

Acta Sesión número Trece

Comité Consultivo Especial del Procedimiento Normativo de Modificación NT de Seguridad y Calidad de Servicio

1. Antecedentes Generales:

Se deja constancia de que la sesión está siendo grabada.

Los antecedentes generales respecto de la realización de la decimotercera sesión del Comité Consultivo Especial del Procedimiento Normativo de Modificación Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicios (en adelante, el “**Comité**”) son los siguientes:

Fecha:	06 de mayo de 2026
Hora de Inicio:	10:10
Hora de Término:	12:40
Lugar:	Mixta: presencial en dependencias de la Comisión Nacional de Energía y remota vía Teams.

2. Participantes

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

N°	Nombre	Empresa/Institución	Asistencia
1	Claudio Castillo	Comisión Nacional de Energía	Sí
2	Ariel Reyes	Comisión Nacional de Energía	Sí
3	María José Zavala	Comisión Nacional de Energía	Sí
4	Guillermo Guzmán Dinamarca	Ministerio de Energía	No
5	Ana María Ruz	Ministerio de Economía, Fomento y Turismo	Sí
6	Mauricio Dinamarca	Coordinador Eléctrico Nacional	Sí
7	Gretchen Zbinden	Coordinador Eléctrico Nacional	No
8	Jaime Misraji	Coordinador Eléctrico Nacional	Sí
9	Cristián Herrera	ACERA (experto técnico)	Sí
10	Darío Morales	ACESOL (experto técnico)	No
11	Goran Nakik	Colbún S.A.	No
12	Carlos Mendoza	Acciona	No
13	Susana Corrales	RWE Renewables Chile SpA	Virtual
14	María José Reveco	Transelec S.A.	Sí
15	Daniella Bustos	Compañía Trasmisora La Cabaña	Sí

N°	Nombre	Empresa/Institución	Asistencia
18	Rodrigo Saavedra	Enel	Sí
19	Nelson Rodríguez	Sonedix	No
20	Carolina Hernández	Tamakaya	Sí
21	Jack Nahmias	Superintendencia de Electricidad y Combustibles	No
22	Diana Bahamondes	Superintendencia de Electricidad y Combustibles	Sí
23	Verónica Cortez	Collahuasi	Sí
24	Felipe Escobar	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	No

Asistieron los siguientes invitados:

N°	Nombre	Empresa/ institución
1	Javiera Meneses	Colbún S.A. (P)
2	Felipe Rivero	Huawei (Chile) S.A. (P)
3	Daniel González	Ministerio de Energía (P)
4	Mauricio Fernández	Transec S.A. (P)
5	Francisca Aspe	Comisión Nacional de Energía (P)

3. Desarrollo de la sesión

Los temas tratados en la sesión fueron los siguientes:

1) Indicaciones generales:

La sesión es iniciada por el Presidente del Comité, don Claudio Castillo, quien da la bienvenida a los asistentes y establece el objetivo de la sesión: retomar el trabajo normativo de aquellas materias no abordadas en la primera etapa del Procedimiento Normativo de Modificación Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicios (en adelante, “Procedimiento Normativo”), específicamente en lo relativo a la robustez sistémica y a las instalaciones basadas en convertidores.

A continuación, señala que el Procedimiento Normativo se encuentra estructurado en una segunda etapa, actualmente en desarrollo, y una tercera etapa prevista para desarrollarse posteriormente.

En cuanto a los aspectos formales de la convocatoria, comunica lo siguiente:

- Actúa como secretaria de actas en la presente sesión: María José Zavala.
- Informan su inasistencia: Jaime Pérez (Huawei Chile S.A.) y Guillermo Guzmán (Ministerio de Energía).
- Los invitados en la sesión se indican en el punto 2 (“Participantes”) de la presente acta.

Acto seguido, y a requerimiento de los presentes, se aborda la materia relativa a la integración del Comité. Sobre el particular, el Presidente aclara que no procede realizar una nueva convocatoria, considerando que la constitución del Comité quedó formalmente establecida en los actos administrativos respectivos del proceso normativo. Ello, sin perjuicio de la asistencia de invitados a la sesión y de las sustituciones de miembros que procedan en sujeción al reglamento.

