
ESTUDIO DE RESTRICCIONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar

GERENCIA DE OPERACIÓN

Mayo 2022

Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión
Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar

Rev.	Fecha	Versión de documento	Realizó	Revisó / Aprobó
1	02-05-2022	Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar	Nicolás Cáceres G. Pedro Gobantes F. Eugenio Quintana P.	Víctor Velar R.

Observaciones de Acciona

- 1) Se solicita entregar la base de datos de Digsilent del estudio.

Respuesta 1:

Se subirá a la sección de la página web donde se publicó el estudio. De todos modos, vale la pena recordar que el DEE publica semestralmente y con anterioridad a la realización de los estudios, tanto del primer como del segundo semestre de cada año, las bases de datos con las que se generan los escenarios específicos. Estas se encuentran en el siguiente enlace [Corto Plazo | Coordinador Eléctrico Nacional](#).

- 2) En el listado de proyectos de generación (Tabla 4.1) no se consideran para el estudio el proyecto Margarida iniciado el 2021 y el proyecto Diego de Almagro Sur con inicio de operación indicado en la RCA abril 2022.

Respuesta 2:

El proyecto Margarida ya se encontraba modelado en la BD de Operación de agosto de 2021, que es la que se usó como punto de partido, tal como se indica en el punto 4.2.2 del Informe Preliminar. En cuanto al proyecto Diego de Almagro Sur, si bien este no fue modelado, los resultados del estudio no son sensibles a su inclusión.

- 3) En la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV se establece que la línea está restringida por estabilidad de tensión de acuerdo con lo indicado en figura.

Caso	Operación Normal [MW]	Post Contingencia [MW]
A1a	1750	1710
A1b	1920	1880
Sens. A1a	1710	1670

Figura 1: Limitación de potencia línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico

Donde,

Caso A1a: inercia baja en zona centro

Caso A1b: inercia media en zona centro

Sens A1a: considera en servicio el segundo transformador Agua Santa y la nueva línea Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar 220kV

Sin embargo, en simulación ejecutadas con la base de datos de diciembre 2021 del CEN, en escenario de Alta penetración de ERNC, los flujos de potencia muestran que es posible transferir 2000MW por la línea cumpliendo con lo requerido en la NTS&CS en cuanto a regulación de tensión en estado de alerta. Esto se confirma con la minuta DAOP N° 02/2021 del coordinador en la cual se indica que es posible transferir 2000MW por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV cumpliendo con la regulación de tensión.

Respuesta 3:

Primero que todo hay que aclarar que la restricción se da por regulación de tensión y no por estabilidad de tensión, como se indica en la primera parte de la observación. Ahora bien, al analizar el escenario ERV Máximo de la base de datos de diciembre 2021 se aprecia que al simular la falla de un circuito de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, cuando el flujo por la línea es de 1862 MW pre-contingencia, la tensión en Polpaico 500 kV llega aproximadamente a 0.95 p.u. respecto de su tensión de servicio (508 kV), que corresponde al límite inferior de la banda permitida en Estado de Alerta. Por lo tanto, para dicho escenario específico el límite de transmisión es menor que el límite determinado para el Caso A1b, que presenta un despacho térmico similar en la zona centro, con un solo ciclo combinado en servicio. La diferencia se explica, entre otras cosas, porque el Caso A1b considera en servicio las unidades de la Central Alto Maipo, que contribuyen al control de tensión. Por otro lado, el límite de 2000 MVA indicado en la minuta DAOP N° 02/2021 corresponde a una condición de operación distinta, que considera tres ciclos combinados despachados en la zona centro.

Por último, cabe señalar que las condiciones operacionales se re-evalúan periódicamente y se pueden obtener límites distintos a los del ERST, dependiendo de la condición de despacho y de disponibilidad de instalaciones en el sistema.

Observaciones de ISA

- 1) No está disponible la base de datos (formato DigSILENT) del estudio. Por favor, explicar por qué no se dispone de la base de datos junto con la publicación del informe, ya que no se pueden corroborar los resultados ni revisar la misma.

Respuesta 1:

Ver Respuesta 1 a Acciona.

