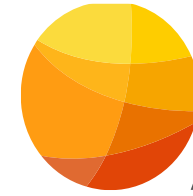


# Modificación de Reglamentos DS N°88 y DS N°57



**ACESOL**  
ASOCIACIÓN CHILENA DE ENERGÍA SOLAR - AG

---

Congestionamiento, 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.**

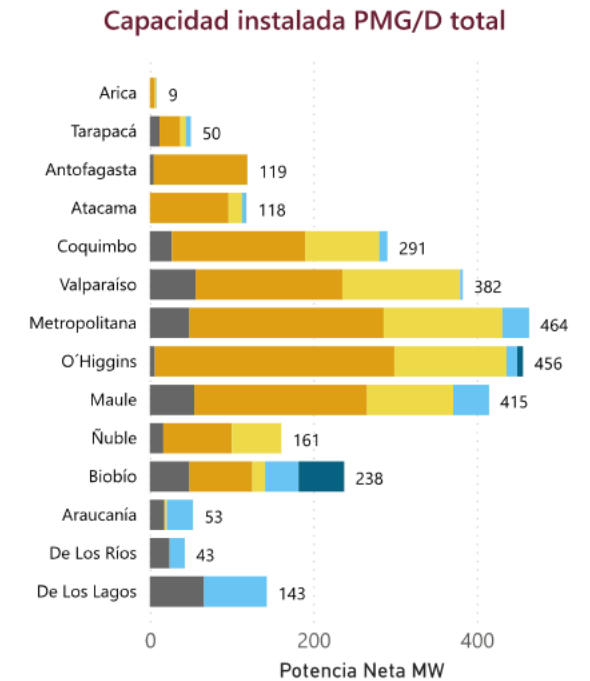
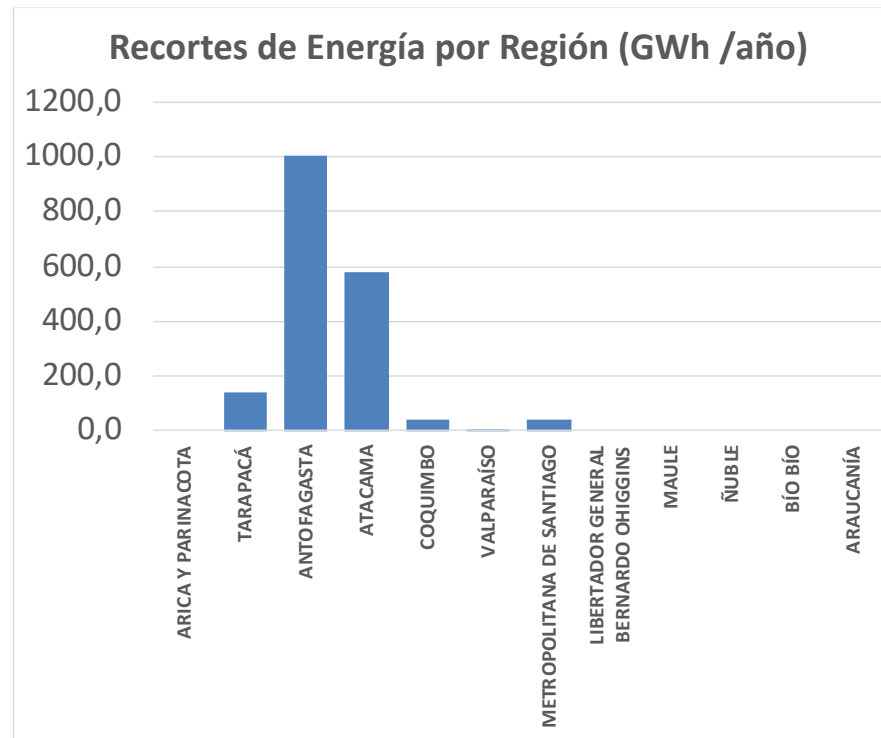
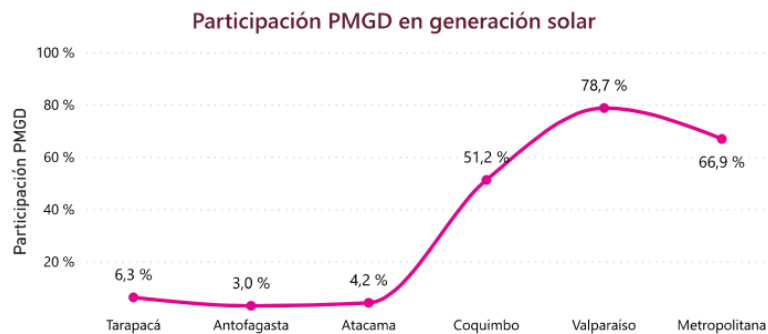
- Para el caso de los PMGDs la regulación es integral.
  - Artículo 149 LGSE entrega al reglamento la regulación del despacho y coordinación de los MGPE.
  - Artículo 72-2 LGSE autoriza a establecer en el reglamento exigencias distintas a coordinados en razón de tamaño, tecnología, e impacto sistémico 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

