

Comité Consultivo NTCO PMGD



Congestionamientos, Monitoreo y Control

Darío Morales Figueroa

Director Ejecutivo

¿Por qué establecer nuevas exigencias de monitoreo y control?

Las nuevas exigencias de monitoreo y control deben ser coherentes con los objetivos que se persiguen.

¿Por qué establecer nuevas exigencias de monitoreo y control?

1. Para **mejorar la visibilidad** de los recursos energéticos distribuidos al CEN y la empresa distribuidora y mejorar el **manejo del riesgo del sistema**.
2. Para **gestionar** adecuadamente las **congestiones** y **contingencias** en el sistema
3. Para **habilitar** que en un futuro los **REDs** puedan participar de **nuevos mercados y entregar servicios a la red**.
4. Nuevas exigencias **deben abordar los problemas más prioritarios**, pero deben **establecer la compatibilidad** con **mejoras a futuro** de todo el sistema.
 - Enfocarse en **mejorar la visibilidad y controlabilidad** de los **proyectos de mayor impacto**
 - Establecer requerimientos para **compatibilidad e interoperabilidad** con mejoras futuras a **proyectos más pequeños**.

El rol de los PMGD, su aporte al sistema y las exigencias aplicables debe discutirse en forma integral con evidencias y persiguiendo abordar todos los aspectos de su desarrollo y operación de manera consistente.

- Para el caso de los PMGDs la regulación es integral.
 - Artículo 149 LGSE entrega al reglamento la regulación del despacho y coordinación de los MGPE.
 - Artículo 72-2 LGSE autoriza a establecer en el reglamento exigencias distintas a coordinados en razón de tamaño, tecnología, e impacto sistémico entre otros criterios.
 - El regulador está habilitado para establecer reglas especiales y ejerce la habilitación con el DS 88 y NTCO.
 - DS 88 contiene una regulación integral que se complementa con la NTCO y regulan:
 - Conexión y exigencias técnicas diferenciadas
 - Operación
 - Remuneración

Propuestas: Estandarización de la definición de congestiones

- El informe de congestiones del CEN establece:

"Se debe mencionar que para el análisis de congestión de las líneas adyacentes a este conjunto de instalaciones se considerará un **escenario restrictivo, que corresponde a un escenario verano día a 35°C, con restricción de capacidad por temperatura en la línea y en la cual, no existe circulación de potencia por consumos.**"

- Esta consideración metodológica hecha por el CEN tendrá como resultado un **análisis de congestiones aún más general y aproximado que el establece la norma técnica** y no cumple con el criterio de la NTCO sobre la realización de un "**estudio específico para ratificar si efectivamente existirán dichas congestiones**".
- A todas luces, parece un criterio demasiado restrictivo considerando que genera una restricción **permanente (24/7 todas las horas del año)**.

Propuestas: Estandarización de la definición de congestiones

- El informe de congestiones del CEN debe ser explícito en establecer **cual será el criterio que el CEN** utilizará para la determinación de que un elemento del sistema estará sometido a una sobrecarga.
- Esto es de especial importancia para determinar, por ejemplo, el nivel de sobrecarga admisible de un transformador AT/MT. Según el estándar "**IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators**," in **IEEE Std C57.91-2011 (Revision of IEEE Std C57.91-1995)** , y el **IEC 60076-7:2018**, se verificará una sobrecarga cuando la temperatura del equipo llegue a niveles tales que se produzca una **reducción de su vida útil más** allá de lo establecido en condiciones de operación nominales definidas por el fabricante.
- Desde esta perspectiva, un transformador AT/MT, dependiendo de su curva de carga y las condiciones ambientales, puede estar sometido a la circulación de una corriente superior al valor nominal por algunas horas sin afectar su vida útil. Debido a la necesidad de hacer un uso eficiente del sistema de transmisión, **el CEN debe hacer un estudio de sobrecarga admisible para todos los transformadores AT/MT de los sistemas zonales.**

Propuestas: Exigencias de monitoreo y control

- **Exigencias para empresa distribuidora**

- Contar con centro de control que centralice la información enviada por REDs.
- Implementar un modelo de predicción/estimación de generación e inyecciones de los REDs en su red.
- Contar con la capacidad de operar remotamente reconectadores de los proyectos.
- Establecer un programa de gestión de congestiones y contingencias para asegurar la operación segura de la red, que incluya protocolos tanto para la desconexión como reconexión de los REDs.

