COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

San Isidro, 22 de junio de 2016

COES/P-123-2016

Señor Representante Legal:

Martín Eduardo Paco Solimano **ABY TRANSMISIÓN SUR S.A.**

Ref.: **Decisión del Directorio**

Asunto: **RECURSO DE APELACIÓN PRESENTADO POR ABY TRANSMISIÓN SUR S.A. EL 21.04.2016, CONTRA LA DECISIÓN DE LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES COES/D-342-2016, QUE DECLARA INFUNDADO SU RECURSO DE RECONSIDERACIÓN CONTRA LA DECISIÓN COES/D/DO-033-2016 QUE LE ASIGNA RESPONSABILIDAD POR LAS TRANSGRESIONES A LA NTCSE POR EL EVENTO EV-065-2015, "RECIERRE NO EXITOSO DE LA LÍNEA L-5032". (O.D.2)**

De mi consideración:

Es grato dirigirme a usted, con relación al recurso de apelación presentado por **ABY Transmisión Sur S.A.,** a fin de dar a conocer en documento adjunto, lo resuelto al respecto por el Directorio del COES en su Sesión Nº 473 llevada a cabo el 25.05.2016.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para reiterarle mis cordiales saludos.

Atentamente,

Ing. CESAR BUTRON FERNANDEZ
PRESIDENTE DEL DIRECTORIO
COES

Adj.: Lo indicado
C.c.: D, DO. Sr. Daniel Vaillant

SECRETARIO DEL DIRECTORIO
V°B°
Dra. MARITZA GONZALES CH.
COES

Manuel Roaud y Paz Soldán Nº 364
San Isidro, Lima - Perú
Telf.: (51-1) 611-8585 - Fax: (51-1) 705-3076
www.coes.org.pe

SESIÓN DE DIRECTORIO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

SESIÓN DE DIRECTORIO N° 473 DEL 25 DE MAYO DE 2016

O.D.2 RECURSO DE APELACIÓN PRESENTADO POR ABY TRANSMISIÓN SUR S.A. EL 21.04.2016, CONTRA LA DECISIÓN DE LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES COES/D-342-2016, QUE DECLARA INFUNDADO SU RECURSO DE RECONSIDERACIÓN CONTRA LA DECISIÓN COES/D/DO-033-2016 QUE LE ASIGNA RESPONSABILIDAD POR LAS TRANSGRESIONES A LA NTCSE POR EL EVENTO EV-065-2015, "RECIERRE NO EXITOSO DE LA LÍNEA L-5032"

El Presidente indicó que con fecha 21.04.2016, **ABY TRANSMISIÓN SUR S.A.** (en adelante ATS) presentó Recurso de Apelación contra la Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES contenida en su comunicación COES/D-342-2016, que declara infundado su Recurso de Reconsideración contra la Decisión COES/D/DO-033-2016 que le asigna responsabilidad por las transgresiones a la NTCSE por el evento EV-065-2015 "Recierre no exitoso de la línea L-5032".

Señaló que mediante comunicación COES/P-098-2016 se invitó a ATS para que sustente oralmente su recurso. A tal efecto, ATS mediante carta ATS.GG-49.2016 designó como representantes para sustentar oralmente su recurso a la Dra. Melissa Joanne Araneda Guillén, al Ing. César Rubén Napa Tasayco y al Ing. Arturo Concha Cárdenas.

El Presidente invitó a pasar a la sala a los representantes de ATS y les cedió el uso de la palabra para que expongan ante el Directorio los argumentos de su recurso. Terminada la exposición y absueltas los preguntas de los Directores, el Presidente les agradeció por su presencia y se retiraron de la sala.

A continuación, el Directorio, considerando lo siguiente:

1. El recurso de apelación presentado por ATS, materia de la presente Orden del Día, ha sido presentado dentro del plazo previsto y en cumplimiento de los requisitos establecidos en el numeral 11.5 del Artículo Décimo Primero del Estatuto del COES.

