
Requisitos Técnicos Mínimos para Recursos Basados en Inversores Grid-Following

Versión 0



Octubre 2024



AGRADECIMIENTOS:

El Coordinador Eléctrico Nacional extiende su agradecimiento al Consorcio Global Power System Transformation (G-PST) por su valiosa colaboración en este trabajo.

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	4
2	DEFINICIONES.....	4
2.1	Definiciones principales.....	4
3	COMPARACIÓN DE REQUISITOS TÉCNICOS PARA IBRS GFL.....	5
3.1	Requisitos de frecuencia	7
3.1.1	Respuesta primaria de frecuencia (RPF)	7
3.1.2	Respuesta rápida de frecuencia (RRF).....	9
3.1.3	Rampas de potencia activa.....	11
3.1.4	Capacidad de operación ante variaciones de frecuencia (FRT)	12
3.1.5	Tasa de cambio de frecuencia (ROCOF)	12
3.2	Requisitos de tensión	13
3.2.1	Capacidad de potencia reactiva.....	13
3.2.2	Control de tensión en operación normal	15
3.2.3	Capacidad de operación ante variaciones de tensión (VRT)	17
3.2.4	Cesación momentánea.....	18
3.2.5	Inyección de corriente durante VRT	19
3.2.6	Requisitos de salto de fase de tensión.....	20
3.3	Requisitos de desempeño	21
3.3.1	Relación de cortocircuito (SCR)	21
3.3.2	Calidad de la potencia	22
3.3.3	Pronósticos de renovables	25
3.3.4	Sistemas de Protecciones.....	26
3.3.5	Requisitos de modelación y validación de modelos	28
4	PROPUESTA DE REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE REQUISITOS PARA IBRS GFL EN LA NTSYCS...	31
5	CONSIDERACIONES ADICIONALES	32
6	REFERENCIAS.....	33

1 INTRODUCCIÓN

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está sufriendo una transformación sin precedentes y de forma acelerada con miras a alcanzar la carbono neutralidad al año 2050. La red eléctrica chilena, que se ha caracterizado por la presencia de máquinas sincrónicas tradicionales, está transitando hacia una red dominada por recursos basados en inversores (Inverter-based resources - IBRs, por sus siglas en inglés). Los IBRs de tipo seguidores de red (o Grid-Following – GFL, por sus siglas en inglés), constituyen actualmente la tecnología dominante en plantas solares y eólicas, así como en los sistemas de almacenamiento en base a baterías (BESS, por sus siglas en inglés) instalados en el país.

Dada la masiva participación de la tecnología IBR GFL en la matriz de generación chilena, es urgente revisar y actualizar los requisitos técnicos mínimos de desempeño que deben cumplir las instalaciones de este tipo. Definir y establecer estos requisitos de manera clara y en base a las mejores prácticas internacionales, es clave para afrontar el proceso de transición energética en marcha.

En este contexto, este documento propone y describe los requisitos mínimos de desempeño para IBRs GFL con miras a actualizar la Norma Técnica chilena [1]. Para respaldar esta propuesta, se desarrolló un trabajo colaborativo con el consorcio G-PST (Global Power System Transformation) y NREL (National Renewable Energy Laboratory), el cual contempló un análisis comparativo de diversos códigos de red y estándares atingentes a la tecnología IBR GFL, junto con recomendaciones aplicables al sistema eléctrico chileno [2]. En este sentido, en los aspectos técnicos, este documento está basado en el contenido del reporte asociado al mencionado trabajo colaborativo con G-PST [2].

2 DEFINICIONES

2.1 Definiciones principales

Grid-Following: modo de operación de un inversor donde se controla la inyección de corriente activa y reactiva en el punto de conexión, siguiendo la fase y frecuencia impuestas por la red externa.

Grid-Forming: modo de operación de un inversor donde se controla la magnitud y fase de la tensión en el punto de conexión de una planta basada en inversores sin necesidad de una referencia de tensión de la red externa.

Recurso Basado en Inversores (IBR, por sus siglas en inglés): cualquier fuente de energía eléctrica que está conectada al sistema de transmisión (ST) a través de una interfaz de electrónica de potencia, y que consiste en una o más unidades de inversores capaces de exportar potencia activa desde una fuente de energía primaria o un sistema de almacenamiento de energía a un sistema de transmisión.

Punto de Interconexión (Pol, por sus siglas en inglés): punto en el sistema eléctrico interconectado donde una planta de generación se conecta al sistema de transmisión.

3 COMPARACIÓN DE REQUISITOS TÉCNICOS PARA IBRS GFL

En este capítulo, se comparan los requisitos técnicos para inversores GFL en el código de red chileno (NTSyCS) con el IEEE Std 2800™ – 2022 [4] y los códigos de red de Irlanda (EIRGRID) [3] y Reino Unido (NGESO). Los códigos de red seleccionados corresponden a sistemas con similares condiciones y características al sistema chileno. Al igual que el SEN, estos sistemas están experimentando una penetración cada vez mayor de IBRs y cuentan con desafiantes objetivos de descarbonización, los que impulsarán una mayor inserción de IBRs en un futuro cercano. También son sistemas relativamente pequeños con limitada o nula capacidad interconexión con sus países vecinos.

Los requisitos técnicos propuestos se clasifican de acuerdo con el nivel de penetración de IBRs y su impacto en el sistema, como se describe en la Figura 1.

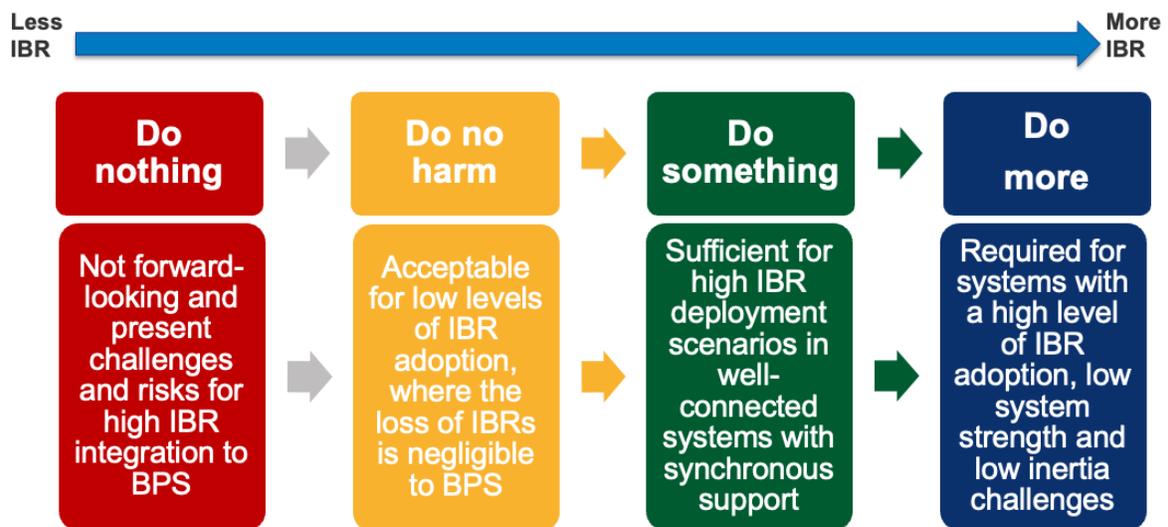


Figura 1: Progresión de requisitos técnicos con el aumento de la penetración de IBR.

La evolución y creciente participación de energías renovables variables en base a inversores indica que el SEN se encuentra transitando de forma acelerada de una fase “*Do something/Hacer algo*”, en donde los nuevos requisitos se deben definir con antelación para evitar incidentes en el sistema y evitar costos excesivos de modernización del sistema de control de IBR, a una fase “*Do more/Hacer más*” en donde los IBR representan gran parte de la capacidad de generación y/o almacenamiento disponible, ya sea en una región de la red o en toda la red. Esta última fase, se caracteriza por una baja fortaleza de red y desafíos en la gestión de la inercia. Asimismo, los IBR deberán ser capaces de proveer activamente control de frecuencia y tensión, y los códigos de red requerirán capacidades

adicionales junto con otras tecnologías de apoyo como IBR de tipo Grid-Forming y condensadores sincrónicos.

