COORDINADOR
ELÉCTRICO NACIONAL

INFORME ANUAL DE CUMPLIMIENTOS

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

2020

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

1. SISTEMA DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL 6
    1.1. DISPONIBILIDAD DEL SITR 6
    1.2. TIEMPOS DE ACTUALIZACIÓN DEL SITR 8
2. DISPONIBILIDAD CANALES DE VOZ 10
3. DISPONIBILIDAD CANALES DE TELEPROTECCIÓN 11
4. IMPLEMENTACIÓN DE AUTOMATISMOS 12
5. INFORMACIÓN TÉCNICA DE INSTALACIONES Y EQUIPAMIENTOS 13
6. IMPLEMENTACIÓN DE PLANES DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO (PRS) 14
    6.1. IMPLEMENTACIÓN 14
    6.2. PRUEBAS DE VERIFICACIÓN 14
7. PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS EXTREMAS (PDCE) 15
8. COMPENSACIÓN REACTIVA 17
9. INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA Y FORZADA 18
    9.1. RESUMEN DE GENERACIÓN 18
    9.2. RESUMEN DE TRANSMISIÓN 20
10. SISTEMA DE MEDIDAS DE TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS 26

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 pone a su disposición el presente Informe Anual de Cumplimientos, referidos a:

a) Tiempos de actualización de la información requerida para el Sistema de Información en Tiempo Real 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 Multiárea solicitados.
e) Entrega de información técnica y calidad de esta.
f) Implementación de los Planes de Recuperación de Servicio.
g) Implementación de los Planes de Defensa contra Contingencias Extremas.
h) Cumplimiento de exigencias de compensación reactiva de Sistemas de Subtransmisión y Adicionales.
i) Cumplimiento de los estándares de Indisponibilidad programada y forzada aceptables de la Generación y de los Sistemas de Transmisión Troncal, Adicional y Subtransmisión.

La información se adjunta al presente Informe en los formatos definidos para tales efectos, los cuales fueran aprobados mediante Resolución Exenta CNE Nº 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 2020, 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, nace en el año 2017, en el momento en que el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC), se unifican.

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. Por lo tanto, 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 telemedidas 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:

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

Donde:

$$\text{Indisponiblidad} = \frac{\sum \text{Indisponiblidades individuales [seg]}}{(\text{segundos del mes}) \times (\text{N° de puntos telemedidos})}$$

A diciembre de 2020, se dispone de la información correspondiente a 243 Coordinados, con el siguiente detalle de cumplimiento/incumplimiento (27/216 Coordinados) de esta exigencia.

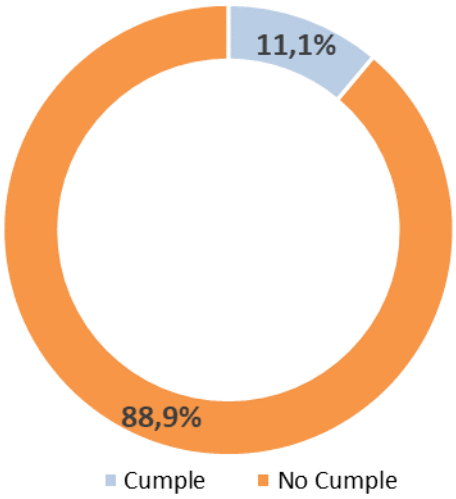

Figura 1: Cumplimiento de disponibilidad del SITR año 2020

La Figura muestra el histórico de disponibilidad del SITR en los últimos 4 años (consolidando SIC y SING cuando corresponde), la cual disminuyó en 2020 un 5,9% con respecto al año anterior. El detalle de esta información se puede encontrar en archivo Anexo.

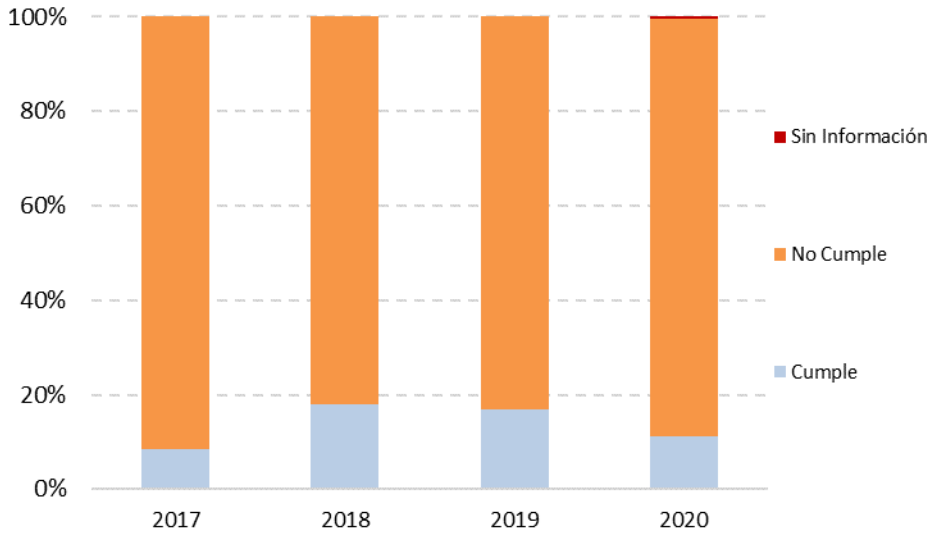

Figura 2: Cumplimiento de disponibilidad del SITR en los últimos 4 años.