2. Mediante su recurso, la apelante impugna la Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES contenida en su comunicación COES/D-342-2016, que declara infundado su Recurso de Reconsideración contra la Decisión COES/D/DO-033-2016 que le asigna responsabilidad por las transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) por el evento EV-065-2015 "Recierre no exitoso de la línea L-5032" (en adelante la Decisión Impugnada); y solicita se deje sin efecto la Decisión Impugnada respecto a la responsabilidad de ATS por el citado evento EV-065-2015.

3. Fundamentos del Recurso de Apelación de ATS:

   a. Que, mediante la Decisión COES/D/DO-033-2016 referida al evento EV-065-2015 "Recierre no exitoso de la línea L-5032" ocurrido el 09.12.2015 a las 12:14:14 h, se asignó responsabilidad a ATS por las interrupciones que afectaron los suministros de Minera Cerro Verde (MCV), al ser titular de la instalación que originó la sobrecarga en la interconexión Centro-Sur. Dicha decisión incluyó un cálculo

SECRETARIO DE DIRECTORIO V°B° Dra. MARITZA GONZALES CH. COES

preliminar por Compensaciones por rechazo de carga por el importe de USD 26459,01.

b. Que, el análisis de la Dirección Ejecutiva del COES para la asignación de responsabilidad a ATS se sustentó en que la desconexión de la línea L-5032, redujo el valor del límite de transmisión de la interconexión Centro – Sur de 670 MW a 470 MW, por la nueva configuración, por lo que ese límite quedó automáticamente superado con un flujo de 563MW, aún después de la primera disminución de carga de MCV; como consecuencia de ello, el COES coordinó con MCV no recuperar la carga que disminuyó (132,51 MW en tres momentos). Lo antes señalado, fue considerado como un rechazo manual de carga dispuesto por el COES. Dicha decisión fue reconsiderada por ATS; sin embargo, mediante la Decisión Impugnada se declaró infundado el Recurso de Reconsideración presentado.

c. Que, reiteran la posición planteada en su Recurso de Reconsideración respecto a que la reducción inicial de carga de MCV (12:14) por un valor de 51.22 MW no obedece a la protección sistémica del SEIN para evitar que el Sistema llegue a una situación de inestabilidad, sino que obedece a la sensibilidad operativa del sistema eléctrico de la planta de MCV, la cual no forma parte de las cargas compensables, tal como se establece en el ítem. 8.1.2. de la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR); según el cual, los rechazos de carga deben realizarse para preservar la estabilidad y seguridad del SEIN y deben derivarse de estudios especializados.

d. Así como la carga de MCV existen otros clientes libres en el SEIN con las mismas características, cuyas reducciones de cargas por protecciones propias no están consideradas como cargas compensables en aplicación de la NTCSE.

e. La desconexión de la L-5032 no activó el rechazo automático de carga de MCV de la protección sistémica de 500 kV (PMU´s), implementada por MCV, y en funcionamiento desde el 08.12.2015; dado que, el flujo de potencia de la interconexión de 500 kV era de 255 MW, inferior a los 300 MW que se requiere para la activación de esta protección. Asimismo, el flujo de potencia en la interconexión de 220 kV quedo alrededor de 560 MW, inferior al flujo máximo en condiciones de contingencia de 700 MW para esta interconexión, que se establece en el Estudio de PMUs, denominado "Esquema Especial de Desconexión de carga de la Expansión Cerro Verde", presentado por MCV y aprobado por el COES.

f. De lo anterior se demostraría que el Sistema hubiera mantenido su estabilidad sin configurarse problemas de tensión, ni provocando que las sobrecargas en las líneas afectadas sean mayores a la máxima capacidad en contingencia, aun si MCV no hubiese reducido su carga. Asimismo, si se hubiera requerido el rechazo de carga por estabilidad se habría activado el DACA1, como se señala en el Estudio de PMUs.

g. Que, el COES menciona que la primera reducción de carga de MCV (51,22 MW) ayudo a que el sistema se "mantenga en equilibrio"; sin embargo, no se explica por qué, pese a haber ordenado el ingreso de la reserva de generación en la zona sur del SEIN (alrededor de 113 MW), el COES no ordenó a MCV recuperar parte o la totalidad de su carga reducida.

