

Minuta DAOP N° 02/2023

Operación de la Zona Quinta Región Costa
durante la indisponibilidad del transformador
220/110 kV de S/E Ventanas por mantenimiento



Minuta DAOP N° 02/2023

Operación de la Zona Quinta Región Costa durante la indisponibilidad del transformador 220/110 kV de S/E Ventanas por mantenimiento

1 Introducción

El presente documento tiene como objetivo proporcionar recomendaciones para la operación de la Zona Quinta Región Costa, estando fuera de servicio el transformador 220/110 kV de S/E Ventanas por mantenimiento, identificando la necesidad de disponer de recursos de generación local para preservar la seguridad de servicio durante su período de indisponibilidad.

2 Antecedentes

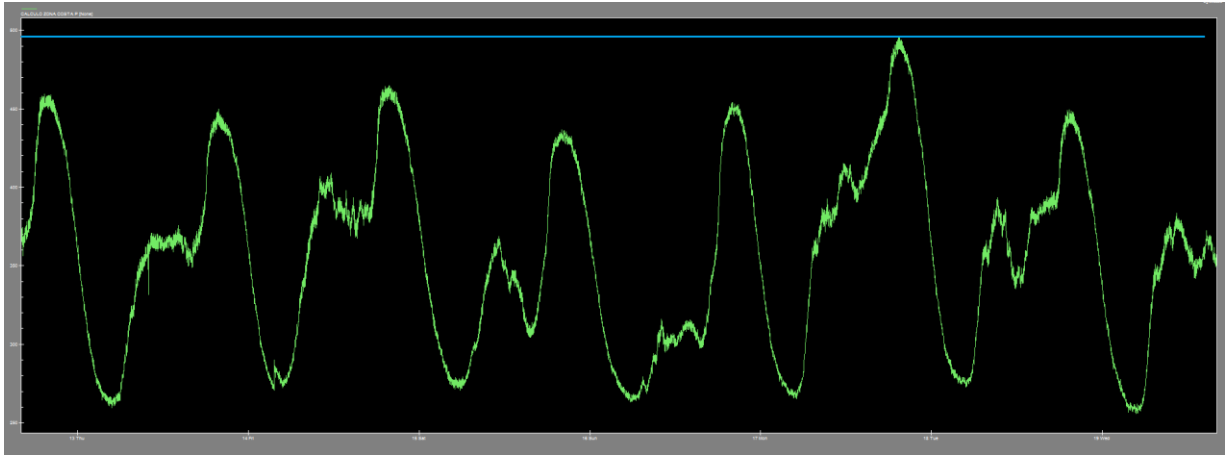
La denominada Zona Quinta Región Costa, para los fines de análisis de esta minuta, se abastece de energía eléctrica a través del sistema de transmisión compuesto por las líneas 2x220 kV San Luis - Agua Santa, 2x110 kV Las Vegas - San Pedro y 1x110 kV Quillota - San Pedro, por el transformador 220/110 kV de S/E Ventanas, además de la generación local de las centrales Ventanas 2, Colmito, Los Vientos y algunos PMG. Adicionalmente, en horario diurno se cuenta con la generación de la central Santiago Solar, la cual se puede conectar de manera radial hacia la S/E Las Vegas, abriendo la línea 110 kV Santiago Solar - Cerro Navia.

Las restricciones de transmisión más relevantes impuestas por protecciones de esta zona corresponden a la línea 1x110 kV Quillota - San Pedro en el extremo Quillota, la línea 1x110 kV San Pedro - Miraflores en el extremo San Pedro y la línea 1x110 kV San Pedro - Peñablanca en el extremo San Pedro, correspondientes a 1440 [A] (274 [MVA] a 110 [kV]), 640 [A] (122 [MVA] a 110 [kV]) y 1200 [A] (229 [MVA] a 110 [kV]), respectivamente. Cabe señalar que las transferencias por la línea 1x110 kV Quillota - San Pedro, se ven afectadas por la demanda de la Zona Quinta Región Costa y por las demandas asociadas a la línea 2x110 kV San Pedro - Las Vegas.

Por otra parte, la demanda de la Zona Quinta Región Costa se calcula como la suma algebraica de las transferencias a través del transformador 220/110 kV de S/E Ventanas en el lado de 220 kV, de los transformadores 220/110 kV de S/E Agua Santa en el lado de 220 kV, de la línea 1x110 kV Quillota - San Pedro en S/E Quillota, de la línea 2x110 kV Las Vegas - San Pedro en S/E San Pedro, y del total de generación local.

Para efectos de la presente minuta, se tomó en consideración al transformador 220/110 kV de S/E Ventanas fuera de servicio por mantenimiento mayor, el cual fue solicitado por su propietario desde el 31 de julio hasta el 04 de septiembre de 2023. Por otra parte, de acuerdo con los registros de demanda para la Zona Quinta Región Costa, se analizó el período más crítico con bajas temperaturas durante el reciente mes de julio, cuya demanda máxima fue cercana a los 500 MW (ver Figura 1 de la página siguiente):

Figura 1: Registros de demanda (MW) SCADA de la Zona Quinta Región Costa durante los últimos días de julio 2023.



