

Acta Tercera Sesión

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

1. Antecedentes Generales:

Se deja constancia que la sesión está siendo grabada.

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

Fecha:	22 de agosto de 2024
Hora de Inicio:	10:05
Hora de Término:	12:40
Lugar:	Conexión vía remota por Zoom

2. Participantes

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

N°	Nombre	Empresa/Institución	Asistencia
1	Claudio Castillo	Comisión Nacional de Energía	Si
2	Fernando Mondaca	Comisión Nacional de Energía	Si
3	María José Zavala	Comisión Nacional de Energía	Si
4	Francisco Valencia	Ministerio de Energía	No
5	Ana María Ruz	Ministerio de Economía, Fomento y Turismo	Si
6	Mauricio Dinamarca	Coordinador Eléctrico Nacional	Si
7	Gretchen Zbinden	Coordinador Eléctrico Nacional	Si
8	Jaime Misraji	Coordinador Eléctrico Nacional	Si
9	Cristian Herrera	ACERA (experto técnico)	Si
10	Dario Morales	ACESOL (experto técnico)	No
11	Goran Nakik	Colbún S.A.	Si
12	Hugo Morales	Aes Andes S.A.	Si
13	Susana Corrales	RWE Renewables Chile SpA	Si
14	María José Reveco	Transelec S.A.	Si
15	Daniella Bustos	Compañía Trasmisora La Cabada	Si
16	Jaime Pérez	Huawei (Chile) S.A.	Si

17	Rodrigo Saavedra	Enel	Si
18	Nelson Rodriguez	Sonedix	No
19	Carolina Hernández	Tamakaya	Si
20	Jack Nahmias	Superintendencia de Electricidad y Combustibles	Si
21	Diana Bahamondes	Superintendencia de Electricidad y Combustibles	Si
22	Verónica Cortez	Collahuasi	Si
23	Alex Santander	Ministerio de Energía (invitado)	No
24	Felipe Escobar	Acciona (invitado)	Si

Asistieron los siguientes invitados:

N°	Nombre	Empresa/ institución
1	Yazmin Altamirano	Comisión Nacional de Energía
2	Francisca Aspe	Comisión Nacional de Energía
3	Carla Hernández	Coordinador Eléctrico Nacional
4	Gonzalo Montes	Enel
5	Mitchel León	Atlas - Acciona
6	Valentina Arias	Atlas- Acciona

3. Desarrollo de la sesión

Los temas tratados en la sesión fueron los siguientes:

1) Indicaciones generales

Respecto a las presentaciones que se realizarán en la sesión de hoy, los tiempos de presentación serán de 15 minutos, pudiendo extenderse por 5 minutos más, y luego se dará un tiempo de 5 minutos para realizar preguntas sobre la presentación. Sin perjuicio de lo anterior, se hace presente que esta sesión se podría extender más allá de las 12 del día, debido a la extensión de las presentaciones y de la discusión posterior. Por ello, y con el objeto de facilitar el intercambio de opiniones, se informa que las sesiones presenciales tendrán una duración de 3 horas.

Respecto a los invitados, participaron de esta sesión la Sra. Carla Hernández (Coordinador Eléctrico Nacional), Sr. Gonzalo Montes (Enel), Sr. Mitchel León (Atlas - Acera) y la Sra. Valentina Arias Meneses (Atlas - Acera).

Luego se verifica la asistencia de los participantes del Comité, y la Sra. Carolina Hernández indica que la sesión pasada sí estuvo presente, lo cual se tendrá presente a efectos de regularizar su asistencia.

2) Temas de las presentaciones

- i. Definiciones y requerimientos mínimos a incorporar para nuevas tecnologías, expondrá Cristian Herrera Taibo.
- ii. Estudios del Coordinador, expondrá Cristian Herrera Taibo.
- iii. Aplicación del criterio N-1, expondrá Cristian Herrera Taibo.
- iv. Requerimientos de diseño de instalaciones de ERNC, expondrá Cristian Herrera Taibo, y lo acompañan Mitchel León y Valentina Arias.
- v. N-1 Zonal, expondrá María José Reveco.
- vi. Resguardos ante la incorporación de automatismos, expondrá María José Reveco.
- vii. Resiliencia, expondrá María José Reveco.