h. Que, en relación a la segunda y tercera reducción de carga de MCV (12:18 y 12:33), estas tampoco obedecen a un rechazo sistémico del SEIN, sino a una característica propia de los procesos de MCV. En relación a ello, si con la primera reducción de carga de MCV (51.22 MW) el Sistema "permanecía estable", entonces ya no existía

SECRETARIO DEL DIRECTORIO V°B° Dra. MARITZA GONZALES CH. COES

la necesidad de que se reduzca la carga de MCV por segunda ni tercera vez para el equilibrio del Sistema, menos aún si el COES estaba incrementando la reserva rotante de generación (alrededor de 113 MW).

i. En la normativa, específicamente la NTCSE, no se indica que el COES deba realizar equivalencias entre una orden denominada de "rechazo manual de carga" y una reducción de carga, para protección propia, de determinado usuario.

j. Que, no debió mantenerse el rechazo de carga de MCV para conseguir las condiciones adecuadas de ángulo, ya que se contaba con reserva de generación para esta finalidad (reserva fría de la CT Ilo 2). Asimismo, si se necesitaba condiciones de ángulo para recuperar la interconexión de 500 Kv, se debió usar, desde que se produjo el evento, la reserva disponible; tal y como se indica en el ítem 8.2.3 de la NTCOTR. En situaciones similares, no se ha optado por rechazar carga o mantener el rechazo de carga, sino por el contrario, el procedimiento habitual consiste en el uso de la reserva rotante o fría del área Sur.

k. El COES ha realizado una interpretación del concepto de "congestión" según la cual dicho concepto solo es aplicable cuando no ocurra alguna falla en el Sistema; sin embargo, ello no está establecido en la normativa. Asimismo, el COES ha señalado que *no aplica el concepto de Congestión, cuando un equipo se sobrecarga como consecuencia de la desconexión de otro equipo por la ocurrencia de una falla*; en este sentido, el COES no ha cumplido con sustentar técnico y legalmente la no aplicación de dicho concepto al evento EV-065-2015.

Análisis del Recurso de Apelación

4. El día 09.12.2015, a las 12:14 h se produjo una falla en la línea L-5032 (Chilca CTM - Poroma) de 500 Kv, la cual fue responsabilidad de ATS (hecho que no ha sido cuestionado en el Recurso de Apelación). Dicha falla originó que, a las 12:14 h, MCV disminuyera su carga en la S.E. San José en 51,22 MW (de 188,29 MW a 137,07 MW) por actuación de sus protecciones propias (Primera Reducción). Por su parte, a las 12:18h, el CCO-COES coordinó con MCV mantener su carga interrumpida, dado que el Sistema se encontraba en Estado de Emergencia por la falla en la línea L-5032.

5. Posteriormente, a las 12:18 h MCV redujo su carga en 60,83 MW (de 137,07 MW a 76,24 MW) por parada de sus procesos productivos (Segunda Reducción) y a las 12:33 h en 20,46 MW (de 137,07 MW a 76,24 MW) por igual motivo (Tercera Reducción). Por su parte, a las 12:33 h el CCO-COES coordinó con MCV mantener su carga interrumpida, toda vez que el sistema se encontraba en Estado de Alerta por la falla en la línea L-5032. Posteriormente, a las 12:53 h el CCO-COES coordinó con MCV normalizar toda su carga, luego del ingreso de la línea L-5032.

6. Al respecto, es pertinente señalar que conforme al artículo 92° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el COES efectúa las labores de coordinación a su cargo de acuerdo a lo establecido en la NTCOTR. En el presente caso, debe tenerse en cuenta que según lo indicado en los numerales 8.1 y 8.2 de la NTCOTR y en las Definiciones contenidas en su Anexo N° 1 (numerales 12, 13 y 14), cuando el Sistema se encuentra en los Estados de Emergencia y Alerta, el Coordinador debe avocarse a las acciones que permitan que el sistema vuelva al Estado Normal, acciones que no incluyen la reposición de cargas en ese momento. Esto es así porque lo que busca el Coordinador en dichos Estados es recuperar la estabilidad y la seguridad del Sistema. Solo una vez que éste se encuentre en un Estado de Restablecimiento, se llevan a cabo las coordinaciones para la recuperación de cargas.