Para efectos de la comparación de requisitos mínimos para IBRs de tipo GFL, se consideran tres categorías principales, de acuerdo con el marco de requisitos descrito en la Figura 2: frecuencia, tensión y desempeño. En cuanto al desempeño del sistema, se compara la relación de cortocircuito, la calidad de la energía, la previsión de pronósticos, las protecciones y los modelos eléctricos.

En línea con lo anterior, el marco de comparación propuesto pondera requisitos técnicos para distintos escenarios desde "no hacer daño" en amarillo, "hacer algo" en verde, hasta "hacer más" en azul.

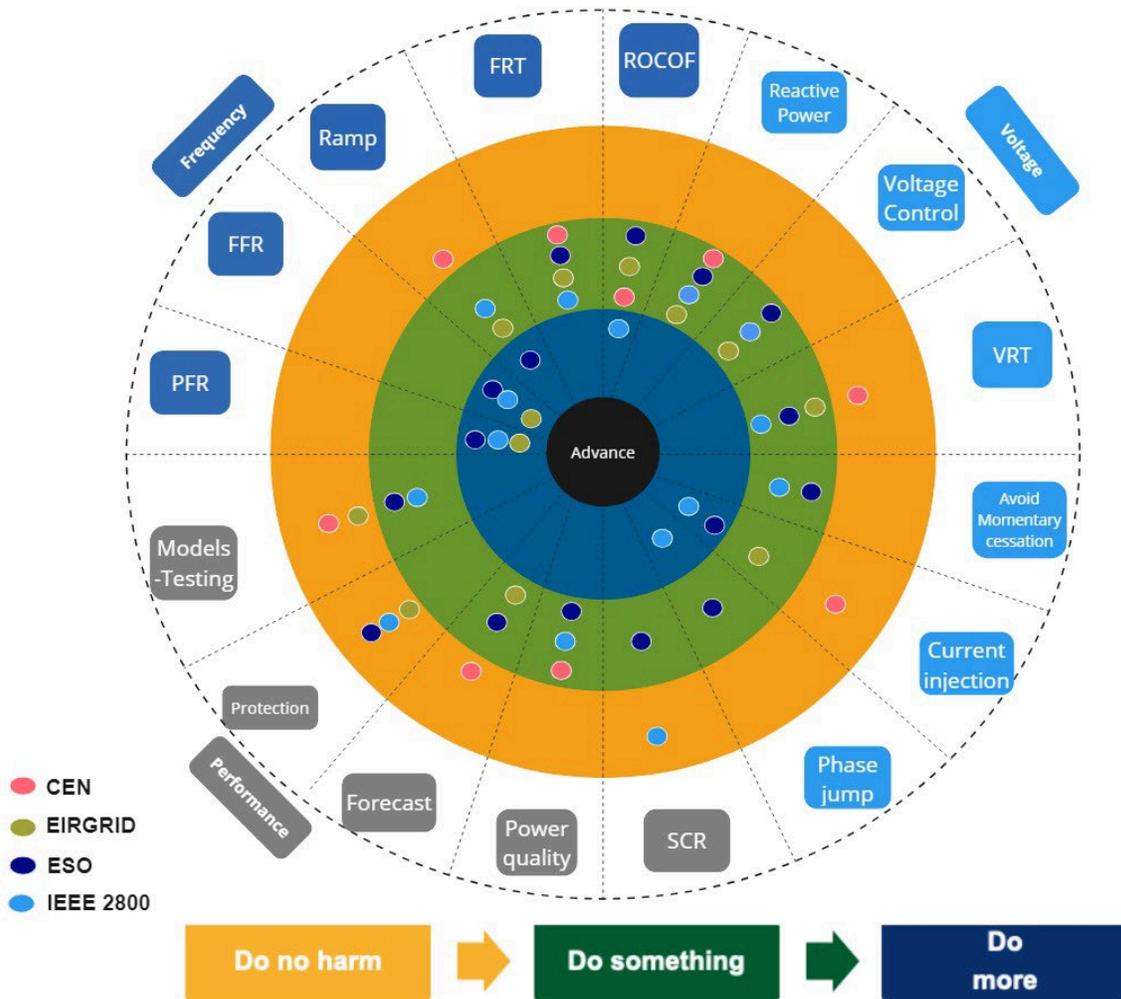


Figura 2: Marco de Comparación de Requisitos para IBRs.

3.1 Requisitos de frecuencia

3.1.1 Respuesta primaria de frecuencia (RPF)

La Respuesta Primaria de Frecuencia, es la segunda etapa del control general de frecuencia después de la respuesta rápida de frecuencia, y es la respuesta de los IBRs a un cambio de frecuencia detectado localmente con el fin de detener el cambio de frecuencia. La característica de una RPF definida en el IEEE Std 2800™ – 2022 se muestra en la Figura 3.

Para las referencias analizadas, los requisitos son consistentes y se categorizan como "hacer más". Los ajustes de tiempo son diferentes, dependiendo de las necesidades del sistema y la evolución de la frecuencia después de los eventos, ver Tabla 1.

Figura 3. Definición de Respuesta Primaria de Frecuencia en IEEE Std 2800™ – 2022.

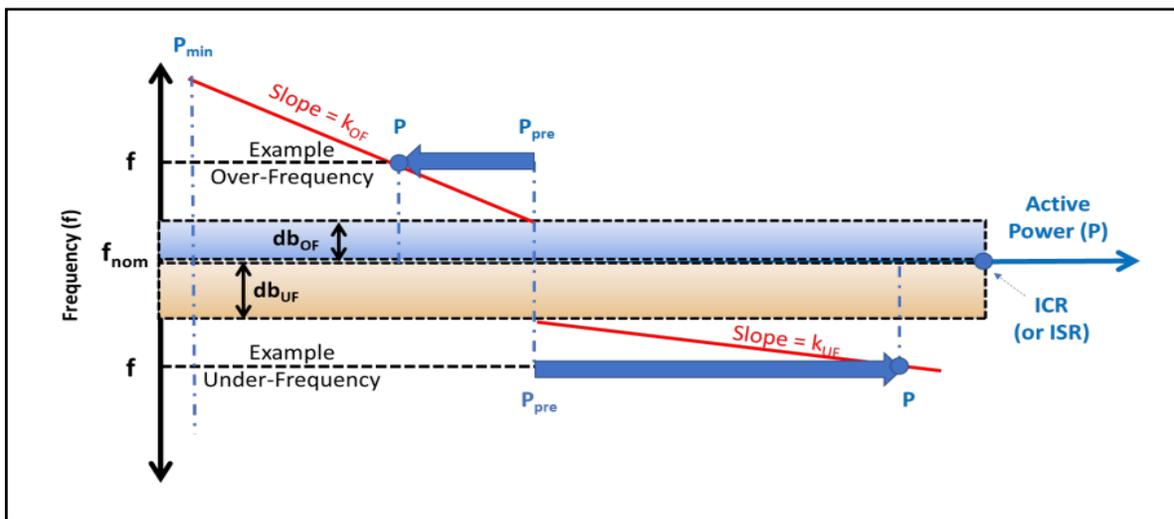


Tabla 1. Comparación de requisitos para respuesta primario de frecuencia.

Requisito	IEEE 2800	NGESO	EIRGRID	Chile
Estatismo	2-5%	3-5%	2-12%	Estatismo de sobrefrecuencia >3,64% y Estatismo de subfrecuencia 2% < Estatismo < 8%, aunque no es obligatorio habilitarlo. ¹

¹ Artículo 3-17, letras b) y c). Código de Red de Chile (NTSyCS, Sep. 2020).

