

INFORME ANUAL DE CUMPLIMIENTOS

VERSIÓN PRELIMINAR

Artículo 1-14, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
(versión octubre-2024 de la NTSyCS)

Enero 2025



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	10
2. DISPONIBILIDAD CANALES DE VOZ	12
3. DISPONIBILIDAD CANALES DE TELEPROTECCIÓN	13
4. IMPLEMENTACIÓN DE AUTOMATISMOS	14
5. INFORMACIÓN TÉCNICA DE INSTALACIONES Y EQUIPAMIENTOS	15
6. IMPLEMENTACIÓN DE PLANES DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO (PRS)	16
6.1. IMPLEMENTACIÓN	16
6.2. PRUEBAS DE VERIFICACIÓN DEL SC DE PRS	16
7. IMPLEMENTACIÓN PLANES DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS	18
8. COMPENSACIÓN REACTIVA EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	24
9. INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA Y FORZADA	25
9.1. RESUMEN DE GENERACIÓN	25
9.2. RESUMEN DE TRANSMISIÓN	27
10. SISTEMA DE MEDIDAS DE TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS	33

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 2024, 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 (SEN), 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 de extensión desde la ciudad de Arica por el norte, hasta la Isla de Chiloé, en el sur. Al cierre 2024, el SEN cuenta con un parque generador cuya potencia instalada alcanza a 36.778 MW, y un sistema de transmisión compuesto por 1.176 líneas eléctricas en el rango 23 kV hasta 500 kV y que totalizan 38.760 km, recorriendo una diversidad de climas y geografías, y abarcando casi la totalidad del territorio nacional, con una cobertura del 98,5% de la población del país.

Al cierre de diciembre 2024, se dispone de un total de 822 empresas coordinadas, con la siguiente pertenencia:

- Cliente Libre: 76
- Transmisores: 64
- Distribuidor: 25
- Generador PMG: 18
- Generador PMGD: 447
- Otros Generadores (No PMG ni PMGD): 184
- Generador PMG: 18
- Generador PMGD: 447
- Sistemas Medianos: 8

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 el equipamiento que deben disponer los Coordinados para establecer el enlace de datos con el Coordinador deberá garantizar una disponibilidad de la información, tanto en los equipos del CC respectivo como en los del Coordinador, mayor o igual a 99,5% mensual, incluyendo en el cómputo a los canales de comunicación de datos. Lo referido a aspectos SITR se encuentra disponible en el Anexo Técnico: Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SITR.

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:

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

A diciembre de 2024, se dispone de la información correspondiente a 268 Coordinados, con el siguiente detalle de cumplimiento (un total de 68 coordinados) e incumplimiento (un total de 200 coordinados) de esta exigencia.

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.

Finalmente, un total de 6 coordinados se ubicaron próximos a alcanzar la exigencia normativa de 99,5% para disponibilidad anual, mientras que un total de 32 empresas tuvieron al menos un mes con disponibilidad en zona de cumplimiento.

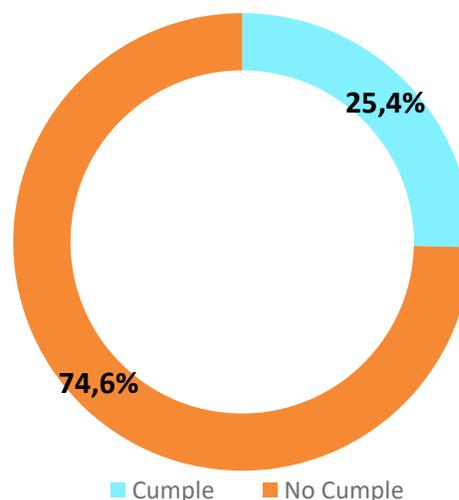


Figura 1: Cumplimiento de disponibilidad del SISR año 2024

La Figura-2 muestra el histórico de disponibilidad del SITR en los últimos 5 años, la cual mejoró en 2024 un 4,60% con respecto al año anterior. El detalle de esta información se puede encontrar en archivo Anexo.

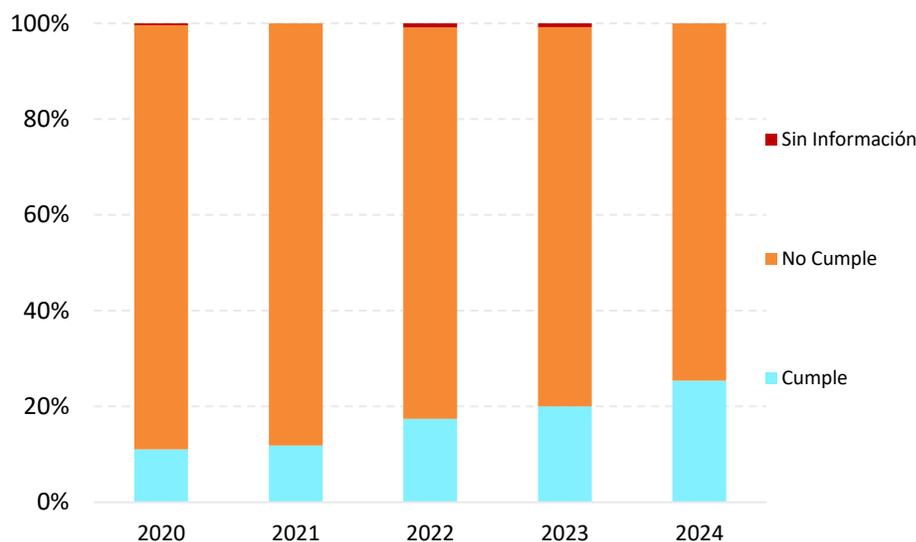


Figura 2: Cumplimiento de disponibilidad del SITR en los últimos 5 años.

En el ejercicio 2024 el Coordinador solicitó a los Coordinados un plan de trabajo para lograr cumplir con el requerimiento normativo. Como resultado, 152 Coordinados se encuentran trabajando en la implementación de sus planes de mejora, y un grupo de 68 Coordinados ya se encuentra sobre el 99,5%.

Cabe destacar, que el Coordinador ha puesto a disposición de los Coordinados una herramienta que permite realizar un seguimiento de las incidencias que afectan el cumplimiento de la disponibilidad establecida en la norma técnica. Esta herramienta se encuentra disponible para su uso en la siguiente ruta: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/disponibilidad-online-de-sitr/>

RESUMEN **DETALLE**

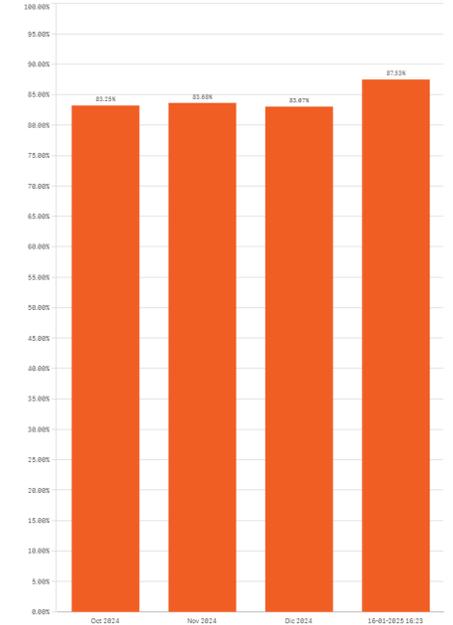
Coordinado

Resumen de Disponibilidad

Número de elementos seleccionados (418)