SECRETARIO DEL DIRECTORIO V°B° Dra. MARITZA GONZALES CH. COES

7. Ahora bien, en el presente caso luego de ocurrida la desconexión de la línea L-5032 (por responsabilidad de ATS), el área operativa sur del SEIN pasó a un Estado de Emergencia, con un flujo por la interconexión Mantaro – Socabaya de 565 MW, es decir un 20% por encima de su límite de transmisión definido por el COES; y, con tensiones bajas en la zona de Marcona, Poroma, Ocoña y San José, llegando hasta 444 kV en la SE. Poroma (11% por debajo de su valor nominal).

8. De acuerdo a los numerales 8.1 y 8.2 de la NTCOTR en los Estados de Emergencia y Alerta, luego de producida una perturbación (como la desconexión de la línea L-5032) y de conocer la configuración post-falla y el estado del Sistema, el CCO-COES debe realizar las coordinaciones respectivas para preservar la estabilidad y la seguridad del sistema. Asimismo, es pertinente indicar que conforme a los numerales 5.2 y 6.4.4 de la NTCOTR, el COES debe: disponer las acciones necesarias para reducir las sobrecargas de los equipos cuando se superen los límites establecidos por el COES para la seguridad del Sistema; y supervisar y controlar los niveles de tensión de las barras del Sistema de Transmisión.

9. Por tanto, el razonamiento de ATS según el cual, el COES debía recuperar la carga interrumpida de ATS durante los Estados de Emergencia y de Alerta es incorrecto, toda vez que antes el CCO-COES debía estabilizar el Sistema (afectado por la desconexión de responsabilidad de ATS), es decir realizar las coordinaciones necesarias para disminuir el flujo de la interconexión Mantaro – Socabaya a un valor dentro del límite de transmisión fijado por el COES; e incrementar las tensiones de la zona de Marcona, Poroma, Ocoña y San José a valores cercanos al nominal (500 kV ± 5%).

10. Sobre el particular se puede verificar que ante la desconexión de la línea L-5032 el CCO – COES realizó las coordinaciones necesarias para lograr la estabilidad del Sistema, tomando como criterio de operación en tiempo real, la disponibilidad de la reserva rotante y las unidades de reserva no sincronizada con tiempos de arranque cortos; así como la carga reducida por MCV. En efecto, el CCO-COES coordinó el incremento de generación de la CT. Ilo2 y TV4 de la CT. Ilo 1 y arranque de las unidades TG2 y Catkato de la CT. Ilo1 y la CT. Taparachi. Asimismo, no autorizó la reconexión de la carga desconectada de la MCV por encontrarse el área operativa sur del SEIN en Estado de Emergencia y luego de Alerta.

11. En este sentido, cuando el sistema aún se encontraba en Estado de Alerta, ATN declaró disponible la línea L-5032 (12:28 h). En esa situación, el CCO-COES definió las siguientes acciones en tiempo real:

    - Energizar la línea L-5032, con ello se comprobaría que este equipo se encontraba disponible operativamente.
    - Conseguir las condiciones de cierre de la línea, para ello se esperaría a que las unidades con órdenes de arranquen sincronicen e incrementen su generación a plena carga, al igual que la reserva rotante del área operativa sur del SEIN.
    - No autorizar ningún incremento de consumo de ningún Usuario Libre hasta superar el Estado de Alerta.
    - Cerrar la línea L-5032 y autorizar el restablecimiento de toda la carga, habiéndose superado el Estado de Alerta.

12. A las 12:29 h, el CC-COES en coordinación con el CC-ATS energizó la línea L-5032 desde la SE. Chilca. Asimismo, se contaba con la generación disponible en el área Sur para obtener una diferencia angular adecuada para la conexión de la línea L-5032 en la SE. Poroma, la cual se encontraba en proceso de toma de carga. En el escenario descrito, a las 12:52 h se realizó la conexión de la línea L-5032 en la SE. Poroma (23 minutos

SECRETARIO DEL DIRECTORIO - COES - V°B° DE LA CONCHA GONZALEZ

luego de su energización), un tiempo menor al del proceso de sincronización de una unidad de la C.T. Reserva Fría Planta Ilo, que es de 30 minutos (sin considerar el tiempo adicional de 23 minutos requerido para lograr su máxima generación).

