

INFORME ANUAL DE CUMPLIMIENTOS

VERSIÓN PRELIMINAR

Artículo 1-14, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

2024



Abreviaturas

CC:	Centro de Control de un Coordinado
CDC:	Centro de Despacho y Control
CNE:	Comisión Nacional de Energía
EDAC:	Esquema de Desconexión Automática de Carga
EDAG:	Esquema de Desconexión Automática de Generación
ERAG:	Esquema de Reducción Automática de Generación
IED:	Dispositivo Electrónico Inteligente (Intelligent Electronic Device)
NTCO:	Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión
NTSyCS:	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
PDCE:	Plan de Defensa contra Contingencia Extrema
PMGD:	Pequeño Medio de Generación Distribuida
PRS:	Plan de Recuperación de Servicio
RTU:	Unidad Terminal Remota (Remote Terminal Unit)
SCL:	Sistema de Control Local
SEC:	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SITR:	Sistema de Información en Tiempo Real

Índice

INTRODUCCIÓN	4
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)	5
<hr/>	
1. SISTEMA DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL	6
1.1. DISPONIBILIDAD DEL SITR	6
1.2. TIEMPOS DE ACTUALIZACIÓN DEL SITR	9
2. DISPONIBILIDAD CANALES DE VOZ	11
3. DISPONIBILIDAD CANALES DE TELEPROTECCIÓN	12
4. IMPLEMENTACIÓN DE AUTOMATISMOS	13
5. INFORMACIÓN TÉCNICA DE INSTALACIONES Y EQUIPAMIENTOS	14
6. IMPLEMENTACIÓN DE PLANES DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO (PRS)	15
6.1. IMPLEMENTACIÓN	15
7. IMPLEMENTACIÓN PLANES DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS	18
8. COMPENSACIÓN REACTIVA EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	19
9. INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA Y FORZADA	20
9.1. RESUMEN DE GENERACIÓN	20
9.2. RESUMEN DE TRANSMISIÓN	22
10. SISTEMA DE MEDIDAS DE TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS	28

INTRODUCCIÓN

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 1-14 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), el Coordinador Eléctrico Nacional debe informar dentro del primer trimestre de cada año a la SEC el grado de cumplimiento de cada Coordinado del Sistema Eléctrico Nacional, razón por la cual se emite este Informe Anual de Cumplimiento, referido a:

- a) Tiempos de actualización de la información requerida para el Sistema de Información en Tiempo Real – SITR - y disponibilidad de esta.
- b) Disponibilidad de los Canales de Voz con los Centros de Control (CC).
- c) Disponibilidad de los Canales de Teleprotección.
- d) Implementación de EDAC, EDAG y ERAG y Sistemas de Protección Multi-área solicitados.
- e) Entrega de información técnica y calidad de la misma.
- f) Implementación de los Planes de Recuperación de Servicio.
- g) Implementación de los Planes para Contingencias.
- h) Cumplimiento de exigencias de compensación reactiva de Sistemas de Transmisión.
- i) Cumplimiento de los estándares de Indisponibilidad programada y forzada aceptables de la Generación y de los Sistemas de Transmisión.

La información se adjunta al presente Informe en los formatos definidos para tales efectos, los cuales fueron aprobados mediante Resolución Exenta CNE N° 879, de fecha 30 de diciembre de 2010.

En cumplimiento de lo anteriormente señalado, el presente Informe Anual de Cumplimientos de los Coordinados del Coordinador Eléctrico Nacional para el año 2023, incluye las materias definidas en los literales antes descritos y realiza una síntesis general de la evolución de los cumplimientos de las exigencias, cuyo detalle se incluye en archivo anexo que se acompaña.

SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)

El Sistema Eléctrico Nacional, tiene su origen en el año 2017, en el momento en que el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC), se interconectan.

Por las características de la geografía nacional, es un sistema caracterizado por su gran longitud, alcanzando los 3.100 km, recorriendo una diversidad de climas y geografías, y abarcando casi la totalidad del territorio nacional, desde la ciudad de Arica por el norte, hasta la Isla Grande de Chiloé, en el sur, con una cobertura del 98,5% de la población del país.

1. SISTEMA DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL

La disponibilidad del Sistema de Información en Tiempo Real (SITR), hace referencia al porcentaje de tiempo total medido en un intervalo de tiempo determinado, en el cual se tuvo acceso a la información de tiempo real correspondiente a las variables de cada Coordinado, del tipo análogas, estados, y alarmas. Para estos efectos, la plataforma del SITR entre cada Coordinado y el Centro de Despacho y Control (CDC) del Coordinador Eléctrico Nacional debe contar con la arquitectura adecuada para cumplir la disponibilidad exigida por la NTSyCS.

1.1. DISPONIBILIDAD DEL SITR

El Artículo 4-12 de la NTSyCS establece que los Coordinados deben disponer del equipamiento para establecer el enlace de datos con el CDC y deberá garantizar una disponibilidad de la información, tanto en el CC como en el CDC, mayor o igual a 99,5% medida en una ventana móvil de 12 meses, incluyendo en el cómputo a los canales de comunicación de datos.

Se ha considerado en esta evaluación la información del SCADA/EMS, analizando el flag de calidad de señales de telemidas enviado por los Coordinados. A estos efectos, un punto en el SCADA/EMS se considera indisponible cuando el flag de calidad tiene un valor incorrecto, lo que implica que este punto no está siendo actualizado en tiempo real.

Los flag de calidad pueden verse afectados debido a múltiples razones, para citar algunas:

- Comunicación defectuosa entre Coordinado y Coordinador.
- Pérdida de comunicación entre SCADA de Coordinado y RTU o SCL de la S/E.
- Pérdida de comunicación entre RTU, IED u otro equipo que entregue información a la RTU o SCL de la subestación.
- Transductor fallado.
- Cambio en la configuración de los equipos del Coordinado que no fue informado al Coordinador Eléctrico.

Para cada señal analógica y de estado se determina el tiempo total de indisponibilidad durante un mes. Posteriormente se realiza la totalización de estas indisponibilidades por Coordinado.

La fórmula usada para el cálculo de la disponibilidad mensual de cada Coordinado es la siguiente:

$$\text{Disponibilidad} = (1 - \text{Indisponibilidad}) \times 100$$

Donde:

$$\text{Indisponibilidad} = \frac{\sum \text{Indisponibilidades individuales [seg]}}{(\text{segundos del mes}) \times (\text{N}^\circ \text{ de puntos telemedidos})}$$

A diciembre de 2023, se dispone de la información correspondiente a 260 Coordinados, con el siguiente detalle de cumplimiento (un total de 52 coordinados) e incumplimiento (un total de 208 coordinados) de esta exigencia.

Cabe destacar que algunos coordinados vieron afectada su disponibilidad debido al upgrade del sistema SCADA, siendo esta información no considerada al momento de ser calculados.

También, para las empresas que cumplieron con solucionar sus indicadores y que al menos los últimos 3 meses del año cumplieron con la disponibilidad igual o superior al 99,5% se realizó su cálculo desde el mes de mejora de los indicadores.