Banda muerta	0.025-1.6 % f nom	+/- 15mHz	+/- 15mHz	+/- 200mHz ²
Tiempo de reacción	0.2-1s	1- 2 s	Sin requisito	< 2 s ³
Tiempo de subida	2-20 s	8-9s	60% de su P adicional esperada dentro de 5 s	<10 s, definido como el Tiempo Total de Activación o como el período durante el cual se entrega la totalidad del Recurso Técnico Comprometido, incluyendo el Tiempo de Inicio de Activación. Esto es parte del Informe de Definición de Servicios Complementarios.
Tiempo de establecimiento	10-30 s	10 s	100% de su P adicional esperada dentro de 15 s	Igual que el tiempo de subida.
Límite	<p>-Potencia Activa disponible para subfrecuencia</p> <p>-Cuando el operador del ST requiera que la planta IBR opere con un margen de reserva para abordar perturbaciones de subfrecuencia, la planta IBR deberá tener la capacidad de mantener dinámicamente este margen de reserva.</p>		<p>Potencia Activa como porcentaje de la Capacidad Máxima igual al 10%</p> <p>Potencia Activa disponible para subfrecuencia</p>	Sin requisito
Estabilidad	.La respuesta deberá ser estable y cualquier oscilación deberá ser amortiguada positivamente con una relación de	Estable en todo el rango de operación (47Hz-52Hz). Respuesta estable ante cambios en	Se deberá asegurar una operación estable en respuesta a eventos de baja frecuencia.	Sin requisito

² Artículo 3-17, letra d). Código de Red de Chile (NTSyCS, Sep. 2020).

³ Artículo 3-17, letra a). Código de Red de Chile (NTSyCS, Sep. 2020).

amortiguamiento de 0,3 o superior. escalón de potencia activa.

3.1.2 Respuesta rápida de frecuencia (RRF)

La Respuesta Rápida de Frecuencia es la primera etapa del control general de frecuencia, es la respuesta rápida de los IBRs a un cambio de frecuencia detectado localmente con el fin de detener el cambio de frecuencia durante los primeros ciclos y debe sostenerse desde algunos segundos hasta minutos.

Para las referencias analizadas, los requisitos son consistentes y se categorizan como "hacer más". Los ajustes de tiempo son diferentes, dependiendo de las necesidades del sistema y la evolución de la frecuencia después de los eventos, ver Tabla 2.

Tabla 2. Comparación de requisitos para respuesta rápida de frecuencia.

Requisito	IEEE 2800	NGESO	EIRGRID	Chile
Tiempo inicial	Sin requisito	0.5s	Sin requisito	Sin requisito
Tiempo de respuesta al escalón	90% de su valor fijado en menos de 1 s.	Menos que 1 s	2-10s	<1 s ⁴ , definido como el Tiempo Total de Activación o como el período durante el cual se entrega la totalidad del recurso técnico comprometido, incluyendo el Tiempo de Inicio de Activación (tiempo de respuesta al escalón, o tiempo de reacción más tiempo de subida). Esto es parte del Informe de Definición de Servicios Complementarios.
Valor de activación	99.17-99.94 % fn	±0.1-0.2 HZ	0.2 Hz	No definido en la NTSyCS, pero el CEN puede requerir

⁴ Sección 3.2.1.1. Informe de Definición de Servicios Complementarios. Chile (NTSSCC Res. Exta. N° 442, Nov 2020).

				un valor de activación.
Estatismo	1-5%	Definido como un requerimiento de mercado ⁵	Sin requisito	Sin requisito
Tiempo de mantenimiento (Sustainable time)	La planta IBR deberá ser capaz de mantener la RRF mientras el recurso energético de la planta IBR esté disponible o hasta que sea reemplazada por la respuesta primaria, lo que ocurra primero.	15-30 min	10 s	5 min ⁶ , definido como Tiempo Mínimo de Entrega o el período durante el cual las instalaciones deberán ser capaces de mantener el recurso técnico comprometido total, contado desde el momento en que transcurrió el Tiempo Total de Activación. Esto es parte del Informe de Definición de Servicios Complementarios.
Estabilidad	-La respuesta deberá ser estable, y cualquier oscilación deberá ser amortiguada positivamente con una relación de amortiguamiento de 0,3 o mejor. -La respuesta estable y amortiguada tendrá prioridad sobre el tiempo de respuesta.	Estable en todo el rango de operación (47Hz-52Hz). Respuesta estable ante cambios en escalón de potencia activa.	Sin requisito	Sin requisito

⁵ ESO New Dynamic Response Services Figure 1: DC, DM and DR delivery requirement curves <https://www.nationalgrideso.com/document/276606/download>

⁶ Sección 3.2.1.1. Informe de Definición de Servicios Complementarios. Chile (NTSSCC Res. Exta. N° 442, Nov 2020).

RPF-RRF	La RRF y la RPF deberán actuar independientemente una de la otra y deberán complementarse mutuamente en su respuesta (potencia de salida).	La planta debe permanecer estable al proporcionar servicios; además, si los usuarios proporcionan tanto RPF como RRF, deben ser capaces de distinguir los diferentes montos entregados.	Sin requisito	Sin requisito
----------------	--	---	---------------	---------------

3.1.3 Rampas de potencia activa

Las rampas de potencia activa pueden definirse para el desempeño de la respuesta en frecuencia, como en el caso del IEEE Std 2800™ – 2022, o para evitar eventos del sistema, como en el caso de NGENSO. La Tabla 3 muestra los usos y la tasa de rampa esperada para las referencias analizadas.

Tabla 3. Comparación de requisitos para rampas de potencia activa.

Requisito	IEEE 2800	NGESO	EIRGRID	Chile
Usos	Suavizar la transición entre cambios de parámetros relacionados con la respuesta de frecuencia.	Para que el usuario pueda incrementar/reducir la potencia de salida.	Modo de seguimiento del curso ⁷ , ajuste del control de potencia activa, respuesta de frecuencia.	Suavizar transiciones debidas al seguimiento de los recursos y comandos.
Tasa de rampa esperada	Tan rápido como sea técnicamente factible.	La tasa de rampa máxima se especifica para evitar problemas de ROCOF elevado; en todos los casos de	Cantidad especificada por el TSO (Operador del Sistema de Transmisión)	Ajustable: 0 - 20% de la potencia nominal por minuto.

⁷ EIRGRID define el Modo de Seguimiento de Recurso como "Un modo de operación de un MPP [módulo de parque de potencia] Controlable, con la excepción de las CEAE [Central Eléctrica de Almacenamiento de Energía], donde la frecuencia del sistema está dentro del rango normal y el MPP Controlable no está bajo Control de Potencia Activa por parte del OTS [operador del sistema de transmisión], permitiendo que el MPP Controlable produzca hasta el 100% de su Potencia Activa Disponible, dependiendo de la Curva Potencia-Frecuencia en operación." [3].

rampa, el IBR debe permanecer estable.

como porcentaje de la Capacidad Registrada por minuto.

3.1.4 Capacidad de operación ante variaciones de frecuencia (FRT)

La capacidad de operación ante variaciones de frecuencia se refiere a la habilidad de los IBRs de permanecer conectados a la red durante perturbaciones de la red dentro de un rango de condiciones de subfrecuencia y sobrefrecuencia. Para las referencias analizadas, los requisitos son consistentes y se categorizan como "hacer algo". Los ajustes de tiempo son diferentes, dependiendo de las necesidades del sistema y la evolución de la frecuencia después de los eventos, ver Tabla 4.

Tabla 4. Comparación de requisitos para variaciones de frecuencia (FRT).

