

Acta Décima Segunda 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 décima segunda 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:	28 de agosto de 2025
Hora de Inicio:	10:08
Hora de Término:	13:30
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	Sí
4	Guillermo Guzmán Dinamarca	Ministerio de Energía	No
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	Sí
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	Eduardo Saavedra	Huawei (Chile) S.A.	Virtual
17	Sebastián Díaz	Huawei (Chile) S.A.	No
18	Rodrigo Saavedra	Enel	Virtual
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	Virtual
24	Felipe Escobar	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Sí

Asistieron los siguientes invitados:

N°	Nombre	Empresa/ institución
1	Javiera Menesses	Colbún S.A. (P)
2	Daniel Salazar	EnergiE (v)
3	Daniela González	EnergiE (v)
4	Christian Scholz	EnergiE (v)
5	Daniel González	Ministerio de Energía (P)
6	Gonzalo Montes	Enel Generación Chile S.A. (P)
7		
8		
9		

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, indicando que en julio salió a consulta pública de la propuesta de modificación de la Norma Técnica (NT), a la cual llegaron 1.083 observaciones, las cuales van a ser respondidas. Luego, el Presidente abordó la agenda de sesión.

En particular respecto a los antecedentes generales informa:

- 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.

2) Cronograma de la sesión:

N°	Empresa/Institución	Temas	Hora de inicio	Hora de término
1	Coordinador Eléctrico Nacional	1. Compensación de Potencia Reactiva. 2. Diseño de instalaciones Tx. 3. Requisitos técnicos para interconexión al Sistema. 4. Cálculo de CC con alta penetración ERV. 5. Exigencias para desconectadores. 6. Coordinación de Protecciones. 7. Controladores Digitales.	10:10 a. m.	11:00 a. m.
2	Colbún	Auditorías Técnicas	11:00 a. m.	11:50 a. m.
Descanso de 10 min				
3	Acciona Energía	Automatismos	12:00 a. m.	12:30 p. m.
4	Collahuasi	1. Definición de Barra de Consumo 2. Exigencias de diseño a los conductores por fase.	12:30 p. m.	13:00 p. m.
5	La Cebada	Exigencias al nivel de cortocircuito en instalaciones Tx	13:00 p. m.	13:30 p. m.

3) Presentación Coordinador:

La presentación aborda temas misceláneos de la NT. En primer término, se expone acerca del proceso de valorización, el cual se apoya en parte en el contenido del Anexo Técnico (AT) de información técnica (Infotécnica). Sin embargo, una parte importante, relativa a los activos de valorización, carece de un detalle específico. Si bien existe un repertorio de oficios entre el CEN y la CNE del cual se puede inferir la metodología desarrollada a lo largo de los años, se considera importante formalizarla. Por ello, se propone que dicha metodología se incorpore en un nuevo anexo técnico dedicado a la valorización, o bien, se incluya dentro del actual anexo de Infotécnica.

Ahora bien, respecto al AT de exigencias mínimas de diseño de instalaciones de transmisión, indica que hay dos puntos a señalar:

- ➔ El primero relativo al criterio de compensación de reactivos en transmisión (tx) zonal, donde proponen incluir al final del artículo 12 del AT lo siguiente: “Todo nuevo transformador de poder de una subestación primaria de distribución, para el suministro de cliente, deberá estar provisto de equipos de compensación de potencia reactiva,

dimensionado para compensar el consumo interno de dicha potencia, inherente a su operación, de conformidad con las exigencias establecidas en la presente NT”.

Respecto de los requerimientos de compensación de reactivos en las subestaciones primarias de distribución existentes, para el suministro de clientes, el Coordinador identifica dos posibles alternativas para normalizar dichas instalaciones. Por un lado, la incorporación de un procedimiento reglamentario, que derive en la inclusión de obras en los decretos de expansión de la transmisión o través de un estudio específico que se defina en la norma técnica.