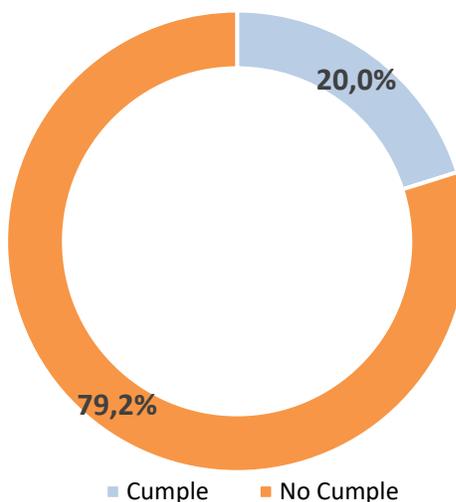


Figura 1: Cumplimiento de disponibilidad del SISR año 2023

La Figura-2 muestra el histórico de disponibilidad del SISR en los últimos 5 años, la cual mejoró en 2023 un 2,51% con respecto al año anterior. El detalle de esta información se puede encontrar en archivo Anexo.

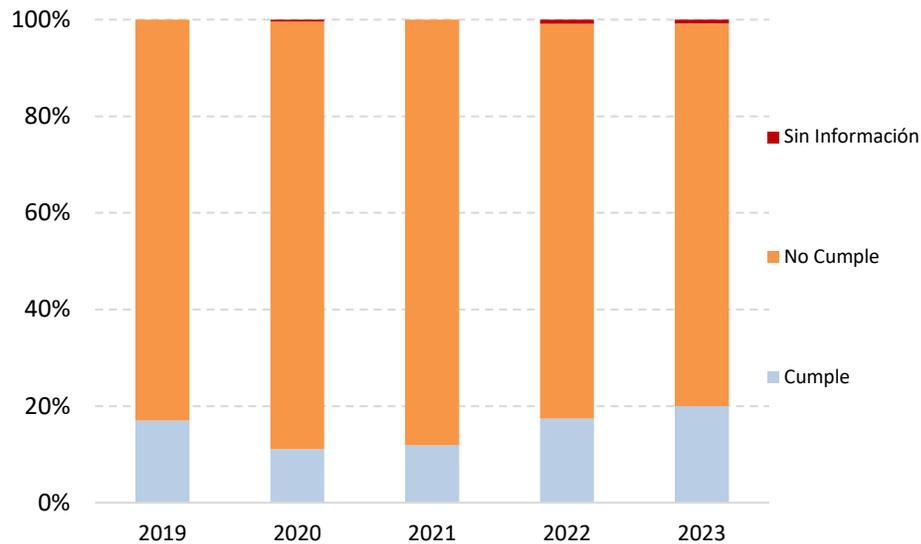


Figura 2: Cumplimiento de disponibilidad del SISR en los últimos 5 años.

Cabe destacar que durante 2023 el Coordinador requirió a los Coordinados un plan de trabajo para llevar a zona de cumplimiento esta exigencia. Como resultado, 70 Coordinados se encuentran en esa zona desde la implementación de ese plan, logrando cumplimiento anual un grupo de ellos, correspondiente a los 52 Coordinados indicados anteriormente.

1.2. TIEMPOS DE ACTUALIZACIÓN DEL SITR

De acuerdo con lo definido en el artículo 4-16 de la NTSyCS, los tiempos de actualización de la información requerida para el SITR deberán ser menores a 5 segundos y contar con la debida sincronización horaria.

Las variables en las cuales se verificaron los tiempos de actualización, requeridas por el SITR para cada uno de los Coordinados, corresponden a:

- a) Alarmas
- b) Estados.

A continuación, se presenta el detalle de cumplimiento/incumplimiento de esta exigencia para los valores medios de los tiempos de actualización, con respecto a los 5 segundos exigidos por la NTSyCS de los Coordinados que cuentan con información disponible durante el año 2023, y cuyo detalle se incluye en archivo Anexo.

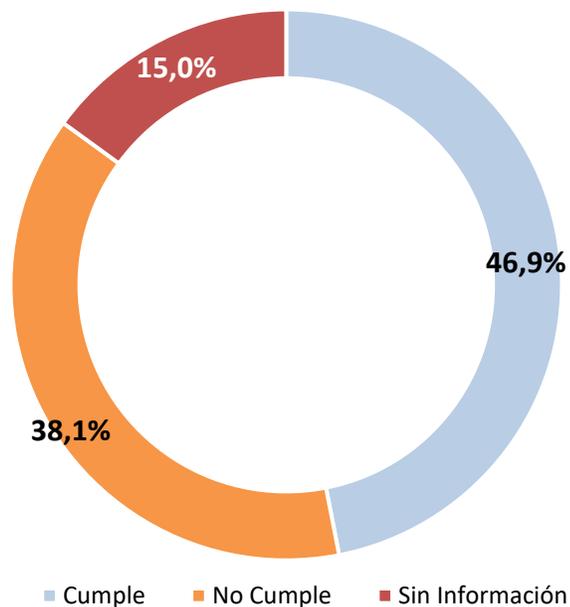


Figura 3: Cumplimiento de Tiempos de Actualización de SITR año 2023

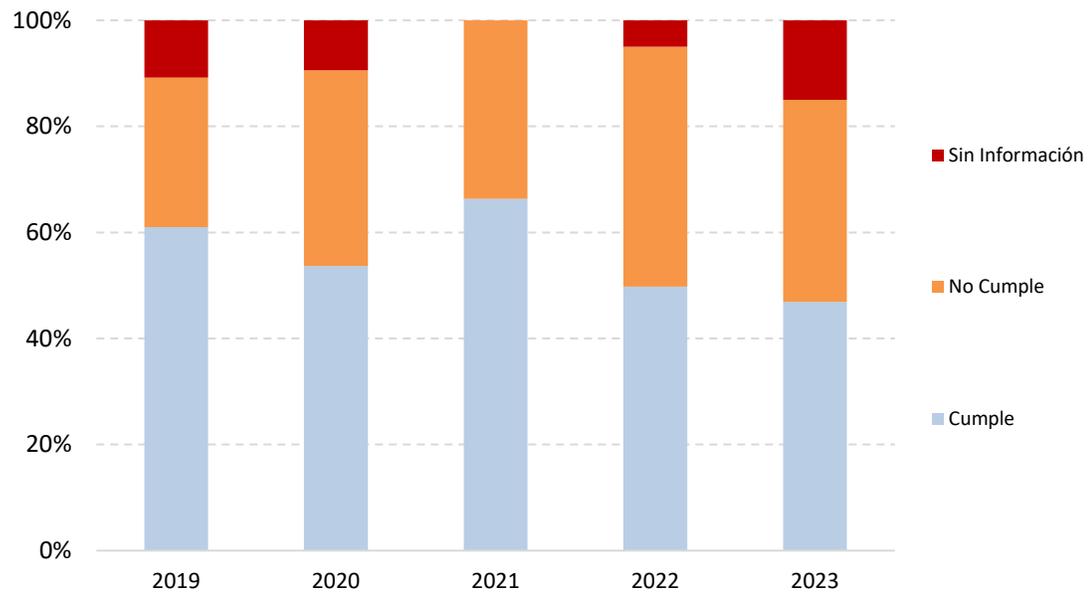


Figura 4: Cumplimiento de Disponibilidad del SISR en los últimos 5 años.

A partir de estos datos, y según lo graficado en la Figura 4, se observa una disminución del 7,2% de los Coordinados que no cumplen la exigencia referida a los tiempos de actualización.

2. DISPONIBILIDAD CANALES DE VOZ

Para asegurar un sistema de comunicaciones de voz que permita en todo momento una comunicación efectiva, oportuna y eficiente entre los CC y el CDC, y entre aquellos Coordinados que posean una relación funcional de tipo operativo, el Coordinador ha definido los tipos de vínculos telefónicos que cumplan con lo dispuesto en el Título 4-3 Comunicaciones de Voz Operativas de la NTSyCS.