Requisito	IEEE2800	NGESO	EIRGRID	Chile
Rango de No-Desconexión (Shall Not Trip Range)	Frecuencia / Tiempo	Frecuencia / Tiempo	Frecuencia / Tiempo	Frecuencia / Tiempo
	.95-.98 p.u / 299 s (~5min)	.94-.95 p.u / 20 s	.94-.95 p.u / 20 s	.95-.96 / 30 min
	.98-1.02 p.u / Ilimitado	.95-.98 p.u / 90 min	.95-.97 p.u / 90 min	.96-.98 / 90 min
	1.02-1.03 p.u / 299 s (~5min)	.98-1.02 p.u / Ilimitado	.97-.98 p.u / 90 min	.98-1.02 / Ilimitado
		1.02-1.03 p.u / 90 min	.98-1.02 p.u / Ilimitado	1.02-1.03 / 90 min
		1.03-1.04 p.u / 15 min	1.02-1.03 p.u / 90 min	
		1.03-1.04 p.u / 15 min	1.03-1.04 p.u / 60 min	

3.1.5 Tasa de cambio de frecuencia (ROCOF)

El ROCOF es una medida, durante un período de tiempo definido, de cuán rápidamente cambia la frecuencia después de un desequilibrio repentino entre generación y carga. El ROCOF inicial después de un desequilibrio de carga o generación se calcula más comúnmente como el cambio en la frecuencia durante un período de 0,1 a 0,5 segundos inmediatamente después del desequilibrio, ver Tabla 5. Este período se elige porque la recuperación de frecuencia durante este tiempo está dominada por la respuesta inercial del sistema. Si el ROCOF inicial es alto, la frecuencia puede caer a los umbrales de desconexión de carga por subfrecuencia antes de que las acciones de respuesta en frecuencia puedan aplicarse efectivamente. De esta manera, los requisitos de los IBR para superar un ROCOF alto son importantes para evitar la desconexión de los IBR.

Tabla 5. Comparación de requisitos para tasa de cambio de frecuencia.

Requisito	IEEE2800	NGESO	EIRGRID	Chile
No Debe Desconectarse (en región de operación continua)	Hasta 5 Hz/s en promedio medido en una ventana de 0,1 s.	Hasta 1 Hz/s en promedio medido en una ventana de 500 milisegundos.	Hasta 1 Hz/s en promedio medido en una ventana de 500 milisegundos.	Hasta 2 Hz/s en promedio medido en una ventana de 500 milisegundos.
Comentarios	Si se acuerda mutuamente entre el operador del sistema de transmisión y el operador del IBR, se puede requerir soportar niveles de ROCOF más altos.	Los requisitos de capacidad de operación ante fallas (fault ride through) tienen prioridad sobre los requisitos de ROCOF.		No se mencionan los detalles específicos de la medición del ROCOF (marco de tiempo de promedio móvil, medida instantánea, discreta, etc.).

3.2 Requisitos de tensión

3.2.1 Capacidad de potencia reactiva

La potencia reactiva es un requisito clasificado en general como "hacer algo" para las referencias seleccionadas, requisitos resaltados en verde en la siguiente tabla. Los requisitos son consistentes, un factor de potencia requerido de $\pm 0,95$ es común para todas las referencias. El rango de potencia activa para la capacidad reactiva se especifica para todos los niveles de potencia en el IEEE Std 2800™ – 2022, excepto para las turbinas eólicas tipo III, por encima del 12% de Pgen en Irlanda, y del 20% en el Reino Unido.

Tabla 6. Comparación de requisitos para potencia reactiva.

Requisito	IEEE 2800	NGESO	EIRGRID	Chile
Factor de Potencia		± 0.95		
Niveles de Potencia generada	Todos los niveles de potencia excepto para WTGs tipo III	>20% Pgen	>12% Pgen	>20% Pgen Eólica > 0 for PV ⁸

⁸ Artículo 3-9. Código de Red de Chile (NTSyCS, Sep. 2020).

<p>Capacidad de potencia reactiva</p>	<p>Debe ser capaz de absorber o inyectar un mínimo de $0,3287 * \text{capacidad continua del IBR (ICR)}$, excepto los WTG Tipo 3 que deben cumplir una proporción de esa capacidad hasta que estén operando a $0,1 * \text{ICR}$, punto a partir del cual deben cumplir la capacidad completa. Debe ser capaz de absorber o inyectar $0,3287 * \text{capacidad de absorción continua del IBR}$.</p> <p>Debe ser capaz de inyectar o absorber un mínimo de $0,12 * P_{\text{max}}$ a $0,2 \text{ p.u}$ de potencia de salida, luego aumentar a $0,33 * P_{\text{max}}$ a $0,5 \text{ p.u}$ y continuar con ese valor hasta $1,0 \text{ p.u}$ de potencia de salida.</p> <p>Debe ser capaz de inyectar o absorber un mínimo de $0,33 * P_{\text{max}}$ desde $0,12-1,0 \text{ p.u}$ P_{max}.</p>	<p>El valor absoluto de la potencia reactiva no debe caer por debajo de $0,33 \text{ p.u}$ (inyectando o absorbiendo), ni la potencia aparente debe superar 1 p.u. La energía solar PV debe ser capaz de cumplir los requisitos de Q desde cero potencia aparente, y para la eólica desde $0,2 \text{ p.u}$ de potencia aparente.</p>
<p>Capacidad de potencia Q-V</p>	<p>Tensión / Inyección Mín Q $0,9 \text{ pu} / 0,7^*$ $(0,3287 \text{ICR})$ $0,9 \text{ pu} / 0,0$ (WTG Tipo 3) Pendiente ascendente hasta $0,95 / 0,3287 * \text{ICR}$ $V3 / 0,3287 * \text{ICR}$ Pendiente descendente hasta $V4 / 0,0$ Pendiente descendente hasta $1,10 \text{ pu} / -0,3287 * \text{ICR}$ (operación de 30 min) Tensión / Absorción Mín Q $0,95 / 0,0$ Pendiente ascendente hasta $V2 / 0,3287 * \text{ICR}$ $V4 / 0,3287 * \text{ICR}$ $1,10 \text{ pu} / 0,3287 * \text{ICR}$ (operación de 30 min) $V2 = 0,99 @ < 200 \text{ kV}$, $1,0 @ \geq 200 \text{ kV}$ excepto 500 kV y 735 kV, $1,02 @ 500 \text{ kV}$ y 735 kV</p> <p>Producción de potencia reactiva: Para tensión entre 95% y 100% un factor de potencia de 0,95. Para tensión entre 100% y 105% una pendiente hasta un factor de potencia de 1. Consumo de potencia reactiva: Para tensión entre 100% y 105% un factor de potencia de -0,95. Para tensión entre 95% y 100% una pendiente hasta un factor de potencia de 1.</p> <p>110kV: Debe ser capaz de inyectar o absorber $0,33 * P_{\text{max}}$ de corriente reactiva cuando la tensión está entre $0,9-1,118 \text{ p.u}$. 220kV: Debe ser capaz de inyectar o absorber $0,33 * P_{\text{max}}$ de corriente reactiva cuando la tensión está entre $0,9-1,114 \text{ p.u}$. 400kV: Debe ser capaz de inyectar o absorber $0,33 * P_{\text{max}}$ de corriente reactiva cuando la tensión está entre $0,9-1,05 \text{ p.u}$.</p>	<p>La capacidad PQ se aplica para tensiones entre $0,97$ y $1,03 \text{ p.u}$, cuando $V_{\text{nom}} \geq 500 \text{ kV}$ $0,95$ y $1,05 \text{ p.u}$, cuando $200 \leq V_{\text{nom}} < 500 \text{ kV}$ $0,93$ y $1,07 \text{ p.u}$, cuando $V_{\text{nom}} < 200 \text{ kV}$.</p>

<p>V3 = 1,03 @ < 200kV, 1,04 @ >= 200 kV excepto 500kV y 735kV, 1,06 @ 500kV y 735kV V4 = 1,05 @ < 200kV y >= 200 kV excepto 500kV y 735kV, 1,10 @ 500kV, y 1,088 @ 735kV</p>

Tabla 7. Comparación de requisitos para compensación de potencia reactiva en puntos remotos.