- El segundo dice relación con las exigencias mínimas de diseño de instalaciones de tx: Para los proyectos con tensión menor a 220 kV, se han recibido proyectos de empresas que interpretan que no deben cumplir con lo establecido en el Artículo 46 del AT (Esquemas de barra e interruptores) dado que no les aplicaría el Artículo 47 del AT (Exigencias de confiabilidad), presentando configuraciones tipo monopaño sin barra. Adicionalmente, han existido proyectos de generación que en su Subestación (S/E) elevadora, proyectan la acometida de la línea, y la conexión del transformador elevador, mediante un solo interruptor, y en ocasiones hasta sin barra. Proveer de manera clara la configuración requerida para SS/EE, de manera que puedan ser consideradas por desarrolladores de manera temprana en sus proyectos.

Por lo que se propone eliminar la referencia al artículo 47, e indicar que: “Las subestaciones deberán tener los siguientes esquemas de barra e interruptores:

- a. Barra Simple o Barra Simple Seccionada
- b. Barra Principal y Barra de Transferencia
- c. Barra Principal Seccionada y Barra de Transferencia
- d. Doble Barra y Barra de Transferencia
- e. Doble Barra Simple Interruptor
- f. Doble Barra con Doble Interruptor
- g. Interruptor y Medio
- h. Esquema en Anillo

Las subestaciones podrán ser híbridas en su tecnología (HIS), siempre que se cumpla con las exigencias normativas de diseño y confiabilidad vigentes. En las subestaciones no se permitirá que los paños pertenecientes a un patio tengan configuraciones de barra diferentes.

Todo Elemento Serie o Paralelo que se conecta al ST, deberá considerar su paño de manera independiente, con su respectivo interruptor, y dependiendo del tipo de configuración de barra que se conecta.”

Por otro lado, en relación también con las exigencias mínimas de diseño de instalaciones de transmisión, se expone acerca del artículo 48, donde la disposición actual de los paños y patios en la subestación puede requerir el uso de vías de acceso y circulación existentes para proyectos nuevos (generación, almacenamiento, consumo, entre otros), lo que genera restricciones operativas y dificulta un acceso adecuado a las instalaciones. Es necesario establecer en el AT que se asegure la conexión eficiente de las líneas y el acceso seguro, sin interferir con las vías de circulación existentes.

Por tanto, se propone que la disposición de los paños o bahías deberá ser tal que minimice la sobrecarga y distribuya apropiadamente los flujos en la barra. La disposición de los paños y de los patios de la subestación deberá posibilitar una apropiada conexión de las líneas que convergen en la subestación, de modo tal de permitir el adecuado acceso a la instalación, sin utilizar vías de acceso y circulación existentes en la subestación.

Adicionalmente, expone acerca del AT de requisitos mínimos de instalaciones que se interconectan al SI: se propone reformular la redacción los Artículos 27 Validación Final de la Información Técnica y 28 Fin del periodo de Puesta en Servicio y Entrada en Operación. Se propone incluir una redacción que establezca que la culminación del Período de Puesta en Servicio estará sujeta a la verificación de la correcta ejecución de las pruebas correspondientes, así como al cumplimiento de los requisitos previstos en el proceso de conexión, de acuerdo con lo que determine el Coordinador. Una vez verificadas dichas condiciones, podrá declararse la Entrada en Operación del proyecto. Lo anterior se justifica en que la en la redacción actual, se incluye el documento denominado “Informe Técnico de Pruebas Finales”, el cual contiene un listado de nueve puntos, en su mayoría con información que ya ha sido conocida por el Coordinador durante las etapas previas del proceso de conexión. Adicionalmente, se establecen plazos amplios para su revisión (20 días hábiles en el caso de generación). Por otro lado, las pruebas de puesta en servicio se verifican mediante requerimientos independientes, lo que facilita el cumplimiento. Exigir un informe único podría retrasar la Entrada en Operación de los proyectos.

