

Acta Décima 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 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:	19 de junio de 2025
Hora de Inicio:	10:00 hr.
Hora de Término:	12:40 hr.
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	Virtual
5	Ana María Ruz	Ministerio de Economía, Fomento y Turismo	Sí
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	Virtual
13	Susana Corrales	RWE Renewables Chile SpA	Sí
14	María José Reveco	Transelec S.A.	Virtual
15	Daniella Bustos	Compañía Trasmisora La Cabada	Virtual

16	Eduardo Saavedra	Huawei (Chile) S.A.	Sí
17	Sebastián Díaz	Huawei (Chile) S.A.	Si
18	Rodrigo Saavedra	Enel	Sí
19	Nelson Rodríguez	Sonedix	Virtual
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.	Virtual

Asistieron los siguientes invitados:

N°	Nombre	Empresa/ institución
1	Paulina Muñoz	Comisión Nacional de Energía (P)
2	Pablo Fernandez	Comisión Nacional de Energía (P)
3	Hugo Morales	Comisión Nacional de Energía (P)
4	Eduardo Zamora	Transelec S.A. (P)
5	David Perrone	Estudios Eléctricos (V)
6	Victor Velar	Coordinador Eléctrico Nacional (V)
7	Javiera Menesses	Colbún S.A. (P)
8	Mitchel Leon	Atlas (V)
9	Franco Chiarella	SMA (V)

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 el objetivo de la sesión es presentar conceptualmente el documento normativo relativo a la fortaleza de la red, que es una parte de la norma técnica. 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.
- Integrantes que asisten en forma virtual a la sesión: María José Reveco (Transelec S.A.), Daniella Bustos (Transmisora la Cebada) y Felipe Escobar (Acciona Energía).
- Los Invitados en la sesión se indican en el punto 2. ("Participantes") de la presente acta.

2) Calendario de sesiones

Calendario de Sesiones

1ª sesión	Jun	27 Junio 2024
2ª sesión	Jul	25 Julio 2024
3ª sesión	Ago	22 Agosto 2024
4ª sesión	Sep	26 Septiembre 2024
5ª sesión	Oct	24 Octubre 2024
6ª sesión	Nov	21 Noviembre 2024
7ª sesión	Dic	19 Diciembre 2024
	Ene	Pausa Comité
	Feb	Pausa Comité
	Mar	Pausa Comité
8ª sesión	Abr	17 Abril 2025
9ª sesión	May	29 Mayo 2025
10ª sesión	Jun	19 Junio 2025
11ª sesión	Jul	24 Julio 2025

✓ **Décima sesión:** Se presentará las modificaciones normativas asociadas a la robustez de la red y el Anexo Técnico de instalaciones basadas en convertidores.

✓ **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.

✓ **Doceava sesión:** Por definir de ser necesario.

Se realizará, durante de la Consulta Pública, un webinar sobre la Modificación NTSyCS: Robustez y Anexo Técnico de Instalaciones Basadas en Convertidores.



El presidente del Comité pregunta a los integrantes del Comité si están de acuerdo que la próxima sesión sea el 24 de julio del presente año, esto es, correrla una semana para evitar que la sesión se realice una semana con día feriado.

Un integrante del Comité consulta sobre si se realizará una sesión 12, a lo cual, el Presidente que, si eventualmente los integrantes del Comité creen que es necesario realizar otra sesión para ver algún tema en particular, se podría evaluar realizar una sesión N° 12.

Luego, se indica que esta sesión se va a tratar la norma en forma conceptual, indicando también los pilares de la modificación normativa, y ya la próxima semana el documento se someterá a consulta pública. También se realizará un webinar sobre la materia, durante el periodo de consulta pública.

3) Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio: Contexto

El Presidente señala que la modificación normativa tiene que ver con los conceptos de robustez, y que esta propuesta normativa se basa en un Estudio encargado a un consultor (Universidad de Chile y con la profesora Claudia Rahmann) y en la experiencia internacional, dentro del marco normativo chileno y de nuestra realidad.