COORDINADO	Jul 2024	Ago 2024	Sep 2024	Oct 2024	Nov 2024	Dic 2024	16-01-2025 16:23
ACCIONA ENERGIA CHILE HOLDINGS	97,98%	99,42%	99,72%	99,93%	99,97%	99,73%	100,00%
ACCIONA PROV							100,00%
AELA EOLICA SARCO	81,48%	81,81%	81,99%	84,18%	87,69%	99,31%	85,65%
AES ANDES	74,73%	78,69%	76,53%	88,82%	84,73%	83,83%	88,76%
AES ANDES PROV							97,71%
AGROSLUPER	99,93%	99,99%	99,97%	99,99%	99,99%	99,97%	100,00%
AGUAS ANTOFAGASTA S.A PROV							100,00%
AGUAS DEL MELADO	98,17%	82,87%	93,51%	84,66%	75,29%	77,84%	100,00%
AGUAS PACIFICO PROV							100,00%
AJTE	99,93%	99,98%	99,31%	99,71%	99,98%	99,78%	100,00%
ALFA TRANSMISORA DE ENERGIA	99,47%	99,64%	97,59%	99,41%	99,75%	99,49%	99,75%
ALFA TRANSMISORA DE ENERGIA PROV							100,00%
ALFA TRANSMISORES PROV							97,89%
ALDORTA	11,46%	83,79%	99,77%	98,61%	99,72%	99,62%	100,00%
ALTO MAIPO	99,73%	99,27%	95,24%	98,99%	95,91%	95,91%	100,00%
AN EOLICA LLANQUIHUE	99,93%	99,18%	99,95%	99,87%	97,91%	99,97%	100,00%
ANANECER SOLAR	88,44%	98,28%	87,25%	98,39%	98,29%	98,45%	98,45%
ANANECER SOLAR PROV							100,00%
ANDES GENERACION	99,81%	99,81%	99,99%	99,98%	99,99%	99,94%	100,00%
ANDES SOLAR II SPA		94,89%	74,71%	81,49%	77,03%	87,08%	78,16%
ANDINA	99,84%	99,26%	99,25%	99,32%	99,93%	99,15%	100,00%
ANGAMOS	98,92%	95,63%	97,13%	98,88%	98,18%	98,45%	99,49%
ANGLO AMERICAN CHACRES	89,76%	89,89%	92,20%	98,20%	99,10%	98,99%	100,00%
ANGLO AMERICAN EL SOLDADO	83,12%	78,87%	98,59%	97,85%	89,28%	99,18%	100,00%
ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	86,12%	76,43%	81,28%	88,98%	79,88%	78,84%	82,16%
ANPAC ENERGIA PROV							11,87%
ANPAC ENERGIA PROV							9,89%
ARAUCO BIENERGIA	99,11%	99,87%	99,27%	91,99%	91,89%	99,37%	100,00%
ARAUCO BIENERGIA PROV							100,00%
ARAUCO BIENERGIA SPA PROV							100,00%
ATACAMA AGUAS	18,48%	34,30%	87,76%	88,83%	88,41%	85,47%	7,12%
ATACAMA SOLAR SA		89,38%	99,71%	99,39%	99,99%	97,95%	100,00%
ATLAS ENERGY PROV							100,00%
AUSTRIAN SOLAR UNO	99,21%	99,41%	99,92%	99,80%	99,29%	99,93%	100,00%
AUSTRIAN SOLAR CHILE CUATRO SPA	99,13%	99,11%	99,51%	97,98%	99,23%	99,79%	100,00%
AUSTRIAN SOLAR CHILE BEIS SPA	99,84%	99,44%	99,79%	98,12%	99,17%	99,40%	100,00%
BARRICK GENERACION	98,82%	87,28%	91,98%	88,27%	88,01%	87,63%	97,92%
BESALCO ENERGIA RENOVABLE	97,72%	99,84%	99,93%	99,79%	99,79%	99,84%	100,00%
BESALCO TRANSMISION SPA		97,29%	98,48%	98,72%	97,99%	99,24%	99,49%
BIENERGIAS FORESTALES	99,79%	99,81%	99,89%	98,79%	89,79%	99,94%	100,00%
BOLERO SPA	48,71%	8,83%	47,33%	44,98%	44,98%	46,53%	74,88%
C. ELECTRICA CHILLAN LTDA PROV							86,21%
CABO LEONES II	99,94%	99,92%	99,97%	99,97%	99,99%	99,93%	100,00%
CABO LEONES II PROV							99,89%
*****							9,49%

Promedio de disponibilidad



Se presenta la distribución de la información proporcionada por cada Coordinado en tiempo real, incluyendo un detalle de las señales y su calidad actual. Esto permite a los Coordinados evaluar su nivel de cumplimiento sin tener que esperar un reporte consolidado cierre de cada mes.

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 2024, y cuyo detalle se incluye en archivo Anexo.

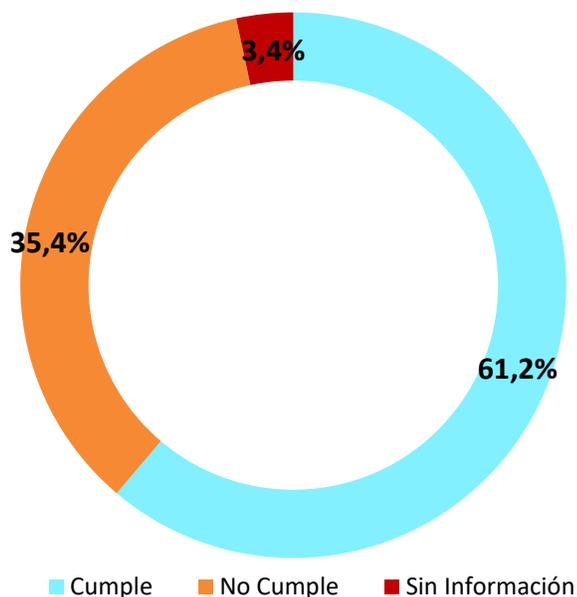


Figura 3: Cumplimiento de Tiempos de Actualización de SITR año 2024

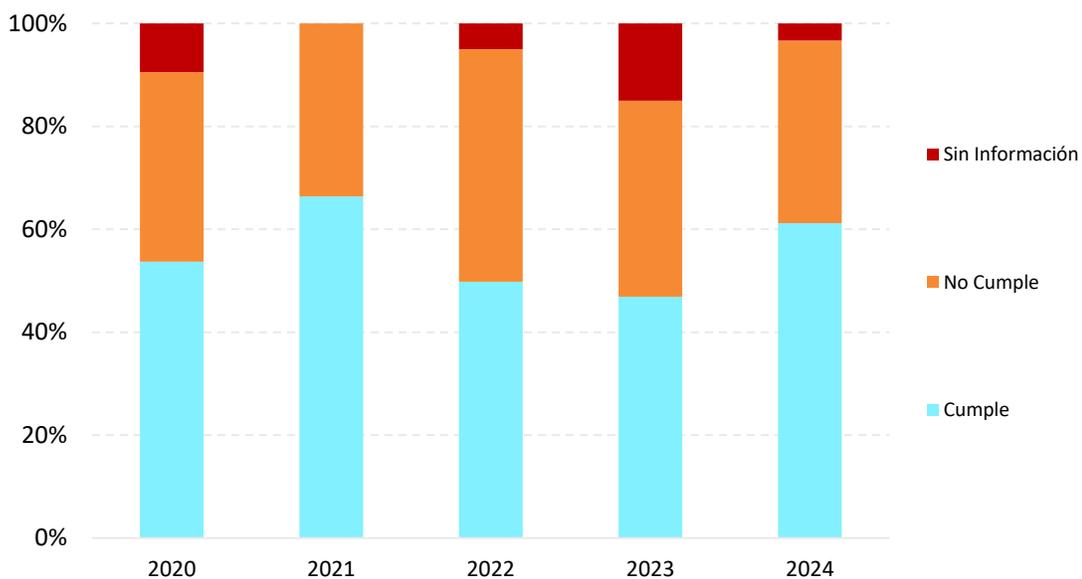


Figura 4: Cumplimiento de Disponibilidad del SISR en los últimos 5 años.