El canal oficial de comunicación es el Hot Line de cada CC. Asimismo, las vías de comunicación de carácter alternativo, teléfono celular o satelital, así como el respaldo al Hot Line, también son consideradas vías oficiales de comunicación. La siguiente tabla muestra la distribución de la disponibilidad de las canales registradas durante el año 2023:

Tabla 1: Resumen de pruebas realizadas de disponibilidad de canal principal y respaldo.

Centros de Control	Canal Principal	Canal Respaldo
100%	41	38
De 90% a 100%	4	4
De 80% a 90%	8	8
Menos de 80%	9	11

Fuente: Tabla DISPONIBILIDAD DE CANALES DE VOZ DE CENTROS DE CONTROL

3. DISPONIBILIDAD CANALES DE TELEPROTECCIÓN

Las instalaciones del Sistema de Transmisión de más de 200 kV deben estar equipadas con un Sistema de Protecciones Eléctricas que incluya vías de teleprotección. El Coordinado debe diseñar el esquema de teleprotección de modo de garantizar una disponibilidad de, al menos, 99,95%. Adicionalmente, el Coordinador podrá solicitar complementar el esquema de protección en líneas entre 100 y 200 kV con teleprotección si ello evita la pérdida de sincronismo de unidades generadoras ante la ocurrencia de un cortocircuito en dichas líneas.

A continuación, se muestran de forma estratificada, en los intervalos que se indican, sólo aquellas teleprotecciones con disponibilidad menor a 100%, las que fueron obtenidas a partir de los registros de trabajos programados e informes de limitación de transmisión ingresados en el sistema de información disponible para esos fines en el Coordinador Eléctrico. El detalle de esta información se encuentra disponible en archivo Anexo.

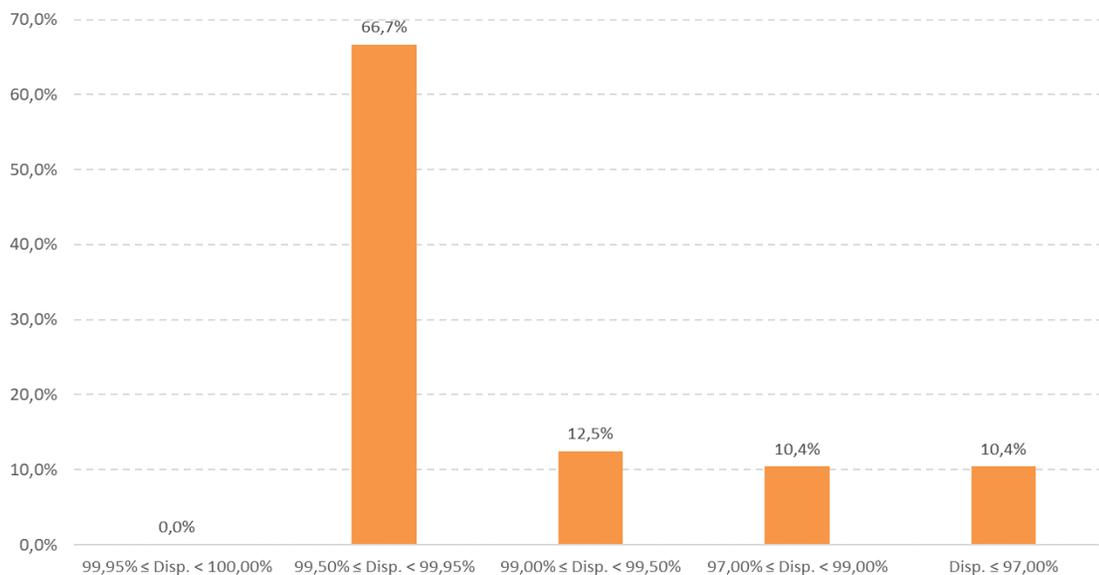


Figura 5: Cumplimiento de Disponibilidad de Canales de Teleprotección en 2023.

4. IMPLEMENTACIÓN DE AUTOMATISMOS

En archivo Anexo, se presenta el estado de los distintos automatismos disponibles en el SEN. Se incluye, además, en dicho anexo los Coordinados que cuentan con instalaciones habilitadas y que han cumplido con la implementación de los esquemas de EDAC, EDAG y ERAG correspondientes.

Con respecto a los automatismos señalados anteriormente, los Coordinados con trabajos tendientes a dar cumplimiento a esta exigencia se encuentran en la siguiente condición:

EDAC

- Se registran Coordinados con trabajos pendientes de implementación de la adecuación solicitada al EDAC BF del SEN. Sin embargo, el esquema anterior sigue implementado en esos casos.

Se identificaron las siguientes situaciones:

- (1) Implementada adecuación de esquema EDAC BF y fue aprobada su habilitación por parte del Coordinador.
- (2) Propuesta de adecuación del esquema EDAC BF se encuentra aprobado por el Coordinador, pero no ha finalizado implementación y/o enviado protocolo con pruebas de habilitación.
- (3) Envió propuesta de adecuación del esquema EDAC BF al Coordinador, pero su aprobación aún se encuentra en proceso de revisión.
- (4) No ha enviado propuesta de adecuación del esquema EDAC BF para aprobación del Coordinador.

Detalle de los antecedentes recopilados en relación a este tema se encuentran disponibles en Anexo.

5. INFORMACIÓN TÉCNICA DE INSTALACIONES Y EQUIPAMIENTOS

De acuerdo con lo dispuesto en el Título 6-2 información técnica de instalaciones y equipamientos de la NTSyCS, el Coordinador evalúa la entrega de la Información Técnica midiendo la cantidad de datos entregados por Coordinado como porcentaje del total de información que debe ingresar a las fichas técnicas de sus instalaciones.

El porcentaje de cumplimiento consolidado de los Coordinados para el año 2023 calculado y publicado en el sitio web del Coordinador, es del orden del 88,6% (dimensión completitud). El detalle de la información utilizada para efectos de cuantificar este nivel de cumplimiento se proporciona en archivo Anexo.

A continuación, se muestra la distribución del cumplimiento de información de Coordinados para el año 2023, donde se agrupan la cantidad de coordinados que cumplen cierto nivel de completitud.