2) Procedimiento de modificación normativa

A continuación, se expone sobre el estado del Procedimiento Normativo, el cual, como se ha mencionado, se ha estructurado en tres etapas. La primera etapa, ya concluida, incorporó el concepto de robustez sistémica, la clasificación de las tecnologías IBR en *Grid Following* y *Grid Forming*, la actualización de las exigencias de seguridad y calidad de servicio, y dos nuevos anexos técnicos: el de exigencias mínimas para los IBR y el de Estudio de Análisis de Robustez del SEN.

La segunda etapa, actualmente en desarrollo, concentra la consolidación y cierre de temas relevantes no abordados durante la primera etapa, junto con un conjunto de temáticas “misceláneas” que han surgido durante el trabajo del Comité. Asimismo, se están analizando los Automatismos de Control de Transferencias (en adelante, “ACT”).

Por su parte, la tercera etapa prevista concentrará las modificaciones de carácter más estructural, en particular aquellas asociadas al Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión y a la actualización integral del cuerpo normativo. Dicha segmentación responde a que la NTSyCS contiene actualmente veintiún anexos técnicos, lo que hace inviable abordar todas las materias en un único proceso.

3) Estrategia de modificación normativa: Etapa 2

La estrategia de la segunda etapa se articula en cinco pilares:

- Consolidación y cierre de temas importantes, con énfasis en las brechas operativas identificadas a partir de la experiencia reciente del SEN.
- Información, comunicaciones y modelación, mediante la modernización de los estándares de los datos técnicos, las comunicaciones y las señales utilizadas en programación y operación.
- Instalaciones híbridas y nuevas definiciones regulatorias, para adecuar la norma a tecnologías que modifican la frontera tradicional entre generación y demanda.
- Simplificación y coherencia normativa, depurando disposiciones, referencias y anexos con menor relevancia actual.
- Mejora continua de los procesos asociados a los estudios sistémicos elaborados por el Coordinador, precisando alcance, finalidad y efectos.

Las temáticas relevantes que se abordarán en esta etapa son las siguientes:

- Exigencias de sistemas de información y comunicación, con reforzamiento del Capítulo 4 del cuerpo normativo y del Anexo Técnico SITR.
- Información Técnica: actualización del Anexo Técnico INFOTÉCNICA para incorporar nuevas tecnologías y modernizar los requerimientos para la modelación del SEN, incluida la transición a modelos EMT.
- Automatismos de Control de Transferencias: analizar los automatismos control de transferencias que permita la flexibilización del criterio N-1.
- Exigencias integrales para SAE y CRCA, mediante disposiciones transversales para la operación de este tipo de instalaciones.
- Revisión de las disposiciones de los EDAC, considerando los hallazgos en eventos sistémicos recientes.
- Umbral de sobretensión transitorio: definición de un límite superior para sobretensiones dinámicas, asociado al Capítulo 5.
- Reportabilidad de incumplimientos normativos, priorizando aquellos con mayor efecto en SyCS.
- Revisión del Capítulo 6 de la NTSyCS: reorganización de plazos, publicación, alcance y eliminación de duplicidades en los estudios elaborados por el CEN.
- Revisión del Capítulo 7 de la NTSyCS: actualización y orden de los procedimientos de control de frecuencia, control de tensión y PRS, para mejorar claridad y consistencia operativa.
- Revisión transversal de funciones y obligaciones del Coordinador.

Los anexos técnicos que se intervendrán en esta etapa son:

- AT INFOTÉCNICA: actualización para nuevas tecnologías y eliminación de parámetros sin aporte a la modelación.
- AT SITR (Definición de Parámetros para el Envío de Datos al SITR): modernización de comunicaciones y señalización.
- AT Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI: traslado de las disposiciones de modelos EMT del AT IBR y definición de pruebas para automatismos.
- AT Operación, Perfil de Tensiones Admisible y Gestión de Potencia Reactiva: en evaluación preliminar de derogación, dado que sus disposiciones de fondo se encuentran cubiertas por la NT de Programación de la Operación.
- Unificación de los cuatro anexos técnicos asociados a parámetros operativos de unidades generadoras: Pruebas de Potencia Máxima, Determinación de Mínimos Técnicos, Determinación de Consumos Específicos y Parámetros para los Procesos de Partida y Detención.