A partir de estos datos, y según lo graficado, se observa una disminución del 2,6% 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 2024:

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

Centros de Control	Canal Principal	Canal Respaldo
100%	24	25
De 90% a 100%	30	18
De 80% a 90%	2	8
Menos de 80%	12	17
Total	68	68

Fuente: 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 contar con un 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 con 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%, que corresponde a un total de 50 líneas, 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.

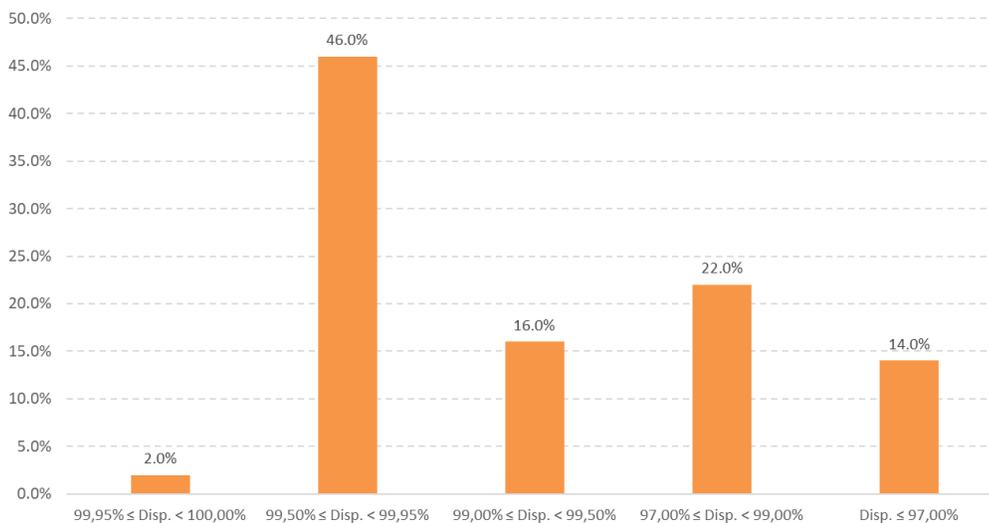


Figura 5: Cumplimiento de Disponibilidad de Canales de Teleprotección en 2024.

4. IMPLEMENTACIÓN DE AUTOMATISMOS

En archivo Anexo se presenta el estado de los distintos automatismos disponibles en el SEN e incluye a 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) Envío 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.

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 a partir de 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 2024, calculado y publicado en el sitio web del Coordinador, es del orden del 90,0% (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 2024, donde se agrupan la cantidad de coordinados que cumplen cierto nivel de completitud.

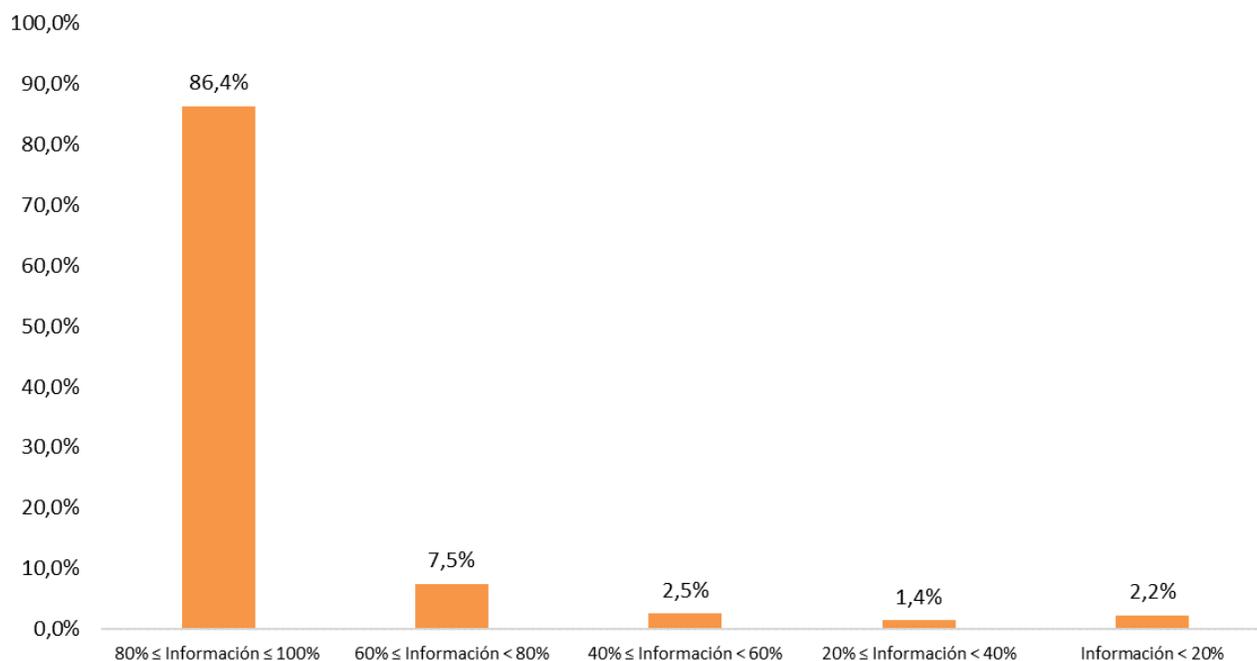


Figura 6: Distribución del cumplimiento de información de Coordinados para el año 2024.

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 5 requerimientos en desarrollo, 2 de los cuales tienen relación con la implementación de una partida autónoma en área de Cardones y los 3 restantes con la implementación de equipos de vinculación en el área de Interconexión.

Tabla 2: Resumen porcentaje de implementación PRS – SEN 2024

Coordinado	SSCC	% Implementación
GENERADORA DEL PACÍFICO SpA	Partida Autónoma en Área Cardones	90%
CENTRAL CARDONES		100%
INTERCHILE	Equipo de Vinculación Área Interconexión	100%
TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL NORTE		90% (*)
TRANSELEC S.A		90% (*)

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

El detalle de los requerimientos, se encuentran disponible en el Anexo Implementación PRS - SEN 2024 que acompaña a este informe.

6.2. 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 SSCC, que incorpora todas aquellas actividades relacionadas al PRS, se encuentra publicado en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional en el siguiente enlace:

<https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/proceso-de-verificacion-de-instalaciones/cronograma-de-verificacion/>

Al respecto, se han realizado un total de 18 pruebas de verificación del SSCC de Partida Autónoma. El detalle de los avances se muestra en la siguiente tabla.