Se indica que se realizará un receso de 10 minutos, para continuar con las siguientes presentaciones:

- viii. Incorporación de exigencias mínimas para centrales renovables con capacidad de almacenamiento, expondrá Rodrigo Saavedra.
- ix. Exigencias mínimas para el Sistema de Almacenamiento Stand Alone, expondrá Rodrigo Saavedra.
- x. Exigencias y criterios de seguridad para desconexión de bloques de generación, expondrá Rodrigo Saavedra.
- xi. Modificaciones al cuerpo de la NTSyCS y diversos AA.TT, expondrá Mauricio Dinamarca, y lo acompaña Carla Hernández.

3) Calendario de sesiones

A partir de la próxima sesión, del día 26 de septiembre, las sesiones se llevarán a cabo en las dependencias de la Comisión Nacional de Energía. Se hace presente que, si algún participante va a llevar a algún invitado, esto sea informado al menos dos días hábiles antes de la sesión, para poder preparar las instalaciones.

Además, se indica que estas sesiones serán dirigidas por la Comisión Nacional de Energía, y tendrán una duración entre 120 a 180 minutos, dependiendo de los temas que se vayan a tratar.

4) Presentaciones

- i. **Presentación de ACERA:** Exponen Cristian Herrera Taibo en conjunto con Valentina Arias y Mitchel León.

Indica los temas que abordará su presentación, dando un contexto que la propuesta se enmarca en el escenario de transición energética, escenario que va a requerir mayor capacidad de transmisión en el sistema eléctrico, lo cual se manifiesta de diferentes formas y conlleva la necesidad de mayores niveles de capacidad de transmisión y mayor inversión. Entonces, hay una correlación entre ambas variables, la transmisión y el desarrollo de energías renovables. Por un lado, necesitamos esta mayor capacidad de transmisión, pero por otro lado vemos que cada vez es más complejo construir, como

evidencia el gráfico que presenta, el que indica que la mayoría de las obras presentan niveles de retrasos, por lo que en definitiva se requiere utilizar de forma más eficiente la infraestructura existente y maximizar la capacidad de transmisión que hay disponible.

Respecto al Criterio N-1, señala que está definido en la norma técnica en el artículo 5-7, además describe un poco la implementación o cómo se aplica este criterio en el sistema, y que dice que, ante contingencia simple, se pueden utilizar los recursos generales de control de contingencia y esos recursos generales están identificados en el numeral 81 del artículo 1-7, dicha lista de recursos generales no es exhaustiva. Sin embargo, el artículo 5-7 va más allá, porque a pesar de que existe ese listado de recursos generales, elimina en la aplicación del criterio N-1 todos los recursos que tienen que ver con esquema automático. En definitiva, la combinación de estos dos artículos ha derivado que hay una aplicación estricta del criterio. Esto no siempre ha sido así, la norma que estuvo vigente hasta el 2018 flexibilizaba el criterio N-1.

En cuanto la experiencia internacional, en general todos los operadores tienen la misma definición o alguna definición similar del Criterio N-1. Sin embargo, hay variantes de cómo se aplica, indicando algunos ejemplos, y destaca el caso de Países Bajos, que frente alguna condición de operación se establecía que debía realizarse una evaluación técnico – económica, para determinar la conveniencia de mantener el criterio N-1. Hace presente el caso de restricciones en la capacidad de transmisión en la zona sur, lo que a su juicio se habría evitado con cierta flexibilidad en el criterio N-1. También menciona el caso de la Unión Europea.