Requisito	IEEE 2800	NGESO	EIRGRID	Chile
<p>Compensación de potencia reactiva cuando el Punto de Conexión está alejado del Transformador Conectado a la Red</p>	Sin requisito	<p>Se requerirá que sea capaz de un factor de potencia en adelante completo desde el 100% hasta el 20% de la potencia nominal de salida en MW. La Compañía tiene el derecho de despachar potencia reactiva.</p>	<p>Cuando el Punto de Conexión está alejado del Transformador Conectado a la Red, cualquier compensación de Potencia Reactiva suplementaria requerida para compensar la demanda de Potencia Reactiva de la línea de AT, o cable, entre el Punto de Conexión y el PPM (Power Park Module) Controlable se identificará durante el proceso de Oferta de Conexión del TSO.</p>	Sin requisito

3.2.2 Control de tensión en operación normal

En las referencias seleccionadas, el control de tensión se mantiene en niveles dentro del rango aceptable, típicamente entre el 95% y el 105% del valor nominal. Este requisito se clasifica en general como "hacer algo" para las referencias seleccionadas. En todas las referencias, se definen el estatismo, los modos de control (control de tensión, control de factor de potencia y control de consigna de potencia reactiva), y la estabilidad del control. El código de red de NGESO define los términos "tiempo de reacción", "tiempo de respuesta" y "tiempo de estabilización".

Tabla 8. Comparación de requisitos para control de tensión dentro del rango normal de operación.

Requisito	IEEE 2800	NGESO	EIRGRID	Chile
Rango	±5-10 % V nominal	±5 % V nominal	±5 % V nominal	±10% Tensión nominal ⁹ .
Estatismo	0 a 0.3 p.u. cambio de V para 1.0 p.u. Q		2-7%	Sin requisito
Tiempo de reacción	< 200 ms	0.2 s	Sin requisito	Sin requisito
Tiempo de respuesta	Según lo requerido por el TSO (1 s - 30 s)		90% del cambio en Potencia Reactiva se logrará en 1 s.	Sin requisito
Tiempo de establecimiento (settle time)	Sin requisito	5 segundos, con una tolerancia de Potencia Reactiva en estado estacionario no mayor al 5% de la Potencia Reactiva máxima.		Sin requisito
Oscilaciones	Cualquier oscilación deberá ser amortiguada positivamente con una relación de amortiguamiento de 0,3 o superior.	Se especificará en el Acuerdo Bilateral si se requiere un Estabilizador del Sistema de Potencia (PSS) para el sistema de control de tensión por razones de necesidades del sistema. En caso de oscilaciones de potencia, deberá mantener la estabilidad en estado estacionario cuando opere en cualquier punto de operación de la capacidad de Potencia Reactiva.		Sin requisito
Modos de Operación	Modos de operación mutuamente excluyentes de funciones de control de potencia reactiva: Control de tensión, Control de factor de potencia y Control de ajuste de potencia reactiva.	Control de tensión, Control de factor de potencia y Control de ajuste de potencia reactiva.	Modos de operación mutuamente excluyentes de funciones de control de potencia reactiva: Control de tensión, Control de factor de potencia,	Sin requisito

⁹ Artículo 5-47. Código de Red de Chile (NTSyCS, Sep. 2020).

Control de ajuste de potencia reactiva .

3.2.3 Capacidad de operación ante variaciones de tensión (VRT)

Para prevenir situaciones críticas resultantes de baja o sobretensión, las referencias seleccionadas incluyeron requisitos para bajas tensiones, estipulando que las plantas deben permanecer conectadas durante un período de tiempo específico bajo condiciones de baja tensión. Sin embargo, solo el IEEE Std 2800™ – 2022 tiene valores específicos recomendados para sobretensiones, y NGESO indica que estos son establecidos por los propietarios de la transmisión.

Tabla 9. Comparación de requisitos para variaciones de tensión (VRT).

Requisito	IEEE 2800	NGESO	EIRGRID	Chile
No debe desconectarse	Plantas con equipos auxiliares que limitan la capacidad de operación continua ante variaciones de voltaje (VRT): < 0,25 p.u / 0,16 s < 0,5 p.u / 1,20 s < 0,7 p.u / 2,50 s < 0,9 p.u / 3,00 s < 1,05 p.u / Continuo > 1,05 p.u / 1800 s > 1,0 p.u / 1,0 s Plantas sin equipos auxiliares que limitan la capacidad de operación continua ante variaciones de voltaje (VRT): < 0,25 p.u / 0,32 s < 0,50 p.u / 1,20 s < 0,70 p.u / 3,00 s < 0,90 p.u / 6,00 s < 1,05 p.u / Continuo > 1,05 p.u / 1800 s > 1,10 p.u / 1,0 s	Voltaje / tiempo < 0,15 p.u / 0,14 s, luego aumenta el límite linealmente hasta 0,8 p.u / 1,2 s < 0,85 p.u / 2,5 s < 0,9 p.u / 3 min	A 0,0 p.u, debe permanecer conectado 0,15 s, luego el límite aumenta linealmente hasta 0,85 p.u a los 2,9 segundos	Voltaje / tiempo 0,0 p.u / 0,14 s, luego aumenta el límite linealmente hasta 0,8 p.u / 1 s. Luego, a 0,8 p.u debe permanecer conectado indefinidamente ¹⁰ .

¹⁰ Artículo 3-8. Código de Red de Chile (NTSyCS, Sep. 2020).

Capacidad de operación continua ante sobretensiones transitorias (Transient Overvoltage Ride Through).

> 1.20 p.u / 15 ms
> 1.40 p.u / 3.0 ms
> 1.6 p.u / 1.0 ms
> 1.8 p.u / 0.2 ms

Establecido por los propietarios de la transmisión

Sin requisito

Sin requisito

3.2.4 Cesación momentánea

La cesación momentánea es un estado de operación del inversor donde la electrónica de potencia está bloqueada, resultando en que tanto las corrientes activas como reactivas alcancen una salida cero. Para mantener la estabilidad del sistema de potencia a gran escala, es esencial evitar la cesación momentánea. Como se destaca en las referencias seleccionadas, tanto en el IEEE Std 2800™ – 2022 y NGENSO, la cesación momentánea debe prevenirse para asegurar la confiabilidad y estabilidad del sistema eléctrico.

Tabla 10. Comparación de requisitos para cesación momentánea.

Requisito	IEEE 2800	NGESO (POM)	EIRGRID	Chile
Cesación momentánea	Solo permitido por debajo de 0,1 por unidad de tensión, o por encima de 1,2 p.u si persiste durante 15ms, 1,4 p.u persistiendo durante 3ms, 1,6 p.u persistiendo 1ms, 1,7 p.u persistiendo 0,2ms, o por encima de 1,8 p.u asumiendo que ha actuado la protección contra sobretensiones apropiada según sea necesario.	Necesita ser reportado y modelado, el modelo deberá incluir cualquier característica de bloqueo, desbloqueo y disparo de protección que forme parte de la Unidad del Parque de Energía. No se denomina cesación momentánea, pero el código deja claro que después de una falla, la planta debe seguir inyectando potencia activa y reactiva siempre que no se alcance el límite de corriente.	Sin requisito	Sin requisito

3.2.5 Inyección de corriente durante VRT

La inyección de corriente reactiva durante fallas juega un papel crucial en la restauración de la tensión y en asegurar la confiabilidad de las protecciones del sistema. Para las referencias seleccionadas, todos los sistemas incorporan inyección de corriente durante fallas. Los estándares y códigos IEEE Std 2800™ – 2022 y NGENSO proporcionan especificaciones más detalladas, definiendo que la inyección de corriente debe ser proporcional a la desviación de tensión.

Tabla 11. Comparación de requisitos para inyección de corriente durante VRT.