- 2) Se dice que la causa de las oscilaciones no amortiguadas es la baja inercia del Norte Grande. No obstante, de acuerdo con la literatura de sistemas de potencia, los sistemas con baja inercia son susceptibles de presentar problemas de inestabilidad no oscilatoria (back-swing) debido a la falta de torque sincronizante. Por otro lado, los problemas de estabilidad oscilatoria como los que se muestran en el estudio se deben a la falta de torque amortiguante lo cual está directamente relacionado con el desempeño de los estabilizadores de potencia (PSS). Por lo tanto, al sacar de servicio unidades en el Norte Grande para reducir inercia, se sacan de servicio los PSS de las unidades asociadas por lo que si bien, efectivamente, se baja la inercia del Norte Grande, también se disminuye el torque amortiguante que proveen los PSS. Por favor, revisar. Podría, por ejemplo, analizarse qué pasa si se dejan en servicio las máquinas, pero con los PSS fuera de servicio.

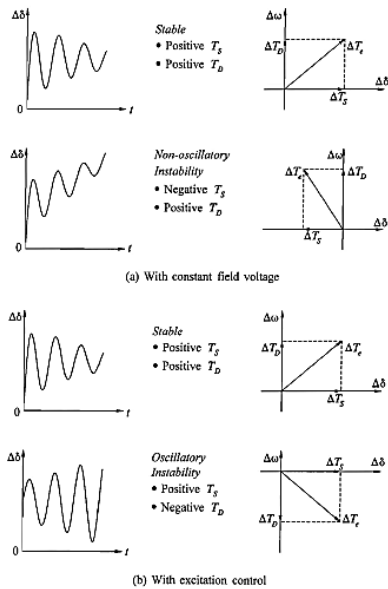


Figure 2.2 Nature of small-disturbance response

Respuesta 2:

Una de las causas de las oscilaciones no amortiguadas es la baja inercia pues precisamente la baja inercia implica pocas unidades sincrónicas despachadas, con la consiguiente disminución del torque amortiguante que dichas unidades aportan, ya sea mediante sus PSS (de tenerlos) o de los enrollados amortiguadores. Por otro lado, conviene señalar que los fenómenos oscilatorios raramente son fenómenos exclusivamente de torque sincronizante o exclusivamente de torque amortiguante, si no una combinación de ambos. Finalmente, al sacar de servicio los PSS de las unidades que quedan en servicio el comportamiento oscilatorio poco amortiguado del sistema incluso empeoraría.

- 3) Figura 5-5 (página 64): no queda claro que esté bien medida la excursión de las máquinas respecto del eje inercial del sistema, es decir, la excursión de 120° pareciera no ser respecto del eje inercial del sistema. Por favor, revisar y confirmar.

Respuesta 3:

Confirmamos que la excursión es con respecto al eje inercial del sistema medido.

- 4) Revisar formato de enumeración de figuras: a veces se utiliza el formato Figura x-x, otras veces Figura x.X.

Respuesta 4:

En los índices de figuras y de tablas se aprecia que todas las figuras tienen formato X-Y y las tablas X.Y, lo cual es un estilo consistente a lo largo del Informe.

- 5) Revisar errores de referencia.

Respuesta 5:

Se corrigen los errores de referencia en el Informe Final.

- 6) Mejorar la utilización de lenguaje técnico. Por ejemplo, en la página 71 se dice “resultado extraño”, se sugiere cambiar (por ejemplo, “desviaciones anómalas”) u omitir. En la página 69 se dice “se nota nítidamente”, se sugiere omitir el calificativo “nítidamente”.

Respuesta 6:

Se incluye la recomendación en el Informe Final.

Observaciones de Transelec

- 1) La línea 2x500 kV Kimal – Los Changos tiene una capacidad a 35°C con sol de 2375 MVA por circuito. En el estudio se consideró una capacidad de 1045 MVA por circuito, la que no concuerda con la información oficial entregada en infotécnica por Transelec. Se solicita corregir.

Respuesta 1:

Se corregirá en el Informe Final.

- 2) Se menciona que actualmente la línea 2x500 kV Lo Aguirre – Polpaico tiene una restricción impuesta por los TTCC de los paños K1 y K2 de S/E Polpaico, los cuales a la fecha mantienen una razón de 1600/1. Sin embargo, se solicita corregir el dato, dado que en el corto plazo (marzo 2022) se materializará la etapa 1 del proyecto de reemplazo de los TTCC de dichos paños (NUP 3051), para los cuales se considera como primera etapa y provisoria, la incorporación de TTCC en paralelo, con el objetivo de aumentar la capacidad de dichos paños. Lo anterior provocará que la restricción de la capacidad de transmisión del enlace de 500 kV entre Lo Aguirre y Polpaico sea impuesta por el límite térmico del conductor de la línea.