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 2020, y cuyo detalle se incluye en archivo Anexo.

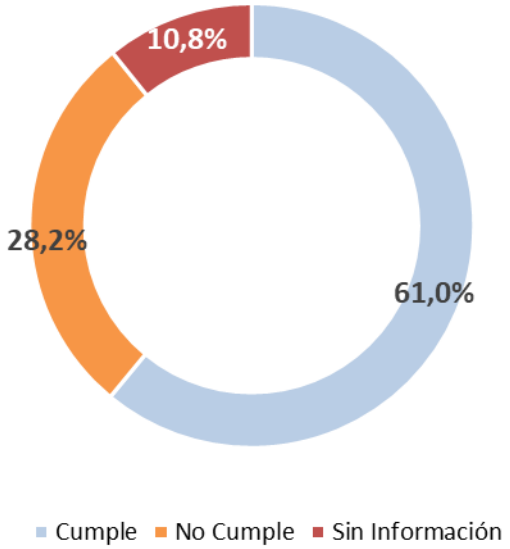

Figura 3: Cumplimiento de Tiempos de Actualización de SITR año 2020

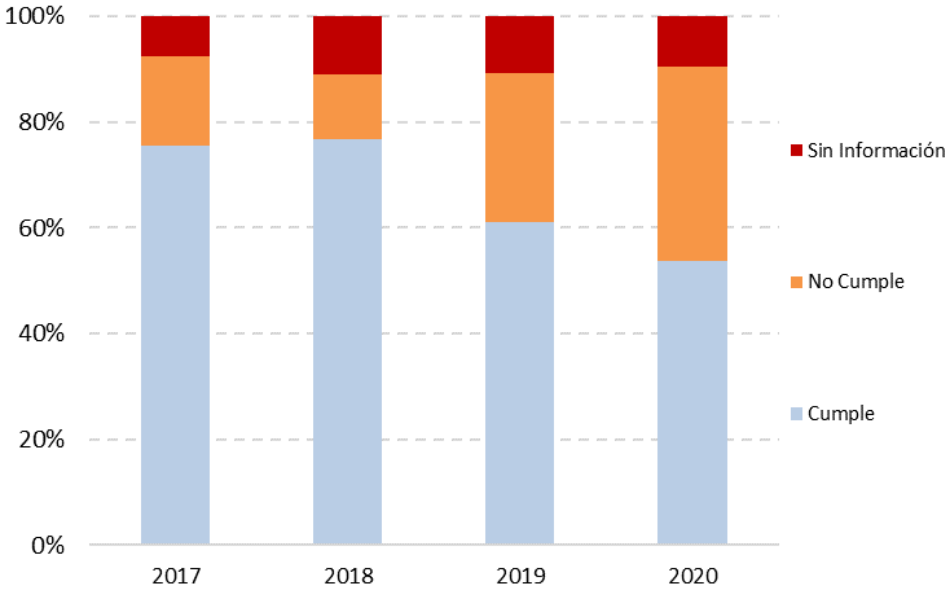

Figura 4: Cumplimiento de Disponibilidad del SITR en los últimos 4 años.

A partir de estos datos y lo indicado en la Figura 4 se observa un empeoramiento este último año de un 7,3% en el cumplimiento de 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 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 los canales:

Tabla 1: Resumen de disponibilidad del canal oficial y de los canales alternativos de los CC.

Centros de Control	Canal Oficial	Canales Alternativos
100%	66	16
De 0 a 100%	44	1
0%	22	1
No tiene	0	15

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 según lo señalado en el punto I del mismo artículo. 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.