Luego, el Presidente señala que la presentación la realizará Ariel Reyes y Hugo Morales, dándoles la palabra para que comiencen la exposición:

4) Exposición Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio

El paradigma tradicional del Sistema Eléctrico Nacional dominado por generadores sincrónicos ha sufrido una transición a un sistema en base a energías renovables (ERV).

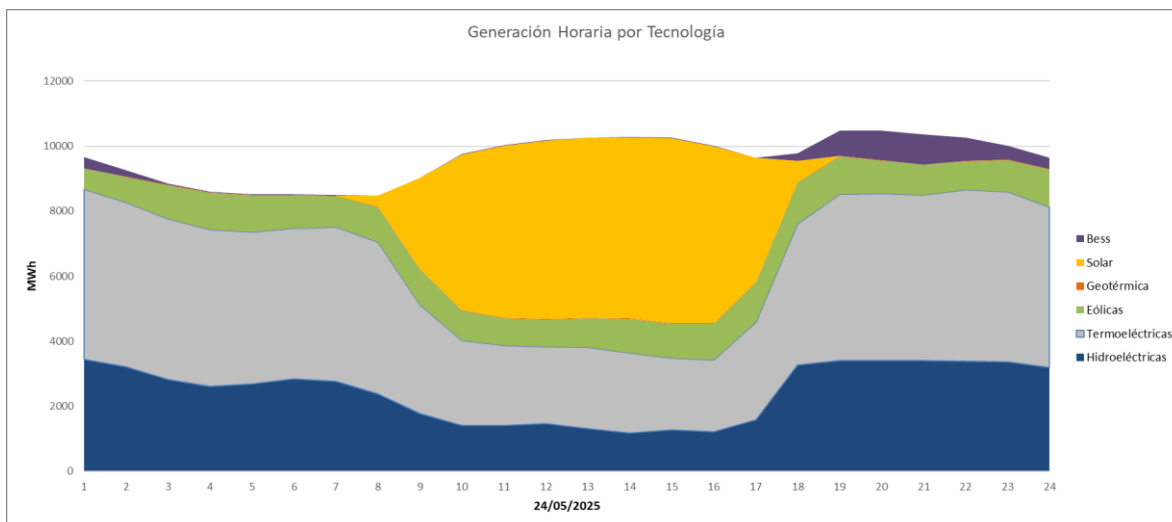


Hoy en día el sistema eléctrico chileno está cambiando, sufriendo un cambio de paradigma, pasando desde una operación con una generación sincrónica predominante a una con una gran penetración de energías renovables correspondiente a un 70% aproximadamente, de la capacidad instalada. Esto implica grandes desafíos para la operación y coordinación del sistema eléctrico.

Se distingue un grupo dentro de la generación renovable, las Instalaciones Basadas en Convertidores (IBR), cuya particularidad es que interactúan con el sistema eléctrico a través de electrónica de potencia. Dentro de los IBR se diferencian dos categorías: *grid forming* (GFM) y *grid following* (GFL).

