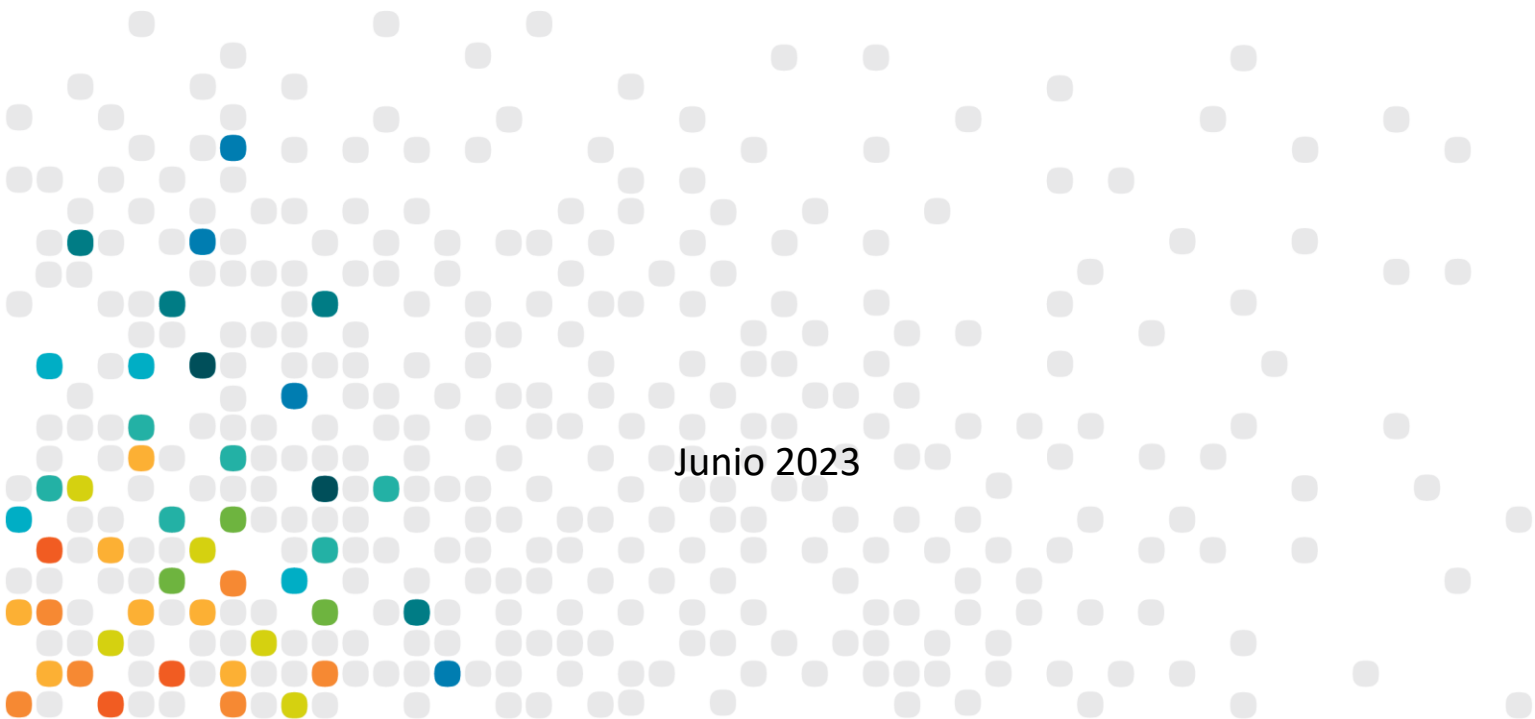

ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA

Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar



Junio 2023

Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva
Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	30-06-2023	Respuesta Observaciones al Informe Preliminar	Carlos Alvear A. Hernán Barra C. Marcelo Cifuentes R. Pedro Gobantes F. Gonzalo Sanchez M.	Víctor Velar

1 OBSERVACIONES DE ACCIONA.

1.1 Observación nº1

Capítulo 3. Sección 3.3.4

Dentro de los supuestos del reporte se indica lo siguiente: “El modelo de diagrama PQ de las centrales de generación convencionales, se asume rectangular, esto es, que la potencia reactiva no es función de la potencia activa y cuyos valores límites están referidos a la potencia nominal de las centrales o de acuerdo con las restricciones observadas en la operación real”. ¿De qué manera consideraron los límites rectangulares de la curva PQ? La mayoría de los límites de potencia reactiva de las unidades sincrónicas son asimétricos y depende de los limitadores con que cuenta y de la configuración de los mismos. Esto puede afectar los límites reales de potencia reactiva que una unidad puede inyectar/absorber.

Respuesta nº1:

La base de datos utilizada para el presente estudio cuenta con los modelos homologados entregados por los coordinados a la fecha de inicio del estudio, esto es incluyendo los diagramas PQ entregados para todo tipo de generación. En particular, y siempre y cuando no se cuente con un diagrama PQ para la generación convencional, se considera los valores límites de potencia reactiva incluidos en el modelo, dando cuenta de las condiciones más desfavorables en cuanto a control de tensión y requerimientos de potencia reactiva. Sin perjuicio de lo anterior, se modifica en el informe final la descripción del supuesto operativo, con el fin de clarificar la consideración de los valores límites.

A partir de lo anterior, y en conjunto con la evaluación de los escenarios más desfavorables desde el punto de vista del control de tensión, permite obtener resultados referenciales con márgenes de seguridad adecuados, asegurando la suficiencia de los recursos de potencia reactiva que se requieren en la operación normal y ante contingencia simple.

Finalmente, se publicó la base de datos en conjunto con el informe final. Así mismo se adicionó información de las capacidades máximas y mínimas de potencia reactiva de todos los tipos de generación en el Anexo 6.2 del informe final.

1.2 Observación nº2

La estabilidad transitoria y análisis realizado depende de los modelos validados dentro de la base de datos con la que se cuenta, la cual no se encuentra dentro de la información anexada al reporte la base de datos empleada. ¿Se puede contar con dicha información?