Respuesta 2:

Se incluirá una nota indicando el proyecto mencionado y el cambio que provocará en la limitación de la línea Lo Aguirre – Polpaico 500 kV. Las tablas se construyen con la información disponible en la página oficial de Infotécnica y por ende se usan los valores vigentes al momento de comenzar el estudio.

- 3) Análisis efectuados en la zona Norte Chico, no se consideró la S/E Algarrobal. Se determina la restricción de transmisión de la línea 3x220 kV Cardones – Maitencillo, la cual fue seccionada por la S/E Algarrobal. Se solicita incorporar.

Respuesta 3:

La subestación Algarrobal ya se encontraba modelada en la BD de Operación de agosto de 2021, que es la que se usó como punto de partido, tal como se indica en el punto 4.2.2 del Informe Preliminar. En el caso de las tablas de capacidad no se encontraba incorporado ese seccionamiento por lo que se incorporará en el Informe Final.

- 4) Análisis efectuados en la zona norte chico, específicamente respecto de los análisis del tramo Nueva Pan de Azúcar - Polpaico, agradeceremos incluir en los análisis escenarios de indisponibilidad tanto del STATCOM de Cerro Navia como del CER de Polpaico, con el objetivo de disminuir el aporte de potencia reactiva desde la zona centro y verificar las posibles restricciones que se impondrían.

Respuesta 4

Este tipo de análisis se realizan al momento de retirar a mantenimiento estos equipos ya que el impacto sistémico de esa maniobra depende de las condiciones operativas específicas en ese momento. Los límites se calculan en las condiciones más exigentes, pero dentro de los escenarios de operación esperados para la mayor parte del tiempo y por lo tanto con todas las instalaciones del sistema de transmisión en servicio.

- 5) Corregir: “En la ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. se muestran los resultados.” En las páginas 58, 61, 63 y 64.

Respuesta 5

Se corrigen los errores de referencia en el Informe Final.

- 6) Corregir: Es importante mencionar que la compensación serie de las líneas del sistema de 500 kV (zona centro) tiene una capacidad nominal de 1700 A, sin embargo, es posible sobrecargar dichas compensaciones a niveles de 2235 A de Ancoa al norte y 2133 A de Ancoa al sur, por un tiempo máximo de 30 minutos. Dichos valores se pueden encontrar en el Anexo 7.4.4. Propuesta: En el anexo indicado, la sobrecarga indicada mostrada corresponde a 15 min.

Respuesta 6

Se corregirá en el Informe Final y se reemplazará 30 min por 15 min y se agregará una nota indicando en los casos que solo se tiene información a 30 minutos (los circuitos más antiguos).

- 7) Corregir: “Sin embargo cabe señalar que se aprecian problemas de baja reserva de potencia reactiva pues el STATCOM S/E Cerro”.

Respuesta 7

Se corrige en el Informe Final.

- 8) En relación con lo indicado en el párrafo: “A partir de los resultados de las simulaciones, en la siguiente tabla se resumen las transferencias máximas simultáneas desde Ancoa al norte a través de los sistemas de 500 kV y 220 kV, diferenciando la causa de la limitación.” La tabla debe clarificar la limitante del tramo y su causa.

Respuesta 8

En las tablas con los resultados de las simulaciones no se indica la limitante del tramo y la causa, ya que eso se hace en el siguiente párrafo, que esta vez está en la siguiente página. La causa de la limitación para ese caso es el punto de sensibilidades o estabilidad de tensión.

- 9) Aclarar en tabla 5.28 indicando que el límite del tramo Lo Aguirre – Polpaico 500 kV C1 y C2, no corresponde al TTCC, dado que en el curso de este año se levanta la limitación por TTCC mediante la incorporación de una etapa provisoria con un juego de TTCC en paralelo que duplica su capacidad y una etapa definitiva que reemplaza por equipos de mayor capacidad.