3 Análisis de la Operación

Se realizaron simulaciones de contingencias simples en el sistema de transmisión que abastece a la Zona Quinta Región Costa, considerando la condición normal de operación, es decir, con la reciente entrada en servicio de la obra de ampliación en S/E Agua Santa, distinguiendo los escenarios con ausencia y presencia de generación local. Se identificó que la desconexión intempestiva de uno de los transformadores 220/110 kV de S/E Agua Santa es la contingencia más crítica que compromete la seguridad de servicio de esta zona, al poner en riesgo la desconexión por protecciones de la línea 1x110 kV Quillota - San Pedro. En cambio, estando en servicio ya sea la central Ventanas 2 o la central Los Vientos, debido a su tamaño, su desconexión intempestiva resultó ser la más crítica como propagación hacia la continuidad de servicio de la línea 1x110 kV Quillota - San Pedro.

Con estos antecedentes, los montos de generación local obtenidos para que dichas contingencias no pongan en riesgo la actuación de protecciones en la línea 1x110 kV Quillota - San Pedro, para distintos rangos de demanda en la zona, se resume en la siguiente tabla:

Demanda Zona Quinta Región Costa [MW]	Línea 1x110 kV Quillota-San Pedro [MVA]	Generación Cogeneradora Aconcagua [MW]	Generación Central Colmito [MW]	Generación Central Ventanas 2 [MW]	Generación Central Los Vientos [MW]
0 - 300	220	F/S	F/S	F/S	F/S
301 - 360	230	1 - 58	F/S	F/S	F/S
301 - 360	230	F/S	1 - 57	F/S	F/S
301 - 385	175	F/S	F/S	1 - 200	F/S
301 - 385	210	F/S	F/S	F/S	1 - 120
301 - 410	230	1 - 58	1 - 57	F/S	F/S
301 - 440	170	1 - 58	F/S	1 - 200	F/S
301 - 440	170	F/S	1 - 57	1 - 200	F/S
301 - 440	210	1 - 58	F/S	F/S	1 - 120
301 - 440	210	F/S	1 - 57	F/S	1 - 120
301 - 490	175	1 - 58	1 - 57	1 - 200	F/S
301 - 490	210	1 - 58	1 - 57	F/S	1 - 120
301 - 515	175	F/S	F/S	1 - 200	1 - 120

La tabla anterior muestra que la Zona Quinta Región Costa, con el transformador 220/110 kV de S/E Ventanas fuera de servicio, se podría abastecer prescindiendo de generación local hasta demandas del orden de 300 [MW]. No obstante, según los registros de demanda de las últimas semanas, montos menores a este valor se darían en un rango muy acotado de aproximadamente 4 horas, en horario de madrugada.

Por otra parte, se puede deducir que para demandas del orden de 360 [MW] en la Zona Quinta Región Costa, al menos se requiere disponer de alguna de las centrales en servicio a plena carga, pudiendo requerirse más de alguna en servicio sobre ese valor, ya sea a plena carga o carga parcial, dependiendo de su capacidad de inyección. Además, para abastecer la demanda de esta zona en la hora de punta, al menos se requeriría a dos centrales en servicio y a plena carga.

Otra conclusión importante, es la necesidad de contar con holgura en la disponibilidad de generación entre las centrales Colmito, Los Vientos, Cogeneradora Aconcagua y Ventanas 2. Si bien se podría abastecer la demanda pick de esta zona con 3 de estas centrales, se corre el riesgo de que alguna de ellas quede indisponible por falla o falta de combustible.

De todas formas, más allá de la precisión del despacho de generación local en la Zona Quinta Región Costa, se deben controlar los flujos de potencia por la línea 1x110 kV Quillota - San Pedro en relación con la mayor contingencia simple que pudiese activarse en base a la aplicación del criterio de seguridad N-1. En este sentido, la carga por la línea 1x110 kV Quillota - San Pedro aumenta en un valor que equivale a un 24% del flujo por un transformador 220/110 kV desconectado en S/E Agua Santa, así como también aumenta en un valor que equivale a un 43% y 41% de la generación de las centrales Ventanas 2 y Los Vientos, respectivamente, en caso de desconectarse.