La propuesta de Acera es:

- Revisar la definición y aplicación de este criterio de forma de poder incorporar nuevas tecnologías que maximicen la capacidad de transmisión sin comprometer la seguridad del sistema. Por ejemplo, automatismo para el control de transferencia, sistemas de almacenamiento y otras tecnologías tipo GET.
- Flexibilizar el criterio N-1 en algunas condiciones especiales de operación, por ejemplo, durante el trabajo y/o mantenimiento de infraestructura eléctrica, previo análisis de costo-beneficio.
- Mandatar al CEN a realizar estudio de confiabilidad del sistema de forma de ir incorporando métricas de confiabilidad en la operación del SEN que permitan balancear el nivel de seguridad y los costos de inversión y operación.

Respecto a los automatismos para el control de transferencia, destaca que actualmente se encuentran en funcionamiento diferentes sistemas de esquemas automáticos que permiten sobrepasar el criterio N-1 en algunas zonas. Entonces, estas tecnologías ya se encuentran en operación en el sistema, y por otro lado, los automatismos para el control de transferencia están permitidos siempre que sean implementados por iniciativa privada; sin embargo, aspectos normativos de está son tratados por medio de un procedimiento interno del Coordinador, lo cual no es correcto, puesto que debería estar tratado en la norma técnica. La norma técnica debería señalar la definición de

automatismo, procedimiento para evaluar factibilidad, requisitos de diseño, verificación y pruebas, supervisión y control de la operación de los automatismos.

Los automatismos finalmente son herramientas que te permiten aumentar la capacidad de transmisión, pero son alternativas transitorias, ya que la solución definitiva siempre es introducir mayor infraestructura.

Respecto a las propuestas, se plantea incorporar en la norma técnica, todas las definiciones y requisitos que deben cumplir los automatismos para el control de transferencia, e incorporar los estudios que debe realizar el CEN, un estudio anual que contenga un análisis técnico – económico para la implementación de automatismo de control de transferencias en los sistemas de transmisión.

Respecto a los requisitos de monitoreo y control, no existe en esta normativa (anexo técnico) la obligación de monitorear y operar el sistema eléctrico utilizando las capacidades reales del sistema. Efectivamente, señala que no están implementados los DLR en forma masiva en el sistema.

En el artículo 24 del AT Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SITR, deja a criterio del CEN el uso de DLR.

La optimización de la operación del sistema en tiempo real se encuentra definida a nivel reglamentario. Es importante incorporar en la NT los requisitos necesarios para la implementación del SCED.

Se propone incorporar la obligación del CEN de monitoreo y operación del SEN utilizando las capacidades reales del sistema de transmisión. Incorporar la definición de equipos de monitoreo de capacidad de transporte en tiempo real por líneas de transmisión. Incorporar a la NT todos los requisitos técnicos para la implementación del SCED. Evaluar la incorporación del AGC como una exigencia de diseño de las plantas de generación.

Respecto de requerimiento de grid forming, recalca la experiencia de Reino Unido, que implementó el Código de Red, destacando algunos principios. Se indica que la clave es desarrollar un mercado que incentive este tipo de inversión. Concluyendo que, la previsión de servicios de estabilidad en base a mercados es la forma más rápida y efectiva de alcanzar un rendimiento firme de las plantas, mostrando un gráfico al respecto.

La propuesta es incorporar en la NT todas las definiciones y requisitos del atributo o capacidad de grid forming, e implementar licitaciones de SSCC (inercia, corto circuito, servicios de balance, etc.) con el objeto de reducir la asignación directa a centrales térmicas y atraer inversiones que aporten flexibilidad y seguridad al sistema.

Respecto a los requisitos de diseño de centrales ERNC y BESS, indica que los objetivos de la propuesta dicen relación con armonizar los requisitos de código de red, siempre y cuando sea posible; solo se aborda los requisitos mínimos de diseño de ERNC que se centran en el capítulo 3 de la NTSyCS, entre otros objetivos.

