

Acta Novena Sesión

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 novena sesión del Comité Consultivo Especial del Procedimiento Normativo de Modificación NT de Seguridad y Calidad de Servicios (en adelante, el “**Comité**”) son los siguientes:

Fecha:	30 de mayo de 2025
Hora de Inicio:	10:00
Hora de Término:	13:00
Lugar:	Mixta: presencial en dependencias de la Comisión Nacional de Energía y remota vía Teams.

2. Participantes

Los participantes de la primera 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	No
4	Guillermo Guzmán Dinamarca	Ministerio de Energía	Virtual
5	Ana María Ruz	Ministerio de Economía, Fomento y Turismo	No
6	Mauricio Dinamarca	Coordinador Eléctrico Nacional	Sí
7	Gretchen Zbinden	Coordinador Eléctrico Nacional	Sí
8	Jaime Misraji	Coordinador Eléctrico Nacional	No
9	Cristián Herrera	ACERA (experto técnico)	Sí
10	Darío Morales	ACESOL (experto técnico)	No
11	Goran Nakik	Colbún S.A.	Sí
12	Carlos Mendoza	Acciona	No
13	Susana Corrales	RWE Renewables Chile SpA	Sí
14	María José Reveco	Transelec S.A.	Sí
15	Daniella Bustos	Compañía Trasmisora La Cabada	Sí
16	Jaime Pérez	Huawei (Chile) S.A.	Sí

17	Rodrigo Saavedra	Enel	Si
18	Nelson Rodriguez	Sonedix	No
19	Carolina Hernández	Tamakaya	Sí
20	Jack Nahmias	Superintendencia de Electricidad y Combustibles	No
21	Diana Bahamondes	Superintendencia de Electricidad y Combustibles	Virtual
22	Verónica Cortez	Collahuasi	No
23	Felipe Escobar	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	No

Asistieron los siguientes invitados:

N°	Nombre	Empresa/ institución
1	Hugo Morales	Comisión Nacional de Energía (P)
2	Alexander Cerda	Ministerio de Energía (V)
3	Paulina Muñoz	Comisión Nacional de Energía (P)
4	Fernanda Vera	Comisión Nacional de Energía (P)
5	Ricardo Edwards	Comisión Nacional de Energía (P)
6	Jorge Vargas	Transelec S.A. (P)
7	Rowena Moreno Tellez	Ministerio de Economía, Fomento y Turismo (V)
8	Andrés Opazo	ENC Energy (P)

3. Desarrollo de la sesión

Los temas tratados en la sesión fueron los siguientes:

1) Indicaciones generales

Claudio Castillo da la bienvenida en su calidad de Presidente del Comité. Luego indica que, ante la ausencia de María José Zavala, oficiará Ricardo Edwards como secretario de actas, de lo que se deja constancia en la presente acta.

El Presidente abordó el calendario de sesiones del Comité, señalando que en la presente sesión se discutirá sobre el impacto en la confiabilidad de las instalaciones existentes ante la conexión de nuevas obras, por ejemplo, criterio N-1 en transmisión zonal, compensación reactiva propia. Se discutirá los lineamientos del uso de automatismos en la transmisión, entre otros.

El Presidente comenta que todos los antecedentes revisados en las sesiones del Comité Consultivo se encuentran disponibles en la página web de la Comisión. Asimismo, se señala que el único comentario recibido respecto a las actas fue presentado por el Coordinador Eléctrico Nacional. Este último indica que, en relación con la solicitud de modelos EMT para la simulación del comportamiento dinámico de la red, actualmente utilizan el software EMTP para dichos fines.