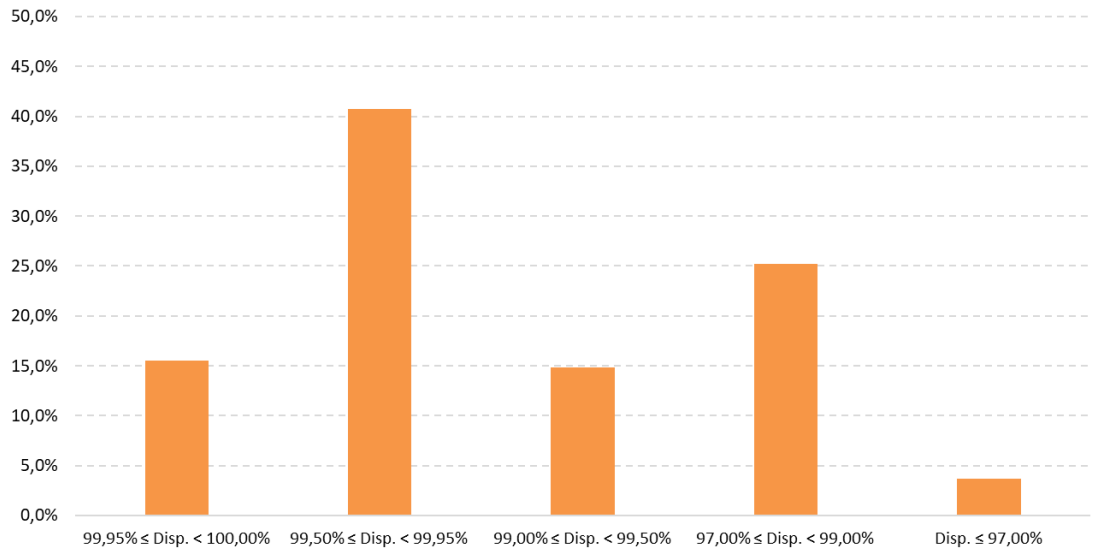

Figura 5: Cumplimiento de Disponibilidad de Canales de Teleprotección en 2020.

4. IMPLEMENTACIÓN DE AUTOMATISMOS

A continuación, se presenta el estado de los distintos automatismos disponibles en el SEN. Se incluye, además, una lista de Coordinados que cuentan con instalaciones habilitadas y que han cumplido con la prestación de los servicios de EDAC, EDAG, ERAG.

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

- **EFE:** Seguimiento de cumplimiento asociado a Caso TIMES 380194 (OF SEC 12399ACC 1201267). Coordinado Informa el 28 de diciembre de 2018 modificaciones en el Plan de Acción a Mediano Plazo, con plazo de regularización para el 2021.
- **Masisa:** Ya se realizó la actualización de firmware con la empresa MEISS INGENIERÍA (corte de energía mes de Septiembre 2020) y se corrigió, la fecha, actualmente sólo tenemos un desfase en la Hora de la tarjeta GPS. Falta realizar Pruebas con Telefónica para poder revisar el estado de las señales.
- **FPC Tissue:** Pendiente entrega de protocolos de pruebas asociados a las propuestas EDAC BF aprobadas.

EDAG

- **Enel Generación:** Mediante carta DE08359-20 ENEL informa que se encuentran desarrollando actividades en conjunto a Arco Energy para habilitar el automatismo.
- **Parque Eólico Taltal:** Mediante carta DE08359-20 ENEL informa que se encuentran desarrollando actividades en conjunto a Arco Energy para habilitar el automatismo.
- **Conejo Solar:** Mediante carta DE08359-20 ENEL informa que se encuentran desarrollando actividades en conjunto a Arco Energy para habilitar el automatismo.

ERAG

- **Enel Generación:** Mediante carta DE08359-20 ENEL informa que se encuentran desarrollando actividades en conjunto a Arco Energy para habilitar el automatismo.
- **Parque Eólico Taltal:** Mediante carta DE08359-20 ENEL informa que se encuentran desarrollando actividades en conjunto a Arco Energy para habilitar el automatismo.
- **Conejo Solar:** Mediante carta DE08359-20 ENEL informa que se encuentran desarrollando actividades en conjunto a Arco Energy para habilitar el automatismo.

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

5. INFORMACIÓN TÉCNICA DE INSTALACIONES Y EQUIPAMIENTOS

De acuerdo con lo dispuesto en el Capítulo 6-2 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 2020 es del orden del 89,6% (dimensión completitud). El detalle de la información utilizada para efectos de cuantificar este nivel de cumplimiento, se proporcionan en archivo Anexo.