Indican como propuesta, que el artículo 3-9 de la norma técnica que indica que los parques eólicos fotovoltaicos tienen que entregar y absorber reactivos e impone también una curva PQ para los dos tipos de tecnologías, parque eólico y parque fotovoltaico, diferenciando entre ambas. En este sentido, indica que la propuesta sería unificar ambas, o sea una única curva PQ para todo tipo de generación, armonizando los requisitos entre las centrales renovables. Luego, menciona el artículo 3-8 mostrando un gráfico, proponiendo que se agregue una curva HVRT y unificarlo para todo tipo de ERNC, indicando otras propuestas en la presentación como tiempos de respuesta.

En términos generales lo que se propone es que se definan concretamente los requisitos sobre el control de tensión y el control de frecuencia. A su vez, se propone que se definan diferentes modos de control de tensión que puedan dar múltiple operatividad a las plantas para operar en diferentes condiciones sistémicas.

Finalizada la presentación, se llevó a cabo una ronda de preguntas y respuestas.

ii. Presentación de Enel: Expone Rodrigo Saavedra.

Indica que la presentación se va a centrar en los siguientes puntos: Incorporación de exigencias mínimas para centrales con capacidad de almacenamiento; exigencias mínimas para BESS Stand Alone; Exigencias y criterios de seguridad para desconexión de bloques de generación (que podrían activar la operación del EDAC) ya que la NTSyCS lo admite, sin embargo, la NT de SSCC no permite la operación del primer escalón del EDAC.

Como desafío, hoy día nos encontramos en un proceso de transición. Hay un acuerdo público privado sobre el retiro de las centrales de carbón de la matriz eléctrica, lo cual obviamente ha traído desafíos importantes para todos los actores y sobre todo para el coordinador eléctrico nacional en la operación segura y óptima del sistema. Lo anterior, ha traído un importante desarrollo de centrales renovables, sobre todo solar, fotovoltaica y eólica, lo que trae nuevos desafíos sobre todo para los SSCC.

Luego, indica que independientemente que hoy día estamos avanzando en un proceso de habilitación a todas las nuevas centrales, sobre todo a las renovables y baterías para prestar servicios complementarios, aún existe esta incógnita si éstas finalmente aportarán.

Luego, se muestra la programación del 12 de agosto de 2024, con alta predominación convencional a excepción del CTF.

Por otro lado, indican que en el contexto actual de la normativa existe algunas dificultades para el diseño del sistema de batería, indicando los artículos de la NT, y señalando los puntos que no aborda el capítulo 3 de la NT para los BESS.

Destacan que es importante distinguir la existencia de distintos tipos de BESS. Luego, indican las diferencias en proyectos BESS; conexión en celdas AC dedicadas, conexión en DC en conjunto con los inversores del PFV, BESS stand alone, BESS grid booster. Por lo tanto, los distintos tipos de tecnologías debieran tener diferentes exigencias. Luego, indican puntos a considerar para el BESS stand alone.

Luego, expone sobre el control de frecuencia y determinación de reserva, donde concluye que la NTSyCS admite la operación del EDAC-BF, mientras que la NT SSCC no lo permite. Se debe homologar ambas normativas.

Finalizada la presentación, se llevó a cabo una ronda de preguntas y respuestas.

iii. Presentación de Transelec: Expone María José Reveco.

Señala el índice de contenidos a tratar en la exposición, y da una breve reseña de la empresa Transelec.

En cuanto al criterio N-1 zonal, es una discusión cuyo objetivo es robustecer el sistema de transmisión zonal. Al respecto, esta solicitud consiste en la incorporación de un nuevo artículo en la NT en el artículo 5-5 bis, para que la Comisión pueda incluir este criterio en la planificación y se pueda analizar en su justo mérito para poder mejorar la calidad y seguridad de servicio en la zona donde hoy en día no existe esta seguridad y calidad de servicio. Esta discusión tiene relación con la Política Energética Nacional, y con la decisión política de la transición energética.

En relación con lo indicado, además podemos decir que los eventos climáticos de los temporales del último tiempo muestran una sociedad distinta respecto a los requerimientos, sobre todo en sectores rurales, donde no existe el criterio N-1 en transmisión zonal, estos sectores están mucho más afectados respecto a la pérdida de suministro y a la baja calidad que pueden tener.