Respuesta nº2:

Se acoge la observación, se publica la base de datos en conjunto con el Informe Final.

1.3 Observación nº3

Capítulo 3. Sección 3.3.4

De acuerdo con los supuestos realizados para el estudio, solamente se consideraron cargas de potencia activa y reactiva constantes, no obstante, ¿Cuánto podría afectar a las cargas que no tengan ese comportamiento? ¿Cuál sería el impacto dinámico si el modelo utilizado no pertenece al utilizado en el estudio? Por ejemplo, en la Subárea V Región: un evento importante de análisis es la salida de la carga Enami 110 kV.

Respuesta n°3:

Como se indica en la sección 3.3.4, dentro de los supuestos operativos se asume en régimen permanente el modelo de consumo de potencia constante. Dicho supuesto, representa a su vez las condiciones más desfavorables desde el punto de vista del control de tensión y requerimientos de potencia reactiva. No obstante, la base de datos cuenta con la modelación estática y dinámica de las cargas, considerando en esta última la dependencia de la tensión y la frecuencia. Además, se utilizan en la base de datos distintos modelos para cargas de naturaleza residencial e industrial.

Con el supuesto operativo señalado, y considerando el amplio rango de demanda de los escenarios evaluados para las distintas áreas, es que los resultados obtenidos cuentan con un margen de seguridad adecuado para asegurar la suficiencia de los recursos de control de tensión. Adicionalmente, dentro del estudio se realiza una verificación del comportamiento dinámica del sistema ante las contingencias más exigentes para cada ACT, considerando la modelación dinámica de las cargas antes descritas. (Ver Sección 3.4, referente a la metodología)

Finalmente, el impacto de cualquier contingencia evaluada en el presente estudio, como la de la carga señalada, Enami 110kV, se evalúa en función de la respuesta sistémica que desencadena, la cual no depende de la modelación particular de una carga a desconectar, sino más bien, obedece a las condiciones pre-contingencia del escenario de estudio y a la modelación dinámica del resto del sistema.

2 OBSERVACIONES DE ANGLOAMERICAN.

2.1 Observación nº1

En la sección 1.1 del informe, página 6, se indica:

“Con el objeto de disponer de un mayor margen de absorción de potencia reactiva en los elementos de CT, se consideraron medidas operacionales consistentes en aperturas de las siguientes líneas de transmisión:

Apertura de líneas	Escenarios
Nueva Pozo Almonte - Condores 220 kV	2
Lagunas-Collahuasi 220 kV C1	2,6
Encuentro - Collahuasi 220 kV C1	2,6
Parinacota-Roncacho 220 kV	5,6
Roncacho-NuevaPozo Almonte 220 kV	5,6

Por su parte, en el artículo 7-10 de la NTSyCS se indica:

“Se considerarán como recursos técnicos para la prestación del SC de Control de Tensión, al menos los que se establecen a continuación:

[...]

g) Maniobra de equipos de transmisión y/o transformación, tales como, cierre/apertura de acoplamientos, cierre/apertura de configuraciones anilladas, conexión/desconexión de líneas de transmisión, entre otras, que los CC deberán realizar por expresa instrucción del Coordinador, el cual antes de proceder deberá verificar que se cumplan al menos las siguientes condiciones:

I. No es posible mantener los niveles de tensión establecidos por los estándares de SyCS de la presente NT.

II. La maniobra a ejecutar permite alcanzar un estado operativo que representa la menor degradación posible de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo 5, sin que ello implique un incremento en la demanda interrumpida ante la eventualidad de una contingencia posterior.”

Luego, se solicita verificar que, ante la ejecución de las medidas operacionales consideradas que consisten en la apertura de las líneas que se indican en la página 6, se cumplan las siguientes condiciones:

- En los escenarios evaluados, todos los recursos de control de tensión fueron agotados y no fue posible mantener los niveles de tensión establecidos por los estándares de SyCS de la NTSyCS.

- En los escenarios evaluados, la apertura de las líneas indicadas no implica un incremento en la demanda interrumpida ante la eventualidad de una contingencia posterior.

De no verificarse las condiciones indicadas en los puntos anteriores, se solicita eliminar las medidas operacionales propuestas que consisten en la apertura de líneas de transmisión. El objetivo de “disponer de un mayor margen de absorción de potencia reactiva” no es suficiente por si solo para poder considerar la apertura de elementos del ST como recurso para el control de tensión, en atención al artículo 7-10 de la NTSyCS.

Respuesta nº1:

Se acoge la observación respecto de las líneas Lagunas - Collahuasi 220 kV C1 y Encuentro - Collahuasi 220 kV C1, recalculando los resultados pertinentes. Respecto de las líneas: Nueva Pozo Almonte - Condores 220 kV, Parinacota-Roncacho 220 kV y Roncacho-Nva Pozo Almonte 220 kV, la solución adoptada resultó la mejor, considerando que estas instalaciones presentan problemas de autocompensación. Cabe destacar que soluciones más estructurales a este problema debieran ser abordadas en una instancia adicional, con una perspectiva de planificación.

2.2 Observación nº2

En la sección 3.2.1 se indica:

“Los principales recursos disponibles en el Sistema Eléctrico Nacional para el CT corresponden a los siguientes:

[...]

g) Parques eólicos o fotovoltaicos equipados para proveer potencia reactiva, que se consideran en modo PQ para efectos del estudio.”

Al respecto, la Observación 5 de Collahuasi en el Estudio CTyRPR 2022 indicó:

“[...] Los parques ERV si tienen la capacidad dinámica de controlar la tensión, es más, en los instructivos técnicos de verificación se pide ensayar dicha capacidad de control dinámico de tensión.

Se solicita incorporar dicha capacidad dinámica y determinar su impacto en los requerimientos de despacho de unidades síncronas para controlar tensión.”

