

---

# ESTUDIO DE CONTINUIDAD DE SUMINISTRO

Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar

---

GERENCIA DE OPERACIÓN



Diciembre 2021

**Estudio de Continuidad de Suministro  
Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar**

## 1 OBSERVACIONES DE MINERA VALLE CENTRAL.

### 1.1 Observación nº1

De la Tabla 5-43: Puntos de control con mayores índices FMIK, TTIK y ENS promedio entre 2016 y 2020 en Rancagua.

Índice de continuidad	Empresa	Barra	Rancagua					Media
			2016	2017	2018	2019	2020	
	CMPC TISSUE	BA S/E PAPELERA TALAGANTE 66KV	10,5	1,0	1,5	4,5	5,0	4,5
	MINERA VALLE CENTRAL	BA S/E MINERA VALLE CENTRAL 154KV	9,6	5,1	1,5	3,0	3,0	4,4
	CGE	BA S/E BUIN (TRANSNET) 15KV C2	6,4	6,2	2,0	6,4	1,0	4,4
TTIK	MINERA VALLE CENTRAL	BA S/E MINERA VALLE CENTRAL 154KV	19,4	5,2	10,2	14,2	57,6	21,3
	CGE	BA S/E EL MANZANO (TRANSNET) 15KV	11,6	48,8	5,5	24,6	9,4	20,0
	CGE	BA S/E LAS CABRAS 15KV	9,8	14,8	5,2	17,0	15,7	12,5
	CMPC TISSUE	BA S/E PAPELERA TALAGANTE 66KV	17,5	0,2	1,0	7,4	5,4	6,3
	CGE	BA S/E TUNICHE 15KV	15,4	0,5	4,2	6,7	1,1	5,6
ENS	MINERA VALLE CENTRAL	BA S/E MINERA VALLE CENTRAL 154KV	771,1	149,5	387,4	315,3	7,5	326,2
	CMPC TISSUE	BA S/E PAPELERA TALAGANTE 66KV	321,5	2,7	26,0	126,5	94,9	114,3
	CGE	BA S/E LAS CABRAS 15KV	62,1	147,9	33,9	71,0	136,5	90,3
	CGE	BA S/E EL MANZANO (TRANSNET) 15KV	47,6	217,4	15,5	63,0	40,8	76,9
	CGE	BA S/E FATIMA 15KV BP1	260,4	37,8	29,2	0,8	16,0	68,8

Los valores TTIK indicados para Minera Valle Central para los años **2016, 2018 y 2019** difieren a los indicados en el Informe definitivo Estudio de Continuidad de Suministro 2020, diciembre 2020.

Tabla 81 Puntos de control con mayores índices TTIK promedio entre 2015 y 2019 en la zona de Rancagua

11-Rancagua	EMPRESA	TTIK Barra	2015	2016	2017	2018	2019	MEDIA
	CGE	BA S/E EL MANZANO (TRANSNET) 15 KV	5.4	11.6	48.8	5.5	24.6	19.2
	CGE	BA S/E LAS CABRAS 15 KV	0.3	9.8	14.8	5.2	17.0	9.4
	MINERA VALLE CENTRAL	BA S/E MINERA VALLE CENTRAL 154 KV	1.7	20.8	5.2	10.5	6.3	8.9
	CMPC TISSUE	BA S/E PAPELERA TALAGANTE 66 KV	10.0	9.9	0.2	1.3	9.2	6.1
	CGE	BA S/E TUNICHE 15 KV	4.8	11.7	0.5	4.2	6.7	5.6

Los valores ENS indicados para Minera Valle Central para los años **2016 y 2019** difieren a los indicados en el Informe definitivo Estudio de Continuidad de Suministro 2020, diciembre 2020.