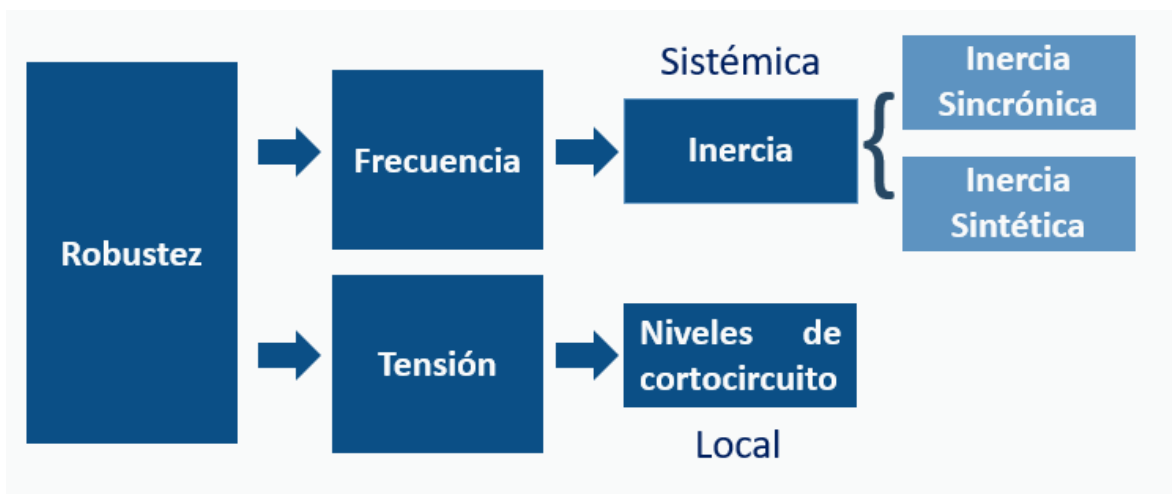
Los IBR GFL componen la mayor parte de la capacidad instalada actual de IBR en el sistema eléctrico chileno, su modo de funcionamiento depende de una referencia externa de tensión y frecuencia, es decir sigue a la red. Por otro lado, los IBR GFM son aquellos convertidores capaces de establecer una tensión y frecuencia en el sistema eléctrico, contribuyendo de forma positiva a la robustez.

La alta penetración de energías renovables permite disminuir las emisiones y tener un sistema eléctrico más sustentable, a su vez, contribuye a disminuir los costos de producción. Sin embargo, este cambio de paradigma también plantea importantes desafíos operacionales que deben ser abordados, garantizando la seguridad y calidad del sistema.



En la figura anterior se presenta la curva de generación horaria correspondiente al 24 de mayo de 2025, donde se evidencia la intermitencia y variabilidad propias de las fuentes renovables. Este comportamiento, si no es gestionado correctamente, puede derivar en un sistema eléctrico más débil y propenso a eventos de inestabilidad, especialmente en escenarios de alta participación renovable.

La Robustez, la vamos a entender como un parámetro que representa el desempeño dinámico del sistema eléctrico. Mientras mayor Robustez tenga un sistema, mejor será su capacidad de mantener un comportamiento estable en la tensión y frecuencia ante contingencias.



La robustez de la frecuencia se caracteriza por ser tener una naturaleza sistémica y se puede cuantificar mediante la inercia, la cual se divide en dos categorías: inercia sintética e inercia sincrónica. La inercia sincrónica corresponde a la tradicional, entregada por las masas rotatorias y,

por otro lado, la inercia sintética es aquella entregada por los IBR GFM emulando el comportamiento de un generador sincrónico.

Por su lado, la robustez de tensión se caracteriza por tener una naturaleza local, donde la zona de interés incluye un grupo acotado de barras eléctricamente cercanas. Una de las maneras para su cuantificación es con el nivel de cortocircuito.

Se hace presente, que la propuesta normativa busca definir los conceptos de robustez y reconocerlos. Asimismo, se menciona que se ha ido perdiendo robustez en el sistema eléctrico, dada la alta penetración de energías renovables y el retiro de centrales sincrónicas.

El tema de la fortaleza ya está impactando el sistema, ya que el Coordinador debe tomar medidas con el espacio de sus atribuciones, lo cual finalmente recae, entre otras medidas, en el despacho forzado de centrales sincrónicas. Este tipo de despacho introduce distorsiones en las señales económicas del mercado, tales como el incremento de pagos laterales, la ausencia de señales de localización y la falta de incentivos económicos que reconozcan adecuadamente atributos de flexibilidad.

A continuación, se inicia discusión sobre la temática expuesta.

Dentro de las herramientas actuales que existen para aumentar la robustez del sistema eléctrico, se menciona el Control de Frecuencia y, en particular, el Control Rápido de Frecuencia. Asimismo, se menciona la licitación de control de tensión que concluyó en la adjudicación de Condensadores Sincrónicos, que se instalarán en el norte de Chile.

5) Experiencia internacional:

Dentro de la experiencia internacional revisada por esta Comisión, se identifican diversas metodologías para cuantificar e incentivar la instalación de infraestructura que contribuya a la provisión de inercia en el sistema eléctrico. Entre estas prácticas, destacan la definición de umbrales mínimos de inercia y la imposición de límites máximos al RoCoF, como mecanismos regulatorios o restricciones de operación.