Requisito	IEEE 2800	NGESO	EIRGRID	Chile
Inyección de Corriente de Falla	<p>El tipo y magnitud de la inyección de corriente durante un modo Ride-through dependerá de la desviación de tensión desde la tensión nominal del terminal de la unidad IBR (POC) cuando la tensión aplicable en los terminales de la unidad IBR esté fuera de la región de operación continua.</p> <p>La unidad IBR deberá mantener el control automático de tensión durante un modo Ride-through. Si lo solicita el operador del ST, el control automático de tensión puede ser desactivado. Para fallas desequilibradas, además del aumento de la corriente reactiva de secuencia positiva, la unidad IBR deberá inyectar corriente de secuencia negativa.</p>	<p>A $V = 0,9$ p.u, la corriente reactiva (IR) debe ser como mínimo $-0,312$ p.u. Esta cantidad aumenta linealmente hasta $V = 0,5$ e $IR = 1,0$. Más allá de eso, la operación no es requerida, pero tampoco está prohibida. La inyección de corriente reactiva real debe ser igual o mayor que la corriente reactiva previa a la falla hasta 20 ms, punto en el cual el límite inferior de inyección de corriente reactiva aumenta linealmente hasta $0,65 \cdot IR$ a los 60ms, e IR a los 120ms. Se permite el bloqueo después de 90ms.</p>	<p>Respuesta suministrada dentro de la capacidad nominal del IBR, con tiempo de subida no mayor a 300 ms.</p>	<p>Factor $K = 2$, donde la corriente relacionada con la potencia reactiva se incrementa K veces la caída de tensión.¹¹</p>

¹¹ Artículo 3-8. Código de Red de Chile (NTSyCS, Sep. 2020).

3.2.6 Requisitos de salto de fase de tensión

En caso de perturbación, como una falla cercana a un IBR GFL, existe la posibilidad de un cambio rápido del ángulo de fase en la tensión de la red. En tales casos, el desplazamiento de fase puede ser lo suficientemente significativo como para presentar desafíos para el lazo de seguimiento de fase (PLL) en el seguimiento de la tensión terminal. En algunos casos, puede resultar en la desconexión del inversor debido a mal funcionamiento del control.

En las referencias seleccionadas, el IEEE Std 2800™ – 2022 indica que el IBR debe ser diseñado y operado para soportar un salto de ángulo de fase mínimo de 25 grados eléctricos. Para NGESO, el salto de fase no se aborda explícitamente en el código de red, sin embargo, NGESO establece que mientras la tensión y la frecuencia del sistema estén dentro de los límites operativos, se requiere que los IBRs soporten todos los eventos de salto de fase.

Tabla 12. Comparación de requisitos para salto de ángulo de fase de tensión.

Requisito	IEEE 2800	NGESO	EIRGRID	Chile
Capacidad de operación ante saltos de ángulo de fase de secuencia positiva	Dentro de un periodo de tiempo de un sub-ciclo a un ciclo de la tensión aplicable de menos o igual a 25 grados eléctricos.	El salto de fase no se aborda explícitamente en el código de red, sin embargo, NGESO establece que mientras la tensión y la frecuencia del sistema estén dentro de los límites operativos, se requiere que los IBRs operen durante todos los eventos de salto de fase, sin importar cuán grande sea el salto de ángulo experimentado.	Sin requisito	Sin requisito
Capacidad de operación ante saltos de ángulo de fase desequilibrados	Cualquier cambio en el ángulo de fase de fases individuales, asumiendo que la secuencia positiva no excede los criterios anteriores.	El salto de fase no se aborda explícitamente en el código de red, sin embargo, NGESO establece que mientras la tensión y la frecuencia del sistema estén dentro de los límites operativos, se requiere que los IBRs operen durante todos los eventos de salto de fase, sin importar cuán grande sea el salto de ángulo experimentado.	Sin requisito	Sin requisito
Performance	Son aceptables las oscilaciones de corriente activa y reactiva post-perturbación que estén positivamente amortiguadas. No se permite el bloqueo de corriente post-perturbación.	El salto de fase no se aborda explícitamente en el código de red, sin embargo, NGESO establece que mientras la tensión y la frecuencia del sistema estén dentro de los límites operativos, se requiere que los IBRs operen durante todos los eventos de salto de fase, sin importar cuán grande sea el salto de ángulo experimentado.	Sin requisito	Sin requisito

3.3 Requisitos de desempeño

3.3.1 Relación de cortocircuito (SCR)

La Relación de Cortocircuito (SCR, por sus siglas en inglés) es un indicador de la fortaleza del sistema. Se calcula dividiendo el nivel de falla trifásica sincrónica (en MVA) por la potencia nominal de salida de un sistema de generación IBR (en MW o MVA), medida en el punto de conexión del sistema de generación.

En sistemas con SCR bajo, existe un posible riesgo de que los controles de IBR se desconecten del sistema debido a problemas de control. En las referencias seleccionadas, el IEEE Std 2800™ – 2022 incluye diferentes métricas. De estas, la relación de cortocircuito con factores de interacción (SCRIF, por sus siglas en inglés) es la única métrica que proporciona una representación razonablemente precisa de la fortaleza del sistema para IBRs individuales dentro de un grupo más grande. En NGESO, el SCR mínimo para conexiones de usuarios específicos se define en el acuerdo de conexión, y puede ser tan bajo como 2.

Tabla 13. Comparación de requisitos para SCR.

Requisito	IEEE2800	NGESO	EIRGRID	Chile
SCR	<ul style="list-style-type: none"> - El SCR es una métrica conveniente para considerar un solo recurso basado en inversor operando en un sistema de potencia relativamente convencional. - La relación de cortocircuito con factores de interacción (SCRIF) es la única métrica presentada en P2800 que da una representación razonablemente precisa de la fortaleza del sistema para IBRs individuales dentro de un grupo más grande. - Las métricas basadas en SCR deben usarse cuidadosamente, entendiendo las suposiciones y limitaciones de uso de las métricas basadas en SCR seleccionadas. En caso 	<p>El SCR mínimo para la conexión de un usuario específico se define en el acuerdo de conexión, podría ser tan bajo como 2. El usuario debe asegurarse de que puede cumplir con todos los requisitos del Código de Red bajo esta condición.</p> <p>Otras soluciones diferentes a los requisitos: Proyectos Stability Pathfinder</p>	<p>Otras soluciones diferentes a los requisitos para GFL, por ejemplo, condensadores síncronos.</p>	Sin requisito

de duda, se deben realizar estudios EMT para investigar y verificar la estabilidad del IBR.

3.3.2 Calidad de la potencia

Tabla 14. Comparación de requisitos para calidad de potencia.

Requisito	IEEE 2800	NGESO	EIRGRID	Chile
Parpadeo (Flicker)	<p>No deberá crear parpadeo inaceptable en el punto de medición.</p> <p>Los valores de emisión de parpadeo no deben exceder 0,35 medidos durante 600 s o 0,25 medidos durante 2 h.</p> <p>Evaluado y medido según la norma IEEE Std 1453TM (subcláusula 6.3) y la IEC TR 61000-3-7 (subcláusula 6.3).</p>	<p>Se realizan estudios en la etapa de conexión para asegurar que la planta no cause ni aumente el nivel de flicker en la red.</p> <p>Debe proporcionar datos sobre:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Coeficiente de flicker para operación continua. -Factor de escalón de flicker. -Número de operaciones de switching en una ventana de 10 min. -Número de operaciones de swithchin en una ventana de 2 h. -Factor de cambio de tensión. -Inyección de corriente en cada componente armónico para cada Unidad de Parque de Energía y para cada Módulo de Parque de Energía. 	Sin requisito	<p>Debe cumplir con los límites de severidad de parpadeo de las normas internacionales IEC 868, EN 60868 y EN 61000-4. Aunque el Art. 5-68 establece 0,8 y 0,6 como límite de pst (Índice de severidad de corto plazo) para $V \leq 100$ kV y $V > 100$ kV, respectivamente, no menciona fuentes de parpadeo como los inversores. Se menciona con respecto a la transmisión. Sin embargo, esto no se impone a las plantas de energía IBR.</p>
Calidad de la potencia	-El IBR no deberá causar Cambios Rápidos de Tensión (RVC) en el RPA (Reference Point of Applicability) que excedan el 2,5% de la tensión nominal	-Los propietarios de transmisión (TOs) trabajan con los Usuarios antes de la conexión para asegurar que la emisión de armónicos de la nueva planta esté dentro de límites aceptables.	Sin requisito	TDD < 5%, $V < 100$ kV (TDD: Distorsión de Demanda Total de Corriente).

Distorsión máxima de corriente en % de Inominal:

-Cuando la Tensión LL <69kV, 4% (orden armónico, h < 11), 2% (11 <= h <17), 1,5% (17 <= h <= 50). Distorsión total de corriente nominal (TRD) < 5%.