Tabla 83 Puntos de Control con mayor ENS promedio entre 2015 y 2019 en la zona de Rancagua

11-Rancagua EMPRESA	ENS Barra	2015	2016	2017	2018	2019	MEDIA
MINERA VALLE CENTRAL	BA S/E MINERA VALLE CENTRAL 154 KV	37.1	735.5	149.5	387.4	17.1	265.3
CMPC TISSUE	BA S/E PAPELERA TALAGANTE 66 KV	149.1	168.6	2.7	17.7	126.5	92.9
CODELCO CHILE - DIVISIÓN EL TENIENTE	BA S/E MINERO 110 KV BP2	254.5	111.0	0.0	74.8	0.0	88.1
CODELCO CHILE - DIVISIÓN EL TENIENTE	BA S/E MINERO 110 KV BP1	254.5	111.0	0.0	0.0	0.0	73.1
CGE	BA S/E EL MANZANO (TRANSNET) 15 KV	8.4	47.6	217.4	15.5	63.0	70.4

Los valores antes descritos se deben corregir tanto en las tablas como en los párrafos donde se mencionan.

### **Respuesta n°1:**

Tal como se señala, existen diferencias en los índices TTIK y ENS en los años 2016, 2018 y 2019 para el punto de control Minera Valle Central 154 kV entre el estudio del presente año y el del año 2020. Esto obedece principalmente a actualizaciones y mejoras a la base de datos con la que se trabaja continuamente.

Lo dicho anteriormente se consigna en el capítulo 5 de “Antecedentes de la Base de Datos” del informe preliminar en el siguiente párrafo:

“Notar que los valores de los índices FMIK, TTIK y ENS para los años 2016 al 2020 mostrados en el presente capítulo pueden diferir de los indicados en informes anteriores, esto se debe principalmente al aumento y eliminación de puntos de control; correcciones y mejoras en la base de datos; y a la estimación de información de puntos de control que no poseían información”.

Sin perjuicio de lo anterior, particularmente los índices del año 2019 fueron revisados comparativamente con las bases de los 2 últimos años de estudios, determinando que la diferencia tanto del TTIK y la ENS al cálculo de los índices ante una interrupción no considerada anteriormente, la cual obedece al mantenimiento e inspección de aislación de equipos primarios y aisladores de patio de alta tensión y que contempla un tiempo de interrupción de 7,9 horas y una potencia de interrupción de 37,6 MW, alcanzado una ENS equivalente a 297 MWh.

### **1.2 Observación n°2**

Para el año 2020, se señala en el informe “En el 2020 se destaca un alza significativa en el punto Minera Valle Central 154 kV, alcanzando 57,6 (horas /veces), y cuya interrupción más relevante alcanzo las 45 horas por reparación de mufas en línea de 23 kV”. El valor de ENS (7,5) para el año 2020 no cuadra con este indicador (TTIK). El punto de conexión de Minera Valle Central es en 154 kV, no en 23 kV. Favor revisar este KPI.

### **Respuesta n°2:**

Efectivamente, el valor calculado de TTIK para ese año en el punto de control de Minera Valle Central 154 kV es de 57,6 (horas /veces), esto debido principalmente a 2 interrupciones consecutivas que se registraron de 11,38 y 45,75 horas cada una, y que según se establece en el cálculo de índices de

continuidad publicados mensualmente por parte de Coordinador, obedecen al mantenimiento e inspección de aislación de equipos primarios y aisladores de patio de alta tensión y línea 154 kV MVC y a la reparación de mufas en el lado de 23 kV, donde este último a su vez afectando al punto de control señalado.

Se corrige modificando el texto señalado quedando de la siguiente manera:

“En el 2020 se destaca un alza significativa en el punto de control Minera Valle Central 154 kV, alcanzando 57,6 (horas /veces), y cuyas interrupciones más relevantes registraron 11,38 y 45,75 horas antes de restituir el suministro. Dichas interrupciones fueron de manera consecutiva y obedecen al mantenimiento e inspección de aislación de equipos primarios y aisladores de patio de alta tensión y línea 154 kV MVC y a la reparación de mufas en el lado de 23 kV, afectando el punto de control señalado”.

Luego, con respecto al valor de ENS para el punto Minera Valle Central 154 kV equivalente a 7,5 MWh, corresponde a la suma total de todas las interrupciones registradas en el año 2020, alcanzado ese valor con 4 interrupciones. Las interrupciones más relevantes para el TTIK, mencionadas en el párrafo anterior se consolidaron en los registros de los Tiempos de Restablecimiento de Suministro (TRS) con una Potencia de Interrupción de 0,1 MW cada una, por lo que la ENS para estas 2 interrupciones equivalen a 1,138 MWh y 4,575 MWh. Las otras 2 interrupciones consolidadas se registran con una potencia de interrupción superior equivalente a 1,72 y 1,76 MW cada una, sin embargo, los tiempos de restablecimiento alcanzan se consolidan con 0,48 y 0,51 horas respectivamente, contribuyendo al registro con una sumatoria de ENS de 1,74 MWh.