- 2) La Comisión ha señalado que no se exigirá mediante normativa técnica el uso de un software marca específica para la elaboración de los estudios EMT. En efecto, el requerimiento de los modelos de las instalaciones deben reflejar fielmente su comportamiento real. Cabe señalar que, se debe propender a que los modelos no sean convertidos o adaptados a librerías genéricas.
- 3) Calendario de sesiones

1ª sesión	Jun	27 Junio 2024	✓ Novena sesión: Se discutirá sobre el impacto en la confiabilidad de las instalaciones existentes ante la conexión de nuevas obras, por ejemplo, criterio N-1 en transmisión zonal, compensación reactiva propia. Se discutirá los lineamientos del uso de automatismos en la transmisión
2ª sesión	Jul	25 Julio 2024	
3ª sesión	Ago	22 Agosto 2024	
4ª sesión	Sep	26 Septiembre 2024	
5ª sesión	Oct	24 Octubre 2024	✓ Décima sesión: Se presentará las modificaciones normativas asociadas a la robustez de la red y el Anexo Técnico de instalaciones basadas en convertidores.
6ª sesión	Nov	21 Noviembre 2024	
7ª sesión	Dic	19 Diciembre 2024	
	Ene	Pausa Comité	✓ Onceava sesión: Se discutirá sobre los límites entre requisitos sistémicos y Servicios Complementarios, así como los criterios de la prestación de los esquemas de desconexión y reducción. Se discutirá sobre los sistemas de detección y extinción de incendios en los sistemas de almacenamiento de energía
	Feb	Pausa Comité	
	Mar	Pausa Comité	
8ª sesión	Abr	17 Abril 2025	
9ª sesión	May	29 Mayo 2025	✓ Doceava sesión: Por definir de ser necesario.
10ª sesión	Jun	19 Junio 2025	
11ª sesión	Jul	24 Julio 2025	



4) Temas de Presentación

Específicamente, de acuerdo con la presentación elaborada por la Comisión, los temas de la presente sesión son los siguientes: Criterio N-1 Zonal, Requisitos de Compensación de Reactivos en STZ, Estándar de las instalaciones dedicadas recalificadas, Automatismos y Monitoreo Dinámica de Líneas (DLR).

5) Discusión de los Temas

Previo a la discusión de los temas relacionados a la transmisión, ante la consulta de normativas sísmicas específicas para centrales, se menciona que no existen exigencias sísmicas para las centrales generadoras. Se indica que, el Anexo Técnico “Requisitos Sísmicos para Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión” es para las instalaciones de transmisión y que, en general, para las unidades generadoras se reemiten las exigencias normativas de la NCH.

Se procede a tratar los temas que aborda la presentación elaborada por la Comisión para la presente sesión, para efectos de su discusión por parte del Comité.

(i) Criterio N-1 Zonal:

Así, se tratan primero los temas generales a nivel de transmisión, partiendo por el **Criterio N-1 Zonal**, en el cual se indica que en 2019 Empresas Eléctricas A.G. realizó una Solicitud Normativa solicitando la incorporación de un nuevo artículo 5-5- bis a la NTSyCS y consultándose al Comité si deberían incluirse criterios a ser considerados en el Plan de Expansión.

Se reconoce que la aplicación del Criterio N-1 Zonal en forma estricta no siempre es viable en la práctica, debido al alto impacto económico que puede implicar. Por ello, su implementación debe estar justificada por beneficios significativos, tales como la cantidad de usuarios afectados, los tiempos estimados de reposición del suministro, la criticidad de la zona involucrada y la forma de pago de estas instalaciones, sumado a identificar el impacto en el refuerzo de dichas instalaciones en la indisponibilidad de suministro de los usuarios finales.

En este contexto, más que hablar de un criterio N-1 estricto, se propone adoptar un criterio N-1 de seguridad, el cual busca asegurar que, ante una falla simple, no se genere energía no suministrada dentro de una zona o subestación determinada.