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

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

En relación con el sistema SCADA, para garantizar el adecuado comportamiento durante la ocurrencia de un Apagón se establece que 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 recibió el siguiente informe de verificación hasta el cierre del año 2024.

Tabla 4: Pruebas de funcionamiento SCADA.

Coordinado	Porcentaje de Implementación año 2024	
	Programado	Real
ELÉCTRICA PUNTILLA S.A.	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 2024, 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), el cual 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 versión del Estudio de Plan de Defensa Contra Contingencias del año 2020 no contempla las obras de la nueva línea 2x220kV Agua Santa-La Pólvora-Las Dichas-Nueva Alto Melipilla, ni el segundo transformador 300 MVA 220kV/115kV/60kV de la S/E Agua Santa. Estas obras fueron incluidas en el Estudio de Plan de Defensa Contra Contingencias, elaborado y publicado en el año 2024. De todos modos, para la adecuación definitiva de este PDCC es necesario conocer la política de operación del nuevo corredor.

PDCE Zona Norte

Por otra parte, aún se encuentra en proceso de implementación el PDCE Zona Norte, asociado a las contingencias de severidad 6 en el sistema de 500 kV entre S/E Kimal y S/E Lo Aguirre, instruido en enero de 2020. En el Estudio de Plan de Defensa Contra Contingencias del año 2024 se definen las adecuaciones al PDCE de la Zona Norte, debido a la nueva topología del SEN.

El siguiente es el estado de cumplimiento 2024 de la implementación de los esquemas que componen este PDCE:

• EDAG ZONA NORTE

Unidad generadora	Coordinado	Cumplió Implementación 2024
Angamos U1	AES ANDES	SI
Angamos U2	AES ANDES	SI
Cochrane U1	AES ANDES	SI
Cochrane U2	AES ANDES	SI
Cerro Dominador PV	ATACAMA GENERACION CHILE	NO
Cerro Dominador CSP	ATACAMA GENERACION CHILE	NO
FV Bolero	AES ANDES	NO
Huatacondo	EIFFAGE ENERGIA	NO
Cerro Pabellón	ENEL GREEN POWER CHILE	SI
Finis Terrae	ENEL GREEN POWER CHILE	SI
PE Sierra Gorda	ENEL GREEN POWER CHILE	SI
Valle de los Vientos	ENEL GREEN POWER CHILE	SI
PFV Capricornio	ENGIE S.A.	SI
Parque Eólico Calama	ENGIE S.A.	SI
CTA (Mejillones)	ENGIE S.A.	SI
CTH (Mejillones)	ENGIE S.A.	SI
CTM 3 TG (Mejillones)	ENGIE S.A.	SI
CTM 3 TV (Mejillones)	ENGIE S.A.	SI
IEM (Mejillones)	ENGIE S.A.	SI
U16 (Tocopilla)	ENGIE S.A.	SI
Granja Solar	SOLAR PACK	NO
PAS2	SOLAR PACK	SI
PAS3	SOLAR PACK	SI
María Elena	SOUTH ENERGY	NO
Solar Jama	SOUTH ENERGY	NO
La Huayca II 1, 2, 3	SPS LA HUAYCA	NO
CC Kelar TG1	TAMAKAYA ENERGÍA - KOSPO SERVICES	SI

Unidad generadora	Coordinado	Cumplió Implementación 2024
CC Kelar TG2	TAMAKAYA ENERGÍA - KOSPO SERVICES	SI
CC Kelar TV	TAMAKAYA ENERGÍA - KOSPO SERVICES	SI
Uribe Solar	X-ELIO CHILE SPA - GRUPO ORTIZ	NO

CELDA CONTROL MAESTRA	ENGIE S.A.	SI
-----------------------	------------	----

• EDAG CENTRO-SUR

Unidad generadora	Coordinado	Cumplió Implementación 2024
PE Aurora	INNERGEX	NO
PE Cuel	INNERGEX	NO
PE San Pedro	ENGIE S.A.	NO
PE San Pedro II	ENGIE S.A.	NO
Santiago Solar	EDF	NO
Rapel U1	ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.	NO
Rapel U2	ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.	NO
Rapel U3	ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.	NO
Rapel U4	ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.	NO
Rapel U5	ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.	NO
San Isidro TV	ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.	NO
Nehuenco TV	COLBUN S.A.	NO
Nuevas Ventanas	AES ANDES	NO

CELDA CONTROL MAESTRA Y TRIP A POSICIONES S/E CHARRÚA	TRANSELEC S.A.	SI
-------------------------------------------------------	----------------	----

- ESQUEMA SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y RECURSOS ESTABILIZADORES DE TENSIÓN

Coordinado	Cumplió Implementación 2024
INTERCHILE S.A.	NO
TEN S.A.	NO
TRANSELEC S.A.	NO

Este esquema asociado a las empresas propietarias del sistema de transmisión presenta atrasos en el inicio de su proceso de licitación, estando a la fecha aún sin ser adjudicado, por lo que de acuerdo a los plazos de licitación e implementación informados por estas empresas, la implementación finalizaría a mediados del año 2027.

- EDAC PDCE BF ZONA NORTE

Escalón CEx	Coordinado	Subestación	Cumplió Implementación 2024	Comentarios
I	Minera Escondida Ltda.	Domeyko 1 (Laguna Seca)		NO
	Corporación Nacional del Cobre	MMH	NO	
	Minera Spence S.A.	Spence	NO	
	Sociedad Contractual Minera El Abra	El Abra	NO	
	Minera Centinela	Esperanza	NO	
	Minera Antucoya	Minera Antucoya	NO	
	Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM	Collahuasi (Barra 1)	NO	
	Sierra Gorda SCM	Sierra Gorda	SI	Verificado (pendiente señales SITR)
	Sociedad Química y Minera de Chile S.A.	El Loa	NO	
	Compañía Minera Zaldívar SpA		NO	

Escalón CEX	Coordinado	Subestación	Cumplió Implementación 2024	Comentarios
II	Compañía General de Electricidad S.A.		NO (Parcial)	Cumple 4 de 15 alimentadores en total
	Minera Escondida Ltda.	OGP1	NO	
	Corporación Nacional del Cobre	Chuquicamata km-6	NO	
	Corporación Nacional del Cobre	10A	NO	
	Minera Spence S.A.		NO	
	Soc. Contractual Minera El Abra		NO	
	Minera Centinela		NO	
	Minera Antucoya	Minera Antucoya	NO	
	Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM	Collahuasi (Barra 1)	NO	
	Sierra Gorda SCM	Sierra Gorda	SI	Verificado (pendiente señales SITR)
	Sociedad Química y Minera de Chile S.A.	El Loa	NO	
	Compañía Minera Zaldívar SpA	Zaldívar	NO	
	Compañía General de Electricidad S.A.		NO	
	Minera Escondida Ltda.	Domeyko 2 (Óxidos)	NO	
III	Corporación Nacional del Cobre	Gaby	NO	
	Minera Spence S.A.		NO	
	Soc.Contractual Minera El Abra		NO	
	Minera Centinela		NO	
	Minera Antucoya		NO	
	Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM		NO	

Escalón CEX	Coordinado	Subestación	Cumplió Implementación 2024	Comentarios
	Sierra Gorda SCM	Sierra Gorda	NO	
	Sociedad Química y Minera de Chile S.A.		NO	
	Compañía Minera Zaldívar SpA	Zaldívar	NO	
	Compañía General de Electricidad S.A.		NO	

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 2024, y según los estudios realizados sobre esta materia, se concluye que el sistema cuenta con los recursos para satisfacer estos requerimientos. Sin embargo, se observan condiciones operacionales locales donde, considerando los recursos disponibles, la apertura de líneas y el puenteo de condensadores serie resultó ser la única solución técnica disponible para mantener las tensiones dentro de los rangos normales de operación establecido en la NT. Estas condiciones operativas locales se producen principalmente en las zonas Norte Grande, Norte Chico y Sur del SEN y se producen debido a que las instalaciones de transmisión no están debidamente auto compensadas para condiciones de bajas transferencias.