Finalmente, un alto TTIK no siempre conduce a un ENS superior, ya que este último no solo depende del tiempo de restablecimiento de suministro, sino que también, a la potencia de interrupción que se registra tanto en cálculos mensuales de los índices de continuidad, como en el registro de los TRS que también se publican mensualmente por parte del Coordinador.

## 2 OBSERVACIONES DE INTERCHILE S.A.

**Nota del Coordinador:** A partir de las observaciones realizadas por Interchile S.A. se ha realizado una revisión completa de las plantillas utilizadas para el cálculo de los índices de indisponibilidad, en las cuales se determinó tratar nuevamente la base de datos considerando lo siguiente:

- 1) Se han revisado el número completo de instalaciones consideradas para uso estadístico, ya que, si bien los índices son calculados para observación en una ventana móvil de 60 meses o en su defecto los meses disponibles para la instalación si este es inferior a 60, los valores límites son exigibles a partir que las instalaciones contemplen 5 años de estadística real, según artículo 9-2 de la NTSyCS, por lo que solo se considerarán las que cumplan con este último requisito.
- 2) Se ha revisado la metodología 4.7.2 que establece nuevo índice de indisponibilidad de transmisión, donde añade un nuevo ítem en 6) que limitan el valor normativo adoptado en pasos anteriores, de manera de aclarar el procedimiento de las plantillas de cálculo, quedando de la siguiente forma:

### **4.7.2 Metodología para establecer nuevo índice de indisponibilidad de transmisión:**

...

- 6) Los valores límites adoptados en 3), 4) o 5) se restringen a variaciones de hasta un 25% del límite actual.
  - 7) Los valores límites propuestos de HPROt y HFORT determinados según lo anterior se redondean en fracciones enteras de 5 horas y los de FFORT al entero superior más próximo.
- 3) Si bien la normativa vigente no distingue entre las unidades principales y de reserva, donde, además, estas últimas son parte o están sujetas a cálculos de índices de indisponibilidad que se reportan mensualmente por parte del Coordinador, se ha decidido que no formen parte de la estadística para efectos de este estudio, puesto que en la base anterior más reciente estas tampoco fueron consideradas.

Adicionalmente, hay que señalar que, el registro de indisponibilidades se realiza para las instalaciones según su modelación en la Base de Datos de Infotécnica. Por otro lado, el reporte de indisponibilidades forma parte del proceso de Calidad de Suministro y Producto, el cual es publicado mensualmente por parte del Coordinador según lo dispuesto en el Art.6-16 de la NTSyCS. En dichas instancias, a través de la plataforma de observaciones, se compilan las observaciones de las empresas realizando las modificaciones y correcciones que correspondan. Posteriormente, con las correcciones ya consolidadas y en base a la publicación más reciente a la fecha de ejecutar este estudio, se comienzan a aplicar las metodologías de cálculo de índices de indisponibilidad y los resultados derivados del proceso que comprende este estudio.

A continuación, se presentan en las respuestas a las observaciones realizadas por parte de la empresa coordinada.

## 2.1 Observación nº1

- a) En Tabla 4-3 se indican que las instalaciones Mayor o igual que 500kV son 13, pero en el documento IndisplLineas\_0821 -SEN se listan **28** instalaciones.

Nivel de Tensión	N° Instalaciones SEN
Mayor o igual que 500 kV	13
Mayor o igual que 220 kV y menor que 500 kV	468
Mayor o igual que 100 kV y menor que 220 kV	576
Mayor o igual que 44 kV y menor que 100 kV	541
Transformadores	1540
Equipos serie y compensación	474
Total	3612

- b) Capítulo 4.7. Favor indicar el por qué se utilizan los estándares aplicados por ANEEL y no otra referenciamiento. No queda claro los criterios de usar esta referencia, tales como características de instalaciones, rangos de niveles de tensión para agrupación de las instalaciones o si tiene valores establecidos que tienen una desviación aceptable a los límites establecidos en la NTSyCS., entre otras.