- ➔ Respecto al AT: cálculo del nivel máximo de CC: El estudio realizó una comparación entre la metodología vigente (IEC 60909:2001) y la propuesta que considera las variaciones de tensión en el punto de conexión de las centrales IBR. Los resultados muestran que, al considerar las variaciones de tensión, los resultados se acercan más a los reales. La metodología introduce una aproximación más precisa al modelamiento de las centrales IBR que la definida en el estándar IEC 60909-0.

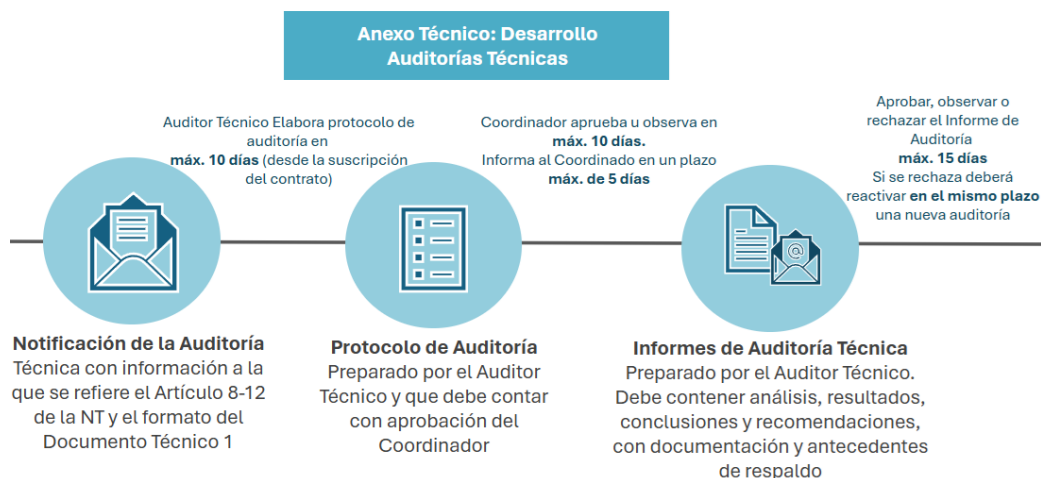
En base a los resultados del estudio se realiza una propuesta de modificación del AT: Cálculo del Nivel Máximo de CC, con el objetivo de establecer una modelación más

precisa de las Instalaciones Basadas en Convertidores (IBR), considerando el método iterativo descrito en el párrafo anterior.

Terminada la presentación, se abre el debate. Se hace notar que, respecto al último tema expuesto sobre niveles máximos de CC, la propuesta se basa en una norma del Reino Unido. Respecto del AT de activos de transmisión, se indica que la Comisión lo tiene considerado en la calendarización para el año 2026, pero no dentro de esta misma NT, ya que requiere un comité distinto para trabajar dichas materias.

4) Presentación Colbún:

Colbún realizó una presentación donde se proponen mejoras para el proceso de Auditorías técnicas. En principio, se menciona el marco normativo de las Auditorías Técnicas, el cual se encuentra en la NT y considera un AT que las regula. Luego, se expone el contenido de los artículos 8-11 y 8-12 de la NT. En el AT se desarrolla con mayor detalle el proceso de estas auditorías técnicas, mostrando un diagrama:



Por otra parte, indican que el AT detalla las funciones de las partes del proceso de auditoría; el Coordinador, el Coordinado (facilitador de la información requerida) y el auditor técnico.

Luego, exponen acerca de los vacíos normativos que tendría la NT respecto del proceso de auditoría, indicando lo siguiente:

1. Falta de procedimiento: el coordinado debería tener la posibilidad de presentar observaciones al informe, previo a emitir su versión definitiva.

2. Falta de lista explícitas de antecedentes: el auditor técnico debe tener un listado mínimo de antecedentes que debe solicitar.
3. Coordinado solo facilita, no participa: el coordinado que es quien mejor conoce sus activos debe poder validar sus resultados (aun aporte al proceso de auditoría).
4. Ausencia de plazos y etapas mínimas: se quieren para el proceso de auditoría.

En este contexto, expone, en términos generales, acerca de la auditoría que se llevó a cabo en la central Nehuenco.