Debido a lo anterior, se realizó un análisis adicional, en el cual se evalúa el efecto de disponer de todos los parques ERV basados en inversores según su Diagrama PQ establecido en la NT, y con ello evitar las maniobras mencionadas con anterioridad, debido a que estas corresponden a medidas operacional de última instancia según la NT.

De este análisis, es posible afirmar que al tener disponibles todos los parques ERV con el Diagrama PQ requerido se logra evitar las medidas operacionales excepcionales, llegando a niveles de tensión en la banda de estado normal para las tensiones de servicio e incluso para tensiones nominales tanto para el sistema de 500 kV del Norte (Norte Grande y Norte Chico), como para el sistema de 220 kV del Sur.

Estos estudios se encuentran publicados en el sitio web del Coordinador y pueden ser descargados desde la siguiente dirección en el sitio web del Coordinador:

INFORMES y ESTUDIOS / OPERACIÓN / ESTUDIOS PARA LA SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO / CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTO DE POTENCIA REACTIVA.

9. INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA Y FORZADA

Para efectos de cuantificar la Calidad de Suministro en instalaciones de generación y transmisión del SEN, 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 2020 – diciembre 2024.

Similar al tratamiento efectuado en ocasiones anteriores, para el año 2024 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 2024.

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 605 unidades generadoras, de las cuales 537 cuentan con 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores.

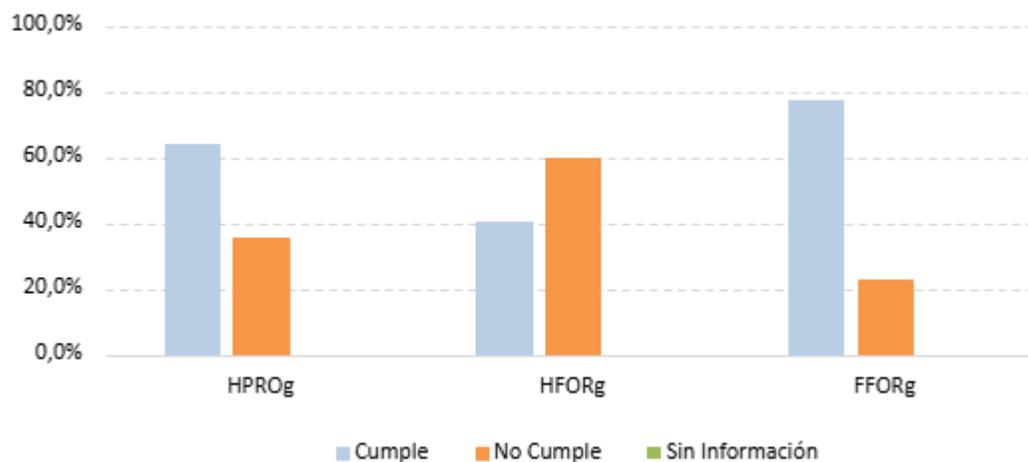


Figura 12: Cumplimiento de índices de generación.

Para el caso del Índice **HPROg**, los mayores incumplimientos lo registran la central PFV GUANCHOI, seguida por la central PFV NUEVO QUILLAGUA con diferencias de 4.464% para PFV GUANCHOI y 2.460% para PFV NUEVO QUILLAGUA respecto del estándar exigido (20 como standard versus un valor calculado de 892,77 para PFV GUANCHOI y 20 como estándar versus un valor calculado de 491,92 para PFV NUEVO QUILLAGUA). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra la CANELA II con diferencia de 0,7% respecto del estándar exigido (20 como estándar versus un valor calculado de 20,13).

Para el caso del Índice **HFORg**, el mayor incumplimiento lo registra la central PFV SANTA ISABEL con diferencia del orden del 34.988% respecto del estándar exigido (10 como estándar versus un valor calculado de 3.498,8). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra la central LOMA ALTA con diferencia de 0,8% respecto del estándar exigido (50 como estándar versus un valor calculado de 50,4).

Finalmente, para el caso del Índice **FFORg**, el mayor incumplimiento lo registra la central PARQUE EOLICO SAN PEDRO II, con diferencia de 730% respecto del estándar exigido (4 como estándar versus un valor calculado de 29,2). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentran: La unidad 1 de PALMUCHO, la central SAN CLEMENTE, la unidad 1 de SAN IGNACIO y la unidad 9 de TRINCAO, con una diferencia de 5% respecto del estándar exigido (4 como estándar versus un valor calculado de 4,2 para PALMUCHO, SAN CLEMENTE y SAN IGNACIO y 8 como estándar versus un valor calculado de 8,4 para TRINCAO).

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 2.139 tramos, de los cuales 1.992 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.

