



FENACOPEL
FEDERACIÓN NACIONAL DE COOPERATIVAS ELÉCTRICAS

Mesa de Trabajo Reglamentos D.S. N°88 y D.S. N°57

Propuestas Modificación Reglamentos D.S. N°88 y D.S. N°57

Alfredo Gallegos González

31 de julio 2024



Agenda

1. Presentación Institucional

2. Contexto Generación Distribuida FENACOPEL

3. Propuestas Monitoreo y Control

1. FENACOPEL

- ❖ La **FEDERACIÓN NACIONAL DE COOPERATIVAS ELÉCTRICAS LTDA. (FENACOPEL)**, es una Federación que representa a las 7 Cooperativas Concesionarias de Servicio Público de Distribución de Electricidad que operan en el Sistema Eléctrico Nacional.
 - COOPERATIVA DE ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELÉCTRICA CURICÓ LTDA. (CEC)
 - COOPERATIVA DE CONSUMO ENERGIA ELÉCTRICA CHILLÁN LTDA. (COPELEC)
 - COOPERATIVA ELÉCTRICA CHARRÚA LTDA. (COELCHA)
 - COOPERATIVA ELÉCTRICA LOS ANGELES LTDA. (COPELAN)
 - COOPERATIVA ELÉCTRICA PAILLACO LTDA. (SOCOEPA)
 - COOPERATIVA RURAL ELÉCTRICA RÍO BUENO LTDA. (COOPREL)
 - COOPERATIVA REGIONAL ELECTRICA LLANQUIHUE LTDA. (CRELL)
-
- ❖ Las Cooperativas se crearon para electrificar zonas rurales, logrando un mayor desarrollo social, económico y una mejor calidad de vida de sus habitantes.





Agenda

1. Presentación Institucional

2. Contexto Generación Distribuida FENACOPEL

3. Propuestas Monitoreo y Control

2.1 Antecedentes PMGD en Operación

Actualmente hay **42 PMGD en operación** en las zonas de concesión de las Cooperativas de FENACOPEL

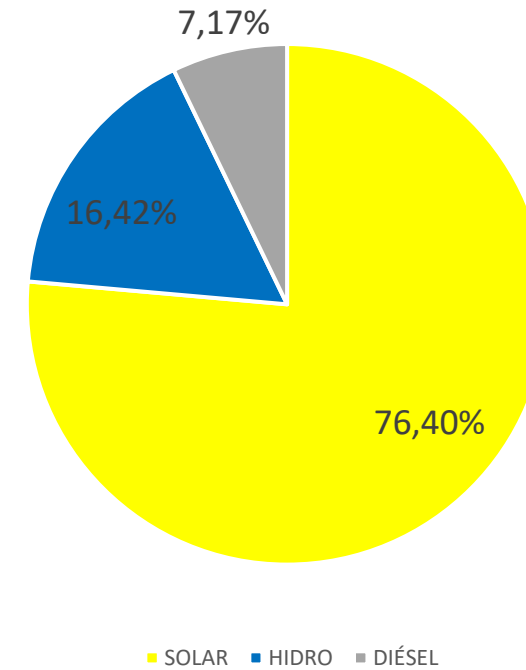
- CEC: 10 (22,97 MW)
- COPELEC: 18 (62,90 MW)
*1 PMG de 9 MW
- COELCHA: 2 (18,00 MW)
- COPELAN: 5 (10,87 MW)
- SOCOEPA: 0
- COOPREL: 4 (3,54 MW)
- CRELL: 3 (7,20 MW)

Con un total de **125,48 MW de capacidad instalada**

Por tipo de fuente de energía primaria tenemos lo siguiente:

- Solar fotovoltaico: **95,87 MW** de capacidad instalada
- Hidro: **20,61 MW** de capacidad instalada
- Gas/Diésel: **09,00 MW** de capacidad instalada

PMGD por Energía Primaria



Fuente Energía Primario	Solar	Hidro	Diésel	TOTAL
Cantidad de proyectos PMGD con ICC vigente:	28	3	0	31
Capacidad total de los proyectos PMGD con ICC vigente [MW]:	124,39	7	0	131,39

2.1 Antecedentes PMGD en Operación

Actualmente hay **5 PMGD de propiedad de las Cooperativas**

- CEC: 2 (3 MW)
- COPELEC: 3 (9 MW)

Por tipo de fuente de energía primaria tenemos lo siguiente:

- Solar fotovoltaico: **12 MW** de capacidad instalada

Artículo 8 ter.-

...