Esto significa que en todo momento será necesario respetar la relación de los flujos de potencia entre dichas instalaciones, adicionando un factor de seguridad sobre el pick up de la protección de sobrecorriente asociada al paño San Pedro de S/E Quillota:

$$\begin{aligned} \text{Tx (LT 110 kV Quillota-San Pedro)} + 0.24 * \text{Tx (ATR1 220/110 kV S/E Agua Santa)} &< 274 \text{ [MVA]} * \text{Factor de Seguridad} \\ \text{Tx (LT 110 kV Quillota-San Pedro)} + 0.24 * \text{Tx (ATR2 220/110 kV S/E Agua Santa)} &< 274 \text{ [MVA]} * \text{Factor de Seguridad} \\ \text{Tx (LT 110 kV Quillota-San Pedro)} + 0.43 * \text{Gx (Ventanas 2)} &< 274 \text{ [MVA]} * \text{Factor de Seguridad} \\ \text{Tx (LT 110 kV Quillota-San Pedro)} + 0.41 * \text{Gx (Los Vientos)} &< 274 \text{ [MVA]} * \text{Factor de Seguridad} \end{aligned}$$

Tomando en consideración un Factor de Seguridad de 0.9 (margen de 10% bajo el pick up), se tiene:

$$\begin{aligned} \text{Tx (LT 110 kV Quillota-San Pedro)} + 0.24 * \text{Tx (ATR1 220/110 kV S/E Agua Santa)} &< 246.6 \text{ [MVA]} \approx 250 \text{ [MVA]} \\ \text{Tx (LT 110 kV Quillota-San Pedro)} + 0.24 * \text{Tx (ATR2 220/110 kV S/E Agua Santa)} &< 246.6 \text{ [MVA]} \approx 250 \text{ [MVA]} \\ \text{Tx (LT 110 kV Quillota-San Pedro)} + 0.43 * \text{Gx (Ventanas 2)} &< 246.6 \text{ [MVA]} \approx 250 \text{ [MVA]} \\ \text{Tx (LT 110 kV Quillota-San Pedro)} + 0.41 * \text{Gx (Los Vientos)} &< 246.6 \text{ [MVA]} \approx 250 \text{ [MVA]} \end{aligned}$$

En función de lo anterior, en caso de que estas expresiones no se puedan cumplir ni tampoco existan disponibles otras inyecciones de generación local, se podría perder el nivel de seguridad de servicio de la zona. En este caso, para su mitigación, se deberán efectuar maniobras de apertura en el sistema de transmisión para minimizar la profundidad de falla ante una contingencia, esto es:

- Apertura de la línea 1x110 kV Santiago Solar - Cerro Navia, en S/E Santiago Solar.
- Traspasos de carga, en la medida que las condiciones sistémicas lo permitan, de los consumos de la línea 1x110 kV Quillota - Quínquimo hacia S/E Choapa y/o de los consumos de S/E Laguna Verde hacia S/E San Antonio.

4 Conclusiones

Este documento ha presentado un análisis operacional de la Zona Quinta Región Costa para su aplicación durante el período de indisponibilidad del transformador 220/110 kV de S/E Ventanas, verificando las condiciones que permiten mantener condiciones de seguridad de servicio para su abastecimiento frente a contingencias simples, identificando que, para ciertos niveles de demanda, se requiere disponer del despacho forzado de generación local adicional.

Dichas demandas corresponden a la suma algebraica de las transferencias a través del transformador 220/110 kV de S/E Ventanas (en este caso fuera de servicio), de los transformadores 220/110 kV de S/E Agua Santa, de la línea 1x110 kV Quillota - San Pedro, de la línea 2x110 kV Las Vegas - San Pedro, y del total de generación local.

La generación local adicional dependerá del control de los flujos de potencia entre la instalación que representa la contingencia simple más crítica y la línea 1x110 kV Quillota - San Pedro (medido en Quillota), de manera de procurar que no se active el pick up de la protección de sobrecorriente asociada al paño San Pedro de S/E Quillota frente a contingencia simple. Las relaciones de dicho control de transferencias son las siguientes:

$$Tx \text{ (LT 110 kV Quillota-San Pedro)} + 0.24 * Tx \text{ (ATR1 220/110 kV S/E Agua Santa)} < 250 \text{ [MVA]}$$

$$Tx \text{ (LT 110 kV Quillota-San Pedro)} + 0.24 * Tx \text{ (ATR2 220/110 kV S/E Agua Santa)} < 250 \text{ [MVA]}$$

$$Tx \text{ (LT 110 kV Quillota-San Pedro)} + 0.43 * Gx \text{ (Ventanas 2)} < 250 \text{ [MVA]}$$

$$Tx \text{ (LT 110 kV Quillota-San Pedro)} + 0.41 * Gx \text{ (Los Vientos)} < 250 \text{ [MVA]}$$

En caso de que no sea posible cumplir con las relaciones anteriores, se perderá el nivel de redundancia para la seguridad de abastecimiento de la zona, requiriendo efectuar maniobras operacionales para minimizar la profundidad de falla. Estas maniobras son:

- Apertura de la línea 1x110 kV Santiago Solar - Cerro Navia, en S/E Santiago Solar.
- Traspasos de carga, en la medida que las condiciones sistémicas lo permitan, de los consumos de la línea 1x110 kV Quillota - Quínquimo hacia S/E Choapa y/o de los consumos de S/E Laguna Verde hacia S/E San Antonio.