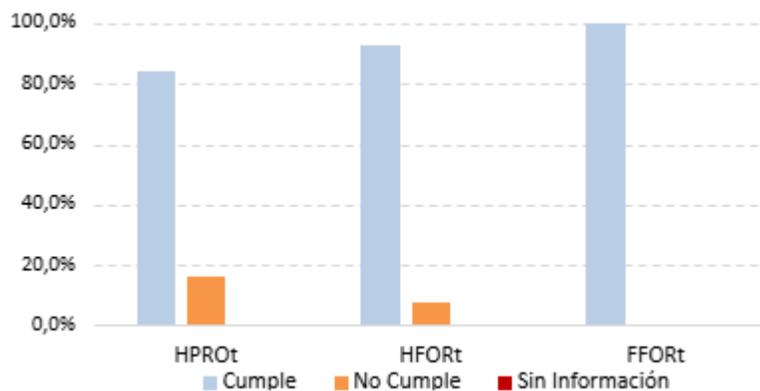


Figura 13: Cumplimiento de índices de transmisión – Tramos Nacional

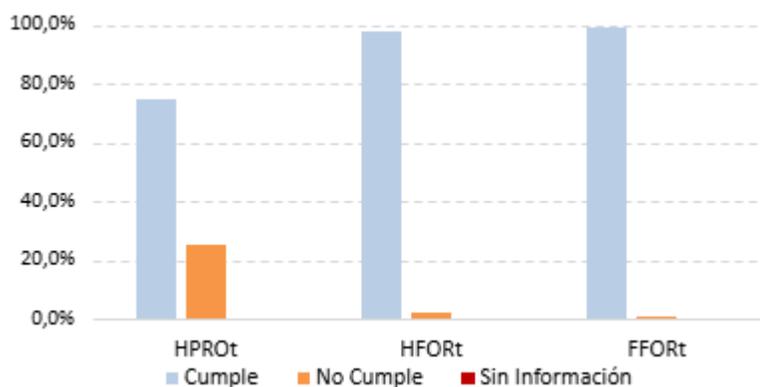


Figura 14: Cumplimiento de índices de transmisión – Tramos Zonal

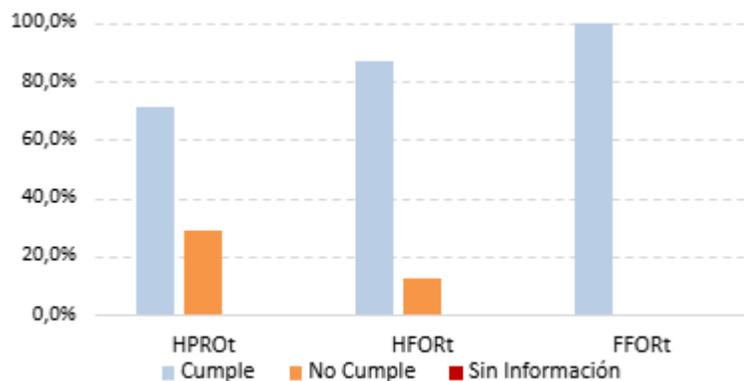


Figura 15: Cumplimiento de índices de transmisión – Tramos Dedicado

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	HPORT	1.184%					
LAGUNILLAS - HUALQUI 220KV C1	HFORT	351%					
ILLAPA - CUMBRES 220KV C1	HFORT		4,167%				
Se verifica 100% cumplimiento	FFORT	-					
Se verifica 100% cumplimiento	FFORT		-				
DOS AMIGOS - ALGARROBO 110KV C1	HPORT			7.999%			
TORQUEMADA - MIRAFLORES 110KV C2	HPORT				0,317%		
SAN FCO DE MOSTAZAL - TAP HOSPITAL 66KV C1	HFORT			985,7%			
LO ESPEJO - TAP LAS ACACIAS 110KV C1 TAP OFF QUILLAGUA - FRONTERA 220KV C1	HFORT				1%		
TRES QUEBRADAS - LAMA 220KV C1	FFORT			233%			
CHARRUA - TAP SANTA CLARA 66KV C1 PUNITAQUI - EL SAUCE 66KV C1	FFORT				12%		
DIEGO DE ALMAGRO - LLANTA 110KV C1 DIEGO DE ALMAGRO - RIO SALADO 110KV C1	HPORT					32.548%	
ANGAMOS - KAPATUR 220KV C1	HPORT						0,3678%
TAP EL LLANO - SAG 220KV C1	HFORT					16.497%	
LAUREL - NUEVA PICHIRROPULLI 220KV C2	HFORT						0,1182%
Se verifica 100% cumplimiento	FFORT					0%	
Se verifica 100% cumplimiento	FFORT						0%

9.2.2. EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN

Sobre un universo de 2.414 equipos de transformación del SEN, de los cuales 1.888 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores.

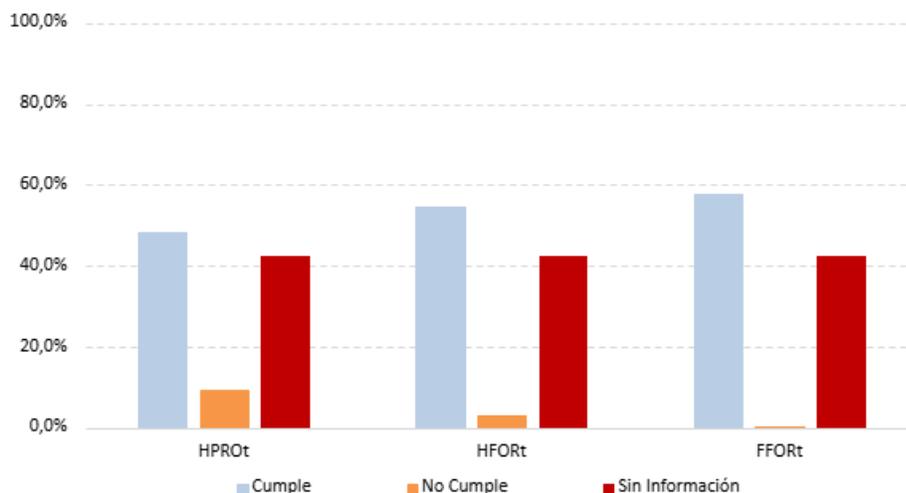


Figura 16: Cumplimiento de índices de transmisión – Equipos de Transformación

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 21.005% respecto del estándar exigido (30 como estándar versus un valor calculado de 6.331,4). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra el transformador AGUA SANTA 220/115/60kV 300MVA 1 + UR de CHILQUINTA TRANSMISIÓN, con diferencia del orden del 0,67% 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 T2D S/E CORDILLERA (ANDINA) JT4, con diferencia del orden de 11.548% respecto del estándar exigido (45 como estándar versus un valor calculado de 5.241,5). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra el transformador T2D S/E MALLOCO AT2 de SOCIEDAD TRANSMISORA METROPOLITANA S.A., con diferencia del orden del 5,05% respecto del estándar exigido (45,0 como estándar versus un valor calculado de 47,271).

Finalmente, para el caso del Índice **FFORt**, el mayor incumplimiento lo registran los equipos T2D S/E MESAMAVIDA AT1 del coordinado AES ANDES con diferencia del orden del 2.340% respecto del estándar exigido (1,0 como estándar versus un valor calculado de 3,34). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentran el equipo T2D S/E LOS VILOS JT2 con diferencia del orden del 113% respecto del estándar exigido (1,0 como estándar versus un valor calculado de 1,13).

9.2.3. EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

Para el caso de los equipos de compensación catastrados en el SEN, conformados por 665 equipos que incluyen bancos de condensadores, compensadores, condensadores serie y reactores, y de los cuales 526 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se tiene el siguiente gráfico:

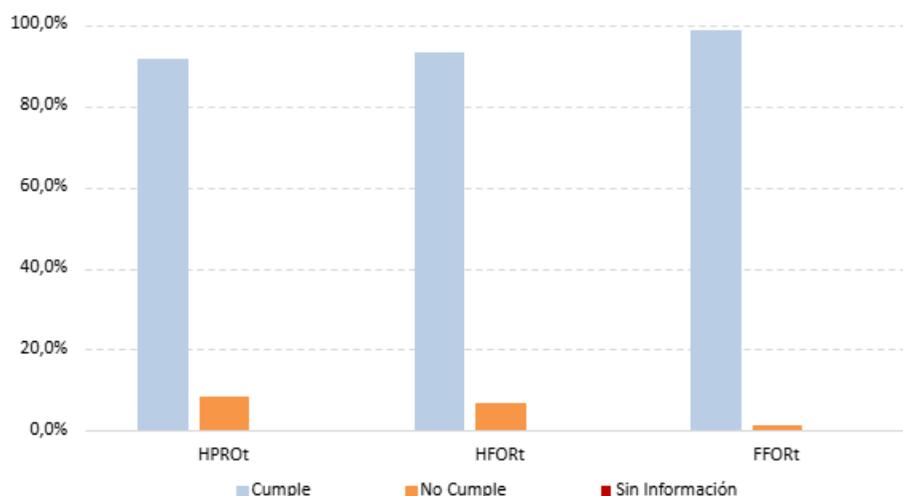


Figura 17: Cumplimiento de índices de transmisión – Equipos de Compensación

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 10.630% respecto del estándar exigido (30,0 como estándar versus un valor calculado de 3.219). 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 0,96% respecto del estándar exigido (30,0 como estándar versus un valor calculado de 30,29).