La respuesta del Coordinador fue: *“De acuerdo con los supuestos operativos indicados en el punto 3.3.4 del informe, los parques ERV se consideran en modo PQ para todos los análisis realizados. Lo anterior nos permite tener un escenario más exigente en términos de requerimientos de control de tensión. Por otra parte, se está trabajando en la verificación de las unidades que demuestren su participación en el control de tensión, ante la ausencia de su recurso primario.”*

En un contexto de retiro de centrales a carbón, un escenario más exigente en términos de requerimientos de control de tensión es donde hay ausencia de máquinas síncronas que aporten este servicio. Por lo tanto, se solicita:

- Considerar la capacidad de aporte al control dinámico de tensión de los parques ERV

Respuesta n°2:

En primera instancia, los supuestos operativos que se contemplan para efectos de este estudio se han dispuestos en función de consignar las condiciones más exigentes en cuando a control de tensión y a requerimientos de potencia reactiva se refiere. En el caso de los parques ERVs, y ante la no verificación de gran parte de estas unidades de este tipo para operar usando su capacidad de control dinámico de tensión, la consideración del modo PQ es de momento, representativa de la condición actual y futura del sistema en el horizonte de estudio, esto es 1 año.

Por otra parte, el Coordinador se encuentra trabajando en la verificación de las unidades que cuenten con la posibilidad de realizar control dinámico de tensión. Para ello, el presente estudio ha incorporado a los parques ERVs dentro los análisis de prioridades de uso de cada ACT, evaluando así su eficiencia y eventual impacto para el control de tensión. En consecuencia y como resultado, se obtuvo un ranking que ordena las unidades (convencionales y ERVs) en función de su eficacia de control de tensión en una barra específica.

Finalmente, la confección de escenarios considera el plan de retiro vigente de unidades a carbón para el horizonte que contempla este estudio.

2.3 Observación n°3

Se sugiere hacer una revisión de requerimientos establecidos en la NT de SyCS para la generación. En la sección 3.3.2 del informe, página 22, se incluye la Tabla 3.1 con el listado de proyectos de generación considerados. El listado no considera el Parque Eólico Horizonte de Colbún, que se incorporó en el listado de proyectos declarados en construcción publicado por la CNE en febrero de 2023.

De acuerdo al listado de la CNE, la fecha de entrada en operación sería 01-01-2024 y su potencia instalada será de 800 MW.

En la sección 1.2 del informe se indica, para el ACT Norte Chico, subárea Norte, que *“El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de CT de la subárea se produce en el escenario de demanda alta de día, ante la falla de un circuito de la línea Nueva Cardones – Nueva Maitencillo 500 kV, la que requiere una reserva interna de 32.5 MVar. El mayor requerimiento interno de absorción de potencia reactiva se produce en el mismo escenario ante la desconexión de un reactor de 150 MVar de S/E Parinas 500 kV, evento que requiere una reserva interna de 22.5 MVar.”*

Por su parte, en la sección 1.2 del informe se indica, para el ACT Norte Chico, subárea Sur, que la S/E Parinas, tanto a niveles de tensión de 500 kV como de 220 kV, corresponde a la barra más débil en condición de pre y post-contingencia¹.

Luego, al no considerar el Parque Eólico Horizonte en el Estudio de CTyRPR se estaría sobreestimando los requerimientos de potencia reactiva en el ACT Norte Chico para mantener la

¹ Considerando una contingencia en la línea Cumbre – Nueva Cardones 500 kV.

tensión en niveles admisibles por la NTSyCS, toda vez que el PE Horizonte puede entregar recursos de control de tensión estático y control de tensión dinámico en su punto de conexión (S/E Parinas). Adicionalmente, la S/E Parinas fue identificada en este estudio como: 1) la barra con mayor requerimiento interno de absorción de potencia reactiva; y 2) la barra más débil de la ACT Norte Chico.

Respuesta n°3:

Como se indica en el Punto 3.3.2 del informe, en el estudio se consideraron los antecedentes de proyectos con los que contaba el Coordinador a enero 2023. Por ello no se consideró el proyecto Parque Eólico Horizonte de Colbún. De todas formas, si se hubiera considerado dicho parque, no hubieran cambiado los requerimientos de potencia reactiva ante contingencias ni las sensibilidades de las tensiones en las barras ante variaciones en la potencia reactiva, ya que como se indica en el Punto 3.3.4, uno de los supuestos operativos del estudio es la operación de los parques ERV en modo PQ.

2.4 Observación n°4

En la sección 3.3.2 del informe, página 22, se incluye la Tabla 3.1 con el listado de proyectos de generación considerados. El listado considera el Parque Solar Fotovoltaico Tamarico duplicado.

Se solicita revisar la Tabla 3.1 y, en caso de que corresponda, revisar las simulaciones realizadas.

Respuesta n°4:

Se acoge la observación, se corregirá según corresponda en la tabla señalada.

2.5 Observación n°5

En la Sección 3.3.4 “Supuestos operativos” se señala: “En las simulaciones estáticas (flujos de potencia), se asume el modelo de consumo de potencia constante”. Considerando que las cargas de potencia constante representan el peor escenario en cuanto a regulación de tensión, y que se cuenta con modelos de carga más detallados (Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas 2023), hacemos presente que se podrían estar sobredimensionando injustificadamente las reservas de potencia reactiva.

Al respecto, se solicita incorporar el mayor detalle disponible respecto de la modelación de las cargas, de tal manera de realizar una mejor estimación de los requerimientos de potencia reactiva.

Respuesta n°5:

Ver respuesta a Observación n°3 a Acciona. Efectivamente, la base de datos utilizada para el presente estudio cuenta con modelos de cargas estáticos y dinámicos. Dichos modelos corresponden con la base de datos DlgSILENT utilizada en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, ya que ambas bases derivan del mismo proceso de elaboración.

Sin perjuicio de lo anterior, hay que recordar que con los supuestos operativos se buscan las condiciones más exigentes para el sistema, obteniendo resultados que den cuenta de las

condiciones más desfavorables desde el punto de vista del requerimiento de control de tensión para cada ACT, entregando su vez, los márgenes de seguridad adecuados para la operación normal del sistema y ante contingencia simple. En caso contrario, de no considerar estos supuestos operativos, el riesgo a subestimar los requerimientos de potencia reactiva puede conducir a una operación (normal y ante contingencia) deficiente del sistema.