-Cuando la Tensión LL es 69,001-161kV, 2% (h < 11), 1% (11 <= h <17), 1% (17 <= h <= 50). TRD < 2,25%

-Cuando la Tensión LL > 161kV, 1,5% (h < 11), 1% (11 <= h <17), 1% (17 <= h <= 50). TRD < 2%

TRD < 2%

A cualquier tensión: Si h = 2, la distorsión máxima de corriente como % de Inominal debe ser < 1%. Si h = 4, < 2%. Si h = 6, < 3%.

-Desequilibrio menor al 1,5% en Inglaterra y Gales, y menor al 2% excepto en condiciones anormales.

- Desequilibrio menor al 1,5% en Inglaterra y Gales, y menor al 2% en Escocia y en toda GB excepto en condiciones anormales.

- Los límites de emisión de armónicos medidos se especifican en el Acuerdo de Conexión Bilateral, o si no se especifica, prevalece el nivel de planificación relevante especificado en la Recomendación de Ingeniería G5/4-1.

TDD<2.5%. V>1¹²⁰⁰ kV
THD < 3%

Distorsión máxima de corriente:

Cuando I_{sc}/I_L <= 20:
4% (h < 11)

2% (11 <= h < 17)

1,5% (17 <= h < 23)

0,6% (23 <= h < 35)

0,3% (35 <= h)

Cuando I_{sc}/I_L está entre 20-50:

7% (h < 11)

3,5% (11 <= h < 17)

2,5% (17 <= h < 23)

1% (23 <= h < 35)

0,5% (35 <= h)

Cuando I_{sc}/I_L está entre 50-100:

10% (h < 11)

4,5% (11 <= h < 17)

4% (17 <= h < 23)

1,5% (23 <= h < 35)

0,7% (35 <= h)

Cuando I_{sc}/I_L está entre 100-1000:

12% (h < 11)

5,5% (11 <= h < 17)

5% (17 <= h < 23)

2% (23 <= h < 35)

1% (35 <= h)

Cuando I_{sc}/I_L es >1000:

15% (h < 11)

7% (11 <= h < 17)

6% (17 <= h < 23)

2,5% (23 <= h < 35)

1,4% (35 <= h)

Armónicos que no son de 3er orden:

Orden 5, 6% (<=110kV),

2% (>100kV)

Orden 7, 5% (<=110kV),

2% (>100kV)

¹² Artículo 5-69. Código de Red de Chile (NTSyCS, Sep. 2020).

Orden 11, 3,5%
($\leq 110\text{kV}$), 1,5%
($> 100\text{kV}$)
Orden 13, 3%
($\leq 110\text{kV}$), 1,5%
($> 100\text{kV}$)
Orden 17, 2%
($\leq 110\text{kV}$), 1% ($> 100\text{kV}$)
Orden 19, 1,5%
($\leq 110\text{kV}$), 1% ($> 100\text{kV}$)
Orden 23 y 25, 1,5%
($\leq 110\text{kV}$), 0,7%
($> 100\text{kV}$)
Orden > 25 ,
 $2\% + 1,3\% * 25/h$
($\leq 110\text{kV}$),
 $0,5\% + 0,5\% * 25/h$
($> 100\text{kV}$)

Armónicos de 3er orden:
Orden 3, 5% ($\leq 110\text{kV}$),
2% ($> 110\text{kV}$)
Orden 9, 1,5%
($\leq 110\text{kV}$), 1%
($> 110\text{kV}$)
Orden 15, 0,3%
($\leq 110\text{kV}$), 0,3%
($> 110\text{kV}$)
Orden ≥ 21 , 0,2%
($\leq 110\text{kV}$), 0,2%
($> 110\text{kV}$)

Armónicos de 2do
orden:
Orden 2, 2% ($\leq 110\text{kV}$),
1,5% ($> 110\text{kV}$)
Orden 4, 0,5%
($\leq 110\text{kV}$), 0,5%
($> 110\text{kV}$)
Orden 8 y 10, 0,5%
($\leq 110\text{kV}$), 0,4%
($> 110\text{kV}$)
Orden ≥ 12 , 0,2%
($\leq 110\text{kV}$), 0,2%
($> 110\text{kV}$)

3.3.3 Pronósticos de renovables

Tabla 15. Comparación de requisitos para pronósticos de renovables.

Requisito	2800	NGESO	EIRGRID	Chile
Pronósticos	Sin requisito	Según lo solicitado por el TSO	Según lo solicitado por el TSO	<p>Eólica:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Generación horaria con 12 horas de anticipación, actualizada cada hora con probabilidades de ocurrencia del 25%, 50% y 75%. -Generación horaria con 48 horas de anticipación, actualizada cada 6 horas con probabilidades del 25%, 50% y 75%. -Generación horaria con 168 horas (semanal) de anticipación, actualizada cada 24 horas con probabilidades del 50%. -Probabilidad horaria de ocurrencia de variaciones significativas (en magnitud o velocidad) en la generación en las próximas 12 horas, actualizada cada hora. -Velocidad/dirección del viento, temperatura y presión atmosférica del sitio para las próximas 48 horas, actualizada cada 6 horas.

	<p>Solar:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Generación horaria con 48 horas de anticipación, actualizada cada 12 horas con probabilidades del 50%. -Generación horaria con 168 horas (semanal) de anticipación, actualizada cada 24 horas con probabilidades del 50%. -El operador del sistema puede solicitar auditar la metodología de predicción.
--	---

3.3.4 Sistemas de Protecciones

Tabla 16. Comparación de requisitos para sistemas de protecciones.

Requirement	IEEE 2800	NGESO	EIRGRID	Chile
Sistemas de protecciones	<p>Cualquier protección de frecuencia, ROCOF (tasa de cambio de frecuencia), voltaje, sobretensión instantánea o sobrecorriente AC deberá permitir que la planta cumpla con los requisitos de capacidad de operación continua ante perturbaciones.</p> <p>Cualquier protección de sobretensión instantánea deberá coordinarse con la capacidad de sobretensión instantánea de la unidad</p>	<p>El usuario es responsable de elegir los métodos de protección para cumplir con los requisitos técnicos.</p>	<p>Se proporcionan ajustes para:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Subfrecuencia. -Sobrefrecuencia. -Subtensión y Sobretensión. -Sobrecorriente del rotor. -Sobrecorriente del estator. -Nivel de desconexión por alta velocidad del rotor. -Baja velocidad del rotor. -Sobrevelocidad del rotor. <p>Proporcionar niveles de falla en los terminales inferiores de cada transformador</p> <p>Proporcionar operación de protección para fault-ride-through (por ejemplo, un crowbar en el caso de un</p>	<p>Sin requisito</p>

IBR (Recurso Basado en Inversores), y con cualquier protección contra sobretensiones dentro del IBR y en el punto de aplicabilidad.

generador de inducción doblemente alimentado)

La protección de sobrecorriente AC es aplicable a las magnitudes de fase y de secuencia. Si se emplea, deberá coordinarse con los esquemas de protección del sistema de transmisión. Deberá utilizar magnitudes filtradas.

Se deberá implementar la protección para el sistema de interconexión de acuerdo con los requisitos del propietario del sistema de transmisión y/o los requisitos de los propietarios de las instalaciones eléctricamente unidas. Esta protección deberá coordinarse con el sistema de protección del sistema de transmisión.

3.3.5 Requisitos de modelación y validación de modelos

Tabla 17. Comparación de requisitos para modelación y validación de modelos.