Destaca que, dentro de los desafíos, actualmente en el proceso de planificación existe una metodología para realizar las evaluaciones económicas de todas aquellas obras que buscan promover la seguridad en los sistemas de transmisión zonal. En este sentido, más allá de lo que indique la norma, la Comisión no debe tener restricciones para hacer estos análisis, también se debe modificar la metodología para que sea consistente la aparición de estos sistemas zonales que cumplan con el criterio N-1 y permitan mejorar la calidad de seguridad de suministro para aquellas zonas donde hoy día no lo tienen.

Luego, indica la regulación referida al criterio N-1 en la regulación internacional, indicando que en los países europeos es un criterio ampliamente utilizado, no está limitado a niveles de tensión.

Señala los beneficios de incorporar este criterio en los sistemas zonales, en términos técnicos permite incrementar significativamente la seguridad del sistema ante contingencias otorgándole mayor robustez y confiabilidad a la red de transmisión de manera estable. En cuanto a los beneficios sociales, permite contar con un abastecimiento de suministro eléctrico continuo, mejorando la calidad de vida de las personas, permitiéndonos cumplir con las metas de política energética 2050.

Indica que es necesario implementar un cambio transitorio que facilite la incorporación progresiva de todas las obras de expansión necesarias. Por lo tanto, es importante establecer una metodología que priorice aquellas obras más significativas y que generen un mayor impacto en la población.

Respecto a los automatismos, indica que son esquemas diseñados para detectar de manera predeterminada condiciones del sistema y automáticamente tomar acciones correctivas para ajustar o desconectar generación o desconectar carga. En Chile existen automatismos para regular la seguridad que corresponden a SSCC y automatismos para control de transferencias, tales como los EDAC, EDAG, ERAG y DMC.

En cuanto a los desafíos, indica que cualquier mecanismo autónomo del control, es susceptible a fallas en su funcionamiento lo que puede desencadenar consecuencias negativas al sistema. Algunos automatismos pueden implicar desconexiones indeseadas de consumo, ya sea como acción de control o producto de comportamiento indeseado o inesperado.

Se debe tener especial cuidado en regular el correcto diseño y operación de los automatismos que buscan aumentar las transferencias en la red, con el fin de resguardar la seguridad y calidad de servicios de clientes finales.

Se señalan recomendaciones internacionales sobre los automatismos, en cuanto a las etapas de diseño, de implementación, operación, y sobre la responsabilidad del propietario del automatismo.

Por último, indica los aspectos que la regulación debería considerar:

- Los automatismos son medios operacionales, no deben ser parte de la planificación a largo plazo en los sistemas de transmisión.
- Definir claros estándares de diseño, implementación y operación para mitigar los riesgos.
- Asignación de responsabilidad entre los diferentes actores involucrados en caso de fallas u misión, esto incluye la definición de las compensaciones o multas aplicables si la falla de un automatismo se debe a negligencia o a mal manejo.

Finalizada la presentación, se llevó a cabo una ronda de preguntas y respuestas.

iv. Presentación de Coordinador Eléctrico Nacional: expone Mauricio Dinamarca, Carla Hernández y Gretchen Zbinden.

Señala que, dependiendo de las modificaciones de la NTSyCS y sus anexos, se debe establecer claramente como se implementará, considerando al menos, a qué instalaciones aplica, desde cuándo se aplica, los transitorios para adecuar instalaciones existentes, los plazos para realizar adecuaciones/regularizaciones (no aplica plazo de proceso normal), otros.

Por otro lado, hay que revisar la consistencia con articulado de anexos técnicos y otras normativas como NTSSCC, norma técnica de indisponibilidad de suministro y compensaciones (NTISyC), etc.