### Respuesta nº1:

- a) Se acoge la observación y se corrige el informe definitivo. Efectivamente las líneas de mayor o igual a 500 kV poseen un valor erróneo de 13, sin embargo, de acuerdo con el conjunto de observaciones que se acogen con posterioridad, se decidió hacer una verificación completa de la estadística y la aplicación nuevamente de la metodología, actualizando la tabla en su totalidad. En particular el número de líneas de 500 kV que cumplen con los 5 años acumulados de estadísticas son únicamente 8.
- b) La metodología de referenciación con estándares ANEEL fue propuesta y utilizada por primera vez en el Estudio de Continuidad de Suministro publicado el año 2017, siguiendo las recomendaciones propuestas por el consultor Estudios Energéticos el año 2015, el cual señala que no se recomienda el uso de estadística internacional para análisis de indisponibilidad a nivel de transmisión para efectos de comparación, esto último debido a que parte sustancial del diseño de las líneas es una ingeniería “a medida” de las condiciones ambientales específicas. A partir de esto último, se adoptan referencias estándares y no estadísticas, siendo ANEEL la referencia más próxima para este tipo de estudios.

Con respecto a los criterios a las instalaciones y rangos de niveles de tensión, estos son establecidos en la NTSyCS en los artículos 5-53, 5-54 y 5-55, lo cual es complementado en el Anexo Técnico “Informe de Calidad de Suministro y Calidad de Producto” en los artículos

8 y 9, donde se establece que se entiende como instalación y su respectiva definición, lo que da pie a su agrupación.

## 2.2 Observación nº2

a) Plantilla IndispTX\_ANEEL\_SEN\_25%\_ECS2021.

Índices de Disponibilidad	Líneas entre 44 a 100 kV	Líneas entre 100 a 220 kV	Líneas entre 220 a 500 kV	Líneas de más de 500 kV	Transformadores	Equipos de Compensación
<b>LÍMITES DE DURACIÓN ANUAL DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA [h/año/unidad]</b>						
1	NTSyCS: HPROt ACTUAL	15	20	20	20	30
2	Modelo SEN: X25%	19	85	53	36	21
3	ANEEL	26	21	21	38	21
4	HPROt SUGERIDO	20	20	20	20	25

Figura 1 - HPROt Sugerido- IndispTx.

a.1. **Indisponibilidad programada Para líneas 220 kV a 500 kV:** El rango es de 20-21 y el valor objetivo modelo SEN es de 53. De acuerdo a criterios del punto 4.7.2 del documento en revisión, punto 4) si el valor objetivo excede el rango de referencia, entonces se adopta como límite normativo el valor mayor del límite (21).

De acuerdo al punto 6) En este caso el valor 21 al redondear a fracciones enteras de 5 horas, el nuevo índice debiese ser **25**.

a.2. **Indisponibilidad programada Para líneas 100 kV a 220 kV:** El rango es de 20-21 y el valor objetivo modelo SEN es de 85. De acuerdo a criterios del punto 4.7.2 del documento en revisión, punto 4) si el valor objetivo excede el rango de referencia, entonces se adopta como límite normativo el valor mayor del límite (21).

De acuerdo al punto 6) En este caso el valor 21 al redondear a fracciones enteras de 5 horas, el nuevo índice debiese ser **25**.

a.3. **Indisponibilidad Forzada Para líneas 100 kV a 220 kV:** El rango es de 2-15 y el valor objetivo modelo SEN es de 9. De acuerdo a criterios del punto 4.7.2 del documento en revisión, punto 5) si el valor objetivo del SEN se mantiene dentro del rango establecido se adopta como límite normativo restringido a variaciones de hasta un 25% del límite actual.

El documento propone nuevo límite de 10, pero la variación es mayor a un 25% de 15 que es el límite actual. Por lo tanto, se debe mantener como limite el valor de 15.