Entonces, en relación con las problemáticas identificadas, la NT regula la facultad del Coordinador para realizar autorizaciones a las instalaciones de los coordinados. Sin embargo, no establecen reglas claras acerca del procedimiento de observaciones del coordinado: antecedentes mínimos a recopilar por el auditor; plazos; y, etapas mínimas en la preparación de la auditoría.

Por su parte, el AT en el artículo 2, numeral 2 define el contenido general del informe, pero no establece un mecanismo ni plazo para la observación del coordinado; el artículo 3 define las obligaciones del coordinado, pero no reconoce derecho de revisión del informe; el artículo 4, letra g) establece que el coordinador puede aprobar, observar o rechazar, pero solo desde su propia perspectiva; el artículo 2 número 1 + documento técnico 1, incluye protocolo de información mínima, pero solo se notifica, no al listado obligatorio.

En cuanto a las propuestas de la NT:

- Agregar artículo que regule la participación del coordinado en el proceso de auditoría: *Previo a la aprobación definitiva del Informe de Auditoría Técnica, el Coordinador deberá garantizar que el Coordinado auditado disponga de un plazo no inferior a diez (10) días hábiles para formular observaciones fundadas respecto de los hallazgos, análisis y conclusiones contenidos en el Informe preliminar. Dichas observaciones deberán ser remitidas al Auditor Técnico y al Coordinador, quienes deberán dar respuesta escrita y, en caso de corresponder, incorporarlas en la versión final del Informe de Auditoría Técnica. El Informe definitivo deberá adjuntar un anexo con las observaciones recibidas y las respuestas asociadas.*
- Agregar artículo que establezca la transparencia del proceso y publicidad de la información: *El proceso de Auditoría Técnica deberá desarrollarse bajo principios de transparencia y trazabilidad, garantizando que toda la información relevante sea conocida por el Coordinador, el Auditor Técnico y el Coordinado auditado. Para estos efectos, el Coordinador habilitará una plataforma electrónica que permita a los Coordinados realizar el seguimiento de los hitos del proceso de Auditoría Técnica, incluyendo notificaciones, protocolos, solicitudes de información, observaciones, informes parciales y definitivos, así como los plazos asociados a cada etapa.*

La información publicada deberá resguardar su carácter confidencial, de acuerdo con la normativa sectorial vigente y con los acuerdos de confidencialidad que correspondan, limitando el acceso exclusivamente a las partes involucradas y a la autoridad competente.”

En cuanto a las propuestas del AT:

- Agregar un nuevo literal en el artículo 2, relativo al protocolo, que deberá incluir al menos, la siguiente información: *j) “Lista detallada y protocolizada de toda la información solicitada por el Auditor Técnico y proporcionada por el Coordinado, indicando a lo menos el nombre y breve descripción de cada documento, la fecha de solicitud, la fecha de entrega y el medio por el cual fue compartida dicha información. La lista deberá incorporar los antecedentes técnicos mínimos tales como información operativa, registros históricos relevantes, parámetros de configuración de equipos, resultados de pruebas previas y otros que el Coordinador defina. Asimismo, deberá contemplar la entrega de un cronograma de la auditoría, con definición de plazos y etapas, y en caso de requerirse pruebas sobre los activos, se deberán señalar de manera clara y anticipada las condiciones necesarias para su ejecución segura y eficiente”.*
- Agregar inciso final en el artículo 2 N°2: *“El Informe de Auditoría Técnica deberá incluir como anexo las observaciones presentadas por el Coordinado auditado y la respuesta del Auditor Técnico y del Coordinador a cada una de ellas, garantizando trazabilidad y transparencia en el proceso de revisión.”*
- En el artículo 4, sobre funciones del coordinador, agregar una nueva letra: *“k) Garantizar la participación del Coordinado auditado en la etapa de revisión del Informe de Auditoría Técnica, otorgando un plazo para observaciones y asegurando que estas sean debidamente respondidas e incorporadas en la versión final.”*

Finalmente, indican los beneficios de las modificaciones propuestas en cuanto:

- Asegurar transparencia y debido proceso en las Auditorías Técnicas.
- Evitar controversias posteriores al dar trazabilidad formal a observaciones y respuestas.
- Fortalecer la calidad de los informes al considerar la visión técnica del coordinado.
- Certeza en la planificación.
- Define un mínimo común de antecedentes a recopilar, reduciendo discrecionalidad entre auditorías.