Se incorporará el tratamiento de UGBR, centrales renovables con capacidad de almacenamiento y BESS stand alone.

4) Estrategia de modificación normativa: Etapa 3

La agenda referencial de la tercera etapa es la modernización estructural de la NTSyCS y de los anexos técnicos pendientes. Las temáticas previstas son: criterio N-1 zonal; DLR (Dynamic Line Rating); definición del RoCoF sistémico; establecimiento de bandas de frecuencia para operación normal; revisión de los estudios de conexión; Sistema Automático de Despacho (ADS); revisión transversal de exigencias para la transmisión; estándares para clientes (con segmentación por tecnología, en línea con la incorporación de data centers y consumos basados en convertidores); y exigencias específicas para líneas HVDC.

Los anexos técnicos contemplados en esta etapa son: Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito; Desempeño del Control de Frecuencia; Desconexión Manual de Carga; Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión; Desarrollo de Auditorías Técnicas; Informe de Falla de Coordinados; Informe de Calidad de Suministro y Calidad del Producto; Sistema de Monitoreo; y Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas.

5) Temas misceláneos planteados por el Comité y procedimiento de incorporación

Tras la presentación de las temáticas de la segunda etapa, se abre un espacio de debate. En dicha instancia, los integrantes del Comité hacen ver que parte de las propuestas presentadas en sesiones anteriores requieren ser actualizadas a la luz de los recientes cambios regulatorios, en particular ante las eventuales modificaciones al DS N°125 y la entrada en vigencia de la Ley 21.804.

El Presidente acoge esta observación y propone incorporar nuevas meterías misceláneas en las próximas sesiones. Al respecto, los integrantes que tengan el propósito de presentar nuevos temas o ahondar en los anteriores, deberán remitir los antecedentes a esta Comisión, idealmente con una semana de antelación a la sesión respectiva. Lo anterior, con el fin de que la discusión formal se desarrolle habiéndose socializado la documentación pertinente.

6) Tema emergente: enlaces de telecomunicaciones del sector eléctrico

La Sra. Carolina Hernández (Tamakaya Energía SpA) levanta una problemática estructural respecto de los enlaces de comunicación contratados con las compañías de telecomunicaciones, lo cual afecta la implementación de las exigencias técnicas establecidas en la NTSyCS. Relata casos de enlaces inactivos durante varios años sin detección, ausencia de servicio en subestaciones, y una respuesta deficiente por parte de los proveedores ante eventos sistémicos como el apagón de febrero de 2025. Señala que, mientras los Coordinados son responsables ante el Coordinador del cumplimiento de los estándares de disponibilidad, los proveedores de telecomunicaciones operan

sin exigencias equivalentes y sin un mecanismo formal que permita verificar el desempeño del enlace.

La Sra. María José Reveco (Transelec S.A.) y el Sr. Jaime Misraji (Coordinador Eléctrico Nacional) refuerzan la observación realizada. Indican que las denuncias ante la Superintendencia evidencian poco cumplimiento de las empresas, y que la explicación habitual frente a eventos descansa en los proveedores de telecomunicaciones. Adicionalmente, hacen presente que la obligación normativa actual recae únicamente en el Coordinado, sin contraparte regulatoria efectiva sobre el proveedor de telecomunicaciones.

El Sr. Cristián Herrera (ACERA) plantea que el alcance del problema excede a la NTSyCS y requiere una conversación intersectorial, dado que el estándar técnico de las telecomunicaciones se diseña para usos distintos al sector eléctrico. En este sentido, el Sr. Jaime Misraji propone, complementariamente, que tal vez sea oportuno que el sector eléctrico explore mecanismos de respaldo analógico paralelos para escenarios de catástrofe digital o ciberataque, considerando la creciente dependencia de la red sobre la infraestructura de telecomunicaciones.

Atendido lo anterior, la Comisión informa que revisará el alcance que la NTSyCS pueda otorgar a esta materia, considerando, entre otras opciones, la incorporación de mecanismos de verificación periódica de los enlaces, la exigencia de redundancia y la posible exigencia de enlaces dedicados en el sector eléctrico cuando el estándar de los proveedores comerciales resulte insuficiente.

