

Acta Sexta Sesión

Comité Consultivo Especial del Procedimiento Normativo de Modificación NTCO de PMGD en Instalaciones de Media Tensión

1. Antecedentes Generales:

Se deja constancia de que la sesión fue grabada.

Los antecedentes generales respecto de la realización de la sexta sesión del Comité Consultivo Especial del Procedimiento Normativo de Modificación NTCO de PMGD en Instalaciones de Media Tensión (en adelante, “**Comité**”) son los siguientes:

Fecha:	Miércoles 16 de octubre de 2024
Hora de Inicio:	10:00
Hora de Término:	13:30
Lugar:	Presencial y conexión vía remota por Teams

2. Participantes

Los participantes de la sexta sesión del Comité fueron los siguientes:

N°	Integrante Titular	Calidad u organización que representa, según corresponda	Asistencia
1	Claudio Castillo	Comisión Nacional de Energía	Sí
2	Francisca Aspé	Comisión Nacional de Energía	Sí
3	Rodrigo Quezada	Comisión Nacional de Energía	No
4	Julio Clavijo	Superintendencia de Electricidad y Combustibles	No
5	Jonathan Salinas	Superintendencia de Electricidad y Combustibles	No
6	Sebastián Arroyo	Ministerio de Energía	No
7	Patricio Valenzuela	Coordinador Eléctrico Nacional	Sí
8	Alfredo Gallegos	Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas Limitada	Sí
9	David Chamorro	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	No
10	Sebastián Calderón	Chilquinta Distribución S.A.	Sí
11	José Rengifo	Compañía General de Electricidad S.A.	Sí
12	Sergio Arriagada	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.	Sí
13	Rodrigo Barría	Matrix Renewables Chile SpA	Sí
14	Sergio Díaz	DPP Holding Chile SpA	Sí
15	Sebastián Opazo	Sonnedix Chile Holding SpA	No
16	Rosana Carrasco	Transelec S.A.	Sí
17	Felipe Gallardo	Experto Técnico	Sí
18	Katherine Hoelck	Experta Técnica	No
19	Darío Morales	Experto Técnico	No

20	Andrés Vicent	Experto Técnico	Sí
21	Tomás Fahrenkrog	Experto Técnico	Sí
22	Ricardo Bustos	Experto Técnico	Sí

También participaron en la sesión como invitados Pablo Bravo (TRANSELEC), Paulina Ávila (CGE), Fernando Riquelme (SAESA) y Alexander Cerda (Ministerio de Energía), de manera presencial, y don Manoel Beyris (ACESOL), en forma telemática. Además, los integrantes del comité don Sebastián Arroyo (Ministerio de Energía), don David Chamorro (SAESA) y doña Katherine Hoelck (Experta Técnica), participaron de manera telemática en la sesión.

Se deja constancia de que participó Sandra Castro, profesional de la Comisión Nacional de Energía, como secretaria del Comité en reemplazo de Rodrigo Quezada.

3. Desarrollo de la sesión

Los temas tratados en la sesión fueron los siguientes:

A. Presentación de la agenda de la sexta sesión del Comité

El presidente del Comité, don Claudio Castillo, inició la sesión indicando que se trata de la última sesión del proceso y que en ésta se discutirán los temas relacionados a congestiones.

Posteriormente, se dio la palabra al integrante del Comité don Patricio Valenzuela, quien procedió a exponer ante el Comité en representación de la Coordinador Eléctrico Nacional (“Coordinador”).

B. Presentación del Coordinador

El Coordinador realizó su presentación ante el Comité, la que se adjunta y forma parte integrante de la presente acta.

Los objetivos de la presentación del Coordinador fueron los siguientes: (i) presentar el contexto de la normativa asociada a la gestión de congestiones; (ii) revisar en detalle la gestión de congestiones en la OTR, con énfasis en la eficiencia y efectividad en la coordinación y, (iii) revisar los requerimientos normativos necesarios para mejorar la gestión de congestiones por parte del Coordinador.

Finalizada la presentación, se llevó a cabo una ronda de preguntas y respuestas. En esta instancia, el presidente del Comité, don Claudio Castillo, consultó al expositor acerca del contexto regulatorio presentado, en particular, respecto al artículo 45 del Decreto Supremo N° 88 de 2020, del Ministerio de Energía (“Reglamento”), pues esta disposición se enmarca de la programación y no de la operación, por lo que, a su juicio, sin esta disposición, y sólo considerando los artículos 102 y 120 del Reglamento, también se podría sustentar el procedimiento vigente del Coordinador. Asimismo, el presidente del Comité comentó en relación con la conveniencia de redefinir el concepto de “contingencia” en esta norma, considerando que ya está definido con otro sentido en la NT de Seguridad y Calidad de Servicio.

Posteriormente, se consultó a los integrantes del Comité acerca de la forma en que han estado operando las empresas distribuidoras y los PMGD, en particular, si es que estos últimos han respondido a las instrucciones de operación exigidas. Al respecto, el integrante del Comité don Patricio Valenzuela indicó que han presenciado diversas situaciones, pero que las empresas distribuidoras en general han señalado la existencia de dificultades para lograr el cumplimiento de las instrucciones dadas a los PMGD.