A continuación, se abre el debate. Se hace notar la naturaleza de la auditoría técnica - el Coordinador debería verificar una información del Coordinado - por lo que, si el Coordinado se involucra en el proceso, la auditoría perdería sentido. Además, si el Coordinado posee la información previa a la auditoría, debería haberla aportado. Sin embargo, hace sentido que el procedimiento sea más normado, buscando mejoras procedimentales, para darle aún más fuerza a las auditorías que son una herramienta muy importante.

5) Presentación Acciona:

Se exponen acerca de los automatismos. Primero se muestra un ejemplo del sistema integral de control de transferencias Maitencillo – Nogales, que permitió: acelerar la conexión y generación de centrales ERNC; una reducción significativa de generación térmica; y, la disminución de los costos de operación del sistema.

Asimismo, se expone un segundo caso: el Automatismo de Control de Transferencia (ACT), línea Mulchén – Santa Clara y Santa Clara – Charrúa. Una vez implementado el automatismo, se menciona que incrementaría la capacidad del tramo Mulchén – Charrúa 2x220 kV, evitando vertimientos de hasta 776 GWh para el periodo en el que el ACT se encuentra operativo, otorgando un beneficio económico de 34,9 MMUSD, considerando costos de inversión, operación y mantenimiento, y energía no suministrada.

La propuesta se enfoca en realizar un uso más eficiente de la infraestructura de transmisión, sin reducir los estándares de Seguridad y Calidad de Servicio establecidos en la NT. Destacan que, durante la mesa público-privada de la CNE desarrollada el 2022, la CNE informó que trabajaría en una definición para permitir la incorporación adecuada y uso racional, de elementos de monitoreo y control de las redes de transmisión, considerando riesgos y responsabilidades (página 44 del documento). Esto, de acuerdo con lo indicado por la CNE, se materializaría a través de una modificación reglamentaria o normativa. En atención a que esto no fue oportunamente recogido en la propuesta de modificación del DS 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (DS 125), entendemos, indica Acciona, que se materializará a través de una modificación de la NTSyCS.

Propuestas de artículos:

Se propone un nuevo artículo: El Coordinador, deberá incorporar en su solicitud presupuestaria los recursos necesarios para realizar anualmente estudios que permitan incrementar la flexibilidad operacional de las instalaciones sujetas a coordinación, tales como:

- I. Definición e implementación de automatismos de control de transferencias en el sistema de transmisión de servicio público que permitan aumentar la flexibilidad operacional, maximizando las transferencias de energía a través de la infraestructura existente. El Coordinador deberá definir la zona de influencia del automatismo, de acuerdo con las disposiciones establecidas en la respectiva norma técnica.
- II. Definición e implementación de sistemas de medición dinámicos de la capacidad térmica de las instalaciones de transmisión nacional y zonal, para maximizar las transferencias de energía a través de la infraestructura de transmisión existente.

Se propone un nuevo artículo N°2: Los propietarios de los automatismos de control de transferencias identificados en el numeral I del inciso primero del Nuevo Artículo N°1, que permitan aumentar la capacidad de transporte del sistema de transmisión de servicio público, serán las empresas generadoras beneficiadas de su implementación. Dicho beneficio será determinado por el Coordinador a partir del aumento esperado de las inyecciones físicas de las instalaciones de generación en el área de influencia del automatismo de control de transferencias.