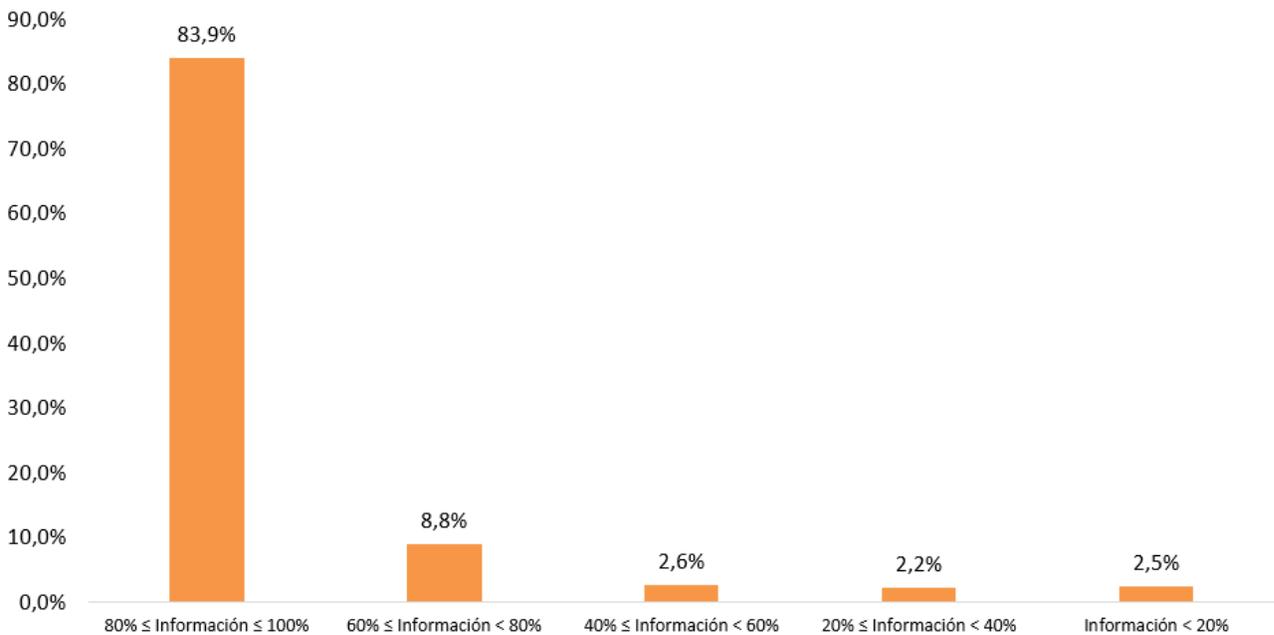


Figura 6: Distribución del cumplimiento de información de Coordinados para el año 2023.

6. IMPLEMENTACIÓN DE PLANES DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO (PRS)

6.1. IMPLEMENTACIÓN

De acuerdo con lo indicado en el Estudio para PRS vigente y lo dispuesto en el Título 7-6 de la NTSyCS, de las medidas propuestas y los porcentajes de implementación, se dispone de un conjunto de 4 requerimientos en desarrollo, dos de los cuales tienen relación con la implementación de una partida autónoma en área de Cardones y los dos restantes con la implementación de equipos de vinculación en el área de Interconexión.

Tabla 2: Resumen porcentaje de implementación PRS – SEN 2023

Coordinado	SSCC	% Implementación
GENERADORA DEL PACÍFICO SpA	Partida Autónoma en Área Cardones	80%
CENTRAL CARDONES		10%
INTERCHILE	Equipo de Vinculación Área Interconexión	85%
TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL NORTE S.A.		90% (*)

(*) Requerimiento se encuentra completo a espera de pruebas de verificación.

El detalle de los requerimientos, se encuentran en el Anexo Implementación PRS - SEN 2023.

PRUEBAS DE VERIFICACIÓN DEL SC DE PRS

El Proceso de Verificación de Instalaciones existentes consiste en la realización de pruebas por parte de los titulares de las instalaciones y en la revisión de la documentación pertinente que determine el Coordinador. La referida verificación se efectúa de acuerdo con las instrucciones que el Coordinador elabore para dicho efecto, en los Instructivos Técnicos para la Verificación de Instalaciones, y lo dispuesto en el capítulo 4 de la NTSSCC, Proceso de Verificación de las Instalaciones para la Prestación de SSCC.

El cronograma definitivo de verificación de Servicios Complementarios, que incorpora todas aquellas actividades relacionadas al PRS, se encuentra publicado en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/proceso-de-verificacion-de-instalaciones/cronograma-de-verificacion/cronograma-definitivo-version-2022-03-19/>

Al respecto, para el año 2023 se realizaron un total de 19 pruebas de partidas autónomas,

Tabla 3: Resumen cumplimiento de calendario de verificación de Partidas Autónomas.

Coordinado		Porcentaje de Implementación	
		Programado	Real
COLBÚN S.A.	CANUTILLAR-1	100,0%	100%
COLBÚN S.A.	CANUTILLAR-2	100,0%	100%
EMPRESA ELÉCTRICA PANGUIPULLI S.A.	PILMAIQUEN-1	100,0%	30%
EMPRESA ELÉCTRICA PANGUIPULLI S.A.	PILMAIQUEN-2	100,0%	30%
EMPRESA ELÉCTRICA PANGUIPULLI S.A.	PILMAIQUEN-3	100,0%	30%
EMPRESA ELÉCTRICA PANGUIPULLI S.A.	PILMAIQUEN-4	100,0%	30%
EMPRESA ELÉCTRICA PANGUIPULLI S.A.	PILMAIQUEN-5	100,0%	30%
EMPRESA ELÉCTRICA PANGUIPULLI S.A.	PULLINQUE-1	100,0%	30%
EMPRESA ELÉCTRICA PANGUIPULLI S.A.	PULLINQUE-2	100,0%	30%
EMPRESA ELÉCTRICA PANGUIPULLI S.A.	PULLINQUE-3	100,0%	30%
ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.	RALCO-1	100,0%	30%
ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.	RALCO-2	100,0%	30%
ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.	TOCOPILLA-TG1	100,0%	30%
ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.	TOCOPILLA-TG2	100,0%	30%
ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.	TOCOPILLA-TG3	100,0%	30%
ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.	TOCOPILLA-TG3	100,0%	30%
ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.	ARICA M1AR-2	100,0%	60%
ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.	CHAPIQUIÑA-1	100,0%	60%
ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.	CHAPIQUIÑA-2	100,0%	60%

En relación con el sistema SCADA, para garantizar el adecuado comportamiento durante la ocurrencia de un Apagón, los Coordinados deberán realizar, una vez al año, una prueba e informe técnico desarrollado por una empresa externa no relacionada con el Coordinado, bajo lo cual se verifique el correcto funcionamiento del Sitr y de los sistemas de supervisión y control de sus instalaciones, simulando condiciones equivalentes a las que produciría un apagón total o parcial.

Al respecto, se recibieron los siguientes informes de verificación de Coordinados antes del 31-12-2023, conforme el siguiente detalle.

Tabla 4: Pruebas de funcionamiento SCADA.

Coordinado	Porcentaje de Implementación año 2022		Porcentaje de Implementación año 2023	
	Programado	Real	Programado	Real
Alto Jahuel Transmisora de Energía S.A.	100%	0%	100%	100%
Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	100%	100%	100%	0%
Charrúa Transmisora de Energía S.A.	100%	0%	100%	100%
Diego de Almagro Transmisora de Energía	100%	0%	100%	100%
Red Eléctrica del Norte 2 S.A.	100%	100%	100%	0%
Red Eléctrica del Norte S.A.	100%	100%	100%	0%
Chilquinta Transmisión S.A.	100%	100%	100%	100%
Interchile S.A.	100%	100%	100%	0%
Metro S.A.	100%	0%	100%	100%
Casa Blanca Transmisora de Energía S.A	100%	0%	100%	100%
Mataquito Transmisora de Energía S.A	100%	0%	100%	100%
Alfa Transmisora de Energía S.A	100%	0%	100%	100%

7. IMPLEMENTACIÓN PLANES DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

En el último informe del Estudio de Plan de Defensa Contra Contingencias, elaborado y publicado en el 2020, se verificó la eficacia de los PDCE Fase 1 (2x220 kV Quillota-Polpaico) y PDCE Fase 3 (2x220 kV San Luis-Quillota), que corresponden al PDCE vigente en el Sistema Eléctrico Nacional.

Actualmente en el SEN se encuentra implementado un PDCC (Plan de Defensa contra Contingencias Críticas) que contempla las siguientes fases:

- **Fase 1:** Falla y desvinculación línea doble circuito Quillota-Polpaico 220 kV.
 - Su objetivo es hacer frente a la sobrecarga de la línea Quillota-Nogales 2x220 kV, luego de la pérdida de ambos circuitos de la línea Quillota-Polpaico 2x220 kV.
- **Fase 3:** Falla y desvinculación doble circuito San Luis - Quillota 220 kV.
 - Su objetivo es hacer frente a las sobrecargas e impacto de estabilidad en la zona de V Región costa provocadas por la falla del vínculo San Luis-Quillota 2x220 kV Cabe mencionar que la antigua.