Respuesta 9

Se incluirá una nota indicando el proyecto mencionado y el cambio que provocará en la limitación de la línea Lo Aguirre – Polpaico 500 kV. Las tablas se construyen con la información disponible en la página oficial de Infotécnica y por ende se usan los valores vigentes al momento de comenzar el estudio.

- 10) Corregir: “Para el análisis de esta zona, se presenta inicialmente el límite térmico de los elementos serie de los tramos mencionados anteriormente. A continuación, en la siguiente Figura se presenta un resume de dichos valores, los cuales consideran una temperatura ambiente con efecto del sol.”

Respuesta 10

Se corrige en el Informe Final.

- 11) Corregir: “De la Figuras anterior es posible concluir que en la mayoría de los”.

Respuesta 11

Se corrige en el Informe Final.

- 12) En tabla de resumen, se considera ambos tramos de la línea Cautín - Ciruelos 220kV con la misma capacidad (al norte y al sur de S/E Río Toltén):

Tabla 5.41. Resumen de las restricciones para la zona Sur.

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° cisol	Capacidad TTCC [MVA]		Límite por Estabilidad de Tensión		Regulación de Tensión P [MW] Q [MVar]	Margen de Seguridad y Comport. Dinámico	Punto de Medida	Limitación del Tramo [MVA] (1)(2)		Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Caso - Falla, Operación	Postcont.				Operación Normal	Post Contingencia	
Charrúa - Mulchén 220 kV C1 y C2	Charrúa	Mulchén	2x581	549	915	-	-	-	-	Charrúa	549	549	TTCC
Mulchén - Río Malleco 220 kV C1 y C2	Mulchén	Río Malleco	2x581	915	732	-	-	-	-	Ambos	581	581	Conductor
Río Malleco - Cautín 220 kV C1 y C2	Río Malleco	Cautín	2x581	732	457	-	-	-	-	Cautín	457	457	TTCC
Charrúa - El Rosal 220 kV	Charrúa	El Rosal	264	274	457	-	-	-	-	Ambos	264	264	Conductor
El Rosal - Duqueco 220 kV	El Rosal	Duqueco	264	457	366	-	-	-	-	Ambos	264	264	Conductor
Duqueco - Los Peumos 220 kV	Duqueco	Los Peumos	264	366	457	-	-	-	-	Ambos	264	264	Conductor
Los Peumos - Temuco 220 kV	Los Peumos	Temuco	264	457	343	-	-	-	-	Ambos	264	264	Conductor
Temuco - Cautín 220 kV C1 y C2	Temuco	Cautín	2x193	343	549	-	-	-	-	Ambos	193	193	Conductor
Cautín - Río Toltén 220 kV C1 y C2	Cautín	Río Toltén	2x191	549	915	-	-	-	-	Ambos	191 (3)	191 (3)	Conductor
Río Toltén - Ciruelos 220 kV C1 y C2	Río Toltén	Ciruelos	2x191	915	274	-	-	-	-	Ambos	191 (3)	191 (3)	Conductor

Sin embargo, en la práctica ambos tramos poseen límites térmicos diferentes tal y como está en la tabla de la pág. 154 del mismo estudio. El tramo Río Toltén - Ciruelos posee una menor capacidad que el tramo Cautín - Río Toltén. Agradeceremos corregir de acuerdo a la información de los anexos, donde las capacidades se encuentran bien indicadas.

Respuesta 12

Se corregirá la tabla en el Informe Final.

- 13)** Tabla de resumen de restricciones de la zona sur no han sido actualizada para los tramos de líneas que tendrán en el corto plazo nuevas subestaciones seccionadoras o en Tap off, como lo son la S/E Lastarria, la S/E Llanquihue, entre otros.

Respuesta 13

Las tablas se construyen con la información disponible en la página oficial de Infotécnica y por ende se usan los valores vigentes al momento de comenzar el estudio.

- 14)** Diagramas unilineales de los casos de estudio para la zona sur, no se encuentran actualizados con los nuevos proyectos que en el corto plazo serán parte de la zona.

Respuesta 14

Se corregirán los diagramas en el Informe Final incluyendo el Tap-Off Llanquihue.