## 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.

- Tratar los recortes de los PMGDs en el DS N°125 rompe con esa integralidad.
  - Existiendo el DS N°88, la modificación al DS N° 125 no es la instancia para discutir modificaciones al marco regulatorio de los PMGD, pues no permite abordar todos los aspectos necesarios que aseguren su implementación sin impactos relevantes para la industria.
  - El presunto conflicto entre el DS N°125 y DS N° 88 respecto de las limitaciones que es posible aplicar a PMGD por el CEN **fue resuelto por el Panel de Expertos** con un contundente voto de mayoría. No existe a la fecha un conflicto interpretativo pendiente.
  - Los criterios interpretativos y de aplicación del derecho común son suficientes para resolver eventuales dudas:
    - El criterio jerárquico, aplicable en caso en que el conflicto se presente entre normas de diferente jerarquía
    - El criterio de especialidad previsto en el Código Civil (art 13), que atiende conflictos normativos por razón de la materia ante antinomias reales, porque ambas normas en conflicto son válidas. Implica la derogación sólo de aquella parte de la norma general que es incompatible con la norma.
    - Por una parte, el criterio cronológico supone la derogación tácita de la norma anterior. En nuestro sistema es el Código Civil (arts. 52 y 53) el que se refiere explícitamente a este criterio, con la salvedad que ante un conflicto parcial, prefiere la aplicación del criterio de especialidad.

# No corresponde que el tratamiento de los recortes de los PMGD sea igual que el de los otros generadores por cuanto están sometidos a exigencias distintas de conexión y operación.

- Los PMGDs se encuentran mayormente en zonas donde no hay grandes volúmenes de recortes y por lo tanto su recorte de manera proporcional no tiene mayores efectos en la disminución de los recortes totales de energías renovables.



# No corresponde que el tratamiento de los recortes de los PMGD sea igual que el de los otros generadores por cuanto están sometidos a exigencias distintas de conexión y operación.

Con el propósito de, entre otras cosas, permitir el ingreso de nuevos actores al segmento de generación, la reforma a la LGSE estableció el concepto de acceso abierto.

Es evidente que el regulador tuvo a la vista el hecho que las redes no tienen capacidad infinita, por lo que para que el acceso abierto cumpliera su objetivo de promover la competencia, debían cumplirse copulativamente, al menos, dos condiciones:

En un sistema de capacidad de transmisión limitada, serían las tecnologías que proveen energía a menor costos variables quienes tendrían prioridad, desplazando a aquellas tecnologías menos eficientes.

El sistema de transmisión debería expandirse de tal forma de permitir el ingreso de la generación eficiente.

- La expansión del sistema de transmisión nacional toma en consideración, tanto a los generadores conectados a él, como al plan de obras de generación. Esto con el propósito de planificar la expansión eficiente del sistema.
- Artículo 77° LGSE - Definición de Sistema de Transmisión Zonal. Cada sistema de transmisión zonal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas **esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables**, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.
- No se gatillan expansiones del sistema de transmisión zonal con el propósito de aliviar congestiones producidas por la generación distribuida.

**No corresponde que el tratamiento de los recortes de los PMGD sea igual que el de los otros generadores por cuanto están sometidos a exigencias distintas de conexión y operación.**

- **Artículo 3-32** - Análisis de Flujos de Potencia en Transmisión Zonal establece que:
  - En caso de que las etapas revisadas, señaladas anteriormente, advirtieran de una posible congestión en las instalaciones de transmisión zonal, ya sea en los elementos serie conectados a la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD, o bien aguas arriba de esta, **la capacidad de inyección del PMGD deberá ser limitada para no provocar dicha congestión. Dicha restricción deberá quedar consignada en el ICC y será condición obligatoria de operación para permitir la conexión y operación del PMGD en la red de distribución.**
- Al contrario de lo que ocurre con los generadores conectados a la transmisión nacional, los generadores distribuidos están sometidos a limitaciones en sus inyecciones *ex-ante*, las que quedan consignadas en sus ICC.

# 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"

# 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 < 10 kW**

- Sin exigencias de monitoreo
- Medidor simple de energía bidireccional para facturación (solo energía).
- Inversores **deben ser compatibles** con sistemas de monitoreo y control via internet directamente o con smartoggers que lo permitan → Para que a futuro si podamos verlos.

- **Proyectos entre 10 kW y 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 minutasl.
- 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.

# Propuestas: Transitoriedad

- **Proyectos nuevos que ingresen SCR luego de entrada en vigencia el nuevo reglamento** deben cumplir con las exigencias **inmediatamente**.
- Se debe establecer **3 años** para que **proyectos existentes** se ajusten a la normativa.
- **Proyectos existentes** acogidos al **149 bis** no deben hacer **modificaciones**.