3 OBSERVACIONES DE COLLAHUASI.

3.1 Observación nº1

En la sección 1.1 del informe, página 6, se indica:

“Con el objeto de disponer de un mayor margen de absorción de potencia reactiva en los elementos de CT, se consideraron medidas operacionales consistentes en aperturas de las siguientes líneas de transmisión:

Apertura de líneas	Escenarios
Nueva Pozo Almonte - Condores 220 kV	2
Lagunas-Collahuasi 220 kV C1	2,6
Encuentro - Collahuasi 220 kV C1	2,6
Parinacota-Roncacho 220 kV	5,6
Roncacho-NuevaPozo Almonte 220 kV	5,6

Por su parte, en el artículo 7-10 de la NTSyCS se indica:

“Se considerarán como recursos técnicos para la prestación del SC de Control de Tensión, al menos los que se establecen a continuación:

[...]

g) Maniobra de equipos de transmisión y/o transformación, tales como, cierre/apertura de acoplamientos, cierre/apertura de configuraciones anilladas, conexión/desconexión de líneas de transmisión, entre otras, que los CC deberán realizar por expresa instrucción del Coordinador, el cual antes de proceder deberá verificar que se cumplan al menos las siguientes condiciones:

I. No es posible mantener los niveles de tensión establecidos por los estándares de SyCS de la presente NT.

II. La maniobra a ejecutar permite alcanzar un estado operativo que representa la menor degradación posible de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo 5, sin que ello implique un incremento en la demanda interrumpida ante la eventualidad de una contingencia posterior.”

Luego, se solicita verificar que, ante la ejecución de las medidas operacionales consideradas que consisten en la apertura de las líneas que se indican en la página 6, se cumplan las siguientes condiciones:

- En los escenarios evaluados, todos los recursos de control de tensión fueron agotados y no fue posible mantener los niveles de tensión establecidos por los estándares de SyCS de la NTSyCS.

- En los escenarios evaluados, la apertura de las líneas indicadas no implica un incremento en la demanda interrumpida ante la eventualidad de una contingencia posterior.

De no verificarse las condiciones indicadas en los puntos anteriores, se solicita eliminar las medidas operacionales propuestas que consisten en la apertura de líneas de transmisión. El objetivo de “*disponer de un mayor margen de absorción de potencia reactiva*” no es suficiente por si solo para poder considerar la apertura de elementos del ST como recurso para el control de tensión, en atención al artículo 7-10 de la NTSyCS.

Respuesta n°1:

Ver respuesta al punto 2.1 de este documento.

3.2 Observación n°2

En la sección 3.2.1 se indica:

“Los principales recursos disponibles en el Sistema Eléctrico Nacional para el CT corresponden a los siguientes:

[...]

g) Parques eólicos o fotovoltaicos equipados para proveer potencia reactiva, que se consideran en modo PQ para efectos del estudio.”

Al respecto, la Observación 5 de Collahuasi en el Estudio CTyRPR 2022 indicó:

“[...] Los parques ERV si tienen la capacidad dinámica de controlar la tensión, es más, en los instructivos técnicos de verificación se pide ensayar dicha capacidad de control dinámico de tensión.

Se solicita incorporar dicha capacidad dinámica y determinar su impacto en los requerimientos de despacho de unidades síncronas para controlar tensión.”

La respuesta del Coordinador fue: *“De acuerdo con los supuestos operativos indicados en el punto 3.3.4 del informe, los parques ERV se consideran en modo PQ para todos los análisis realizados. Lo anterior nos permite tener un escenario más exigente en términos de requerimientos de control de tensión. Por otra parte, se está trabajando en la verificación de las unidades que demuestren su participación en el control de tensión, ante la ausencia de su recurso primario.”*

En un contexto de retiro de centrales a carbón, un escenario más exigente en términos de requerimientos de control de tensión es donde hay ausencia de máquinas síncronas que aporten este servicio. Por lo tanto, se solicita:

- Considerar la capacidad de aporte al control dinámico de tensión de los parques ERV; y
- Considerar escenarios de exigencia del sistema en un contexto sin centrales a carbón.

Respuesta n°2:

Ver respuesta a observación N°2 de Angloamerican. De lo anterior, recalcar que los escenarios estudiados consideran el plan vigente de retiro de unidades a carbón.

3.3 Observación n°3

En la sección 3.3.2 del informe, página 22, se incluye la Tabla 3.1 con el listado de proyectos de generación considerados. El listado no considera el Parque Eólico Horizonte de Colbún, que se incorporó en el listado de proyectos declarados en construcción publicado por la CNE en febrero de 2023.

De acuerdo al listado de la CNE, la fecha de entrada en operación sería 01-01-2024 y su potencia instalada será de 800 MW.

En la sección 1.2 del informe se indica, para el ACT Norte Chico, subárea Norte, que *“El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de CT de la subárea se produce en el escenario de demanda alta de día, ante la falla de un circuito de la línea Nueva Cardones – Nueva Maitencillo 500 kV, la que requiere una reserva interna de 32.5 MVAR. El mayor requerimiento interno de absorción de potencia reactiva se produce en el mismo escenario ante la desconexión de un reactor de 150 MVAR de S/E Parinas 500 kV, evento que requiere una reserva interna de 22.5 MVAR.”*

Por su parte, en la sección 1.2 del informe se indica, para el ACT Norte Chico, subárea Sur, que la S/E Parinas, tanto a niveles de tensión de 500 kV como de 220 kV, corresponde a la barra más débil en condición de pre y post-contingencia².

Luego, al no considerar el Parque Eólico Horizonte en el Estudio de CTyRPR se estaría sobreestimando los requerimientos de potencia reactiva en el ACT Norte Chico para mantener la tensión en niveles admisibles por la NTSyCS, toda vez que el PE Horizonte puede entregar recursos de control de tensión estático y control de tensión dinámico en su punto de conexión (S/E Parinas). Adicionalmente, la S/E Parinas fue identificada en este estudio como: 1) la barra con mayor requerimiento interno de absorción de potencia reactiva; y 2) la barra más débil de la ACT Norte Chico.