- 15)** Corregir: “Polpaico 500 kV y de 1653 MW para la línea Los Changos – Cumbre 500 kV. Al simular un escenario con estos límites en demanda baja y poca generación sincrónica en la zona centro, se llegó a la necesidad de despachar al menos dos unidades térmicas de tamaño >100 MW para cumplir con los estándares de recuperación dinámica de la tensión.”.

Respuesta 15

Se corrige en el Informe Final.

- 16)** Respecto a la afirmación: “En resumen, en las condiciones más exigentes, para montos de transferencias superiores a las señaladas y para la contingencia más crítica, se presentarían problemas de déficit de reservas de potencia reactiva, derivando en problemas de inestabilidad de tensión.” Aclarar que esta situación resultaría en condiciones de un bajo soporte reactivo al norte de Alto Jahuel 500 kV, sin Central Rapel, Ventanas y ningún ciclo combinad de San Luis.

Respuesta 16

Se volvió a redactar en el Informe Final para que quedara claro que los problemas de déficit de potencia reactiva se dan para condiciones de bajo soporte de reactivos al norte de la barra de Alto Jahuel 500 kV. Esta aclaración también se incluye en el párrafo final del subcapítulo.

- 17)** Se menciona que actualmente la línea 2x154 kV Alto Jahuel – Rancagua – Tinguiririca tiene TTCC en los paños A1 y A2 de S/E Alto Jahuel con una razón de 600/1. Sin embargo, el proyecto de reemplazo de los paños A1 y A2 de S/E Alto Jahuel (NUP 2049), el cual se pondrá en servicio en el corto plazo en su etapa 2 definitiva (marzo 2022), contará con TTCC de razón 1200/1.

Respuesta 17

Se incluirá una nota indicando el proyecto mencionado y el cambio que provocará en la limitación de la línea Alto Jahuel – Rancagua – Tinguiririca 154 kV. Las tablas se construyen con la información disponible en la página oficial de Infotécnica y por ende se usan los valores vigentes al momento de comenzar el estudio.

- 18)** En las tablas de factores de distribución, hay que aclarar que las columnas corresponden a los elementos serie indisponibles y las filas corresponden al elemento serie estudiado.

Respuesta 18

Se incluye una nota al inicio del Anexo 7.11 en el Informe Final.

- 19)** En el estudio no se incorpora la zona comprendida entre S/E Itahue y S/E Charrúa, la cual es de interés dado a las restricciones térmicas que pueden surgir en esa zona, la cual se estudia en la minuta operacional DAOP 04-2021 debido a las altas temperaturas de la zona y las experiencias pasadas de congestiones en dichos tramos.

Respuesta 19

Se incorpora en el Informe Final.

- 20)** En el estudio, no se considera la S/E Guindos, la cual seccionará en el corto plazo, la línea 220 kV Lagunillas- Hualpén. Se solicita considerar esta subestación en el estudio, ya que afecta los resultados de las restricciones de las líneas en la zona de concepción.

Respuesta 20

Si bien no se consideró a la S/E Guindo en este estudio, se aprecia que, por la longitud, nivel de tensión y ubicación de las líneas resultantes no existirían riesgos de problemas de estabilidad de los que se analizan en este estudio. Además, como el proyecto aún no entra en servicio tampoco se dispone de la información oficial en la página de Infotécnica. Sin embargo, del estudio de impacto sistémico se aprecia que bajo condiciones bien particulares y que son anteriores al proyecto, podrían existir problemas de sobrecargas que podrían ser abordados en una respectiva minuta de operación, pero en general el proyecto provoca un alivio en la carga del sistema donde se conecta.

- 21)** En el estudio se menciona que los límites térmicos del conductor se obtuvieron para una temperatura de 25°C con sol, sin embargo, se recomienda también indicar cuales son los límites de transmisión al considerar un aumento de temperatura de 35°C. Lo anterior, con el fin de determinar un escenario más crítico.

Respuesta 21

Debido al cambio que se está produciendo en el clima se evaluará esta recomendación para las próximas versiones del estudio. De todos modos, la información para la temperatura de 35°C se encuentra en los anexos.

Observaciones de WPD Malleco

1) Observaciones a la metodología del estudio

Observamos que en la metodología de análisis descrita en el punto 4.1 “Metodología utilizada en el desarrollo del estudio”, no se considera dentro de los análisis a realizarse en el ERST 2021, la verificación del comportamiento del sistema de transmisión ante las máximas transferencias a las cuales podría estar expuesto.