País	Operador	RoCoF (Hz/s)	Inercia Mínima (GVAs)
Gran Bretaña	National Grid	0.125→0.5	135
Estados Unidos	ERCOT	-	100
Irlanda	EirGrid	0.5→1	23
Chile	CEN	2*	20*
Australia	AEMO	1→3	36.2
Países Nórdicos	Nordic grid	2→2.5	120

En Chile la restricción de piso inercial en Chile corresponde a una restricción operacional que impuso el Coordinador, dada la evaluación de las reservas de potencia en el Informe de SSCC. Asimismo, la restricción del RoCoF es una exigencia de diseño para las unidades generadoras y no una exigencia a la operación.

Se consulta por el caso de España, abriéndose debate al respecto.

Para evaluar la robustez de la tensión o fortaleza de red, internacionalmente se establecen valores mínimos de fortaleza de red, medido a través de parámetros estáticos como el SCR o ESCR, para la conexión de IBR GFL y, además, en el caso del Reino Unido se definen exigencias mínimas de diseño para tecnologías GFM.

País	Requerimientos de modelación	Periodicidad de cálculo	Horizonte de modelación	Implicancias de un indicador desfavorable
España	En zonas con redes débiles se requiere modelación EMT	2 años	2 años	Determina la capacidad disponible de la red, elementos de estabilidad estática y dinámica
Australia	En primera instancia, modelación simplificada RMS, si afecta significativamente el sistema, modelación EMT	1 año o ante modificación significativa	1 año	Los proyectos deben realizar refuerzos en la red para conectarse
Estados Unidos	En zonas con redes débiles se requiere modelación EMT	1 año	1 año	Se establecen restricciones operativas

A continuación, se abre discusión sobre el caso de los PMGD.

6) Propuesta Normativa:

Soluciones para considerar:

1. Nuevas exigencias a los IBR GFM (nuevas exigencias de diseño) y IBR GFL (se elevan las exigencias).
2. Soluciones desde la Planificación: más enmallamiento o FACTS; la planificación considerará concepto de robustez.
3. Reconocimiento de atributos; incentivar incorporación de infraestructura; reconocer adecuadamente los agentes dichos atributos.

Dentro de la propuesta normativa se divide en dos grupos: la modificación de la NTSyCS que introduce conceptos de robustez y un nuevo estudio que deberá realizar el Coordinador para determinar la robustez del sistema, definiendo áreas y categorizándolas como débiles o fuertes, y el nuevo anexo técnico que definirá las exigencias mínimas de diseño para los IBR “AT IBR”.

Modificación NTSyCS:

- Se incluye a su alcance a los Sistemas de Almacenamiento de Energía.
- Se incluyen exigencias de robustez.
- Se define un nuevo estudio de robustez del SEN, donde se agregan disposiciones para su metodología en un nuevo anexo técnico.
- Se define área “débil” o “fuerte”.

Dentro de las exigencias del AT IBR, se destaca:

- Especificaciones técnicas para IBR GFM.
- Ampliación de las exigencias de los IBR GFL.
- Solicitud información técnica para IBR GFM.
- Estudios específicos de conexión para *grid forming*.

A continuación, se hace presente que serán 3 documentos los que se presentarán a la Consulta Pública:

- 1.- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (modificación).
- 2.- Anexo Técnico de Exigencias mínimas de instalaciones basadas en convertidores que se conecten al sistema.
- 3.- Anexo Técnico de Metodología para determinar requerimientos de robustez.

A continuación, se abre discusión.

7) Articulado:

Artículo 5-31 de la NTSyCS: se propone una modificación orientada a reforzar los estándares de recuperación dinámica del sistema eléctrico. La actualización establece que, en estado normal y frente a la ocurrencia de una contingencia simple, el Sistema Interconectado deberá mantenerse transitoriamente estable utilizando los recursos de control y protección disponibles, evitando riesgos de pérdida de sincronismo, **inestabilidad de tensión o frecuencia**, disgregación en islas eléctricas e **inestabilidad desencadenada por convertidores**. Esta precisión busca evaluar los parámetros de robustez en la recuperación dinámica.