PDCE Zona Norte

Actualmente se está implementando el PDCE Zona Norte, asociado a la pérdida de cualquiera de los dos circuitos del sistema de 500 kV entre S/E Los Changos y S/E Lo Aguirre.

8. COMPENSACIÓN REACTIVA EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Dentro del marco de los estudios y exigencias asociados a la NT SSCC el Coordinador debe determinar las reservas de potencia reactiva necesarias en el sistema y la adecuada distribución de estos recursos, que permitan afrontar las contingencias simples más probables en escenarios desfavorables, sin compromiso de la estabilidad de la tensión del sistema y que cumplan con los estándares correspondientes al control de tensión (CT) y despacho de potencia reactiva, dispuestos en la NT.

Para el año 2023 ya finalizado, y según los estudios realizados sobre esta materia, se concluye que el sistema cuenta con los recursos para satisfacer estos requerimientos. Estos estudios se encuentran publicados en el sitio web del Coordinador y pueden ser descargados desde el siguiente link:

<https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-tension-y-requerimientos-de-potencia-reactiva/2023-control-de-tension-y-requerimientos-de-potencia-reactiva/>

9. INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA Y FORZADA

Para efectos de cuantificar la Calidad de Suministro en instalaciones de generación y transmisión, el Coordinador efectúa el cálculo de los índices de indisponibilidad forzada y programada en unidades de generación, transformadores de poder, líneas de transmisión y equipos de compensación. La metodología de cálculo de los índices se realiza de acuerdo con lo dispuesto en el Título 5-12 de la NTSyCS, sobre Estándares de Calidad del Suministro en Instalaciones de Generación y Transmisión.

La evaluación del cumplimiento indicado y que se expone en las siguientes gráficas, ha sido realizada sobre la base de la información estadística del período enero 2018 – diciembre 2023.

Similar al tratamiento efectuado en ocasiones anteriores, para el año 2023 no se consideraron instalaciones con menos de 5 años de historia desde su puesta en servicio, ni equipos conectados a niveles de tensión inferiores a 23 kV.

De acuerdo con lo indicado en la NTSyCS, el cálculo de los índices de indisponibilidades de Generación-Transmisión se realiza mensualmente y sus resultados se dejan disponibles en el sitio web del Coordinador Eléctrico para consulta de los interesados, en la sección correspondiente a “Calidad de Suministro, Índices de Indisponibilidad” .

El cálculo considera las instalaciones, sus propietarios y topología existentes al 31 de diciembre de 2023.

9.1. RESUMEN DE GENERACIÓN

De acuerdo con el artículo 5-54 de la NTSyCS se tiene la siguiente definición de índices para unidades o parques generadores:

HPROg: Límite de horas de desconexión promedio anual de generación por concepto de Indisponibilidad Programada, con una ventana móvil de 60 meses.

HFORg: Límite de horas de desconexión promedio anual de generación por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses.

FFORg: Límite de frecuencia de desconexiones promedio anual de generación por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses.

Sobre un universo de 573 unidades generadoras, de las cuales 456 cuentan con 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores.

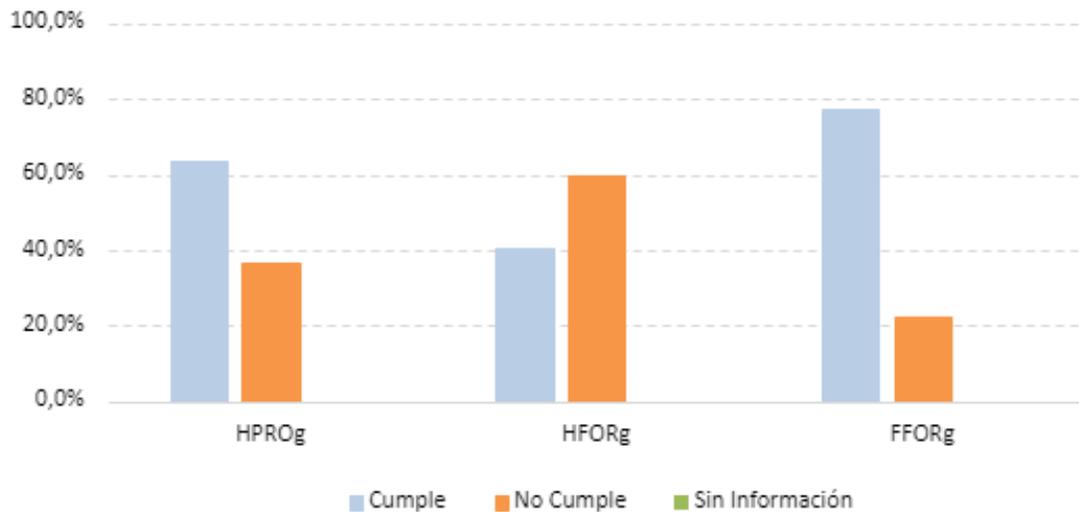


Figura 7: Cumplimiento de índices de generación.

Para el caso del Índice **Hprog**, los mayores incumplimientos lo registran la central PE MESAMAVIDA, seguida por la unidad 5 perteneciente a la central UJINA con diferencias de 3.251% para PE MESAMAVIDA y 2.821,6% para UJINA U5 respecto del estándar exigido (20 como standard versus un valor calculado de 670,2 para PE MESAMAVIDA y 300 como estándar versus un valor calculado de 8.764,8 para UJINA). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra la central PFV GUANCHOI con diferencia de 0,01% respecto del estándar exigido (20 como estándar versus un valor calculado de 20).

Para el caso del Índice **Hforg**, el mayor incumplimiento lo registra la central TER DEGAÑ con diferencia del orden del 44.277% respecto del estándar exigido (10 como estándar versus un valor calculado de 4.437,7). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra la central la unidad 2 de la central QUILLECO con diferencia de 3,2% respecto del estándar exigido (50 como estándar versus un valor calculado de 51,6).

Finalmente, para el caso del Índice **Fforg**, el mayor incumplimiento lo registra la central EOLICO SAN PEDRO II, con diferencia de 1.020% respecto del estándar exigido (4 como estándar versus un valor calculado de 44,8). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra la unidad 2 de CENTRAL

ANCOA, la unidad 1 de la central PEUCHEN y la unidad 3 de la central EL PASO con una diferencia de 0,01% respecto del estándar exigido (4,0 como estándar versus un valor calculado de 4).

9.2. RESUMEN DE TRANSMISIÓN

En instalaciones de transmisión para circuitos de líneas de hasta 300 [km] de longitud, transformadores, equipos serie y compensación, se tienen las siguientes definiciones de acuerdo con el artículo 5-55 de la NTSyCS:

HPROt: Límite de horas de desconexión promedio anual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Programada, con una ventana móvil de 60 meses. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.

HFORT: Límite de horas de desconexión promedio anual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.

FFORT: Límite de frecuencia de desconexiones promedio anual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.

9.2.1. TRAMOS DE TRANSMISIÓN

Sobre un universo de 1.817 tramos, de los cuales 1.666 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores, diferenciando por segmento de pertenencia.