Respuesta n°3:

Ver respuesta a observación N°3 de Angloamerican.

3.4 Observación n°4

En los escenarios analizados por el Coordinador se considera el despacho de las centrales Angamos y del complejo Ventanas.

² Considerando una contingencia en la línea Cumbre – Nueva Cardones 500 kV.

Se solicita adecuar los análisis considerando los compromisos de retiro de centrales a carbón hacia el año 2024 y 2025. Si bien se entiende que el estudio incorpora sólo el análisis de 1 año, dado el compromiso de retirar centrales a carbón existentes para el año 2024 y 2025, y los tiempos que implica el ajuste de procesos y desarrollo de infraestructura, al menos, opcionalmente es deseable realizar un análisis integral de manera de anticipar requerimientos y desafíos para el periodo 2024 – 2025.

Respuesta nº4:

Efectivamente, los estudios en cuestión contemplan un horizonte de un año. Respecto de las unidades mencionadas, el retiro de las unidades de Angamos se contempla para el año 2026, en el caso de Nueva Ventanas el retiro se contempla para el año 2029. Dado lo anterior, se considera que el retiro de las unidades señaladas queda fuera del alcance de este estudio. De todas maneras, en los estudios futuros se contemplarán los análisis pertinentes.

3.5 Observación nº5

En la sección 3.3.2 del informe, página 22, se incluye la Tabla 3.1 con el listado de proyectos de generación considerados. El listado considera el Parque Solar Fotovoltaico Tamarico duplicado.

Se solicita revisar la Tabla 3.1 y, en caso de que corresponda, revisar las simulaciones realizadas.

Respuesta nº5:

Se acoge la observación, se corrige tabla señalada.

3.6 Observación nº6

En la sección 4.2.2.6 del informe, página 48, se incluye la Tabla 4.13 donde se indica el escenario más exigente y los correspondientes requerimientos de reactivos en el caso del ACT Norte Grande, subárea Norte. En la tabla se observa que la distribución de los recursos en la central IEM es de un 30% en el caso de Inyección y un 27% en el caso de Absorción.

La central IEM estuvo fuera de servicio entre el 24 de enero de 2023 y el 12 de mayo de 2023. En el estudio, todos los escenarios consideran a la central IEM en operación, lo cual no es representativo de la situación que se presentó en el sistema eléctrico el primer semestre de 2023.

Se solicita evaluar cómo cambian los requerimientos de potencia reactiva en el ACT Norte Grande, subárea Norte en un escenario donde la IEM esté fuera de servicio.

Tabla 4.13. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande.

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E6	E2
Demanda de la zona (MW)	1926	1831
Generación de la zona (MW)	1672	2559
Contingencia más crítica en la zona	Kimal - Los Changos C1 500kV	Reactor Los Changos 500 kV
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	169.7	-116.0
Distribución	IEM : 30 % ANG1: 22 % ANG2: 22 %	IEM : 27 % ANG1: 20 % ANG2: 20%

Respuesta nº6:

Efectivamente los estudios pueden no ser representativos de la situación que se presentó en el sistema eléctrico el primer semestre de 2023, debido a que el horizonte de estudios, tal como se señala en los alcances del ECTyRPR, fue el 2024. Los despachos que se consideraron para dicho año estuvieron acordes con la programación de la generación, considerando diversos factores entre ellos, indisponibilidades de generación por mantenimientos según el Programa de Mantenimiento Mayor.

3.7 Observación nº7

En la sección 4.2.3.6 del informe, página 67, se incluye la Tabla 4.24 donde se indica el escenario más exigente y los correspondientes requerimientos de reactivos en el caso del ACT Norte Grande, subárea Sur. En la tabla se observa que la distribución de los recursos en el SVC Domeyko es de un 100% en el caso de Inyección y de Absorción.

Se solicita indicar cómo cambian los requerimientos de potencia reactiva en el ACT Norte Grande, subárea Sur e identificar cuáles serían los recursos para el control de tensión ante un escenario donde el SVC Domeyko esté fuera de servicio.

Tabla 4.24. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la Subárea Sur del ACT Norte Grande.

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E5	E5
Demanda de la zona (MW)	599	599
Generación de la zona (MW)	47	47
Contingencia más crítica en la zona	N.Zaldívar-Laberinto C1 220 kV	Domeyko-Planta Óxidos 220 kV
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	33.7	-28.4
Distribución	SVC Domeyko : 100 %	SVC Domeyko : 100 %

Respuesta nº7:

En el estudio sólo se contempla el análisis de condiciones normales de operación, con todos los equipos de compensación de potencia reactiva en servicio. No obstante lo anterior, los requerimientos de potencia reactiva en el ACT Norte Grande, Subárea Sur bajo condiciones de contingencia del SVC Domeyko, se pueden observar en las tablas 4.15 (E2), 4.18 (E5) y 4.21 (E6) del documento correspondiente al Informe final. Considerando que en la subárea Sur, el SVC Domeyko es el único elemento que aporta al control dinámico de tensión, cuando dicho equipo se encuentra fuera de servicio, el total de aportes de potencia reactiva provendrá de la subárea Norte-Centro.

3.8 Observación nº8

En la sección 4.3.2.6 del informe, página 86, se incluye la Tabla 4.38 donde se indica el escenario más exigente y los correspondientes requerimientos de reactivos en el caso del ACT Norte Chico, subárea Norte. En la tabla se observa que la distribución de los recursos en el SVC Plus D. Almagro es de un 100% en el caso de Inyección y de Absorción.

Se solicita indicar cómo cambian los requerimientos de potencia reactiva en el ACT Norte Chico, subárea Norte e identificar cuáles serían los recursos para el control de tensión ante un escenario donde el SVC Plus D. Almagro esté fuera de servicio.