El Coordinador definirá en el respectivo informe, las instalaciones de generación y almacenamiento que deben participar del automatismo de control de transferencias y que deberán ejecutar la instalación, mantención y operación de las instalaciones, equipamientos y sistemas de comunicaciones que ellos requieren para el correcto funcionamiento del automatismo de control de transferencias. Asimismo, en el mencionado informe, el Coordinador definirá la empresa generadora que obtendrá el mayor beneficio con la instalación del automatismo, quien será el propietario y operador de las instalaciones comunes del automatismo de control de transferencias. El pago de la inversión, operación, administración y mantención de las instalaciones comunes del automatismo se determinará a prorrata de la potencia máxima de las instalaciones de generación de los Coordinados beneficiados, en la zona de influencia del automatismo. Las instalaciones que cada empresa generadora, que participe del automatismo de control de transferencias deba instalar y mantener, serán de cargo de cada una de ellas.

El propietario y operador de las instalaciones comunes deberá proponer al Coordinador una calendarización de los trabajos para la instalación del automatismo. En caso de que el propietario comunique que no logra acuerdo con las partes para la calendarización de los trabajos, será el Coordinador el que defina el calendario de trabajos.

Sin perjuicio de lo antes señalado, y sobre la base de los análisis del Coordinador, en virtud de la implementación de los automatismos de control de transferencias, el Coordinador podrá realizar actualizaciones en los requerimientos de servicios complementarios para su correcta implementación.

Se propone un nuevo artículo N°3: Sin perjuicio de las sanciones que corresponda aplicar, todo evento o falla, que ocurra en los automatismos de control de transferencias, que provoque indisponibilidad de suministro a usuarios finales, y que se encuentre fuera de los estándares establecidos la presente norma técnica, dará lugar a las compensaciones que establece el artículo 72°-20 de la Ley.

En caso de una falla en los automatismos de control de transferencia, que afecte la continuidad de suministro de clientes finales, las empresas beneficiadas con el automatismo de control de transferencias deberán dar inmediato aviso al Coordinador en los plazos y formatos que establezca la presente norma técnica. A continuación, dichas empresas

deberán elaborar y enviar al Coordinador el Informe de Falla, el que contendrá al menos, el detalle de las instalaciones afectadas, fecha y hora de inicio y término de la falla, causa presunta de la falla, entre otros.

Luego, el Coordinador deberá elaborar un estudio para análisis de falla, el que deberá ser publicado en su página web y enviado a la Superintendencia. Dicho estudio contendrá, al menos, una descripción detallada de la falla y del equipo afectado, estimación de energía no suministrada, y las conclusiones del Coordinador resultantes de la investigación de los hechos que derivaron de la falla, entre otros.

Se propone un nuevo artículo N°4: La Comisión Nacional de Energía, en el marco del proceso de planificación de la transmisión, podrá incorporar infraestructura destinada a aumentar la flexibilidad operacional de las instalaciones sujetas a coordinación, con el fin de mejorar la capacidad de transporte de las redes que prestan servicio público definidas en el inciso tercero del artículo 7° de la LGSE.

Lo anterior procederá únicamente en aquellos casos en que, habiéndose incorporado una solución de transmisión de mediano o largo plazo en el proceso de planificación, se determine que resulta económicamente eficiente para el sistema implementar un sistema automático de control de transferencias de flujo, que permita optimizar el uso de las redes en el corto plazo, previo a la entrada en operación de la obra de expansión de mediano o largo plazo.

A continuación, se abre el debate. Se hace notar que no existe un procedimiento del uso de las instalaciones para los automatismos (en cuanto a la propuesta del artículo 2), ya que no pasa por el proceso de acceso abierto. Además, discurren acerca de las compensaciones en el caso falla en la línea.

6) Presentación Collahuasi:

La presentación de Collahuasi fue llevada a cabo por los integrantes de EnergiE, mencionados en el punto 2 de la presente acta. En esta, se propuso modificar la definición de los límites y fronteras de los Clientes con el sistema de transmisión. En el origen de la NT, se adoptó el nivel de 23 kV para la definición de Barras de Consumo.