Artículo 5-34 de la NTSyCS: se identificó que la normativa actual regula la recuperación dinámica de la tensión tras una falla, pero no define un umbral máximo de sobretensión. Se propone incorporar un nuevo inciso que establezca que la tensión en las barras del Sistema de Transmisión no deberá exceder 1,3 p.u. por un tiempo superior a 80 ms, contado desde el despeje de la falla.

A continuación, se abre discusión, en particular sobre el guarismo 1,3.

Luego, respecto a la exigencia a los IBR GFL, se indica lo siguiente:

Exigencias al Controlador de Tensión en IBR GFL: se plantea un incremento en las exigencias técnicas para los controladores de tensión de IBR GFL. Los nuevos parámetros incluyen tiempos máximos de reacción inferiores a 200 ms, tiempo de subida menor a 1 s y tiempo de asentamiento inferior a 200 ms, con una banda de asentamiento de $\pm 5\%$ y sobreoscilación menor al 5%. Además, se establecen modos de control obligatorios para tensión, potencia reactiva y factor de potencia.

Operación ante Fallas en IBR GFL: se incorpora la obligación de que, ante descensos de tensión superiores a 0,9 p.u., los IBR GFL desactiven su control normal y activen un modo de falla. Este modo deberá cumplir con un tiempo de activación inferior a 50 ms desde la detección de la falla y un tiempo de asentamiento menor a 80 ms, con una banda de $\pm 10\%$ respecto al valor final.

Artículo 3-8 de la NTSyCS: actualmente, los IBR priorizan la inyección de corriente reactiva durante perturbaciones, lo que puede generar sobretensiones tras el despeje de la falla. Se propone incluir un nuevo párrafo que faculte al Coordinador a instruir, en casos específicos, la priorización de inyección de corriente activa.

A continuación, se abre debate.

Respecto al controlador de Frecuencia/Potencia en IBR GFL: se actualizan las exigencias para el control de frecuencia y potencia en IBR GFL, estableciendo tiempos máximos de reacción inferiores a 1 s, tiempo de subida menor a 4 s y tiempo de asentamiento inferior a 10 s, con una banda de asentamiento de $\pm 5\%$, estatismo entre 2% y 5% y banda muerta de ± 30 mHz.

Conversión de IBR GFL a GFM: se establece que cualquier conversión de un IBR tipo GFL a GFM deberá tramitarse como una Modificación Relevante, cumpliendo las exigencias aplicables a la nueva tecnología. Asimismo, el Coordinador deberá validar los modelos y pruebas de la instalación, asegurando la correcta integración y desempeño bajo condiciones dinámicas.

Modelos EMT: se incorpora la obligación para los IBR de presentar modelos de transitorios electromagnéticos de tipo OEM, es decir, provistos por el fabricante original, con el fin de realizar simulaciones y análisis detallados. Se incluirá un artículo transitorio que defina los plazos para la entrega y validación de estos modelos en instalaciones existentes.

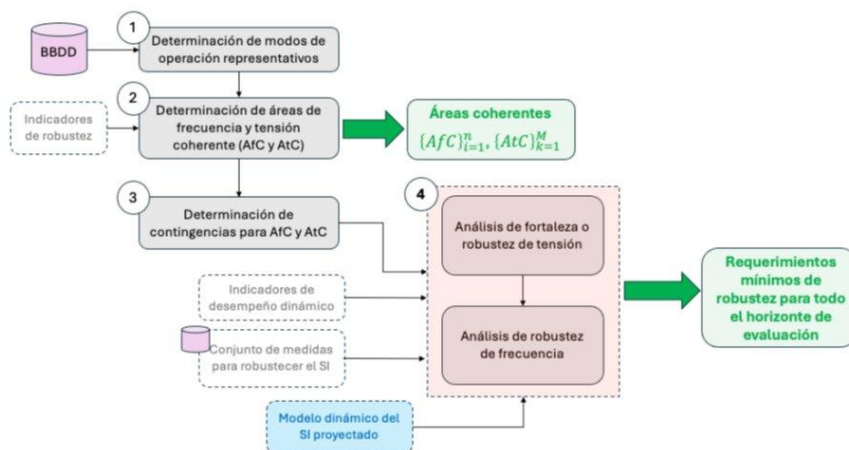
A continuación, se abre debate.