Índices de Disponibilidad	Líneas entre 44 a 100 kV	Líneas entre 100 a 220 kV	Líneas entre 220 a 500 kV	Líneas de más de 500 kV	Transformadores	Equipos de Compensación
<b>LÍMITES DE DURACIÓN ANUAL DE INDISPONIBILIDAD FORZADA [h/año/unidad]</b>						
1	NTSyCS: HFORt ACTUAL	30	15	10	5	45
2	Modelo SEN: X25%	7	9	9	13	5
3	ANEEL	1	2	2	2	1
4	HFORt SUGERIDO	25	10	10	5	35

Figura 2 - HFORt Sugerido- IndispTx.



a.4. En la planilla se indica que las líneas de más de 500 kV mantienen estándares por tener estadísticas insuficientes. Se solicita aclarar qué se considera como estadística suficiente, considerando que las líneas de 500 kV también podrían entrar en esta categoría, sin embargo, se encuentran agrupadas junto a instalaciones de 220 kV.

a.5. Los rangos de tensión establecidos en esta plantilla para agrupar las instalaciones difieren de lo establecido en el Artículo 5-55 de NTSyCS.

Por ejemplo, de acuerdo a la NTSyCS las líneas de 500 kV tienen sus límites en HPROT=20; HFORT=5; FFORT=2.

Nivel de Tensión	HPROt	HFORT	FFORT
Mayor o igual que 500 [kV]	20	5	2
Mayor o igual que 220 [kV] y menor que 500 [kV]	20	10	3
Mayor o igual que 100 [kV] y menor que 220 [kV]	20	15	4
Mayor o igual que 44 [kV] y menor que 100 [kV]	15	30	5
Transformadores, equipos serie y compensación	30	45	1

Figura 3 - Valores límites establecidos NTSyCS.

Pero de acuerdo a los rangos indicados en plantilla TX\_ANEEL\_SEN\_25%\_ECS2021 “Líneas entre 220 a 500 kV” se indica que la norma actual es HPROT=20; HFORT=10; FFORT=3.

Índices de Disponibilidad	Líneas entre 44 a 100 kV	Líneas entre 100 a 220 kV	Líneas entre 220 a 500 kV	Líneas de más de 500 kV	Transformadores	Equipos de Compensación

Figura 4 - Rango agrupación Instalaciones - TX\_ANEEL\_SEN\_25%\_ECS2021.

**Respuesta n°2:**

a) Plantilla IndispTX\_ANEEL\_SEN\_25%\_ECS2021.

a.1. El valor se mantiene en **20** y no en **25** como se sugiere. El valor se redondea en fracciones de 5 al valor más próximo, no confundir para el caso de la FPROt.

a.2. El valor se mantiene en **20** y no en **25** como se sugiere. El valor se redondea en fracciones de 5 al valor más próximo, no confundir para el caso de la FPROt.

a.3. El valor se ajusta a **15** como se sugiere, esto en base a las consideraciones explicadas en la nota inicial a las observaciones. El valor se redondea en fracciones de 5 al valor más próximo, no confundir para el caso de la FPROt.

a.4. De acuerdo con lo establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), el artículo 5-55 indica que el cálculo de los índices de indisponibilidad se debe realizar en una ventana móvil de 60 meses, el cual se realiza para todas las instalaciones que la norma técnica establece. Sin embargo, para dar cumplimiento a la propuesta de valores sugeridos por parte del Coordinador, según el artículo 9-3 de la misma norma, es necesario disponer de una estadística real de 5 años por instalación, lo cual no se cumple de manera mayoritaria, ni mucho menos de manera

íntegra por parte de las líneas de 500 kV o superior. Dicho lo anterior, y dado el número reducido de líneas consideradas a la fecha para este estudio en comparación al total de estas, a partir del estudio del año 2023 se contará de manera mayoritaria con estadística acumulada de 5 años de dichas instalaciones, sin embargo, se debe destacar que no necesariamente implica que el valor sugerido deba cumplirse para todas la instalaciones.

Adicionalmente, se aclara que la agrupación se realizó bajo criterio de NTSyCS, esto es, como se indica en la Figura 3 con límites inferiores inclusive y límites superiores excluyentes, por lo que las líneas de 500 kV no se encuentran agrupadas junto a las líneas de 220 kV.

a.5. Dado los rangos establecidos por la NTSyCS, y la confusión de acuerdo con los encabezados de las tablas utilizadas, se establecerán nuevas nomenclaturas que eviten la confusión de agrupamientos de las instalaciones de líneas de transmisión.

### **2.3 Observación nº3**

- a) Medición de indisponibilidad de circuitos tras proyectos de seccionamientos.