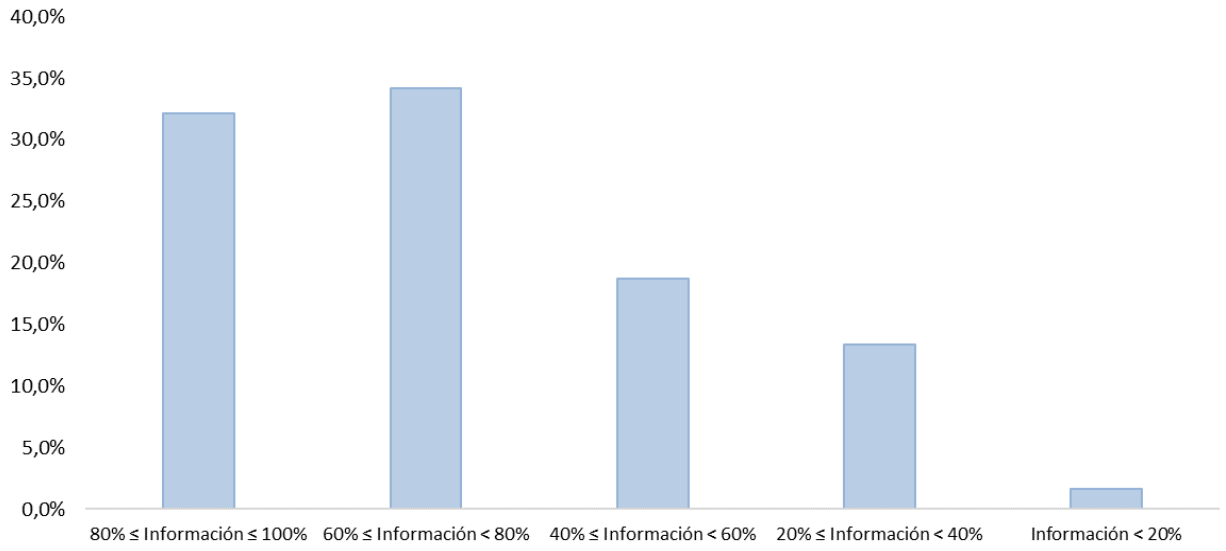

Figura 6: Distribución del cumplimiento de información de Coordinados para el año 2020.

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 pendientes, cuyo detalle se presenta en Anexo.

6.2. PRUEBAS DE VERIFICACIÓN

Las unidades generadoras declaradas con partida autónoma deben realizar al menos una prueba bianual certificada por un ente externo, previamente coordinada por el Coordinador. Del mismo modo, cada Coordinado deberá realizar una prueba anual certificada por un ente externo a la empresa, con la cual se verifique el correcto funcionamiento de los esquemas de telecontrol establecidos para la aplicación del PRS, simulando condiciones equivalentes a un apagón total.

Durante el año 2020 se tenían programadas 11 pruebas de partida autónoma de centrales, las cuales se reprogramaron por cuanto la Res. Exta. CNE N°145, de fecha 11 de mayo de 2020 prorrogó el plazo establecido en las disposiciones transitorias de la Norma Técnica de Servicios Complementarios. Se publicó nuevo cronograma preliminar de Verificación de Servicios Complementarios (SSCC) para el año 2021, que incluye la verificación de las Partidas autónomas de unidades de generación que participan del PRS. En Anexo se incluye la información relacionada con esta materia.

Respecto del sistema SCADA, se programaron un total de 12 pruebas, realizándose de forma efectiva un total de 5, según el siguiente detalle.

Tabla 2: Pruebas de funcionamiento SCADA.

Coordinado	Porcentaje de Implementación	
	Programado	Real
Enel Distribución	100,0%	100,0%
Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	100,0%	100,0%
Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A.	100,0%	100,0%
Charrúa Transmisora de Energía S.A.	100,0%	100,0%
Alto Jahuel Transmisora de Energía S.A.	100,0%	100,0%

7. PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS EXTREMAS (PDCE)

En el informe del Estudio de Plan de Defensa Contra Contingencias del año 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, con el siguiente alcance:

- **Fase 1:** Falla y desvinculación línea doble circuito Quillota-Polpaico 220 kV.
  - EDAG de las centrales que inyectan en S/E San Luis para reducir la transferencia post contingencia por la línea Quillota- Nogales 220 kV.
  - Modificaciones a los PSS de las unidades de la Central Guacolda, para una adecuada estabilización del sistema.
- **Fase 3:** Falla y desvinculación doble circuito San Luis - Quillota 220 kV.
  - Esquema automático de desconexión de la línea 2x220 kV San Luis – Agua Santa, lo que permite evitar sobrecargas en el sistema de 110 kV de la Quinta región costa (Chilquinta).
  - Modificación de ajustes de protecciones en líneas de 110 kV del sistema mencionado.
  - EDACxCEx ($\Delta f/\Delta t$) para compensar el déficit de potencia originado por la desconexión de las centrales que inyectan en San Luis. Este corresponde al mismo esquema implementado en la fase 2 del PDCE que se complementa con el EDAC BF vigente.

Cabe mencionar que la antigua Fase 2, cuyo alcance consideraba la Falla y desvinculación del sistema de transmisión Charrúa - Ancoa 500 kV se encuentra actualmente deshabilitada. Por otro lado, y como parte de la Fase 3, se encuentra pendiente el desarrollo de ensayos por parte del Coordinado Cemento Polpaico, sin que ello afecte el funcionamiento de ese esquema, con el siguiente detalle:

- **CEMENTO POLPAICO**: Avance 99,0%.

Este porcentaje corresponde al avance de las tareas que se indican a continuación:

- Implementación del EDACxCEx.
- Integración de señales al SCADA del CDC.
- Puesta en servicio.

El EDACxCEx (Δf/Δt) implementado se encuentra en servicio faltando verificar mediante ensayos el adecuado comportamiento del esquema del Coordinado Cemento Polpaico. Si bien este esquema se encuentra pendiente, los requerimientos mínimos del EDACxCEx se encuentran cubiertos por el resto de los consumos asociados cuya totalidad se encuentra actualmente en servicio.

El detalle de la información asociada a este punto se encuentra disponible en archivo Anexo.

Finalmente, respecto al PDCE de la Zona Norte, se verificó su eficacia. Este plan se encuentra en etapa de implementación. Además, el estudio definió que debe implementarse un nuevo PDCE Polpaico-Lo Aguirre 2x500 kV.