La NTSyCS permite al Coordinador imponer restricciones por el sistema de transmisión, luego de analizar el comportamiento del sistema, en conformidad a los análisis descritos en el TÍTULO 6-5 ESTUDIO DE RESTRICCIONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.

Adicionalmente, los análisis que se realicen para el ERST deben ser coherentes con las restantes disposiciones establecidas en la NTSyCS.

Así en el artículo 5-4 de la NTSyCS se señala:

“Los límites aplicables a la operación del SI serán determinados en base a consideraciones técnicas y económicas debidamente justificadas, estas últimas entendidas como el compromiso entre los costos y beneficios obtenidos para el conjunto del SI, conforme a los estándares de SyCS que se exigen en el presente Capítulo. “

Además, el artículo 5-26 de la NTSyCS dispone:

“El Coordinador determinará la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente de cada Elemento Serie del ST a partir del:

- a) Límite Térmico (Artículo 5-27, Artículo 5-28, 0);*
- b) Límite por Sobrecargas de Corta Duración (Artículo 5-30);*
- c) Límite por Estabilidad Transitoria (Artículo 5-43);*
- d) Límite por Estabilidad Permanente (Artículo 5-44);*
- e) Límite por Estabilidad de Tensión (Artículo 5-45); y*
- f) Límite por Estabilidad de Frecuencia (Artículo 5-46).*

El Coordinador deberá mantener debidamente actualizada esta información en su sitio Web.

La Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente quedará determinada por el menor valor que surge de la comparación de los límites indicados, que incluyen márgenes de seguridad que permiten utilizarlos para el control de las transferencias máximas en Tiempo Real.

Para cualquier configuración de demanda y generación del SI, el Coordinador y los CC, según corresponda, operarán los Elementos Serie manteniendo la corriente transportada en un valor inferior o a lo sumo igual al 100% de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta. “

Hacemos presente que según lo define la NTSyCS un elemento serie es una línea de transmisión y no un circuito.

Adicionalmente el artículo 5-30 de la NTSyCS establece lo siguiente:

“En Estado Normal, el Coordinador podrá operar los Elementos Serie del ST manteniendo la corriente transportada en un valor tal que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, la

sobrecarga resultante por los tramos que se mantienen en servicio, una vez superado el transitorio post-contingencia, sea inferior al límite de sobrecarga calculado por el Coordinador. Para efectos de lo señalado anteriormente, se entenderá por corta duración al período de duración no superior a 15 minutos, período durante el cual el Coordinador deberá adoptar medidas tales como redespacho de unidades generadoras u otras que sean eficaces para restituir la corriente transportada por el Elemento Serie a la correspondiente a su capacidad de operación permanente.

Sin perjuicio de lo anterior el Coordinador podrá definir otros períodos de corta duración a partir de estudios específicos que demuestren que no se afectan la seguridad del SI ni la integridad de sus instalaciones.

Para la definición del anterior Límite por Sobrecargas de Corta Duración, se deberá considerar como condición inicial de operación previa a la Contingencia Simple, aquella condición de operación más probable entre las condiciones de operación capaces de producir la sobrecarga más severa, a juicio del Coordinador.

La Contingencia Simple a considerar mediante un análisis estacionario será la desconexión intempestiva de un circuito de línea o transformación.”

En consideración a lo expuesto es claro, que el objetivo de la NTSyCS es maximizar las transferencias por el sistema de transmisión sujeto a análisis técnico-económicos, por lo cual el Coordinador debe adaptar y modificar el procedimiento de análisis descrito en el punto 4.1 “Metodología utilizada en el desarrollo del estudio”, ya que este no incluye la totalidad de las consideraciones estipuladas en la NTSyCS.