13. En este sentido, no es correcto lo afirmado por ATS con respecto a que el COES debió ordenar el ingreso de la reserva fría de la C.T. Ilo 2, en vez de mantener el rechazo de carga de MCV; toda vez que de los hechos puede apreciarse que la decisión de restablecer las líneas del área sur del SEIN a partir de la energización de la línea L-5032 fue la más adecuada, ya que arrancar las unidades de reserva fría del sur habría implicado un mayor tiempo. Asimismo, mantener la restricción de la carga de MCV es una medida que tiene un efecto instantáneo, que coadyuva a la estabilidad del Sistema, a diferencia del arranque de la reserva fría que se ejecuta progresivamente. Por tanto, se evidencia que la decisión del CCO-COES fue la más adecuada y concordante con un uso eficiente de los recursos disponibles para superar el estado de alerta del área Sur. Cabe mencionar que sólo hubiera sido adecuado ordenar la sincronización de una unidad de la C.T. Reserva Fría Planta Ilo en el caso que la energización de la línea L-5032 hubiera resultado fallida, debido a la persistencia de la falla.

14. Por otro lado, ATS ha señalado que la Primera Reducción de MCV (12:14 h) obedece a sus protecciones propias, mientras que la Segunda y Tercera Reducción (12:18 h y 12:33 h) fueron generadas por las características propias de los procesos de MCV. En este sentido, no formarían parte de las cargas compensables; pues según la NTCSE los rechazos de carga deben realizarse para preservar la estabilidad y seguridad del SEIN y deben derivarse de estudios especializados.

15. En este punto, debe indicarse que de acuerdo a lo establecido en la NTCOTR, las acciones de coordinación ante la perturbación ocasionada por ATS, debían estar guiadas por las siguientes premisas: (i) la interconexión Mantaro – Socabaya debía alcanzar el límite de transmisión fijado por el COES por Seguridad, (ii) se debían recuperar los niveles de tensión en la zona afectada; (iii) en los Estados de Emergencia y Alerta el COES no autoriza la reconexión de cargas, porque la prioridad es estabilizar el sistema, no restablecerlo; y (iv) en dichos estados el COES se encuentra facultado a disponer rechazos manuales para preservar la estabilidad del Sistema.

16. Ahora bien, sobre la Primera Reducción de MCV, este Colegiado considera que la disminución de carga de dicha empresa por actuación de sus protecciones propias a las 12:14 h hasta las 12:18 h, no configura un rechazo manual de carga, toda vez que es recién a las 12:18 h que se dio una disposición expresa del CCO-COES que restringió el suministro de energía a MCV (condición necesaria para que se configure un rechazo manual de carga). En este sentido, por este periodo la pretensión de ATS resulta parcialmente fundada.

18. Por otro lado, también respecto a la Primera Reducción, debe indicarse que a las 12:18 h, el CCO-COES da una orden a MCV que restringe la recuperación de carga de dicha empresa, para lograr estabilizar el Sistema en el menor tiempo posible. Esto toda vez que, la falla en la línea L-5032 (de responsabilidad de ATS) originó un Estado de Emergencia, durante el cual el CCO-COES se encontraba obligado a tomar las acciones necesarias para la estabilización del Sistema, una de dichas acciones fue la orden a MCV de restringir su recuperación de carga. Por tanto, este Colegiado considera que dicha restricción de suministro dispuesta por el CCO-COES a las 12:18 h hasta las 12:53 h para estabilizar el Sistema, sí configura un rechazo manual de carga, por lo que la pretensión de ATS en este extremo resulta infundada.