Por su parte, las empresas concesionarias de distribución que estén constituidas de acuerdo a lo establecido en el decreto con fuerza de ley N° 5, de 2003, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante "**cooperativas**", **que además de prestar el servicio público de distribución de energía eléctrica desarrollen otras actividades que comprendan giros distintos del señalado, estarán obligadas, para los efectos de esta ley, a llevar una contabilidad separada respecto de las actividades que comprendan en cualquier forma el giro de distribución de energía eléctrica.**



2.2 Monitoreo Red de Distribución

COOPERATIVA	¿Cuenta con SCADA?	Cantidad de reconfiguradores telecomandados	Tipo comunicación	Cantidad de PMGD monitoreados de forma voluntaria	Cantidad total de PMGD conectados
CEC	SI	35	RF, GPRS	2	10
COPELEC	SI	181	RF	3 (monitoreo a través de empresa externa)	18
COELCHA	SI	44	GPRS	0	2
COPELAN	SI	70	RF, GPRS	5	5
COOPREL	SI	44	RF	4	4
CRELL	SI	36	RF	0	3

- ❖ Las Cooperativas que monitorean los PMGD utilizan **Convenio o contratos de Operación y Coordinación**.
- ❖ Convenios realizados en su gran mayoría entre 2011 y 2017. Último PMGD monitoreado en el año 2023, para el PMGD San Emilio, en la zona de concesión de CEC.
- ❖ Además, cada Cooperativa, monitorea y controla los equipos DBC (Desconectador Bajo Carga), interruptores SILO y medidores de cabecera.





Agenda

1. Presentación Institucional

2. Contexto Generación Distribuida FENACOPEL

3. Propuestas Monitoreo y Control

3.1 Contexto del Monitoreo y Control

- ❖ Debido al rol y responsabilidad de la Empresa Distribuidora **de salvaguardar la seguridad y calidad de servicio en sus redes de distribución**, consideramos fundamental que **la Empresa Distribuidora pueda monitorear y controlar en ciertos casos a los PMGD** por medio del SCADA de la Empresa Distribuidora.
- ❖ El monitoreo de la red de distribución y de los principales agentes consumidores y generadores, es fundamental para **optimizar las redes, mejorar la calidad de servicio y permitir una mayor integración de los RED** (Recursos Energéticos Distribuidos).
- ❖ La Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (NTCS-SD), exige a la Empresa Distribuidora a monitorear la red por medio de la instalación de medición inteligente en todos los transformadores de distribución (Art. 8-3: 100% de instalación al 1° de enero del 2027).
- ❖ Además, el Artículo 8-14 de la NTCS-SD, da un plazo hasta el **1° de marzo del 2026**, para que la empresa distribuidora instale unidades de medida inteligente (SMMC) a los clientes con equipos de generación (Netbilling y Autoconsumo), para el **monitoreo de las principales variables eléctricas** y poder realizar, corte y reposición de suministro, junto con limitación de potencia.
- ❖ Este monitoreo de los clientes con generación distribuida permitirá habilitar nuevos mercados y agentes, como los agregadores de demanda, pero **consideramos que se requiere un cambio legal** para definir con claridad los derechos y responsabilidades de este agregador de demanda y su relación con la Empresa Distribuidora.

3.2 Contexto Normativo

Reglamento D.S. N°88

Artículo 90º.- Los nuevos empalmes y nuevos equipos de medida necesarios para la conexión de un PMGD a las instalaciones de la Empresa Distribuidora son parte de la red de distribución.

Reglamento D.S. N°88

Artículo 89º.- **Las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes** que sean necesarias para permitir la inyección de los Excedentes de Potencia de los PMGD **deberán ser ejecutadas por las Empresas Distribuidoras** correspondientes, en conformidad con la normativa vigente. Dichas obras deberán ser estimadas considerando los **requerimientos necesarios para mantener los estándares de seguridad y calidad de suministro** establecidos por la normativa vigente.