(ii) Compensación de Reactivos en STZ:

Se procedió a tratar los **Requisitos de Compensación de Reactivos en STZ**, en que el Coordinador ha señalado que se requiere incorporar requisitos mínimos de compensación de reactivos en sistemas de transmisión zonal para transformadores AT/MT, considerando disposiciones transitorias para instalaciones existentes. Asimismo, se señala que el consultor sugiere una ampliación en el alcance del requerimiento, indicando que es necesaria la compensación de reactivos tanto en la conexión de nuevos transformadores como de líneas de transmisión. Se abre para la discusión la consulta sobre si debiese haber alguna adecuación de instalaciones existentes y sobre si debieran considerarse Obras Nuevas.

Se señaló que la evaluación de la falta de potencia reactiva en una instalación existente es un análisis relativamente sencillo de realizar y que, en la práctica actual, resulta más eficiente y económico emitir una instrucción directa para el control de tensión, en lugar de implementar soluciones estructurales más complejas. Esta afirmación se realizó a propósito de que, a partir de las instalaciones que ya existen, sería relativamente fácil identificar la infraestructura que presenta contingencias respecto de la compensación de reactivos, siendo la sola evaluación mucho más económica que agregar herramientas para solucionar el problema. Las obras urgentes aparecerían como una buena alternativa para implementación de ciertos criterios y herramientas para un cierto set de instalaciones, aunque habría que resolver cómo darles un reconocimiento tarifario. Respecto de las obras nuevas habría que hacer ya un ejercicio más amplio y mayor complejidad que excedería la presente materia.

Por otro lado, los representantes del Coordinador indicaron que actualmente enfrentan limitaciones operacionales en la zona norte del sistema, donde han debido abrir líneas de transmisión como medida operativa, debido a la insuficiencia de control de tensión en ciertas áreas.

(iii) Estándar de las instalaciones dedicadas recalificadas:

La sesión prosiguió para abordar el **Estándar de las instalaciones dedicadas recalificadas**, respecto de cual Tamakaya ha sugerido mantener el estándar de las instalaciones dedicadas recalificadas como nacionales o zonales, mediante la incorporación de un nuevo párrafo en el artículo 8 del Anexo Técnico “Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión”. Se abre la discusión sobre si debiese establecerse un límite, un estándar máximo a efectos de no degradar la instalación, en el sentido de evitar la definición de estándares propios de un nivel superior a la normativa vigente.

Se indicó que, en el contexto del criterio N-1 aplicado a STD que posteriormente se recalifican como STZ, es importante distinguir entre dos etapas: cómo se realiza la calificación y cómo se asegura su desempeño en el tiempo. En este sentido, se enfatizó que se trata de un proceso dinámico, especialmente en lo que respecta a la seguridad de suministro en subestaciones, y que el resguardo de dicha seguridad no está orientado al cliente libre, sino que prioriza al cliente regulado.

Asimismo, se mencionó que, en el proceso de solicitud de acceso abierto, actualmente no se evalúan las condiciones sistémicas del sistema eléctrico, lo que representa un vacío normativo.

En relación con la consulta sobre qué se entiende por “desempeño”, se señaló, según lo expresado por Tamakaya, que, al momento de recalificar una instalación dedicada, esta debe cumplir con un Criterio N-1 estricto.

Luego de discutirse el asunto, el Presidente sugirió que los interesados levantaran el punto para tenerlo a la vista en la última sesión.

(iv) Automatismos:

Pasó luego a abordarse el tema de los **Automatismos**. Al respecto, el consultor ha sugerido permitir el uso de los automatismos bajo el Artículo 5-7 que se propone, ante lo cual se abre la discusión sobre cuáles podrían ser los mecanismos de materialización de la infraestructura asociada a automatismos de control de transferencias y sobre si debieran considerarse en la programación de la operación mayores reservas de control de frecuencia. Al respecto el Coordinador indicó que existe un procedimiento interno respecto a los antecedentes a enviar

para la propuesta de automatismos por parte de empresas Coordinadas, lo cual fija ciertos criterios a la hora de la evaluación del Coordinador de dichas propuestas. Luego de un extenso intercambio de opiniones, el Presidente señaló que se evaluará incorporar el tratamiento de los automatismos en la norma técnica en algún anexo técnico, esto con el fin de dar certezas a los agentes.