Para el caso del Índice **HFORT**, el mayor incumplimiento lo registra el BC S/E CORONEL BCE 66KV 5 MVAR de CGE TRANSMISIÓN S.A. con diferencia del orden de 14.511% respecto del estándar exigido (45,0 como estándar versus un valor calculado de 6.530). Por otro lado, el más cercano a cumplir el estándar se encuentran el equipo CS S/E NUEVA PAN DE AZUCAR K7CS 500KV con diferencia del orden del 4,1% respecto del estándar exigido (45,0 como estándar versus un valor calculado de 46,86).

Finalmente, para el caso del Índice **FFORT**, el mayor incumplimiento lo registran los equipos CS S/E ANCOA CS4 500KV 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 CER S/E PAN DE AZUCAR JT5 13.2KV 24MVAR con diferencia del orden del 40% respecto del estándar exigido (1,0 como estándar versus un valor calculado de 1,4).

10. 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.

En este contexto, se identificaron esquemas de medidas que no cuentan con un plan de implementación conforme a los requerimientos establecidos por el Coordinador. Por otra parte, se consideraron los esquemas de medidas que no han dado cumplimiento al Factor de Disponibilidad, señalado en el Artículo 4-32 de la NTSyCS, donde se indica que los Coordinados deben garantizar una disponibilidad de la información de los medidores mayor o igual a un 97%, medida en una ventana móvil de 12 meses. La metodología de medición del factor se establece en el Artículo 12 del Anexo Técnico “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas” .

Con base en estas disposiciones, se presenta a continuación el estado de las empresas que incumplieron dichas exigencias durante el año 2024:

Tabla 6: Incumplimiento Sistema de Medidas para Transferencias Económicas

Empresa	Incumplimiento	Total puntos	% cumplimiento
AGGREKO	1	2	50,0%
AGUAS DEL MELADO	2	3	33,3%
AILIN FOTOVOLTAICA SPA	1	1	0,0%
ALTO CAUTIN	2	2	0,0%
ALTOS DE LA MANGA	1	1	0,0%
ALTOS DEL PAICO	1	1	0,0%
AMPARO DEL SOL	1	1	0,0%
ANDINA SOLAR 6	1	1	0,0%
AVELLANO SOLAR	1	1	0,0%
BESALCO TRANSMISION	10	29	65,5%
CABIMAS	1	1	0,0%
CAITAN	5	6	16,7%
CALAMA SOLAR 1	1	1	0,0%
CALBUCO DE VERANO	1	1	0,0%
CALLAQUI DE VERANO	1	1	0,0%

Empresa	Incumplimiento	Total puntos	% cumplimiento
CAPULLO	2	3	33,3%
CAPURATA DE VERANO	1	1	0,0%
CARBOMET	4	4	0,0%
CARRAN	1	1	0,0%
CAVANCHA	1	1	0,0%
CEC	5	29	82,8%
CEDARS SOLAR	3	5	40,0%
CELMSA	2	2	0,0%
CEMENTO BIO BIO CENTRO	1	2	50,0%
CEMENTO POLPAICO	1	1	0,0%
CENTRAL QUITRALMAN	1	1	0,0%
CHANLEUFU	1	1	0,0%
CHILQUINTA	38	217	82,5%
CINTAC	1	1	0,0%
CMPC CELULOSA	2	10	80,0%
COCHARCAS SOLAR	1	1	0,0%
CODINER	2	9	77,8%
COELCHA	6	6	0,0%
CONDOR ENERGIA	7	9	22,2%
COPELEC	11	11	0,0%
CORCOVADO DE VERANO	1	1	0,0%
CURILEUFU	2	2	0,0%
DON ANDRONICO	1	1	0,0%
DOSAL	1	1	0,0%
EDAM	1	1	0,0%
EFE	3	17	82,4%
EGP DEL SUR	4	58	93,1%
EL ARRAYAN	1	1	0,0%
EL CARDENAL	1	1	0,0%
EL MAÑIO	1	1	0,0%
EL OLIVAR SOLAR	1	1	0,0%

Empresa	Incumplimiento	Total puntos	% cumplimiento
EL QUEULE	1	1	0,0%
ELECTRICA CENIZAS	1	3	66,7%
ELECTRICA COLINA	1	5	80,0%
ELECTRICA DIGUA	3	3	0,0%
ELECTRICA EL ARREBOL	1	1	0,0%
ELECTRICA SAN MIGUEL	1	1	0,0%
ELECTRICA TIL TIL	2	7	71,4%
EMELDA	3	3	0,0%
EMPRESAS LIPIGAS	1	1	0,0%
ENAP REFINERIAS	1	2	50,0%
ENEL DISTRIBUCION	27	117	76,9%
ENEL GENERACION	11	126	91,3%
ENERBOSCH	4	5	20,0%
ENERGIA MORRO GUAYACAN	1	2	50,0%
ENERGIA RENOVABLE ENCINO SPA	1	1	0,0%
ENERGIAS DEL FUTURO	1	1	0,0%
ENERKEY	1	1	0,0%
ENORCHILE	4	21	81,0%
EOLICA LA ESPERANZA	1	1	0,0%
ESFENA	1	1	0,0%
FNC	1	1	0,0%
FOTOVOLTAICA ALGARROBO	1	1	0,0%
FOTOVOLTAICA MANZANAR	1	1	0,0%
FOTOVOLTAICA MANZANO SPA	1	1	0,0%
FOTOVOLTAICA NORTE GRANDE 5	1	1	0,0%
FRONTEL	15	24	37,5%
GR ALERCE ANDINO	1	1	0,0%
GR CHAQUIHUE	1	1	0,0%
GR GUINDO	1	1	0,0%
GR HORNOPIREN	1	1	0,0%
GR PITAO	1	1	0,0%

Empresa	Incumplimiento	Total puntos	% cumplimiento
GR POWER CHILE	1	1	0,0%
GR PUMALIN	1	1	0,0%
GR RAULI	1	1	0,0%
GR TAMARUGO	1	1	0,0%
GR TOLHUACA	1	1	0,0%
GUALLATIRI	1	1	0,0%
HIDROBONITO	1	3	66,7%
HIDROCONFIANZA SPA	1	1	0,0%
HIDROELECTRICA ALLIPEN	1	1	0,0%
HIDROELECTRICA DOS VALLES SPA	1	3	66,7%
HIDROELECTRICA EL CANELO	1	1	0,0%
HIDROELECTRICA EL MANZANO	1	1	0,0%
HIDROELECTRICA EL MIRADOR	1	1	0,0%
HIDROELECTRICA MALLARAUCO	1	1	0,0%
HIDROELECTRICA PALACIOS	1	1	0,0%
HIDROELECTRICA PUMA	1	1	0,0%
HIDROELECTRICA RIO CLARO	1	1	0,0%
HIDROELECTRICA TRUENO	1	1	0,0%
HIDROLIRCAY	6	7	14,3%
HIRUELA ENERGIA SPA	1	1	0,0%
HUAJACHE	1	1	0,0%
IMELSA	5	7	28,6%
INCHALAM	1	1	0,0%
INDURA	2	4	50,0%
INM AGUA MARINA	1	1	0,0%
JOEL SOLAR SPA	1	1	0,0%
LA_HUAYCA	1	1	0,0%
LINZOR DE VERANO	1	1	0,0%
LIQUIDAMBAR	1	1	0,0%
LITORAL	2	9	77,8%
LOS ESPINOS	3	6	50,0%