Se solicita aclarar la metodología de cálculo de indisponibilidad para nuevos tramos que surgen de proyectos de seccionamiento.

La línea Encuentro -Lagunas 2X220 kV lleva un registro de indisponibilidad acumulada desde su fecha de puesta en servicio, sin embargo, con el seccionamiento ahora son nuevos tramos: Ana María - Lagunas 2x220 y Ana María - Encuentro 2x220 kV. Se solicita aclarar si su cálculo de indisponibilidad comienza desde cero de acuerdo a la nueva fecha de entrada (16-08-2021) o existe alguna ponderación de acuerdo a lo medido originalmente para el Tramo Encuentro Lagunas.

- b) Medición de indisponibilidad a unidades de reserva.

Se está midiendo indisponibilidad para las unidades monofásicas de reserva de Reactores de línea y Autotransformadores.

No se debe medir indisponibilidad a estas unidades de reserva, dado que el diseño e implementación de estas unidades de este dado para mejorar la “disponibilidad del banco” (unidades principales) a los cuales si se les debe medir indisponibilidad como el conjunto de sus 3 unidades principales.

- c) Medición de indisponibilidad a SVC Nueva Pan de Azúcar.

El SVC de Nueva Pan de Azúcar es una sola instalación, que se compone por 6 ramas en las cuales hay dos ramas con un CER, y otras 4 con reactores. Este diseño se implementa para aumentar la disponibilidad de la instalación.

Se está midiendo indisponibilidad por cada uno de los equipos que componen al SVC y no está siendo considerado como un todo.

La desconexión programada o forzada de uno o más de los equipos de sus ramas no implica una Indisponibilidad del SVC, dado que el SVC sigue en condiciones de compensar energía

Reactiva (Artículo 10 de Anexo Técnico Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto) operando en un modo degradado, solo limitando su capacidad.

Se solicita confirmar la metodología de medición de indisponibilidad para el SVC de Nueva Pan de Azúcar.

Se sugiere revisar Plataforma Neomante y la asociación de equipos para los diferentes ingresos de solicitudes de Desconexión e Informes de Falla, de manera tal de medir la indisponibilidad total del equipo y no de cada uno de sus componentes.

**Respuesta n°3:**

- a) La metodología para el cálculo de indisponibilidad, considera que el seccionamiento de un tramo implica una readecuación de la instalación para efectos estadísticos, por lo cual, cada seccionamiento hereda la historia existente de la línea, (esto en el caso que se cumpla con el criterio que se indica en el artículo 9 del Anexo Técnico “Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto”) contemplando la adecuación de los registros existente según corresponda, el cual al presentar una modificación da paso al cálculo que se establece en el artículo 5-55 de la NTSyCS. Lo anterior, tanto en su evaluación como en su aplicación, corresponden al proceso realizado periódicamente, el cual consigna los cambios en caso de ser necesario en los informes publicados mensualmente, recordando, además, que estos se encuentran sujetos a observaciones por parte de los coordinados al momento de ser publicados.

Sin perjuicio de lo anterior, los índices de indisponibilidad se calculan a partir de los registros de Agosto 2021 (08-2021), con la finalidad de contar con los registros corregidos y actualizados para la ventana de tiempo que abarca el estudio, esto es, entre los años 2016 y 2020 en todos sus meses.

Finalmente, a partir la verificación de la base utilizada en el informe preliminar, se han constatado incongruencias con la metodología y la estadística mínima acumulada que deben cumplir las instalaciones (60 meses), donde el tramo Encuentro - Lagunas 2X220 kV no cumple con este criterio durante el periodo que abarca este estudio y, por lo tanto, este no formará parte de la estadística final. Dicho criterio es replicado para toda la base nuevamente, corroborando y actualizando a su vez, los resultados que derivan de este proceso.

**Artículo 9**

*Las instalaciones de generación y transmisión para los efectos del presente Anexo serán todos aquellos tramos de transmisión y de transformación, equipos de compensación reactiva inductiva y capacitiva, centrales o unidades generadoras sujetas a la coordinación del Coordinador.*

...