Requisito	2800	NGESO	EIRGRID	Chile
Requisitos de modelación	Modelos a nivel de planta, incluyendo un modelo de flujo de potencia en estado estacionario, un modelo dinámico de estabilidad de secuencia positiva (frecuencia fundamental) escrito por el usuario y/o genérico, un modelo EMT (Transientes Electromagnéticos), modelos de cortocircuito y armónicos, para realizar la evaluación del diseño de la planta IBR (Recurso Basado en Inversores) y estudios del sistema.	Modelos RMS (valor eficaz o en el dominio fasorial) que representen la Planta y los Aparatos del Usuario y los controladores en estudios dinámicos de secuencia de fase positiva, RMS y equilibrados. Se presentarán como diagramas de bloques con todas las funciones de transferencia. Modelos de Transitorios Electromagnéticos (EMT) que representen la Planta y los Aparatos del Usuario en estudios de transitorios electromagnéticos en el sistema de transmisión y distribución.	Se requieren modelos RMS y EMT para representar la operación en el punto de conexión.	Se requieren modelos RMS ¹³ . Los modelos EMT son solicitados por el operador, pero no se requieren explícitamente en el Código de Red.
Validación de modelos	Modelo EMT no agregado de la unidad IBR: puede desarrollarse basado en código real y puede verificarse con resultados de pruebas de tipo y/o hardware-in-the-loop (HIL)	Proporcionar estudios de simulación para demostrar que los controladores de voltaje y frecuencia son adecuados para su propósito.	Sin requisito	Validación del modelo RMS con pruebas de campo antes de la fecha de entrada en operación comercial.

¹³ Artículo 6-21. Código de Red de Chile (NTSyCS, Sep. 2020).

Modelos de estabilidad dinámica (escritos por el usuario y/o genéricos), cortocircuito, etc., de la unidad IBR: se verifican contra el modelo EMT no agregado de la unidad IBR. Esto incluye el convertidor y los respectivos modelos de control eléctrico.

Una vez que la planta IBR esté operativa, los datos de eventos del sistema podrán utilizarse para verificar varios modelos a nivel de planta.

Una validación del modelo posterior a la puesta en servicio confirma y calibra que los modelos suministrados durante la evaluación del diseño representan con precisión la planta IBR.

Proporcionar un informe de simulación de series temporales dinámicas que contenga:

-Respuesta a un gran escalón negativo en el voltaje para causar un cambio en la Potencia Reactiva de cero al valor máximo en retraso.

-Respuesta a un gran escalón positivo en el voltaje para causar un cambio en la Potencia Reactiva de cero al valor máximo en adelanto.

-Respuesta a un escalón de voltaje de -2% mientras opera dentro del 5% del límite de Potencia Reactiva en retraso.

-Respuesta a un escalón de voltaje de +2% mientras opera dentro del 5% del límite de Potencia Reactiva en retraso.

-Respuesta a un gran escalón negativo en el voltaje del Sistema para causar un cambio en la Potencia Reactiva del valor máximo en adelanto al valor máximo en retraso.

Proporcionar señales para monitoreo in situ:

-Pruebas de rango reactivo (frecuencia de 1Hz).

-Pruebas de control de frecuencia (frecuencia de 10Hz).

	<p>-Pruebas de control de voltaje (frecuencia de 100Hz). -Voltajes DC y escalado apropiado para monitorear la capacidad del punto de interfaz, potencia reactiva, frecuencia, voltaje nominal del punto terminal.</p>		
<p>Mantenimiento de modelos</p>	<p>Cualquier cambio en los controles durante la puesta en servicio debe ser acordado e informado al operador del sistema de transmisión.</p> <p>Monitoreo posterior a la puesta en servicio: Verifica que la planta IBR (Recurso Basado en Inversores) continúe cumpliendo con los requisitos de esta norma durante su vida operativa, evaluando el rendimiento de la planta en el campo durante la operación, especialmente después de eventos del sistema de transmisión donde el voltaje y/o la frecuencia medidos se desvían de la región de operación normal.</p> <p>El operador del sistema de transmisión debe ser notificado después de cualquier cambio en un elemento de datos registrado con el operador.</p>	<p>Sin requisito</p>	<p>El modelo RMS debe actualizarse para cualquier cambio significativo en el equipo y control o nueva versión de firmware.</p>

4 PROPUESTA DE REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE REQUISITOS PARA IBRS GFL EN LA NTSYCS

Basado en la comparación realizada en la sección 3, se concluye que el IEEE Std 2800™ – 2022 es una guía de referencia adecuada para la definición de requisitos técnicos de IBRS GFL que pueden ser adoptados por el código de red chileno. La siguiente tabla resume los requisitos que deberían incorporarse o actualizarse en la NTSyCS:

Tabla 18. Propuesta de revisión y actualización de la NTSyCS.

Tema	Requisito	Referencia
Frecuencia	Respuesta primaria de frecuencia	Considerar la adopción de la sección 6.1 del IEEE Std 2800™ – 2022.
	Respuesta rápida de frecuencia	Considerar la adopción de la sección 6.2 del IEEE STD 2800™ – 2022.
	Capacidad de operación ante variaciones de frecuencia	Considerar la adopción de la sección 7.3 del IEEE STD 2800™ – 2022.
	Tasa de cambio de frecuencia	Considerar la adopción de la sección 7.3.2.3.5 del IEEE STD 2800™ – 2022.
Tensión	Capacidad de potencia reactiva	Considerar la adopción de la sección 5.1 del IEEE Std 2800™ – 2022.
	Control de tensión	Considerar la adopción de la sección 5.2 del IEEE Std 2800™ – 2022.
	Capacidad de operación ante variaciones de tensión	Considerar la adopción de las secciones 7.2.2 y 7.2.3 del IEEE Std 2800™ – 2022.
	Cesación momentánea	Considerar la adopción de las secciones 7.2.2.3.3, 7.2.2.6, 7.2.3 y 7.3.2.4 del IEEE Std 2800™ – 2022.
	Inyección de corriente durante VRT	Considerar la adopción de la sección 7.2.2.3 del IEEE Std 2800™ – 2022.
	Salto de fase	Considerar la adopción de la sección 7.3.2.4 del IEEE Std 2800™ – 2022.

	Relación de cortocircuito	Considerar la adopción de la sección C.2 del IEEE Std 2800™ – 2022.
	Calidad de la potencia/energía	Considerar la adopción de la sección 8 del IEEE Std 2800™ – 2022.
Desempeño	Sistemas de Protección	Considerar la adopción de la sección 9 del IEEE Std 2800™ – 2022.
	Modelado y validación	Considerar la adopción de las secciones 10, 11 y Anexo G del IEEE Std 2800™ – 2022.

5 CONSIDERACIONES ADICIONALES

- El modelado y la validación precisos de los componentes del sistema eléctrico en herramientas EMT son esenciales para identificar las necesidades del sistema y los futuros requisitos de los IBR.
- La definición de los requisitos de ajustes de control y protección de los IBR de acuerdo con las necesidades del sistema, se deben determinar en las fases de estudios con la debida anticipación.
- Los requisitos técnicos de los IBR deben tener ajustes de control flexibles y adaptables según las necesidades del sistema.
- Todos los IBR conectados al sistema eléctrico de gran escala deben tener capacidad de registro de datos transitorios de alta resolución para capturar formas de onda de tensión y corriente durante las fallas.
- El análisis post-operación de los requisitos técnicos de IBRs es necesario para evaluar su desempeño, asegurar el cumplimiento y guiar futuras actualizaciones del código de red.
- Asegurar el cumplimiento de los requisitos técnicos es crítico durante las pruebas, la puesta en servicio y la operación de los IBRs.
- La definición de requisitos técnicos para los IBR es un proceso que evoluciona a medida que la tecnología avanza y las necesidades del sistema aumentan. La evaluación y revisión de los requisitos de los IBR debe ser un proceso continuo.

6 REFERENCIAS

- [1] NTSyCS, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Comisión Nacional de Energía. Sep 2020. [Online]. Disponible: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/09/NTSyCS-Sept20.pdf>
- [2] Review of technical requirements for Inverter Base Resources in Chile. NREL; Coordinador Eléctrico Nacional. Sep 2024.
- [3] EirGrid, “Grid Code Version 14.” May 20, 2024. [Online]. Disponible: <https://cms.eirgrid.ie/sites/default/files/publications/Grid-Code-Version-14.pdf>.
- [4] Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems, IEEE standard 2800™ - 2022.