Los costos de dichas obras deberán quedar consignados en un informe de costos de conexión y **serán de cargo del propietario de un PMGD que desea conectarse a las instalaciones de una Empresa Distribuidora** o modificar sus condiciones previamente establecidas para la conexión u operación y **en ningún caso significará costos adicionales a los demás usuarios o consumidores finales de la Empresa Distribuidora.**

3.2 Contexto Normativo

Reglamento D.S. N°88

Artículo 95º.- Todo PMGD deberá **coordinar la operación e intervención de sus instalaciones con la Empresa Distribuidora**, de acuerdo a lo señalado en el presente reglamento **y la normativa vigente**.

Artículo 103º.- Respecto de las **condiciones de operación de un PMGD destinadas a resguardar las exigencias de seguridad y calidad de servicio**, la NTCO establecerá al menos, lo siguiente:

a) Las **condiciones de operación de un PMGD en caso de fallas o labores de mantenimiento a nivel sistémico o en la red de distribución** a la cual se encuentre conectado.

3.3 Monitoreo y Control

- ❖ El principal objetivo de nuestra propuesta es salvaguardar la operación óptima de la red de distribución, **asegurando dar cumplimiento normativo a la calidad de servicio eléctrico y la seguridad de las personas y las cosas**, además de asegurar el cumplimiento de los contratos de mantenimientos, alertar desconexiones sin previo aviso, monitorear la calidad de producto o verificar la inyección máxima permitida.
- ❖ Actualmente, el reglamento del D.S. N°88 permite el monitoreo de inyección del PMGD, por parte de la Empresa Distribuidora.
- ❖ El costo del empalme y equipos de medida se incluye en el costo de adecuación, que será de cargo del propietario del PMGD y **en ningún caso significará costos adicionales a los demás usuarios o consumidores finales** de la Empresa Distribuidora. En este sentido, los costos de implementación del monitoreo vía SCADA, deberían ser incluidos en el ICC de los proyectos con cargo a los desarrolladores de proyectos PMGD.
- ❖ **Según la NTCO PMGD, la Empresa Distribuidora tiene la potestad de desconectar un PMGD, sin previo aviso**, por peligro inminente, perturbaciones en la calidad de producto, desconexiones programadas, superación de la potencia inyectada máxima y en caso de que se detecte una adulteración en el ajuste de las protecciones.

3.4 Propuestas de Monitoreo y Control

❖ Propuestas:

1. Hacer obligatorio el **monitoreo y control de los PMGD por parte de la Empresa Distribuidora en su SCADA u otro sistema de monitoreo análogo**. Y hacer extensiva esta exigencia de forma transitoria para los PMGD ya instalados.
2. El costo de integración del reconector del PMGD al SCADA de la Empresa Distribuidora, debe ser de cargo del propietario del PMGD **y en ningún caso significará costos adicionales a los demás usuarios o consumidores finales**.
3. Las desconexiones sin previo aviso realizadas por la Empresa Distribuidora deben ser informados posteriormente a la **SEC, CEN y Operador del PMGD**, argumentando las causas de la desconexión.
4. Aprovechar el monitoreo y control de las Empresas Distribuidoras sobre los PMGD y la red de distribución para mejorar el **contacto y coordinación entre el Coordinador, la Empresa Distribuidora y los PMGD en caso de congestión**.
5. No permitir recortes a instalaciones de clientes y usuarios con equipos de generación para Autoconsumo y Netbilling en caso de congestiones.
6. Por medio del pronto monitoreo de las redes de distribución y potencialmente de los PMGD, permitir que se hagan estudios de factibilidad y conexión más dinámicos, con base en los datos reales de inyección y consumo de la red de los últimos años y su proyección para la elaboración del ICC y SCR.



FENACOPEL
FEDERACIÓN NACIONAL DE COOPERATIVAS ELÉCTRICAS

Mesa de Trabajo Reglamentos D.S. N°88 y D.S. N°57

Propuestas Modificación Reglamentos D.S. N°88 y D.S. N°57

Alfredo Gallegos González

31 de julio 2024