Actualmente la NT define los puntos de conexión de los generadores y clientes de acuerdo con lo indicado en el artículo 1-7 numeral 78. Asimismo, en el mismo artículo se define barra de consumo (dos acepciones). Ahora, esta discusión se abre por las modificaciones del DS 125, a propósito de los esquemas de autoconsumo. En el DS 125 se propone un nuevo Art. 116 sexies, inciso segundo, cuya definición establece que el punto de conexión al sistema de transmisión de la componente generación y consumo es el mismo.

Se exponen, otras dimensiones del análisis; acceso abierto y la información técnica.

En base a las definiciones existentes se ha identificado que existen espacios de mejora respecto a la definición del límite del sistema de transmisión en instalaciones de clientes libres.

Se propone modificar la redacción de la letra b) del numeral 9 del artículo 1-7, eliminando la restricción del nivel de tensión, con el objetivo de permitir a los clientes libres definir cuál será la barra de consumo de cada una de sus instalaciones manteniendo el desempeño y diseño concebido para la misma. Adicionalmente, se propone la incorporación de un artículo transitorio. Además, se propone incorporar, en el art. 33 del AT de Infotécnica, un nuevo numeral 19.1.8 que permita identificar si la barra es de consumo.

A continuación, se abre el debate. Se hace notar que no hay certeza regulatoria respecto de los límites de las instalaciones de los clientes.

Finalmente, se solicita flexibilizar las exigencias de diseño para reflejar correctamente las condiciones de alta montaña. En particular, el art. 75 de AT de exigencias mínimas de diseño de instalaciones de tx, se propone reemplazar el literal e. numeral ii, por el siguiente:

“Para zonas con altitud mayor a 1.000 msnm, el gradiente crítico se determinará y verificará mediante la aplicación de la metodología establecida en la normativa internacional IEC CISPR 18. En dicho análisis, se deberán considerar explícitamente las condiciones atmosféricas locales, incluyendo la altitud, temperatura ambiente y la densidad del aire, junto con el radio del conductor y el factor de rigurosidad de éste.”

A continuación, se abre el debate. Se hace notar que hay que considerar más variables que la altitud.

7) Presentación La Cebada:

Actualmente:

TÍTULO XIII. NIVELES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

Artículo 70 General

Todo el equipamiento e instalaciones que conforman la subestación deberán diseñarse para soportar, al menos, los siguientes niveles de corriente de cortocircuito:

Tabla 3. Niveles mínimos de corriente de cortocircuito

Tensión [kV]:	66	110	154	220	345	500
Corriente [kA]	40	40	40	50	50	50

Además, las instalaciones del ST deberán soportar, al menos, el máximo nivel de corriente de cortocircuito existente en los puntos de conexión al SEN. Las condiciones y la forma en que se calcule el máximo nivel de corriente de cortocircuito se establecen en el Anexo Técnico "Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito" de la NT.

Con todo, la Comisión, en el proceso de planificación respectivo, podrá establecer para dicha obra niveles de cortocircuito de diseño superiores a los señalados en el presente artículo.

Se proponen dos alternativas para la modificación del artículo:

- I. Modificar la tabla a valores de 30 kA y 40 kA respectivamente
- II. Agregar el siguiente inciso: *"Independiente de lo anterior, el Coordinador Eléctrico Nacional podrá autorizar Niveles de Cortocircuitos inferiores si el valor resultante calculado de acuerdo con lo indicado en el Anexo Técnico "Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito" de la NT confirma valores menores a la tabla precedente."*

Se abre el debate.

El Coordinador manifiesta que, dado que los valores de la tabla del Art. 70 del Anexo Técnico corresponden a exigencias mínimas de diseño de instalaciones, no es conveniente disminuir dichos niveles mínimos mientras no se constate por medio de estudios una baja en los niveles de cortocircuito de todo el sistema, puesto que el objetivo de los valores de dicha tabla es diseñar la capacidad de las instalaciones de forma de asegurar que los crecimientos y enmallamientos futuros no obliguen a reemplazar equipamiento entregado a la operación, en un horizonte de tiempo cercano.

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

Termina la sesión del Comité a las 13:30 hrs.