Debido a lo descrito anteriormente se propone que la metodología de análisis considere a lo menos lo siguiente:

1. Determinar el límite térmico por cada Elemento Serie.
2. Determinar el límite por Estabilidad Transitoria para cada Elemento Serie
3. Determinar el Límite por Estabilidad Permanente para cada Elemento Serie
4. Determinar el límite por Estabilidad de Tensión para cada Elemento Serie
5. Determinar el límite por Estabilidad de Frecuencia para cada Elemento Serie
6. Elaboración de escenarios de análisis para la ejecutar la simulación de la operación del sistema.
7. Determinar las máximas transferencias por cada Elemento Serie mediante una simulación de la operación del sistema.
8. Determinar el límite por sobrecargas de corta duración en base a las máximas transferencias para cada Elemento Serie (aplicación artículo 5-30)
9. Una vez determinados los límites para cada Elemento Serie se debe simular la operación del sistema, dando cumplimiento a lo señalado en el TÍTULO 6-5 ESTUDIO DE RESTRICCIONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN, con particular atención a lo referente al artículo 6-29 de la NTSyCS.
10. En caso de que los límites determinados no cumplan con la revisión en el paso N° 9 anterior, se debe volver al paso N°8, con objeto de determinar otro límite por sobrecarga de corta duración y volver a ejecutar la revisión descrita en el paso N°9.

Respuesta 1:

Como se establece en el artículo 6-29 de la NTSyCS, el Coordinador identificará los tramos críticos del Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión basándose en criterios técnicos como la longitud de las líneas, su tensión nominal, su ubicación en el sistema troncal y la operación esperada para el horizonte

de evaluación. Sobre esos tramos deberá verificarse la estabilidad angular, de tensión y de frecuencia ante la contingencia simple más exigente, además de la estabilidad y regulación de tensión en régimen permanente y se comparará con la capacidad de sobrecarga de 15 minutos de los CCSS (que en caso de no poder controlarse lo único que provoca es la operación de la protección de sobrecarga de los CCSS que opera cortocircuitando el elemento) y con la capacidad de sobrecarga permanente de los TTCC. Para el resto de los tramos solo se muestran la capacidades de régimen permanente de los elementos serie de la línea y en el caso de que existan problemas de sobrecarga ante una contingencia simple, se realizan minutas de operación las cuales son referenciadas en el Informe, las cuales se encuentran en el siguiente enlace [Minutas de Operación | Coordinador Eléctrico Nacional](#).

En estas minutas se analizan en detalle las sobrecargas, considerando todas las variables en juego tales como la demanda, la generación, la topología esperada, la capacidad de sobrecarga de 15 minutos, el nivel de transferencias pre-contingencia (ya que en las líneas se suelen tener distintos valores de sobrecarga para una carga previa de 0%, 50% y 75%), la temperatura ambiente y la presencia o ausencia del sol. Respecto de considerar la capacidad de sobrecarga de corta duración asociada a la capacidad térmica (por ejemplo del conductor de las líneas), sería de muy difícil implementación calcular, monitorear y controlar estas eventuales sobrecargas de corta duración en todos y cada uno de los tramos del sistema, además de riesgoso desde el punto de vista de la conciencia situacional, tanto para la seguridad del sistema como de las personas, y por ello solo se analizan los casos donde existe riesgo de sobrecarga considerando las condiciones operacionales esperadas (como es el caso de los tramos de línea críticos del sistema de 500 kV con compensación serie, donde el límite de sobrecarga de corta duración está dado precisamente por los condensadores serie). Por seguridad, solo se emplea el criterio de sobrecarga de corta duración en tramos críticos y puntuales.

Con respecto al análisis técnico económico, según el Título 6-5 esto no forma parte de los alcances del Estudio de Restricciones en el Sistema Transmisión y más bien se realiza por la CNE en el plan de expansión de la transmisión realizado de forma anual, para la cual el Coordinador solo realiza una propuesta.

2) Análisis de máxima capacidad de transferencia sobre la línea Charrúa - Mulchén 220kV

Tal como fuera señalado por el Coordinador Eléctrico Nacional en su Informe GO N°12-2021 “Identificación de instalaciones de transmisión que ameritan un tratamiento de operación especial durante la vigencia del Decreto de Medidas Preventivas N°51/2021”, dada la alta penetración eólica al sur de la subestación Charrúa, se prevé que la línea Charrúa – Mulchén 220kV presente congestiones a partir del año 2022. Se adjunta extracto de lo expresado en la letra a) del punto 3.1 del señalado informe:

“Circuitos de la línea 2x220 kV Charrúa – Mulchén

De acuerdo con los proyectos de generación en la zona de Mulchén, donde se concentran varios desarrollos de centrales de tecnología eólica hacia el año 2022, se vislumbran altas transferencias de potencia llegando al extremo Charrúa, lo que activaría congestiones en escenarios de alta disponibilidad de recurso eólico conectado dicha zona del SEN.