Empresa	Incumplimiento	Total puntos	% cumplimiento
LOS_PUQUIOS	1	1	0,0%
LUCIANO SOLAR	1	1	0,0%
LUNA DEL NORTE	1	1	0,0%
LUZ ANDES	1	2	50,0%
LUZ OSORNO	8	22	63,6%
MAINCO	1	3	66,7%
METRO	2	4	50,0%
MGM INNOVA	1	3	66,7%
MILLARAY FOTOVOLTAICA SPA	1	1	0,0%
MINERA ALTOS DE PUNITAQUI	1	1	0,0%
MINERA CENTINELA	1	1	0,0%
MINERA GUANACO	1	1	0,0%
MINERA LOMAS BAYAS	1	1	0,0%
MINERA MERIDIAN	2	2	0,0%
MISCANTI DE VERANO	1	1	0,0%
NORTE SPA	1	1	0,0%
NORTE_GRANDE_5	2	2	0,0%
NORVIND	1	2	50,0%
NUEVA ATACAMA SA	2	2	0,0%
NUEVA ESPERANZA SOLAR	1	1	0,0%
ODATA SAN BERNARDO	2	2	0,0%
PACANA DEL VERANO	1	1	0,0%
PACIFIC HYDRO CHACAYES	2	2	0,0%
PALPANA DE VERANO	1	1	0,0%
PAPELES RIO VERGARA	1	2	50,0%
PARQUE EOLICO CAMPO LINDO SPA	1	9	88,9%
PARQUE EOLICO LEBU	2	2	0,0%
PARQUE SOLAR ALCALDESA	1	1	0,0%
PARQUE SOLAR ALIANZA	1	1	0,0%
PARQUE SOLAR CANTILLANA SPA	1	1	0,0%
PARQUE SOLAR EL RETIRO	1	1	0,0%

Empresa	Incumplimiento	Total puntos	% cumplimiento
PARQUE SOLAR JOTABECHE SPA	1	1	0,0%
PARQUE SOLAR OVALLE NORTE	1	1	0,0%
PARRONAL ENERGY	1	1	0,0%
PARUMA DEL VERANO	1	1	0,0%
PAS1	1	1	0,0%
PAS2	2	2	0,0%
PAS3	3	3	0,0%
PATAGUILLA SOLAR SPA	1	1	0,0%
PESARO SOLAR	1	1	0,0%
PETROPOWER	1	1	0,0%
PFV CARA DE GALLO	1	1	0,0%
PFV EL CARPINTERO	1	1	0,0%
PFV LA MOLINA	1	1	0,0%
PFV LAS TORCAZAS	1	1	0,0%
PFV LO CHACON	1	1	0,0%
PFV LORO CHOROY	1	1	0,0%
PLANETA INVESTMENTS	1	1	0,0%
PLANTA SOLAR LA PAZ	1	1	0,0%
PMGD BELENOS TIL TIL	1	1	0,0%
PMGD CABILDO	1	1	0,0%
PMGD CATEMU	1	1	0,0%
PMGD FV COINCO	1	1	0,0%
PMGD FV FARAMALLA	1	1	0,0%
PMGD INDEPENDENCIA	1	1	0,0%
PMGD PFV QUEBRADA DE TALCA	1	1	0,0%
PMGD PSF LO SIERRA	1	1	0,0%
PMGD SIETE COLORES	1	1	0,0%
PMGD SOLAR LOS PERALES I	1	1	0,0%
PMGD TALLADO	1	1	0,0%
PMGD TARANTO	1	1	0,0%
POMERAPE SPA	1	1	0,0%

Empresa	Incumplimiento	Total puntos	% cumplimiento
PSF PETORCA SPA	1	1	0,0%
PSF SANTA ISABEL SPA	1	2	50,0%
PUERTO SECO SOLAR	1	1	0,0%
PUNTIAGUDO ENERGY	1	1	0,0%
PV RODEO	1	1	0,0%
PVF EL CUERVO SPA	1	1	0,0%
QUILLAGUA	1	3	66,7%
RAKI	1	1	0,0%
RED ELECTRICA DEL NORTE 2	14	16	12,5%
RIO PUMA	1	1	0,0%
RLA SOLAR	1	1	0,0%
RTS ENERGIA	1	2	50,0%
RUBEN SOLAR SPA	1	1	0,0%
SAESA	36	79	54,4%
SAFIRA ENERGIA	1	1	0,0%
SALADO ENERGY	1	1	0,0%
SAN ANTONIO SPA	1	1	0,0%
SAN EUGENIO SOLAR	1	2	50,0%
SAN JAVIER I SPA	1	1	0,0%
SANTA BLANCA SPA	1	1	0,0%
SANTA ESTER SOLAR	1	1	0,0%
SANTA FRANCISCA	1	1	0,0%
SANTIAGO SOLAR	4	4	0,0%
SIERRA_GORDA	7	8	12,5%
SOCIEDAD CONTRACTUAL MINERA FRANKE	1	1	0,0%
SOCOEPA	2	2	0,0%
SOCOMPA DE VERANO	1	1	0,0%
SOL DE SEPTIEMBRE	1	1	0,0%
SOLAR E	1	1	0,0%
SOLAR TI TREINTA Y SIETE SPA	1	1	0,0%
SPV P4	3	4	25,0%

Empresa	Incumplimiento	Total puntos	% cumplimiento
STM II	93	265	64,9%
STS	1	373	99,7%
TACORA ENERGY	4	4	0,0%
TAMM	1	1	0,0%
TAS1	1	1	0,0%
TEATINOS ENERGIA	1	1	0,0%
TRANSEMEL	5	30	83,3%
TSGF	6	7	14,3%
UCUQUER	1	1	0,0%
UCUQUER DOS	1	1	0,0%
VALLE DE LA LUNA II	1	1	0,0%
VICENTE SOLAR	1	1	0,0%
VILLA PRAT ENERGY	1	1	0,0%
WENKE	1	1	0,0%

Total puntos por Empresa	Número de empresas con esa cantidad de puntos	Cantidad de puntos de las empresas	Cantidad de puntos en incumplimiento	Cantidad de puntos en incumplimiento respecto del total de puntos
1	145	145	145	100,0%
2	21	42	32	76,2%
3	11	33	19	57,6%
4	6	24	19	79,2%
5	3	15	8	53,3%
6	3	18	14	77,8%
7	4	28	19	67,9%
8	1	8	7	87,5%
9	4	36	12	33,3%
10	1	10	2	20,0%
11	1	11	11	100,0%
16	1	16	14	87,5%

Total puntos por Empresa	Número de empresas con esa cantidad de puntos	Cantidad de puntos de las empresas	Cantidad de puntos en incumplimiento	Cantidad de puntos en incumplimiento respecto del total de puntos
17	1	17	3	17,6%
21	1	21	4	19,0%
22	1	22	8	36,4%
24	1	24	15	62,5%
29	2	58	15	25,9%
30	1	30	5	16,7%
58	1	58	4	6,9%
79	1	79	36	45,6%
117	1	117	27	23,1%
126	1	126	11	8,7%
217	1	217	38	17,5%
265	1	265	93	35,1%
373	1	373	1	0,3%
Total general	215	1793	562	31,3%