Se indicó que los automatismos, al ser propiedad del titular de la instalación, podrían considerarse como bienes nacionales de uso público. Sin embargo, dado que su implementación implica una intervención directa en instalaciones del STN, se requiere contar con los permisos adecuados, lo que sugiere que es el Coordinador Eléctrico Nacional quien debiese proponer y liderar su implementación.

En este contexto, se planteó que el Coordinador, en su rol de optimizar los costos de operación del sistema, debiese ser quien evalúe el beneficio económico de implementar un automatismo, considerando tanto su impacto en la operación como en la seguridad del sistema. Por otra parte, el Coordinador Eléctrico hizo hincapié en la importancia de la calidad técnica y el nivel de desarrollo de las propuestas de automatismos presentadas por los Coordinados. Se señaló que, en muchos casos, estas propuestas llegan con un nivel de detalle muy básico, lo que dificulta su análisis técnico y retrasa los tiempos de evaluación por parte del Coordinador.

Asimismo, se destacó la necesidad de realizar un análisis integral que contemple tanto el beneficio económico como el riesgo sistémico asociado a la implementación del automatismo. En este sentido, se levantó como un punto crítico la importancia de definir con claridad la responsabilidad en caso de una falla del automatismo, ya que esto puede tener implicancias operativas y regulatorias relevantes.

Finalmente, se enfatizó que esta discusión debe abordarse desde una mirada sistémica, más allá de los intereses individuales de los agentes del mercado, priorizando la seguridad y eficiencia global del SEN.

(v) Monitoreo Dinámica de Líneas:

A continuación, se procedió a tratar el **Monitoreo Dinámica de Líneas (DLR)**, señalándose las indicaciones levantadas por el consultor a propósito del capítulo 6 de la norma técnica y de la letra g. del artículo 71 del AT “Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión”. Para abrir la discusión, se planteó si existe oportunidad de maximizar el uso del STN de manera segura y confiable, así como cuáles serían los elementos para considerar en una disposición transitoria, a efectos de la implementación del DLR en instalaciones existentes del STN. Tras discutirse el tema, el Presidente señaló que se evaluará la inclusión del DLR, debiendo, de todas formas, levantarse la información disponible al respecto.

Se indicó que los elementos en serie representan una limitación clave para la capacidad térmica de un circuito o línea de transmisión. En particular, se mencionó que el nivel de cortocircuito constituye un factor restrictivo para estos elementos, ya que los valores elevados dificultan encontrar reemplazos adecuados que soporten las exigencias del sistema.

Por otro lado, se planteó la necesidad de definir un estándar para la plataforma de monitoreo asociada a tecnologías como el DLR. Se advirtió que no basta con que la señal del DLR llegue al SCADA. En este sentido, se reconoció que la implementación operativa del DLR en el despacho representa un desafío para el Coordinador.

Se menciona que el costo de implementación de un DLR es marginal con respecto al CAPEX inicial del proyecto. Por lo tanto, para nuevas instalaciones se contempla que sea un requisito de diseño. Se da el ejemplo de la línea Cautín – Ciruelos, donde la implementación del DLR tuvo un costo aproximado de 300 mil dólares y el CAPEX de esta línea ronda en 100 millones de dólares.

Finalmente, se señaló que, en caso de que en el futuro se implemente un despacho automático, los sistemas DLR podrían convertirse en una herramienta complementaria, permitiendo un mayor aprovechamiento de la capacidad térmica de las líneas en tiempo real.

Por último, el Presidente señaló que, habiéndose tratado los temas más relevantes, procedía cerrar la sesión y dejar la discusión sobre el **Estudio de Fortaleza de Red** para el 19 de junio de 2025.

Termina la sesión del Comité a las 13:00 hrs.

El detalle de la sesión se encuentra en la presentación elaborada por la Comisión al efecto, las que estará disponible públicamente.