- **Exigencias para el CEN**

- CEN debiera monitorear de forma detallada proyectos de al menos sobre 1.5 MW de capacidad instalada sin perjuicio de las obligaciones que tengan las empresas distribuidoras.
- La operación de las instalaciones de distribución y los REDs conectados en distribución deberá ser siempre a través de la empresa distribuidora.

Propuestas: Plan de manejo de congestiones

- **Coordinador** debe **prever la ocurrencia de congestiones** en los puntos **frontera distribución/Transmisión** y **establecer un plan de manejo** que considere los criterios antes planteados
- **Distribuidora** debe **ratificar plan** en virtud de las condiciones operativas de la red de distribución o corregir en caso de ser necesario
 - Informar a CEN de plan autorizado/modificado que involucre instalaciones en Dx.
- Ante la ocurrencia de congestiones que afecten la seguridad del sistema, el CEN debe aplicar el plan y proponer reducciones a los RED's que corresponda
 - **Distribuidora debe aprobar las reducciones** (que no entren en conflictos con la seguridad y calidad de suministro en distribución).
 - **Distribuidora** debe **aplicar los recortes** según corresponda.
- **Distribuidora** debe llevar **registro de eventos** y **recortes** debido a gestión de congestiones o contingencias que afecten a RED's.
 - Registro debe ser informado a la SEC con una periodicidad al menos semestral.

Propuestas: Costos de exigencias de MC y manejo de congestiones.

- Empresas distribuidoras deben cumplir exigencia de NTD y presentar plan de gestión de red que involucre RED's y nuevas exigencias (Esto ya es normativa vigente)
 - **SEC debe fiscalizar a distribuidoras** para que presenten sus planes y posteriormente los implementen en los tiempos que la regulación estipula.
- **CNE debe regular cargos de inversión, operación y mantenimiento** debido a **SMMC** para **RED's**.
 - Cargos deben ser diferenciados por potencia.
- **Es importante que los RED's no carguen con todos los costos de implementación de estas medidas.**
 - Plataformas de monitoreo y control serán útiles para mejorar calidad de servicio a clientes.
 - Los RED deberán cubrir sus costos de integración.
 - Hoy ley establece que los costos de inversión financiados por PMGD y netbilling no son considerados en VNR → Se requiere modificar para armonizar con el resto de la regulación y convertir el servicio a RED's como parte de las labores de distribución
 - Impulsar PdL impulso ERNC para subir límite de netbilling a 500 kW para armonizar la regulación,

Propuestas: Exigencias de monitoreo y control

- **Proyectos menores a 500 kW**

- Inversores **deben contar** con sistemas de monitoreo y control via internet directamente o con smartoggers que lo permitan.
- Medidor de facturación "simplificado" para facturación con registro de energía inyectada
- Registro de potencia en los cuatro cuadrantes, voltaje corriente y estado de operación.
- Periodo de integración 15 minutal.
- Deben entregar información periódicamente a sistema de gestión de empresa distribuidora.
- Deben permitir al menos conexión y desconexión remota de proyectos.

Propuestas: Exigencias de monitoreo y control

- **PMGD entre 500 kW y 1500 kW**

- Inversores **deben contar** con sistemas de monitoreo y control directamente o con smartloggers que lo permitan mediante enlace dedicado con centro de control.
- Medidor de facturación estándar (más sofisticado) para facturación.
- Registro de potencia en los cuatro cuadrantes, voltaje corriente y estado de operación, energía generada e inyectada .
- Debe contar con reconectador accesible a la empresa distribuidora.
- Periodo de integración al menos 15 minutas
- Debe permitir conexión y desconexión de forma remota.

- **PMGD sobre 1500 kW y hasta 9000 kW**

- Mismas exigencias que el grupo anterior.
- Monitoreo centralizado y control de reconectador.
- Medición de temperatura y variables climáticas para estimar la producción.
- Conexión en tiempo real con distribuidora y coordinador.