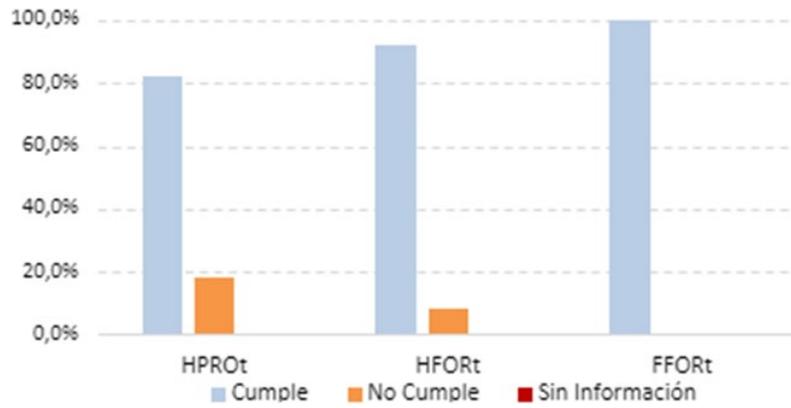


Figura 8: Cumplimiento de índices de transmisión – tramos Nacional

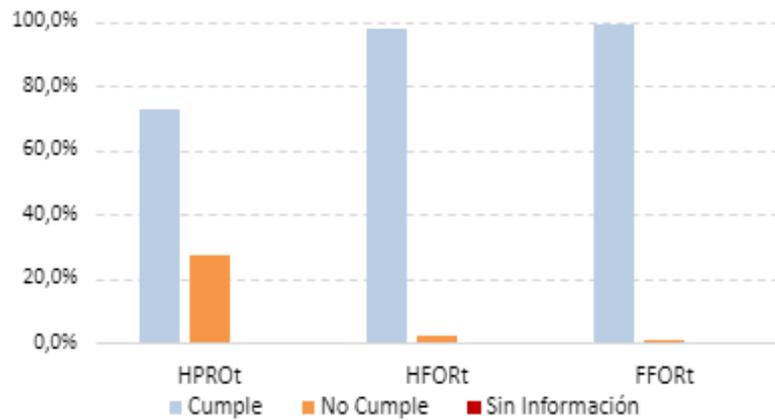


Figura 9: Cumplimiento de índices de transmisión – tramos Zonal

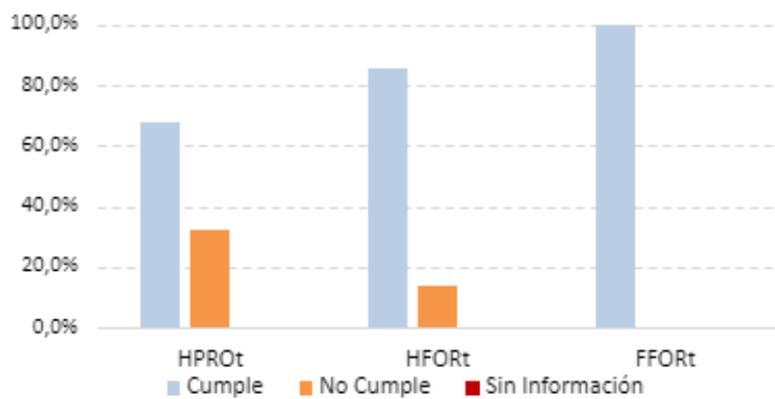


Figura 10: Cumplimiento de índices de transmisión – tramos Dedicado

Utilizando el mismo criterio de comparación aplicado anteriormente para el caso generación, el siguiente cuadro resume los tramos de cada segmento de transmisión con mayores y menores incumplimientos respecto de los estándares que le son aplicables.

Tabla 5: Cumplimiento de índices de transmisión

Tramo	Índice	Nacional		Zonal		Dedicado	
		Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.
MAIPO - CANDELARIA 220KV C2	Hprot	5.822%					
TARAPACÁ - LAGUNAS 220KV C1	Hprot		2,483%				
LAGUNILLAS - HUALQUI 220KV C1	Hfort	3.411%					
ILLAPA - CUMBRES 220KV C1	Hfort		4,167%				
Se verifica 100% cumplimiento	Ffort	-					
Se verifica 100% cumplimiento	Ffort		-				
DOS AMIGOS - ALGARROBO 110KV C1	Hprot			7.999%			
TAP ACHUPALLAS - MIRAFLORES 110KV C2	Hprot				1.167,%		
TAP QUILPUE - TAP ACHUPALLAS 110KV C2							
PEÑABLANCA - TAP QUILPUE 110KV C2							
SAN FCO DE MOSTAZAL - TAP HOSPITAL 66KV C1	Hfort			985,7%			
TAP CHIZA - TAP DOLORES 110KV C1	Hfort				1%		
TAP CUYA - TAP CHIZA 110KV C1							
TARAPACA – GEOGLIFOS 220KV C2	Ffort			67%			
ANDALICAN - HORCONES 66KV C1	Ffort				16%		
DIEGO DE ALMAGRO - LLANTA 110KV C1	Hprot					32.548%	
PLANTA ARAUCO - HORCONES 66KV C1	Hprot						0,78%
TAP EL LLANO - SAG 220KV C1	Hfort					16.497%	
ESPERANZA - CALERA CENTRO 66KV C2	Hfort						0,78%
Se verifica 100% cumplimiento	Ffort					0%	
Se verifica 100% cumplimiento	Ffort						0%

9.2.2. EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN

Sobre un universo de 1.756 equipos de transformación catastrados en el SEN, de los cuales 1.556 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores.

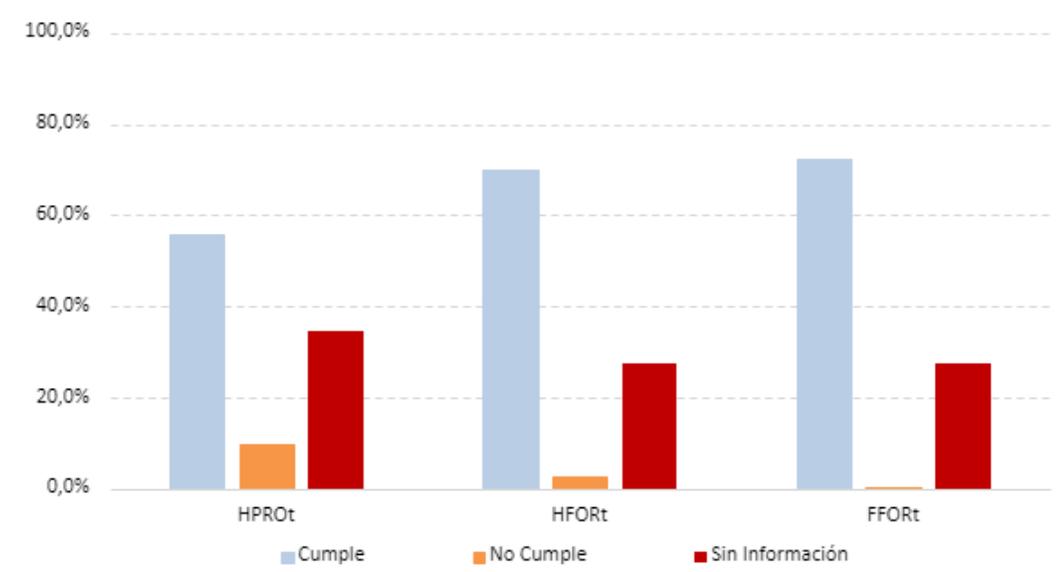


Figura 11: Cumplimiento de índices de transmisión – equipos de transformación

Para el caso del Índice Hprot, el mayor incumplimiento lo registra el transformador Central Tocopilla-Autotrafo 220/110/13.8 kV N°1 del Coordinado ENGIE, superando por el 9.418% respecto del estándar exigido (30 como estándar versus un valor calculado de 2.855,4). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra el transformador Carrascal 110/12.5kV 22.4MVA 3R de ENEL DISTRIBUCIÓN, con diferencia del orden del 0,333% respecto del estándar exigido (30,0 como estándar versus un valor calculado de 30,2).