7) Calendario de próximas sesiones en el marco de de la segunda etapa del Procedimiento Normativo

Sesión	Fecha
Sesión N°13	Miércoles 24 de junio de 2026
Sesión N°14	Miércoles 15 de julio de 2026

Se indica que en estas dos sesiones se revisarán los avances de la propuesta normativa y se abordarán los temas misceláneos adicionales que se propongan a través del procedimiento descrito en el punto número 5 de la presente acta.

8) Presentación del análisis teórico sobre los automatismos de control de transferencias

Se presenta el análisis teórico de la Comisión sobre los Automatismos de Control de Transferencias (en adelante "ACT"). Los ACT operan como una solución transitoria, mientras llega la infraestructura estructural prevista en el plan de expansión y, por tanto, no constituyen un sustituto de la transmisión, sino un mecanismo habilitante de corto y mediano plazo.

La lógica operativa del automatismo se compone de monitoreo continuo de variables eléctricas (tensión, frecuencia, corriente, entre otras), procesamiento mediante algoritmo y ejecución de una

acción ante la detección de desviaciones relevantes. Los tipos de automatismos vigentes en el SEN son los EDAC (desconexión de carga), los EDAG/ERAG (desconexión o reducción de generación) y los esquemas de cambios topológicos. A modo de ejemplo, se cita el Sistema Integral de Control de Transferencia de la zona Norte del SIC, que operó durante tres años hasta la puesta en servicio de la línea Cardones-Polpaico 2x500 kV.

El marco normativo actual de los ACT descansa exclusivamente en el procedimiento interno del Coordinador, complementado por el Dictamen N°19-2021 del Panel de Expertos. El Panel rechazó las pretensiones formuladas por Acciona, pero dejó abiertas materias relevantes vinculadas a la mitigación de riesgos sistémicos en caso de falla, la demostración de impacto acotado, los estándares de ciberseguridad y redundancia, y la atribución de responsabilidades.

En atención a lo dictaminado por el Panel y el análisis técnico del procedimiento interno del Coordinador, la Comisión identifica como elementos de mejora, que tenga por objeto establecer el procedimiento de conexión de un ACT, los siguientes: arquitectura y redundancia; definición de zonas de influencia y supervisión; esquemas de bloqueo seguros; protocolos de pruebas (FAT, SAT y otros); criterios de habilitación; tipología clara de los automatismos; régimen de responsabilidades, incluido el informe de falla; monitoreo permanente; y articulación con los requerimientos de servicios complementarios.

Tras la exposición se abre espacio de debate de cómo se debería evaluar la conexión de un ACT en el Sistema de Transmisión. Las posiciones del Comité fueron las siguientes:

- **Carolina Hernández (Tamakaya) y Daniella Bustos (La Cebada):** hacen ver que el ACT degrada el estándar de diseño del sistema de transmisión, y que en la práctica el propietario de dicho sistema no puede formular observaciones porque no existe una disposición normativa que lo habilite. Solicitan que la propuesta de un ACT sobre instalaciones de terceros requiera la aceptación del propietario, y que el ACT se reconozca como instalación temporal con un Coordinado dueño identificable, responsable ante fallas y sujeto a las reglas que establezca la norma.
- **Verónica Cortez (Collahuasi):** plantea que el ACT debe ser tratado como mecanismo de excepción y no como una práctica normalizada. Advierte sobre el efecto de las señales de mercado, en el sentido de que un marco demasiado permisivo puede incentivar la postergación de las obras de transmisión estructurales.
- **Cristián Herrera (ACERA):** propone evaluar un esquema mixto en el que el Coordinador, o eventualmente la Comisión, actúe como coordinador entre los actores beneficiados, con una mirada sistémica de dónde conviene implementar el ACT.

- **Daniella Bustos (La Cebada):** hacen presente que cuando el ACT lo impulsa un privado existe un responsable identificable, mientras que en un esquema impulsado por el Coordinador la atribución de responsabilidad y el reparto de capacidad liberada en el despacho económico requieren reglas claras y pre-definidas en la norma.

Al respecto, se continuará con el análisis respectivo y que la materia se abordará nuevamente en las próximas sesiones del Comité.

El detalle de la sesión se encuentra en las presentaciones, las cuales estarán disponibles públicamente.

Termina la sesión del Comité a las 12:40 hrs.