19. Sobre la Segunda y Tercera Reducción de MCV, este Colegiado considera que la disminución de carga de dicha empresa por sus procesos productivos, desde las 12:18 h

SECRETARIO DEL DIRECTORIO V°B° Dra. MARITZA GONZALES CH. COES

hasta las 12:33 h, no constituye un rechazo manual de carga, dado que es recién a las 12:33 h que se produce una orden del CCO-COES que restringe el suministro de energía a MCV. En este sentido, por este periodo la pretensión de ATS resulta parcialmente fundada.

20. Sin embargo, también respecto a la Segunda y Tercera Reducción, debe señalarse que a las 12:33 h, el CCO-COES da una orden a MCV que restringe la recuperación de carga de dicha empresa; dado que, luego de superado el Estado de Emergencia ocasionado por la falla en la línea L-5032 (de responsabilidad de ATS), el Sistema se encontraba en un Estado de Alerta, durante el cual el CCO-COES se encontraba obligado a tomar las acciones necesarias mantener la estabilidad del Sistema; una de dichas acciones fue la orden a MCV de restringir su recuperación de carga. Por tanto, este Colegiado considera que dicha restricción de suministro dispuesta por el CCO-COES a las 12:33 hasta las 12:53, sí configura un rechazo manual de carga, por lo que la pretensión de ATS en este extremo resulta infundada.

21. Finalmente, respecto a lo indicado por ATS con relación a la aplicación al presente caso de la exoneración por congestión establecida en la NTCSE; este colegiado considera que no corresponde su aplicación en la medida que la NTCSE señala que para la aplicación de dicha exoneración se debe determinar que *"la deficiencia de la calidad se debió **estrictamente** a falta de capacidad de los sistemas de transmisión por congestión"*; y en el presente caso la deficiencia de la calidad no fue originada por dicha razón, sino por el recierre no exitoso de la línea L-5032 y su desconexión, hechos de responsabilidad de ATS.

Estando a las consideraciones que anteceden, el Directorio, por unanimidad,

ACORDÓ:

1. Declarar **FUNDADO en parte** el recurso de apelación de **ABY TRANSMISIÓN SUR S.A.** presentado el 21.04.2016, contra la Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES contenida en su comunicación COES/D-342-2016, que declara infundado su Recurso de Reconsideración contra la Decisión COES/D/DO-033-2016, mediante la cual se le asigna responsabilidad por las transgresiones a la NTCSE en el evento EV-065-2015, "Recierre no exitoso de la línea L-5032", por las razones que se exponen en los considerandos.

2. Disponer que la asignación de responsabilidad por el Evento EV-065-2015 establecido en la Decisión COES/D/DO-033-2016 quede modificada de la siguiente forma:

DECIDE:

PRIMERO: Asignar responsabilidad a ABENGOA TRANSMISIÓN SUR (ATS), al ser titular de la instalación que originó la sobrecarga en la interconexión Centro – Sur; por las transgresiones a la calidad del suministro, que se indican a continuación:

N°	SUMINISTROS AFECTADOS	POTENCIA INTERRUMPIDA (MW)	HORA INICIO	HORA FINAL	TIEMPO DURACIÓN (minutos)
1	Minera Cerro Verde	51.22	12:18	12:53	35
		81.29	12:33	12:53	20

(...)

Anexo
CÁLCULO PRELIMINAR DE RESARCIMIENTO

Compensaciones por Rechazo de Carga = 350 x 1 x 59.975

Compensaciones por Rechazo de Carga = 19941.25 U$

SUMINISTROS AFECTADOS	***POTENCIA INTERRUMPIDA (MW) (A)***	***HORA INICIO***	***HORA FINAL***	***TIEMPO DURACIÓN (MINUTOS)***	***TIEMPO DURACIÓN (HORAS) (B)***	***ENERGÍA NO SUMINISTRADA (MWh) (AxB)***	
Minera Cerro Verde	*51.22*	*12:18:00*	*12:53:00*	*35.00*	*0.58*	*29.88*	
	60.83	*12:33:00*	*12:53:00*	*20.00*	*0.33*	*20.28*	
	20.46	*12:33:00*	*12:53:00*	*20.00*	*0.33*	*6.82*	
					ENS_f -->	*56.975*	***MWh***

SECRETARIO DEL DIRECTORIO
V°B°
Dra. MARITZA GONZALES CH.
COES