida Autónoma, no se registraron activaciones. Finalmente, se sugiere no modificar el estándar, ya que no se cuenta con datos suficientes como para realizar una evaluación.
- En el caso del SC de Control de Contingencias, en particular, para la Desconexión Automática de Carga (EDAC), no es posible indicar si es recomendable modificar el estándar establecido para este servicio, debido a que no se cuenta con datos suficientes como para realizar una evaluación.

Considerando lo planteado, se recomienda mantener los estándares para evaluar la disponibilidad y desempeño de los SSCC de CF que fueron establecidos en la NTSSCC.

5. ANEXO 1: ESTÁNDARES PARA LOS SSCC

Los factores de desempeño se utilizan para evaluar la prestación de los SSCC en las categorías de:

- Control de Frecuencia.
- Control de Tensión.
- Control de Contingencias.
- Plan de Recuperación De Servicio.

A continuación, se especifica el estándar vigente para cada uno de los SSCC. Cabe destacar que la metodología de cálculo del índice de desempeño se encuentra en el Informe de Desempeño de SSCC publicado mensualmente en el sitio WEB del Coordinador²⁴.

a) Factores de desempeño del SC de control de frecuencia

Estos factores se encuentran especificados en el artículo 5-51 de la NTSSCC:

$$F_{dCF} = \begin{cases} 1 & D_{CF} > \overline{\alpha_{CF}} \\ D_{CF} & \alpha_{CF} \leq D_{CF} \leq \overline{\alpha_{CF}} \\ 0 & D_{CF} < \alpha_{CF} \end{cases}$$

Donde,

F_{dCF} : Factor de desempeño de servicios de Control de Frecuencia.

D_{CF} : Índice de desempeño de servicios de Control de Frecuencia.

$\overline{\alpha_{CF}}$: Estándar superior de desempeño para el Control de Frecuencia. Este valor actualmente es 95%.

α_{CF} : Estándar inferior de desempeño para el Control de Frecuencia. Este valor actualmente es 75%.

b) Factores de desempeño del SC de control de tensión

Estos factores se encuentran especificados en el artículo 5-56 de la NTSSCC:

$$F_{dCT} = \begin{cases} 1 & D_{CT} \geq \alpha_{CT} \\ 0 & D_{CT} < \alpha_{CT} \end{cases}$$

Donde,

F_{dCT} : Factor de desempeño de servicios de Control de Tensión.

D_{CT} : Índice de desempeño de servicios de Control de Tensión.

α_{CT} : Estándar de desempeño para el Control de Tensión. Este valor actualmente es 98%.

c) Factores de desempeño del SC de Control de Contingencias

Estos factores se encuentran especificados en el artículo 5-60 de la NTSSCC y aplican a la desconexión automática de carga o generación:

$$F_{dDCG} = \begin{cases} 1 & D_{DCG} \geq \alpha_{DCG} \\ 0 & D_{DCG} < \alpha_{DCG} \end{cases}$$

Donde,

F_{dDCG} : Factor de desempeño para la desconexión automática de carga o generación.

D_{DCG} : Índice de desempeño para la desconexión automática de carga o generación.

²⁴ La metodología utilizada en el cálculo del índice de desempeño se encuentra publicada en la siguiente ruta del sitio web del coordinador:
<https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/indices-de-desempeno-y-disponibilidad-de-servicios-complementarios/>

α_{DCG} : Estándar de desempeño para la desconexión automática de carga o generación. Este valor actualmente es 98%.

d) Factores de desempeño del SC Plan de Recuperación de servicio

Estos factores se encuentran especificados en el artículo 5-66 de la NTSSCC, descomponiéndose en factor por disponibilidad o activación.

Factor de disponibilidad:

$$F_{dPRS_{dis}} = \begin{cases} 1 & D_{PRS_{dis}} \geq \alpha_{PRS} \\ 0 & D_{PRS_{dis}} < \alpha_{PRS} \end{cases}$$

Factor de activación:

$$F_{dPRS_{act}} = \begin{cases} 1 & D_{PRS_{act}} \geq \alpha_{PRS} \\ 0 & D_{PRS_{act}} < \alpha_{PRS} \end{cases}$$

Donde,

$F_{dPRS_{dis}}$: Factor de disponibilidad para el plan de recuperación de servicio.

$F_{dPRS_{act}}$: Factor de activación para el plan de recuperación de servicio.

$D_{PRS_{dis}}$: Índice de disponibilidad para el plan de recuperación de servicio.

$D_{PRS_{act}}$: Índice de activación para el plan de recuperación de servicio.

α_{PRS} : Estándar de desempeño para el plan de recuperación de servicio. Este valor actualmente es 98%.