8. COMPENSACIÓN REACTIVA

En el 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.

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 2016 – diciembre 2020.

Similar al tratamiento efectuado en ocasiones anteriores, para el año 2020 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 quedan a disposición de los interesados en el sitio web del Coordinador Eléctrico. El cálculo considera las instalaciones, sus propietarios y topología existentes al 31 de diciembre de 2020.

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 514 unidades generadoras, de las cuales 405 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores.

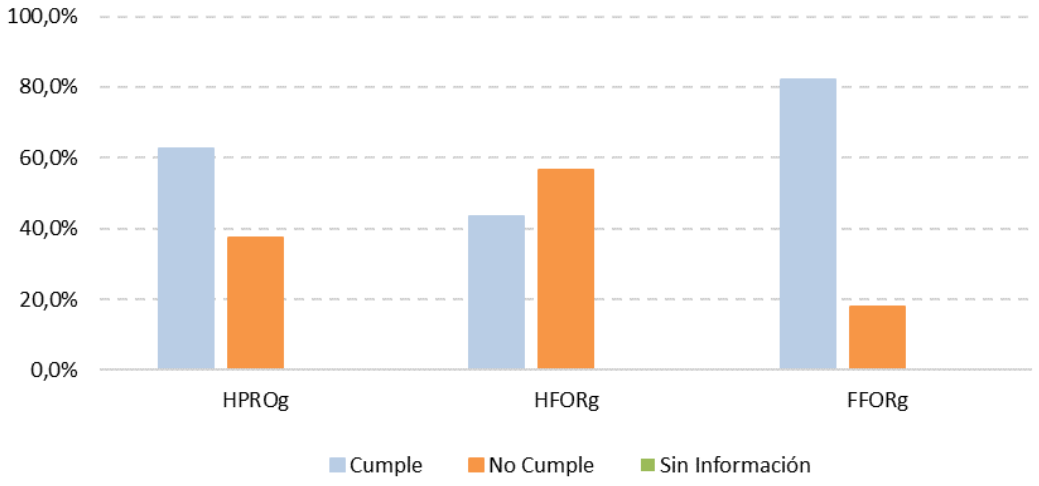

Figura 7: Cumplimiento de índices de generación.

Para el caso del Índice **Hprog**, los mayores incumplimientos lo registran unidades pertenecientes a la central diésel Iquique, así como unidades pertenecientes a la central diesel Mantos Blancos con diferencias del orden del 2.920% respecto del estándar exigido (300 como estándar versus un valor calculado del orden de 9.000). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra la unidad 1 de central Queltehues y la unidas 2 de central Los Molles, con diferencia del orden del 1,0% respecto del estándar exigido (300 como estándar versus un valor calculado de 303,0).

Para el caso del Índice **Hforg**, el mayor incumplimiento lo registra la central Laguna Verde con diferencia del orden del 11.890% respecto del estándar exigido (50 como estándar versus un valor calculado de 5.995). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra la central Curillinque con una diferencia del orden del 1,0% 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 unidad 1 de central Hidrobonito, con diferencia del orden del 305% respecto del estándar exigido (4,0 como estándar versus un valor calculado de 16,0). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra la unidad U15 de la central Termoeléctrica Tocopilla, con una diferencia del orden del 0,5% respecto del estándar exigido (12,0 como estándar versus un valor calculado de 12,02).

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 1.606 tramos, de los cuales 1.368 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.