Tabla 4.38. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la Subárea Norte del ACT Norte Chico.

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E2	E2
Demanda de la zona (MW)	140	140
Generación de la zona (MW)	861	861
Contingencia más crítica en la zona	N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	Reactor Parinas 500 kV N1
Requerimientos mínimos de reactivos a entregar por recursos de la zona (MVAR)	32.5	-22.5
Distribución	SVC Plus D.Almagro 100%	SVC Plus D.Almagro 100%

Respuesta n°8:

En el estudio sólo se contempla el análisis de condiciones normales de operación, con todos los equipos de compensación de potencia reactiva en servicio. En un escenario con el SVC Plus de Diego de Almagro fuera de servicio, los requerimientos de potencia reactiva ante contingencias en la subárea Norte del ACT Norte Chico serían nulos, ya que no habría ningún elemento de control de tensión disponible dentro de la subárea. Por lo tanto, en dicho escenario los requerimientos de potencia reactiva ante contingencias se redistribuirían en los elementos de control de tensión de la subárea Centro-Sur del ACT y de las ACT adyacentes.

3.9 Observación n°9

En la sección 4.4.4.5 del informe, página 154, se incluye la Tabla 4.79 donde se indica el escenario más exigente y los correspondientes requerimientos de reactivos en el caso del ACT Centro, subárea Región Metropolitana. En la tabla se observa que la distribución de los recursos en las centrales Las Lajas y Alfalfal II es de un 59%³ en el caso de Inyección y un 65% en el caso de Absorción.

El complejo hidroeléctrico Alto Maipo está fuera de servicio desde fines de 2022 y, según lo informado por la empresa recientemente, se espera que la central vuelva a estar disponible recién

³ Suma de distribución considerada para centrales Las Lajas y Alfalfal II.

a partir del segundo trimestre de 2024. En el estudio, todos los escenarios consideran al complejo hidroeléctrico Alto Maipo en operación, lo cual no es representativo de la situación que atraviesa el sistema eléctrico respecto de estas centrales.

Se solicita evaluar cómo cambian los requerimientos de potencia reactiva en el ACT Centro, subárea Región Metropolitana en un escenario donde las centrales Alfalfal II y Las Lajas están fuera de servicio.

Tabla 4.79. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la subárea Región Metropolitana del ACT Centro

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E2	E6
Demanda de la zona (MW)	3262	1415
Generación de la zona (MW)	762	795
Contingencia más crítica de la zona	ATR Alto Jahuel 220/115 KV	Central Alfalfal II
Requerimientos mínimos de reactivos (MVAR)	33	-6
Centrales con mayor participación	Las Lajas U1: 38% Alfalfal 2 N1: 21%	Alfalfal U1: 52% Alfalfal 2 N1: 65%

Respuesta n°9:

El estudio considera escenarios base considerando para un horizonte de un año, esto es, a partir del año 2024 como se indica en el estudio, por lo que efectivamente pueden no ser representativos de la situación actual. A su vez, el estudio considera condiciones operacionales ante máxima y mínima demanda esperada, por lo que se evalúa un rango adecuado de condiciones probables.

Tanto en la ACT Centro, como para todas las áreas, se evalúan las condiciones más desfavorables desde el punto de vista de control de tensión y requerimientos de potencia reactiva. De lo anterior, es posible determinar que los resultados son referenciales ante las condiciones evaluadas. En consecuencia, ante cualquier contingencia, en caso de no contar con las centrales del complejo hidroeléctrico Alto Maipo, los requerimientos de potencia reactiva se redistribuirán en los distintos elementos de control de tensión de la subárea Región Metropolitana y de las ACT adyacentes.

4 OBSERVACIONES DE COLBUN.

4.1 Observación nº1

Numeral 3.3.2. Tabla 3.2, página 25.

Se asigna el proyecto "Ampliación en S/E Mulchén y seccionamiento línea 1x220kV Charrúa-Temuco" a la empresa Colbún Transmisión SA y corresponde a la empresa "Alfa Transmisora de Energía S.A."

Modificar el propietario a Alfa Transmisora de Energía S.A. (Celeo Redes).

Respuesta nº1:

Se acoge la observación, se actualiza la tabla señalada.

4.2 Observación nº2

Numeral 4. General

A partir de los gráficos de sensibilidad de tensión dV/dQ es posible inferir los requerimientos de reactivos que son necesarios para variar la tensión en cada barra de interés. Por ejemplo, para lograr una variación de 1% en la barra Charrúa 220kV se hace necesario una diferencia cercana a los 100 MVAR, los cuales no necesariamente pueden ser aportados por una sola unidad. Sugerimos incluir un comentario en relación a que los requerimientos de potencia reactiva para controlar tensión deben ser asignados por grupos de unidades (o bien centrales completas), que sean capaces de mover a lo menos 1% en su punto de control.

Respuesta nº2:

Los resultados presentados respecto a las prioridades de los recursos de control de tensión son únicamente referenciales y dependen de los escenarios considerados en el estudio. En caso de que se desee cuantificar los recursos necesarios para variar la tensión en una barra específica dentro de dichos escenarios, es posible estimarlos utilizando los resultados de las tablas de prioridades y los resultados gráficos proporcionados.

4.3 Observación nº3

General

Se solicita aclarar si el estudio considera las tensiones de servicio del estudio realizado en el 2020, cómo se verán afectados los resultados del estudio, en una eventual actualización de las tensiones de servicio, lo que debería transcurrir durante este año.

Respuesta nº3:

El presente estudio considera la operación dentro de los rangos normales según las tensiones de servicio propuestas en el ETS (Estudio de Tensiones de Servicio) publicado el año 2021 y según se disponga los requerimientos de control de tensión de cada ACT. Sin perjuicio de lo anterior, la

actualización del estudio mencionado se encuentra en desarrollo con fecha de publicación para el presente año, cuyo objetivo, además, es aumentar los márgenes de los recursos de control de tensión para la operación normal.

4.4 Observación nº4

Estudio. General

No se considera la modelación del Parque Eólico Horizonte.