Artículo 3-9 de la NTSyCS: se actualizan las exigencias del diagrama PQ aplicable a IBR, incorporando además requerimientos específicos para centrales IBR y sistemas de almacenamiento de energía. Se plantea la consulta sobre el plazo adecuado para la implementación de estas nuevas condiciones, considerando la necesidad de adaptación tecnológica y operativa.

A continuación, se abre debate.

8) Anexo Técnico: Metodología para el Estudio de Robustez del SEN

Indica que el objetivo del estudio es identificar los requerimientos mínimos de Robustez que debe contar el SI para garantizar los estándares de SyCS.



En cuanto a las medidas para robustecer el SI, se indica que, con los recursos existentes, se pueden realizar ajustes de parámetro de control de IBR, SSCC, y restricciones operativas. Se indican, además, propuestas que pueden realizarse con recursos adicionales, como, por ejemplo, nueva infraestructura por SSCC, y Plan de Expansión.

En cuanto al Estudio, se considera que tenga una periodicidad anual, con un horizonte de modelación de 3 años, con fecha de publicación en abril, contempla actualización en caso de

cambios relevantes, y un periodo de observaciones que debe considerar 10 días hábiles. Sin embargo, para la primera versión del estudio, se considera un artículo transitorio que fijara un plazo y establezca alcance el estudio.

Ejemplo:

Área de Tensión Coherente	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3
Zona 1	✓	✓	✓	✗
Zona 2	✗	✗	✓	✓
Zona 3	✗	✗	✗	✗

En este caso, la zona 2 y 3 serían catalogadas como redes débiles para el año T1 de aplicación del estudio.

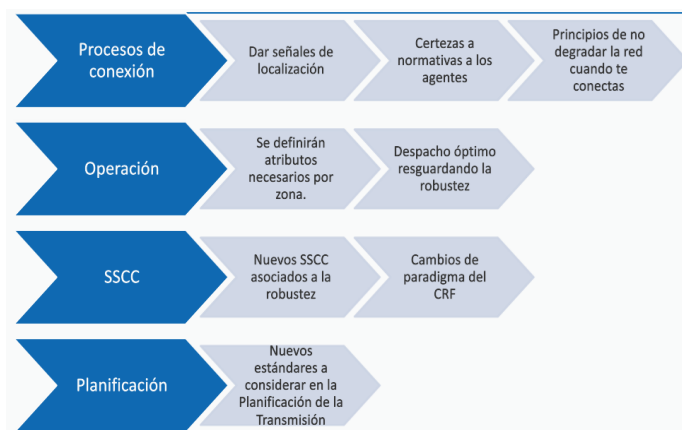
Adicionalmente, se indica que el estudio puede plantear medidas para robustecer el SI transitorias (restricciones operativas) y mediano plazo (requerimiento de nueva infraestructura) de acuerdo con lo establecido en la regulación de SSCC.

Ahora bien, a raíz de los resultados del Estudio, estos **derivan en requisitos adicionales para tecnologías IBR en zonas que sean catalogadas como débiles**, esto con el principio de no degradar la Red, dando así una señal de localización.

En caso de que la red sea débil; restricciones operacionales; SSCC asociado a control de tensión y de frecuencia de naturaleza local; posible necesidad de nueva infraestructura; en una red débil, un nuevo IBR GFL no podrá degradar su fortaleza de la red.

A continuación, se abre debate en relación con el principio de no degradar la red.

9) Pilares del cambio normativo:



Por último, el Presidente señaló que, habiéndose tratado los temas más relevantes, procedía cerrar la sesión.

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

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