Para el caso del Índice Hfort, el mayor incumplimiento lo registra el transformador MESAMAVIDA 154/33 KV 80 MVA de ENERGIA EÓLICA MESAMAVIDA SPA, con diferencia del orden de 3.806% respecto del estándar exigido (45 como estándar versus un valor calculado de 1.757,5). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra el transformador Malloco 110/12.5kV 22.4MVA 2 de Enel Distribución, con diferencia del orden del 5,11% respecto del estándar exigido (45,0 como estándar versus un valor calculado de 47,3).

Finalmente, para el caso del Índice Ffort, no registra ningún incumplimiento.

9.2.3. EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

Para el caso de los equipos de compensación catastrados en el SEN, conformados por 471 equipos que incluyen bancos de condensadores, compensadores, condensadores serie y reactores, y de los cuales 451 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se tiene el siguiente gráfico:

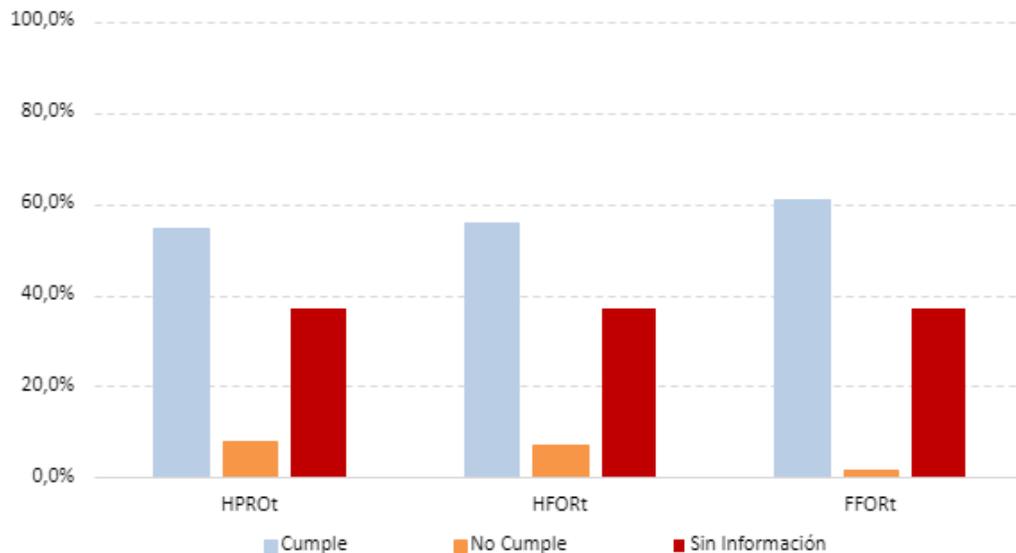


Figura 12: Cumplimiento de índices de transmisión – equipos de compensación

Para el caso del Índice Hprot, el mayor incumplimiento lo registra el CER S/E PAN DE AZÚCAR JT6 13.2KV 24 MVAR de Transelec, con diferencia del orden del 10.854% respecto del estándar exigido (30,0 como estándar versus un valor calculado de 3.286,3). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra el equipo RE S/E CAUTÍN JZ6 242KV 18.5MVAR de TRANSELEC, con diferencia del orden del 2,33% respecto del estándar exigido (30,0 como estándar versus un valor calculado de 30,7).

Para el caso del Índice Hfort, el mayor incumplimiento lo registra el BC S/E ESPERANZA (HASA) 2 12KV 3.252 MVAR de HASA con diferencia del orden de 7.238% respecto del estándar exigido (45,0 como estándar versus un valor calculado de 3.302). Por otro lado, el más cercano a cumplir el estándar se encuentran el equipo BC S/E SAN VICENTE CCEE 3 13.2KV 10 MVAR de TRANSELEC con diferencia del orden del 21,55% respecto del estándar exigido (45 como estándar versus un valor calculado de 54,7). Finalmente, para el caso del Índice Ffort, el mayor incumplimiento lo registran los equipos CER S/E

MAITENCILLO JT3 13.2KV 24MVAR del coordinado TRANSELEC con diferencia del orden del 200% respecto del estándar exigido (1,0 como estándar versus un valor calculado de 3,0).

Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentran el equipo SVC PLUS S/E DIEGO DE ALMAGRO JT6 13.9kV 140 MVAR de TRANSELEC con diferencia del orden del 20% respecto del estándar exigido (1,0 como estándar versus un valor calculado de 1,2).

10. SISTEMA DE MEDIDAS DE TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS

INCUMPLIMIENTO SISTEMA DE MEDIDAS DE TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS

De acuerdo con lo dispuesto en los títulos 4-5 de la NTSyCS y 4-4 de la NTCO, las empresas coordinadas deben implementar los esquemas de medida de energía necesarios para los procesos del Coordinador.

Respecto a estas exigencias, se lista el estado de empresas en incumplimiento durante el año 2023:

Tabla 6: Incumplimiento Sistema de Medidas para Transferencias Económicas

Empresa	Incumplimiento	Total puntos	% cumplimiento
AES ANDES	2	118	98%
AGGREKO	1	1	0%
AGRO SOLAR IV	1	1	0%
AGUAS DEL MELADO	2	3	33%
ALBA	1	1	0%
ALFA TRANSMISORA	26	90	71%
ALMEYDA SOLAR	3	24	88%
AMANECER SOLAR	2	4	50%
ARAUCO_BIOENERGIA	6	13	54%
ATRIA ENERGIA	1	1	0%
BELLAVISTA	1	1	0%
BIOCRUZ GENERACION	2	2	0%
BIOENERGIAS FORESTALES	2	14	86%
CAITAN	5	6	17%
CAP CMP	11	16	31%
CAPULLO	1	4	75%
CARBOMET	2	4	50%
CARRAN	1	1	0%
CE URIBE DE ANTOFAGASTA SOLAR	1	1	0%
CEC	3	29	90%
CELMSA	1	2	50%
CEMENTO POLPAICO	1	1	0%
CERRO DOMINADOR CSP	8	8	0%
CGE	207	1485	86%

Empresa	Incumplimiento	Total puntos	% cumplimiento
CHANLEUFU	1	1	0%
CHILQUINTA	42	214	80%
CMPC CELULOSA	8	10	20%
CMPC PAPELES CORDILLERA	3	3	0%
CMPC_TISSUE	2	2	0%
CODELCO	3	3	0%
CODELCO CHUQUICAMATA	2	7	71%
CODELCO GABRIELA MISTRAL	1	1	0%
COLBUN	32	46	30%
COLTAUCO ALMENDRO	1	1	0%
CONDOR ENERGIA	3	9	67%
CONDOR PETORCA	1	1	0%
COPELEC	11	11	0%
COPIULEMU 1	1	1	0%
CTNG	35	39	10%
CUMBRES	4	4	0%
CURILEUFU	2	2	0%
DAS3	1	1	0%
DOSAL	1	1	0%
EBCO ENERGIA	2	4	50%
EEPA	54	56	4%
EFE	23	23	0%
EGP DEL SUR	14	43	67%
EL ARROYO ENERGIAS RENOVABLES	1	1	0%
EL MAÑIO	1	1	0%
EL OLIVAR SOLAR	1	1	0%
ELECTRICA CENIZAS	1	1	0%
ELECTRICA COLINA	1	5	80%
ELECTRICA DIGUA	3	3	0%
ELECTRICA EL ARREBOL	1	1	0%
ELECTRICA LAGUNITAS SPA	1	1	0%