*Se considerarán como instalaciones de un tramo de transmisión, el segmento de línea de transmisión correspondiente, las estructuras que la forman, todos los conductores, cables de*

*guardia, aisladores y otros elementos que están siendo soportados por aquellas, franja de servidumbre y fundaciones, así como los paños de línea correspondientes, los que pueden incluir interruptores y/o desconectores.*

- b) En el artículo 5-53 de la NTSyCS se establece el listado de las instalaciones en los cuales se deben determinar los índices de indisponibilidad, lo cual es ratificado en el Anexo Técnico “Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto” en su artículo 8 y 9, señalando lo siguiente:

**Artículo 8**

*La Calidad de Suministro de generación y transmisión se evaluará a través de los índices de Indisponibilidad de las instalaciones de generación y transmisión. Para estos efectos, el Coordinador deberá calcular la Indisponibilidad forzada y programada de, al menos, las siguientes instalaciones:*

- a) Unidades de generación sincrónicas.*
- b) Transformadores de poder y reactores shunt.*
- c) Líneas de transmisión, por circuito.*
- d) Equipos de compensación reactiva.*
- e) Parques eólicos y fotovoltaicos.*

*Los índices de Indisponibilidad Forzada y Programada serán determinados como el promedio móvil con una ventana de 60 meses, o del menor tiempo disponible en caso de que no se cuente con información de 60 meses.*

**Artículo 9**

*Las instalaciones de generación y transmisión para los efectos del presente Anexo serán todos aquellos tramos de transmisión y de transformación, equipos de compensación reactiva inductiva y capacitiva, centrales o unidades generadoras sujetas a la coordinación del Coordinador.*

...

*Se considerarán como equipos de compensación reactiva, inductiva o capacitiva, a los bancos de condensadores, conectados tanto en paralelo como en serie, reactores, y en general cualquier equipo que controle potencia reactiva de forma pasiva o activa, así como los paños correspondientes, los que pueden incluir interruptores o desconectores.*

A partir de lo anterior, se debe destacar que tanto en la NTSyCS como en el Anexo Técnico no hace distinción de las instalaciones principales o de reserva, sin embargo, al constatar con bases utilizadas en estudios anteriores, las unidades de reserva no forman parte de la estadística para efectos de este estudio. Por lo que, si bien, inicialmente en el informe preliminar las unidades consideradas son tal como lo indica el Anexo Técnico, es decir, “en

*general cualquier equipo que controle potencia reactiva de forma pasiva o activa, así como los paños correspondientes, los que pueden incluir interruptores o desconectores”, se ha decidido acoger la observación para las unidades de reserva, las cuales no fueron incluidas para las estadísticas finales en conformidad con la base del estudio anterior más reciente.*

- c) Al igual que el caso anterior se determinan las instalaciones según la definición de los artículos 8 y 9 del Anexo Técnico que ahí se señala (ver respuesta b). Adicionalmente, el artículo 10 del Anexo Técnico “Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto, señala que, un evento de indisponibilidad para equipos de compensación reactiva inductiva o capacitiva, obedece cuando la instalación no se encuentre en condiciones de compensar potencia reactiva.

#### **Artículo 10**

*Se considerará la ocurrencia de un evento de indisponibilidad cuando se ha producido una disminución total o parcial en la capacidad de una instalación, producto de una desconexión o falla, respecto de su valor máximo declarado.*

...

*Para el caso de un equipo de compensación reactiva inductiva o capacitiva, se entenderá que ha ocurrido un evento de indisponibilidad cuando éste no se encuentra en condiciones de compensar potencia reactiva.*

Además, el registro de indisponibilidades se realiza para las instalaciones según su modelación en la Base de Datos de Infotécnica. Por otro lado, el reporte de indisponibilidades forma parte del proceso de Calidad de Suministro y Producto, el cual es publicado mensualmente por parte del Coordinador según lo dispuesto en el Art.6-16 de la NTSyCS. En dichas instancias, mediante la plataforma de observaciones, se recogen las observaciones de las empresas realizando las modificaciones y correcciones que correspondan.

Finalmente, y en consideración de lo anterior, se establece que, para efectos del Estudio de Continuidad de Suministro, cada equipo de compensación de reactivo es considerado una instalación sujeta a cálculos de índices indisponibilidad de manera independiente y en conformidad con la Base de Datos de Infotécnica al cumplir con 5 años de estadística real.