Se solicita incluir

Respuesta nº4:

Ver respuesta a observación N°3 de Angloamerican.

4.5 Observación nº5

Anexos. General

Se solicita publicar la base de datos de estudio.

Respuesta nº5:

Se acoge la observación, la base de datos será publicada en conjunto con el informe final.

4.6 Observación nº6

Anexo 6.2

Se solicita cuantificar el aporte de reactivos en potencia máxima y mínimo técnico de cada unidad.

Respuesta nº6:

Se agregaron en las tablas del Anexo 6.2 las capacidades máximas de entrega y absorción de reactivos. Para las unidades ERV se indican las capacidades al 50% de la potencia máxima según el diagrama PQ incluido en el modelo homologado, como una referencia de las máximas capacidades operacionales de cada parque. Para los parques cuyo modelo homologado no incluye un diagrama PQ, se indican los límites de potencia reactiva mínimo y máximo incluidos en el mismo modelo. Para las unidades convencionales se indican los límites de potencia reactiva mínimo y máximo incluidos en el modelo homologado, excepto cuando el modelo incluye un diagrama PQ, en cuyo caso se indican las capacidades a potencia nominal según dicho diagrama.

4.7 Observación nº7

Anexo 6.4

Se solicita que las tablas de ranking de efectividad de los recursos de CT incluyan el rango de aporte de reactivos de cada unidad. Acorde a la observación anterior, la efectividad debe agruparse de

acuerdo al grupo de unidades que sean capaces de provocar una variación de 1% en la barra de control.

Respuesta nº7:

Ver respuesta al punto 4.2 de este documento.

4.8 Observación nº8

Anexo 6.4. Sección 6.4.4

Respecto de las tablas de efectividad del control de tensión visualizamos que estas no representan la operación en real. Por ejemplo:

- Las unidades de la CH Angostura son instruidas para controlar tensión en la S/E Mulchen, sin embargo, de acuerdo a las tablas de prioridades son consideradas en la S/E Charrúa con una mayor prioridad que otras unidades que si se conectan directamente a la S/E Charrúa.
- En el informe de desempeño de CT del mes de mayo 2023 en la S/E Mulchen 220kV, se contabilizan instrucciones asociada a los PE San Gabriel, Tolpan y Renaico, los cuales no aparecen en los listados de efectividad del presente estudio.

Respuesta nº8:

Se actualizó la tabla del anexo 6.4 Sección 6.4.4.1, con el escenario más exigente en términos de inyección y absorción de potencia reactiva en la subárea Centro Sur 500/220, siendo este el E5.

La prioridad en el control de tensión de la central Angostura con respecto a la subestación Charrúa se encuentra actualizada, según lo determinado para el escenario E5. Asimismo, en dicha tabla aparecen las prioridades de CT de la subestación Mulchén, donde PE Renaico, PE San Gabriel, PE Los Olmos y PE Tolpán Sur se encuentran entre las más efectivas.

4.9 Observación nº9

Anexo 6.4. Sección 6.4.4.1

Cómo se interpreta en la tabla 6.26 que sólo aparezca Colbún U1 y no su par. Si las unidades de la central el Toro aparecen en el mismo número de prioridad, debería ser el mismo criterio para el resto de unidades.

Respuesta nº9:

Se actualizó la tabla del anexo 6.4 Sección 6.4.4.1, con el escenario más exigente en términos de inyección y absorción de potencia reactiva, siendo este el Escenario E5. En este escenario se encuentran despachadas las 2 unidades de la central Colbún.

4.10 Observación nº10

Anexo 6.4.3.2 Tabla 6.22 y 6.23

Cómo se interpreta que las unidades de la central Carena tengan mayor prioridad para controlar tensión que unidades de mayor tamaño como Nueva Renca en la misma zona.

Respuesta nº10:

Las tablas de ranking de efectividad ordenan los recursos de control de tensión (RCT) de mayor a menor según los resultados del cálculo del indicador $\Delta V/\Delta Q$. Este indicador mide la eficacia de un RCT para modificar la tensión (ΔV) en una barra específica, al variar la potencia reactiva (ΔQ) del RCT. De lo anterior se observa que el tamaño del RCT no influye en el indicador $\Delta V/\Delta Q$ ni en el ranking presentado.

5 OBSERVACIONES DE TRANSLEC.

5.1 Observación nº1

Resumen Ejecutivo.

Los nombres y cantidad de áreas y subáreas de control de tensión listadas en la primera página del resumen ejecutivo no coinciden con las que aparecen en el resto de dicha sección, tal y como se ilustra a continuación:

En línea con la Tabla resumen de la página 14. Incluir un diagrama o unilineal ilustrativo sería útil.

ACT	Sub-ACT	Requerimiento para Operación Normal [MVar]		Reservas para Contingencia [MVar]	
		Mínimo	Máximo	Capacitiva	Inductiva
Norte Grande	Norte-Centro	-282	-75.1	169.7	-116
	Sur (Domeyko)	-7	2.2	33.7	-28.4
Norte Chico	Norte	0	0	32.5	-22.5
	Centro-Sur	-36.7	3.7	206.5	-109.7
Centro	500/220 kV	-56.3	103.2	180.5	-30.7
	RM 110 kV	-79.1	12.6	33.1	-6.1
	V Región	-7.5	63.7	18.5	-8.6
Centro Sur	500/220 kV	-202	76	142	-60
	Centro-Sur 154 kV	-48.3	74	24.9	-12.4
	Concepción	-5	4	47	-14
Sur	Sur	-32	-16	29.6	-51.8

Respuesta nº1:

Se acoge la observación, se harán las correcciones pertinentes en la tabla señalada. Sin perjuicio de lo anterior, en conjunto con el informe final se publicará la base de datos utilizada para el estudio, donde se encuentran los diagramas unilineales del sistema.