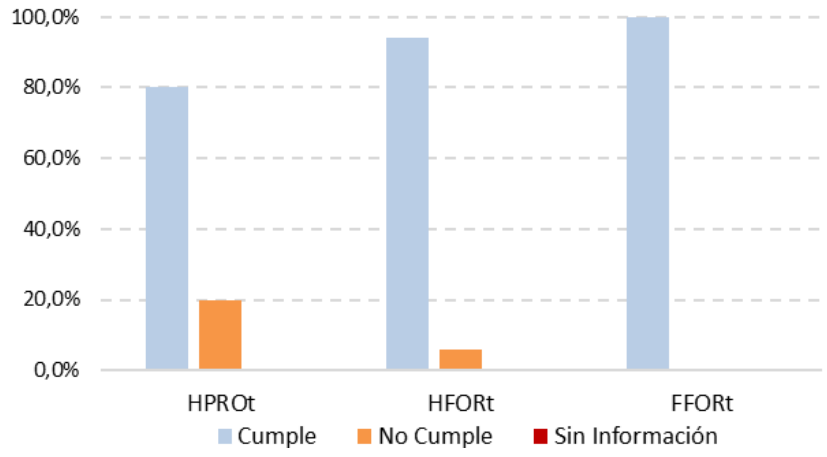

Figura 8: Cumplimiento de índices de transmisión – tramos Nacional

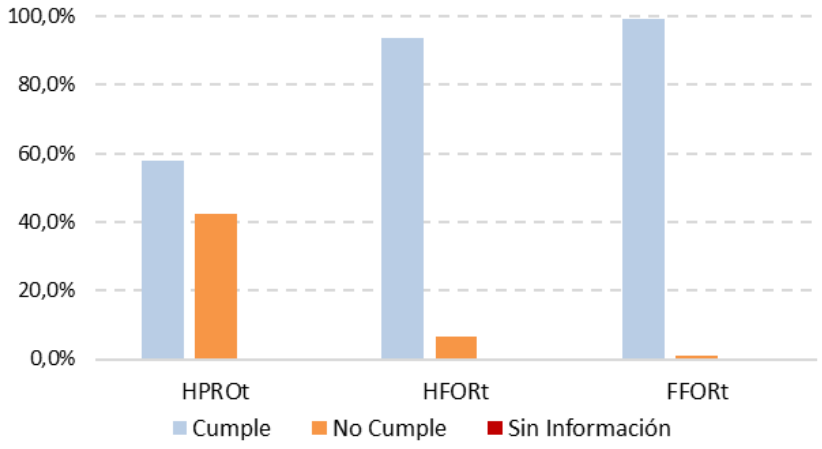

Figura 9: Cumplimiento de índices de transmisión – tramos Zonal

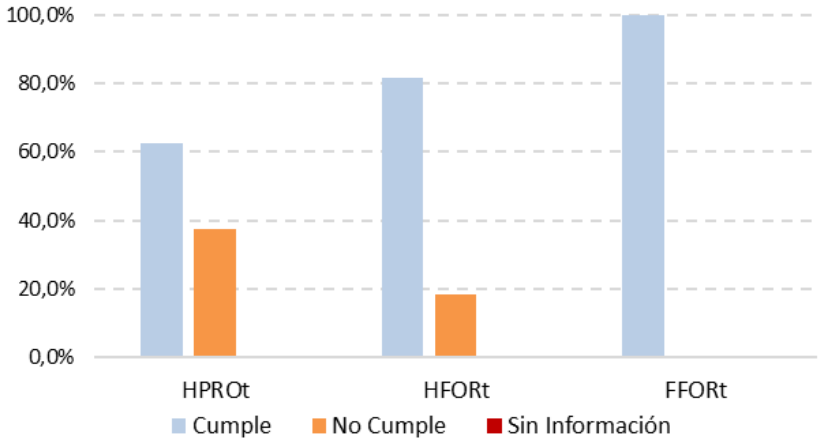

Figura 10: Cumplimiento de índices de transmisión – tramos Dedicado

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 3: Cumplimiento de índices de transmisión

Tramo	Índice	Nacional		Zonal		Dedicado	
		Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.
Maipo - Candelaria 220 kV C2	Hprot	5.824%					
Los Vilos - Las Palmas 220 kV C1	Hprot		5,0%				
Tap Talinay - La Cebada 220 kV C2	Hfort	2.071%					
Carrera Pinto - Diego De Almagro 220 kV	Hfort		86,0%				
Se verifica 100% cumplimiento	Ffort	-					
Se verifica 100% cumplimiento	Ffort		-				
Ventanas - Torquemada 110 kV C2	Hprot			8.965%			
Tap Cuya - Tap Chiza 110 kV C1	Hprot				0,3%		
Lagunillas - Tap Quiñenco 154 kV C1 Tap Quiñenco - Coronel 154 kV C1	Hfort			584%			
Florida - Vizcachas 110 kV C2	Hfort				6%		
Charrúa - Tap Santa Clara 66 kV C1	Ffort			28%			
Tap Santa Clara - Tap Tres Esquinas 66 kV	Ffort				8%		
Diego De Almagro - Llanta 110 kV C1 Llanta - Potrerillos 110 kV C1	Hprot					17.901%	
Santa Fe - Celulosa Pacífico 220 kV C1	Hprot						0,9%
Tap El Llano - SAG 220 kV C1	Hfort					13.677%	
Charra - Tap Maria Dolores 220 kV C1 Tap Maria Dolores - Laja 220 kV C1	Hfort						0,8%
Se verifica 100% cumplimiento	Ffort					-	
Se verifica 100% cumplimiento	Ffort						-

9.2.2. EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN

Sobre un universo de 1.495 equipos de transformación catastrados en el SEN, de los cuales 1.315 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores.