Empresa	Incumplimiento	Total puntos	% cumplimiento
ELECTRICA SAN MIGUEL	1	1	0%
ELECTRICA TIL TIL	5	7	29%
EMELDA	2	3	33%
EMR	1	2	50%
ENAP	3	3	0%
EDEL DISTRIBUCION	17	120	86%
EDEL GENERACION	13	119	89%
ENERBOSCH	1	5	80%
ENERGIA COYANCO	1	2	50%
ENERGIAS DEL FUTURO	1	1	0%
ENERKEY	1	1	0%
ENGIE	12	181	93%
ENLASA	3	14	79%
ENORCHILE	16	21	24%
EOLICA LA ESPERANZA	1	1	0%
EOLICO LAS PEÑAS	1	1	0%
ESFENA	1	1	0%
ESPINOS	1	1	0%
EUROPEAN SOUTHERN OBSERVATORY	1	1	0%
FENIX SOLAR SPA	1	1	0%
FOTOVOLTAICA ALGARROBO	1	1	0%
FRONTEL	14	79	82%
FUSION CON MINERA MICHILLA SPA	1	1	0%
GENERADORAROBLETERIA	1	1	0%
GENPAC	3	3	0%
GPGGD	1	10	90%
GR ALERCE ANDINO	1	1	0%
GR ARAUCARIA SPA	1	1	0%
GR CANELO	1	1	0%
GR CARZA	1	1	0%
GR CHAQUIHUE	1	1	0%

Empresa	Incumplimiento	Total puntos	% cumplimiento
GR GUINDO	1	1	0%
GR HORNOPIREN	1	1	0%
GR PATAGONIA	1	1	0%
GR POWER CHILE	1	1	0%
GR RUIL	1	1	0%
GR TOLHUACA	1	1	0%
GRACE	1	1	0%
GRANADA	1	1	0%
GUACOLDA	13	13	0%
HIDROANGOL	1	1	0%
HIDROBONITO	3	3	0%
HIDROCALLAO	1	1	0%
HIDROELECTRICA ALLIPEN	1	1	0%
HIDROELECTRICA DONGO	1	1	0%
HIDROELECTRICA EL MIRADOR	2	2	0%
HIDROELECTRICA EL PASO	3	3	0%
HIDROELECTRICA LA ARENA	1	1	0%
HIDROELECTRICA LAS JUNTAS	2	2	0%
HIDROELECTRICA MAISAN	1	1	0%
HIDROELECTRICA PALACIOS	1	1	0%
HIDROELECTRICA PIEDRAS NEGRAS	1	1	0%
HIDROELECTRICA PUMA	1	1	0%
HIDROELECTRICA RIO CLARO	1	1	0%
HIDROELECTRICA TRUENO	1	1	0%
HIDROMOCHO	1	1	0%
HIDRONALCAS	1	1	0%
HIDROPALMAR	3	3	0%
HUEMUL ENERGIA	1	10	90%
IMELSA	5	7	29%
IMPULSO SOLAR EL RESPLANDOR	1	1	0%
ITAHUE SOLAR	1	1	0%

Empresa	Incumplimiento	Total puntos	% cumplimiento
KDM	6	6	0%
LA CALERA	1	4	75%
LA CHAPEANA	1	1	0%
LA MANGA ENERGY SPA	1	1	0%
LAS MOLLACAS	1	1	0%
LLEUQUERO	1	1	0%
LOS TAURETES	1	1	0%
LOS_PUQUIOS	1	1	0%
LUCIANO SOLAR	1	1	0%
LUZ OSORNO	5	22	77%
LUZ_LINARES	8	10	20%
LUZDELNORTE	1	2	50%
MAINCO	1	3	67%
MARIA ELENA SOLAR	2	2	0%
MASISA	1	2	50%
MEMBRILLO SOLAR SPA	1	1	0%
MGM INNOVA	1	3	67%
MINERA ALTOS DE PUNITAQUI	1	1	0%
MINERA CENTINELA	1	1	0%
MINERA CERRO COLORADO	1	3	67%
MINERA COLLAHUASI	1	15	93%
MINERA ESCONDIDA	60	69	13%
MINERA GUANACO	1	1	0%
MINERA LAS CENIZAS	5	6	17%
MINERA LOMAS BAYAS	2	2	0%
MINERA MANTOS DE ORO	1	2	50%
NORVIND	1	1	0%
NUEVA DEGAN	1	1	0%
NUEVA ENERGIA	1	7	86%
PAPELESBIOBIO	3	3	0%
PARQUE EOLICO RENAICO	1	11	91%

Empresa	Incumplimiento	Total puntos	% cumplimiento
PARQUE FOTOVOLTAICO EL SHARON	1	1	0%
PARQUE ROMERIA	1	1	0%
PARQUE SOLAR COLINA SPA	1	1	0%
PARQUE SOLAR ITIHUE SPA	1	1	0%
PARQUE SOLAR LO CHACON	1	1	0%
PARQUE SOLAR MECO	1	1	0%
PARQUE SOLAR MEMBRILLO	1	1	0%
PARQUE SOLAR TABOLANGO SPA	1	1	0%
PARQUE SOLAR VILLA SECA	1	1	0%
PARSOSY ILLAPEL 5	1	1	0%
PAS3	1	3	67%
PEHUI	1	1	0%
PETROPOWER	1	1	0%
PETROQUIM	1	1	0%
PFV EL TRILE	1	1	0%
PFV LAS TORCAZAS	1	1	0%
PMGD CABILDO SUNLIGHT	1	1	0%
PMGD FV CARACOLES	1	1	0%
PMGD FV EL CASTAÑO	1	1	0%
PMGD ICB	1	1	0%
PMGD LITORAL SUNLIGHT	1	1	0%
PMGD PFV EL ZORZAL	1	1	0%
PMGD PSF CHAMPA	1	1	0%
PMGD SAN ANTONIO MALVILLA	1	1	0%
PMGD SAN EMILIO SOLAR I	1	1	0%
PRM	1	1	0%
PSF LOMAS COLORADAS	1	1	0%
PSF PAMA	1	1	0%
PSF SANTA ISABEL SPA	1	2	50%
PUNTA DEL VIENTO SPA	1	2	50%
PUNTILLA	6	15	60%

Empresa	Incumplimiento	Total puntos	% cumplimiento
RAGSA	1	1	0%
RED ELECTRICA DEL NORTE 2	6	16	63%
REDENOR	1	10	90%
RIO PUMA	1	1	0%
RLA SOLAR	1	1	0%
RTS ENERGIA	1	2	50%
RUCATAYO	2	2	0%
SAESA	12	79	85%
SANTA ESTER SOLAR	1	1	0%
SATT	18	47	62%
SGA	3	16	81%
SOCIEDAD CONTRACTUAL MINERA FRANKE	1	1	0%
SOCOEPA	1	2	50%
SOL DE SEPTIEMBRE	1	1	0%
SQM (SOCIEDAD QUÍMICA Y MINERA DE CHILE S.A.)	2	2	0%
STM II	95	260	63%
STS	26	303	91%
TAMM	1	1	0%
TEATINOS ENERGIA	1	1	0%
TEC	1	2	50%
TECNORED	8	11	27%
TRANSELEC	24	512	95%
TRANSEMEL	1	30	97%
TRANSMISORA MEJILLONES	2	2	0%
TRANSQUILLOTA	2	4	50%
TSGF	1	7	86%
UCUQUER	1	1	0%
UCUQUER DOS	1	1	0%
VALLE DE LA LUNA II	1	1	0%
VICENTE SOLAR	1	1	0%
WENKE	1	1	0%