En ese sentido, la línea 2x220 kV Charrúa - Mulchén podría requerir del aumento de su capacidad de transmisión operacional aplicando períodos de sobrecarga de corta duración del orden de 15 minutos, sobre la base de lo establecido en el Artículo 5-30 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio vigente, en escenarios de aumento del recurso eólico en esa zona del sistema.”

Observamos que en el ERST 2021 no se analiza con mayor detalle las máximas transferencias a las cuales podría estar expuesta la línea Charrúa - Mulchén 220. En el informe sólo se entrega como capacidad máxima de transmisión para la línea Charrúa - Mulchén 220, la máxima capacidad de un circuito a 25° C con sol.

La NTSyCS permite imponer restricciones por el sistema de transmisión luego de analizar el comportamiento del sistema, sujeto a los análisis señalados en el TÍTULO 6-5 ESTUDIO DE RESTRICCIONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.

El cálculo de las restricciones también se debe hacer considerando lo señalado en artículo 5-4

“Los límites aplicables a la operación del SI serán determinados en base a consideraciones técnicas y económicas debidamente justificadas, estas últimas entendidas como el compromiso entre los costos y beneficios obtenidos para el conjunto del SI, conforme a los estándares de SyCS que se exigen en el presente Capítulo.”

Dado a lo informado por el Coordinador (gran instalación de centrales eólicas al sur de la subestación Charrúa), en el análisis para el ERST el Coordinador debe considerar lo señalado en el artículo 5-30, el cual le da la potestad para considerar en la operación sobrecargas de corta duración en la operación del Sistema de Transmisión.

Los análisis realizados por wpd permiten determinar que si la línea Charrúa – Mulchén 220 se opera con una capacidad máxima equivalente a la máxima de uno de sus circuitos (549 MVA), los costos de operación serán US\$ 4MM mayores para el sistema, en comparación a que capacidad sea equivalente a sus máximas transferencias simuladas (aproximadamente 900 MVA).

En razón a lo señalado, se solicita al Coordinador determinar el límite por sobrecargas de corta duración para la línea Charrúa – Mulchén 220 y verificar si el sistema puede operar con la señalada limitación, incluyendo en el análisis redespachos de generación en caso de contingencias, tal como lo señala el artículo 5-30 de la NTSyCS, el cual se transcribe a continuación:

“En Estado Normal, el Coordinador podrá operar los Elementos Serie del ST manteniendo la corriente transportada en un valor tal que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, la sobrecarga resultante por los tramos que se mantienen en servicio, una vez superado el transitorio post-contingencia, sea inferior al límite de sobrecarga calculado por el Coordinador. Para efectos de lo señalado anteriormente, se entenderá por corta duración al período de duración no superior a 15 minutos, período durante el cual el Coordinador deberá adoptar medidas tales como redespacho de unidades generadoras u otras que sean eficaces para restituir la corriente transportada por el Elemento Serie a la correspondiente a su capacidad de operación permanente.

Sin perjuicio de lo anterior el Coordinador podrá definir otros períodos de corta duración a partir de estudios específicos que demuestren que no se afectan la seguridad del SI ni la integridad de sus instalaciones.

Para la definición del anterior Límite por Sobrecargas de Corta Duración, se deberá considerar como condición inicial de operación previa a la Contingencia Simple, aquella condición de operación más probable entre las condiciones de operación capaces de producir la sobrecarga más severa, a juicio del Coordinador.

La Contingencia Simple a considerar mediante un análisis estacionario será la desconexión intempestiva de un circuito de línea o transformación.”

Respuesta 2:

Complementando con la Respuesta 1, el Decreto de Medidas Preventivas N°51/2021 mencionado tiene como objetivo hacer frente a las situaciones de escasez de generación mediante la toma de medidas excepcionales y dentro de las que no se encuentra la línea Charrúa - Mulchén. Además, dado el carácter transitorio del decreto y del consecuente informe, estas no se referencian en el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión. No obstante, si se llegara a una situación de estrechez en la cual se necesitase aumentar la capacidad de tal tramo, eso será analizado en un estudio de características similares al indicado.