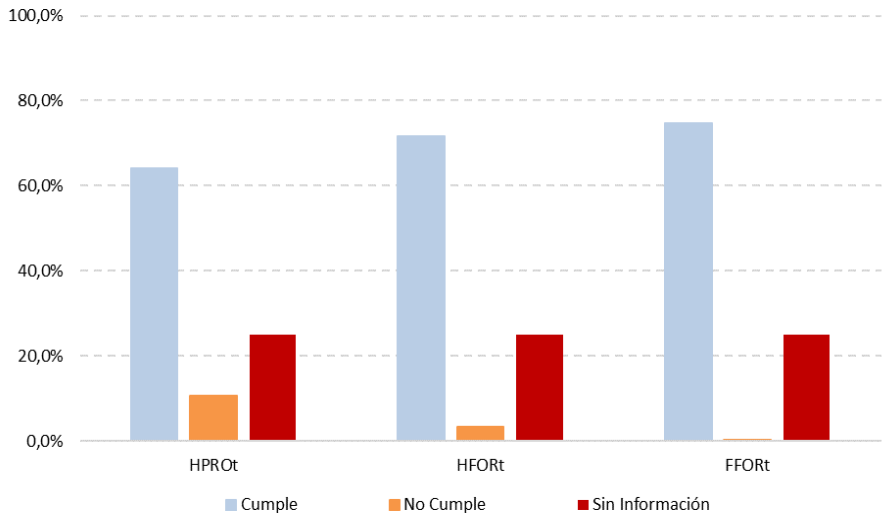

Figura 11: Cumplimiento de índices de transmisión – equipos de transformación

Para el caso del Índice **Hprot**, el mayor incumplimiento lo registra el transformador Minero 230/115/13.8KV 100/133/167MVA 1 de Colbún, con diferencia del orden del 4.769% respecto del estándar exigido (30,0 como estándar versus un valor calculado de 1.460,7). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra el transformador Monturaqui 69/34.5 kV T3 de Minera Escondida, con diferencia del orden del 0,5% respecto del estándar exigido (30,0 como estándar versus un valor calculado de 30,1).

Para el caso del Índice **Hfort**, el mayor incumplimiento lo registra el transformador Ovalle 110/66/13.2kV 30MVA 3 de CGE, con diferencia del orden de 1.618% respecto del estándar exigido (45,0 como estándar versus un valor calculado de 773,3). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra el transformador Radomiro Tomic 220/23 kV N°1 de Codelco, con diferencia del orden del 4,2% respecto del estándar exigido (45,0 como estándar versus un valor calculado de 46,9).

Finalmente, para el caso del Índice **Ffort**, el mayor incumplimiento lo registra el transformador LEBU 13.2/66KV 10MVA (Para Parque Eolico) con diferencia del orden del 100% respecto del estándar exigido (1,0 como estándar versus un valor calculado de 2,0). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra el transformador ITAHUE TR4 225/161/69KV 100MVA 3U BANCO del coordinado Transelec, con diferencia del orden del 20% respecto del estándar exigido (1,0 como estándar versus un valor calculado de 1,2).

9.2.3. EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

Para el caso de los equipos de compensación catastrados en el SEN, conformados por 448 equipos que incluyen bancos de condensadores, compensadores, condensadores serie y reactores, y de los cuales 403 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se tiene el siguiente gráfico:

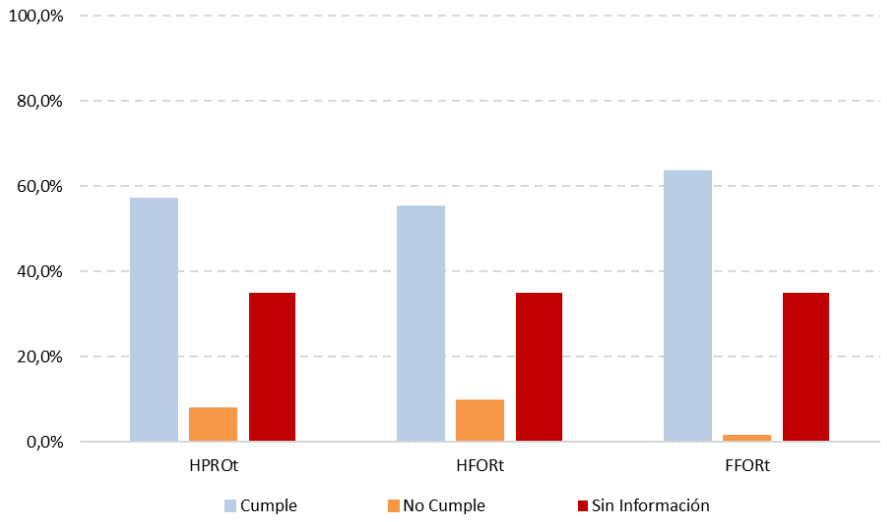

Figura 12: Cumplimiento de índices de transmisión – equipos de compensación

Para el caso del Índice **Hprot,** el mayor incumplimiento lo registra el RE S/E Escondida 220 kV-BP1-Reactor N°3 de Minera Escondida, con diferencia del orden del 14.543% respecto del estándar exigido (30,0 como estándar versus un valor calculado de 4.392,9). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra el equipo CER S/E CARDONES JT4 220 kV 100 MVAr, con diferencia del orden del 11,6% respecto del estándar exigido (30,0 como estándar versus un valor calculado de 33,5).

Para el caso del Índice **Hfort**, el mayor incumplimiento lo registra el BC S/E CERRO CALERA 1 12KV 2.5 MVAr de Colbún con diferencia del orden de 7.098% respecto del estándar exigido (45,0 como estándar versus un valor calculado de 3.239,2). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra el equipo BC S/E COPIAPO CCE5 13.8KV 5 MVAr, con diferencia del orden del 7,5% respecto del estándar exigido (45,0 como estándar versus un valor calculado de 48,4).