5.2 Observación nº2

Resumen ejecutivo

- Área Norte Grande: comprende las instalaciones desde la S/E Los Changos hacia el norte. Al interior de esta, se distinguen dos subáreas de CT, una subárea Sur correspondiente a Domeyko que se compone principalmente por las SSEE Andes, Nueva Zaldívar, Domeyko y Puri 220 kV, y una subárea Norte/Centro que se compone por las SSEE ubicadas al norte de las SSEE O'Higgins y Laberinto 220 kV.

Propuesta:

- Área Norte Grande: comprende las instalaciones desde la S/E Los Changos hacia el norte. Al interior de esta, se distinguen dos subáreas de CT, una subárea Sur correspondiente a Domeyko que

se compone principalmente por las SSEE Andes, Nueva Zaldívar, Domeyko y Puri 220 kV, y una subárea Norte-centro que se compone por las SSEE ubicadas al norte de las SSEE O'Higgins y Laberinto 220 kV...

Respuesta nº2:

Se acoge la observación en el Informe Final.

5.3 Observación nº3

Resumen Ejecutivo

- Área Norte Chico: comprende las instalaciones desde la S/E Los Changos 500 kV, por el norte, hasta las SS/EE Polpaico 500 kV y Los Vilos 220 kV, por el sur. Se distingue una subárea de CT, correspondiente al subsistema de 220 kV entre las subestaciones Paposo, Illapa y Cumbre 220 kV.

Propuesta:

- Área Norte Chico: comprende las instalaciones desde la S/E Los Changos 500 kV, por el norte, hasta las SS/EE Polpaico 500 kV y Los Vilos 220 kV, por el sur. Se distinguen dos subáreas de CT, una subárea Norte, y otra subárea Centro-sur...

Respuesta nº3:

Se acoge la observación en el Informe Final. Se precisa la descripción del Área Norte Chico en el Resumen Ejecutivo para detallar las 2 subáreas de control de tensión analizadas en el estudio.

5.4 Observación nº4

Resumen ejecutivo

- Área Centro: comprende las instalaciones desde S/E Los Vilos 220 kV y Polpaico 500 kV hasta la S/E Alto Jahuel 500 kV y 220 kV. Se distinguen dos subáreas de CT, una subárea correspondiente a la Región Metropolitana 220 kV y 110 kV, y una subárea correspondiente a la Quinta región Costa 220 kV y 110 kV.

Propuesta

- Área Centro: comprende las instalaciones desde S/E Los Vilos 220 kV y Polpaico 500 kV hasta la S/E Alto Jahuel 500 kV y 220 kV. Se distinguen tres subáreas de CT, una subárea correspondiente a la Región Metropolitana 500/220 kV, otra subárea RM 110 kV ..., y una subárea correspondiente a la Quinta región Costa 220 kV y 110 kV [decidir por esa o V Región].

Respuesta nº4:

Se acoge la observación en el Informe Final, se precisa la descripción del Área Centro en el Resumen Ejecutivo para detallar las 3 subáreas de control de tensión analizadas en el estudio.

5.5 Observación nº5

Resumen ejecutivo

- Área Centro-Sur: comprende las instalaciones entre las subestaciones Alto Jahuel 500 kV, 220 kV, y 154 kV y Cautín 220 kV. Se distinguen dos subáreas de CT, la zona de 154 kV que corresponde al subsistema de 154 y 66 kV entre las subestaciones Alto Jahuel e Itahue 154kV, y la zona de Concepción, la que se extiende desde la S/E Concepción hacia el sur hasta la S/E Coronel.

Propuesta:

- Área Centro-Sur: comprende las instalaciones entre las subestaciones Alto Jahuel 500 kV, 220 kV, y 154 kV y Cautín 220 kV. Se distinguen tres subáreas de CT, la subárea Centro-sur 154 kV que corresponde al subsistema de 154 y 66 kV entre las subestaciones Alto Jahuel e Itahue 154kV, la subárea 500/220 kV, y la zona de Concepción, la que se extiende desde la S/E Concepción hacia el sur hasta la S/E Coronel.

Respuesta nº5:

Se precisa descripción del Área Centro-Sur en el Resumen Ejecutivo para detallar las 3 subáreas de control de tensión analizadas en el estudio.

6 OBSERVACIONES DE AES.

6.1 Observación nº1

Agradeceríamos incluir en el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva la restricción asociada a los montos mínimos de inercia del sistema y, en particular, de la zona Norte del país, los cuales sí se indican en el Informe Final del Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión, publicado en febrero del presente año. Con lo anterior, se busca que las exigencias operacionales asociadas a un adecuado Control de Tensión del sistema se indiquen en el estudio en cuestión.

Respuesta nº1:

Se acoge la observación. En el Informe Final se incluyen las restricciones de inercia mínima de la zona Norte Grande determinadas en el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión vigente.

7 OBSERVACIONES DE TINGUIRIRICA ENERGIA.

7.1 Observación nº1

Al revisar el informe preliminar hemos notado que están considerando a las Centrales La Higuera y La Confluencia dentro de la sub área de 154 kV del Área Centro-Sur.

Cabe recordar que las centrales La Higuera y La Confluencia se encuentra conectadas en 220 kV e inyectan su energía al sistema en la S/E Puente Negro 220 kV a través del tramo La Higuera - Puente Negro 220 kV, esto tras los proyectos de elevación de tensión y seccionamiento del tramo La Higuera – Tinguiririca en subestación Puente Negro realizado el año 2021.

De los resultados del informe se infiere que el estudio fue realizado sin considerar esta modificación. Se sugiere revisar y corregir en caso de que esta observación sea atingente.

Respuesta nº1:

Los proyectos relacionados a las centrales La higuera y la Confluencia conectados en 220 kV, se encuentran incorporados en la Base de Datos DigSILENT utilizada para el desarrollo del estudio de Control de Tensión. Por lo que las Centrales La Higuera y La Confluencia inyectan su potencia al SEN a través de la S/E Puente Negro de 220 kV, sin embargo, se considera que estas forman parte de la Subárea de CT “154kV”, por lo que se considera a la S/E Puente Negro 220kV como uno de los límites entre estas dos subáreas. Se incorpora párrafo en el Informe Final describiendo esta situación.