Luego, expone acerca de los requisitos de seguridad en transmisión zonal, donde se solicita armonizar los requisitos de la NT con los criterios de planificación en transmisión zonal contenidos en el reglamento, señalando los requisitos de seguridad que deberían incorporarse.

En cuanto a los requisitos de compensación de reactivos en sistema de transmisión zonal, indica que se requiere definir los requisitos de compensación.

En cuanto a la tecnología en base a inversores, indica que se debe incorporar en la NT exigencias mínimas de diseño para las tecnologías en base a inversores IBR del tipo grid following y grid forming. Por otro lado, indica que se deben incorporar exigencias de comportamiento dinámico y frente a contingencias tanto a las centrales renovables, las centrales renovables con almacenamiento y al almacenamiento, en particular establecer estándares de control de tensión.

Además, indica que se deben incorporar almacenamiento, incorporar conceptos asociados a red con alta participación de IBR, y en cuanto a los modelos, indica que se deben establecer exigencias para el proceso de conexión de proyectos tipo GFL y GFM, la entrega de modelos RMS y EMT, así como la realización de estudios RMS y EMT.

Luego, exponen sobre otras temáticas, en que indican que es necesario establecer exigencias mínimas para sistema de información y comunicación, entre otros.

En cuanto a los anexos técnicos, en el anexo de Sistema de Monitoreo, debido a la alta participación de recursos conectados a la red a través de IBR, como solar fotovoltaica, eólica, BESS u otro, se incrementa el número de fenómenos dinámicos de alta frecuencia, y plantea el desafío de disponer de registros adecuados para el monitoreo y análisis del desempeño de las instalaciones ante perturbaciones. Por ello, se requiere

asegurar la disponibilidad de datos adecuados para el monitoreo y análisis de perturbaciones en contexto de alta participación de IBR.

En atención a ello, se solicita modificar el ATSM para disponer de datos adecuados para el análisis de perturbaciones en el SEN e incluir requerimientos específicos de monitoreo y reporte de perturbaciones de monitores y reporte de perturbaciones para IBR.

Además, se recomienda que en el anexo técnico se incluyan los DLR.

Respecto al Anexo Técnico Exigencias Mínimas para el diseño de instalaciones de transmisión, se indican las modificaciones que se proponen a los siguientes artículos 5, 8, 46, 47, 45 b), 90, 117, 50, 52, 39, 59, 84, 95, 29 c).

En cuanto al Anexo Técnico de Cálculo del Nivel Máximo de CC, se indica que se requiere actualizar la actual metodología de cálculo para determinar el nivel máximo de cortocircuito, en cuanto a las referencias de la Norma IEC 60909:2001 de 2016.

Luego, expone algunos temas relacionados al Anexo Técnico de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de datos al Sitr.

Respecto al Anexo Técnico Determinación Parámetro Pmax-Pmin-PPyD, indica las modificaciones necesarias que dicen relación a incorporar almacenamiento en modalidad ERV+Almacenamiento o Almacenamiento Stand Alone y carga/descarga, entre otras.

Respecto del Anexo Técnico Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento, se propone incorporar la información mínima para instalaciones y equipos que actualmente no se encuentran en el anexo y que son necesarios para los estudios del coordinador, tales como: equipos GIS, equipos HIS, BESS, entre otras propuestas que se exponen, las cuales serían esenciales para cumplir las disposiciones establecidas en la LGSE, en el artículo 72-8, que exige que los sistemas de información pública del Coordinador contengan las principales características técnicas y económicas de las instalaciones sujetas a coordinación.

Luego, se refieren a las propuestas en el Anexo Técnico Exigencias Mínimas de instalaciones que se interconectan al SEN, indicando los artículos.

Luego, respecto a otros anexos, sobre el informe de falla indican que hay que revisar la consistencia con la NTISyC, y complementar con requerimientos necesarios para cálculos de indicadores establecidos en NTSyCS y oficios de la SEC complementarios.

Finalizada la presentación, se llevó a cabo una ronda de preguntas y respuestas.

Termina la sesión del Comité a las 12.40 hrs.