Finalmente, para el caso del Índice **Ffort**, el mayor incumplimiento lo registra el equipo de compensación CER S/E MAITENCILLO JT3 13.2KV 24MVAR de Transelec con diferencia del orden del 360% respecto del

estándar exigido (1,0 como estándar versus un valor calculado de 4,6). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra el equipo de compensación CER S/E PAN DE AZÚCAR JT6 13.2KV 24MVAR de Transelec con diferencia del orden del 20,0% respecto del estándar exigido (1,0 como estándar versus un valor calculado de 1,2).

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.

Respecto a estas exigencias, a continuación, se lista el estado de empresas en situación de no cumplimiento. Dichos estados se agrupan de la siguiente manera:

- NO CONECTADO, CON RESPUESTA CRONOGRAMA: Empresa coordinada no ha incorporado sus medidores a la plataforma del Coordinador, sin embargo, informa cronograma de trabajo para subsanar incumplimiento.
- PROCESO DE NORMALIZACION: Empresa coordinada ha desarrollado trabajos para normalizar equipos de medida y enlace de comunicaciones, pero no ha normalizado la totalidad de sus instalaciones.
- SIN RESPUESTA: A la fecha, empresa coordinada no ha enviado cronograma de trabajo.

Tabla 4: Sistema de Medidas para Transferencias Económicas – Coordinados en estado de No Cumplimiento

Empresa	Incumplimiento 2020	Total puntos 2020	Avance 2020	Estado Cumplimiento
CAP CMP	1	22	**95%**	SIN RESPUESTA
CGE	16	955	**98%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
EFE	13	27	**52%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
CONTRA	1	2	**50%**	SIN RESPUESTA
CURILEUFU	2	4	**50%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
DOSAL	1	2	**50%**	SIN RESPUESTA
ENEL	1	41	**98%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
ENGIE	6	175	**97%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
EMEL	4	79	**95%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
EMELCA	1	3	**67%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
ENAP	3	9	**67%**	NO CONECTADO, CON RESPUESTA CRONOGRAMA
FRONTEL	2	53	**96%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
ENEL GENERACION	2	129	**98%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
ENERGIAS DEL FUTURO	1	2	**50%**	SIN RESPUESTA
IMELSA	1	5	**80%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
ERNC I	1	3	**67%**	SIN RESPUESTA
MASISA	1	2	**50%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN

Empresa	Incumplimiento 2020	Total puntos 2020	Avance 2020	Estado Cumplimiento
HIDROELECTRICA TRUENO	1	2	**50%**	NO CONECTADO, CON RESPUESTA CRONOGRAMA
SGA	1	15	**93%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
SQM	1	2	**50%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
MANTOS COPPER	2	5	**60%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
STS	1	229	**100%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
MINERA FRANKE	1	2	**50%**	SIN RESPUESTA
MINERA SPENCE	1	7	**86%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
NORVIND	1	2	**50%**	NO CONECTADO, CON RESPUESTA CRONOGRAMA
TRANSELEC	11	425	**97%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
RIO PUMA	1	2	**50%**	SIN RESPUESTA
SDGX01	1	2	**50%**	NO CONECTADO, CON RESPUESTA CRONOGRAMA
TAMM	1	2	**50%**	SIN RESPUESTA
TECK-CARMEN DE ANDACOLLO	1	2	**50%**	SIN RESPUESTA
MINERA ESCONDIDA	3	70	**96%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
GUACOLDA	5	17	**71%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
GENERADORA METROPOLITANA	2	12	**83%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
EMELDA	2	3	**33%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
ELECTRICA COLINA	1	6	**83%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
GNL QUINTERO	2	3	**33%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
HIDROELECTRICA LA ARENA	1	3	**67%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
MINERA ALTOS DE PUNITAQUI	1	2	**50%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
ENERGIA COYANCO	1	2	**50%**	SIN RESPUESTA
CAPULLO	1	4	**75%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
LOS_PUQUIOS	1	2	**50%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
ELECTRICA SAN MIGUEL	1	2	**50%**	SIN RESPUESTA
PACIFIC HYDRO	1	9	**89%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
LA_HUAYCA	1	2	**50%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
PARQUE EOLICO TALTAL	1	3	**67%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
ALMEYDA SOLAR	1	25	**96%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
EGP DEL SUR	1	25	**96%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
HORMIGA SOLAR	1	2	**50%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
PARQUE EOLICO RENAICO	1	13	**92%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
PARQUE SOLAR SAN JAVIER	1	2	**50%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN

Empresa	Incumplimiento 2020	Total puntos 2020	Avance 2020	Estado Cumplimiento
TEATINOS ENERGIA	1	2	**50%**	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
HIDROELECTRICA EL PASO	3	5	**40%**	SIN RESPUESTA
AGRICOLA ANCALI	1	1	**0%**	SIN RESPUESTA