Al respecto, don Ricardo Bustos se refirió, en el contexto de la operación, a la extensión de las facultades normativas del Coordinador para poder dar ciertas instrucciones *ex ante*, y dónde está viendo el Coordinador la existencia de eventuales limitaciones para proceder de esta forma. En tal sentido, don Patricio Valenzuela indicó que no se observan restricciones normativas para que el Coordinador tome medidas anticipadas producto de que está evidenciando una situación. No obstante, existen criterios que se deben unificar con las empresas distribuidoras, por ejemplo, en relación con lo que consideran como “capacidad de la instalación”. Además, se discute el concepto de “riesgo inminente”, se cuestiona si es una situación propia de la operación en tiempo real o un evento que se puede prever para una semana, sin embargo, el Coordinador lo define como “algo con probabilidad de ocurrencia”.

Luego, el presidente del Comité don Claudio Castillo, consultó sobre la posibilidad de que las empresas distribuidoras realicen las prorratas cuando evidencien una congestión y si es que esto implica el monitoreo de las subestaciones primarias para tomar en forma autónoma dicha decisión. Al respecto, don Patricio Valenzuela respondió que no, que él se refería a la autonomía que tenía la empresa distribuidora en relación con la gestión de sus instrumentos, en el caso de que se produzca una situación inminente, para que, por ejemplo, a través de automatismos pueda responder en forma instantánea y de esta manera evitar desconexiones.

Finalmente, don Manoel Beyris, en su calidad de invitado a la presente sesión de Comité, destacó que, todas las medidas se enfoquen en PMGD de “multi tecnologías”, es decir, no solo para PMGD del tipo solar, que son los más numerosos y tienen mayor impacto. En segundo lugar, desde ACESOL defienden el reconocimiento normativo del autodespacho en redes de distribución, y que, por lo anterior, se definen condiciones especiales de despacho ante contingencias. También señala que es necesario hacer más eficiente las medidas de control y monitoreo, con el objetivo de permitir un mejor uso de las redes zonales y de distribución. Asimismo, esto implica actualizar las estrictas condiciones definidas para los estudios y el monitoreo en tiempo real. Por último, señala que es necesario pensar en medidas que se ajusten según el tamaño e impacto del PMGD. En cuanto a los costos para implementar la operación, monitoreo y control de PMGD, ACESOL señala que estos últimos no deberían asumir el costo del sistema en general. Esto se debe a que las Empresas Distribuidoras ya han implementado ciertos sistemas en función de su rol, por lo que los PMGD son simplemente un actor más dentro de la red.

C. Presentación de la Comisión Nacional de Energía (“CNE”).

La CNE realizó su presentación ante el Comité, la que se adjunta y forma parte integrante de la presente acta.

Durante la exposición, se presentaron brevemente los antecedentes sobre las congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal, en conformidad con el “Informe de Verificación de Posibles Congestionamientos en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD”, actualizado por el Coordinador en septiembre de 2024. En particular, se indica que en esta versión del informe no existe un aumento en la cantidad de subestaciones congestionadas, sin embargo, el 38% de las subestaciones analizadas están congestionadas y el 39% presenta riesgo de congestión. Asimismo, se detecta que las zonas con mayor infraestructura congestionada se ubican en las regiones de O’Higgins, del Biobío y de Maule.

Posteriormente, se presentó un análisis reglamentario sobre las siguientes temáticas: (i) detección de congestiones en el estudio de flujo de potencia; (ii) interacción entre PMGD y empresas distribuidoras; (iii) Coordinación entre el PMGD, la Empresa Distribuidora, el Coordinador y el propietario de la Subestación Primaria de Distribución; (iv) Detección de congestiones en los Estudios de Conexión; y (v) congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal en el ámbito de la operación. A su vez, se expuso un esquema de interacción propuesto entre el Coordinador, las empresas transmisoras, empresas distribuidoras y el PMGD, ante congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal.

En primer lugar, se presentaron una serie de lineamientos conceptuales mínimos en relación con la forma de abordar las congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal en los Estudios de Conexión, considerando el contenido del Artículo 3-32 de la actual NTCO PMGD. Posteriormente, se presentaron los lineamientos conceptuales mínimos para abordar el contenido del Estudio Semestral de congestiones, elaborado por el Coordinador, el cual se encuentra indicado en el Artículo 3-45 de la actual NTCO PMGD. Finalmente, se expusieron los lineamientos conceptuales mínimos para abordar la coordinación y operación ante contingencias. En este contexto, se propusieron algunas medidas para la interacción de los distintos agentes, y se discutió el contenido actual del Anexo Técnico de Definición de parámetros técnicos y operativos para el envío de datos al SITR, el que se relaciona con la temática en discusión.

Finalizada la presentación, se expuso una serie de preguntas para la discusión normativa. En esta instancia, se indicó a los integrantes del Comité que las preguntas presentadas pueden ser respondidas por escrito y enviadas por correo electrónico, pues constituyen *input* necesario para la elaboración de la NT.

Se deja constancia de que las presentaciones realizadas durante la sesión, así como la presente acta, quedarán disponibles para el Comité y el público general en soporte digital.

Termina la sesión del Comité a las 13.30 hrs.