



Comité Consultivo

Modificación NT de Conexión y Operación PMGD en instalaciones en Media Tensión

Julio 2024

Contenido

1. Coordinación efectiva entre PMGD y Distribuidora
2. Supervisión de los equipos de acoplamiento
3. Garantizar la seguridad en el uso de equipos reconectores
4. Protocolos de comunicación para integración de los equipos de control y monitoreo del PMGD
5. Análisis en Transmisión Zonal y revisión de congestiones
6. Congestión en Transmisión Zonal y su coordinación
7. Retiros de energía desde la red por parte de PMGD con componente de almacenamiento

1. Coordinación efectiva entre PMGD y Distribuidora

Coordinación efectiva entre PMGD y Distribuidora



Contexto :

- La coordinación efectiva entre los Propietarios u Operadores del PMGD y la Empresa Distribuidora es esencial para mantener la operatividad y seguridad del sistema eléctrico.
- Los cambios frecuentes de operadores por parte de los PMGD pueden llevar a una pérdida de comunicación en tiempo real, afectando la coordinación necesaria.

Necesidad Normativa:

- La normativa actual exige que los Propietarios u Operadores del PMGD mantengan actualizados los canales de comunicación y los contactos administrativos y operativos con la Empresa Distribuidora y el Coordinador.
- Sin embargo, no se especifica un mecanismo estandarizado para la actualización de estos datos ni para la carga de convenios de operación, lo que puede resultar en una falta de coordinación efectiva y en demoras en la respuesta ante irregularidades.

Coordinación efectiva entre PMGD y Distribuidora



Propuesta :

- Se requiere la implementación de una plataforma digital que permita a los Propietarios u Operadores del PMGD cargar y mantener de manera obligatoria y eficiente los convenios de operación junto con los contactos de los responsables e interlocutores de ambas partes.
- Esta plataforma facilitará la gestión de la información y mejoraría la coordinación en tiempo real.

2. Supervisión de los equipos de acoplamiento

Supervisión de los equipos de acoplamiento



Contexto :

- En el marco de las operaciones del sistema de distribución, es primordial asegurar la seguridad y estabilidad del mismo.
- Esto implica un mantenimiento adecuado y una supervisión constante de los equipos de acoplamiento, especialmente del reconectador (punto de frontera), que es crucial para la operatividad del sistema.

Necesidad Normativa:

- Actualmente, no existe una obligación formal que garantice el mantenimiento y la configuración adecuada del reconectador desde el momento de la Puesta en Servicio (PES).
- Esta laguna normativa puede poner en riesgo la estabilidad del sistema de distribución, por lo que se identifica la necesidad de establecer un mecanismo de reporte y auditoría.

Supervisión de los equipos de acoplamiento



Propuesta :

- Se propone que el PMGD entregue anualmente un reporte detallado del estado del equipo de acoplamiento.
- El reporte debería incluir una certificación del mantenimiento del reconectador y la confirmación de que su configuración no ha sido alterada desde la Puesta en Servicio.
- La distribuidora deberá tener la facultad de auditar esta información en cualquier momento para resguardar la estabilidad del sistema de distribución.
- La información se podría mantener como anexo en el portal de Infotécnica de los generadores (o plataforma similar).
 - Documentos deberían identificar las características del equipo y los ajustes asociados, en un formato estandarizado.
 - Incluir pruebas semestrales que verifiquen las ventanas de inyección establecidas en el Instructivo de Carga y Consumo, considerando especialmente a los PMGD con sistemas de almacenamiento.

3. Garantizar la seguridad en el uso de equipos reconectores

Garantizar la seguridad en el uso de equipos reconectores



Contexto :

- La normativa actual, específicamente en el Artículo 7-16 sobre Protección RI, establece medidas para garantizar la seguridad en el uso de equipos reconectores dentro del sistema de distribución.
- Esto incluye la posibilidad de que la Empresa Distribuidora bloquee el acceso remoto a los ajustes del reconector para prevenir modificaciones no autorizadas.

Necesidad Normativa:

- A pesar de las medidas existentes, se identifica la necesidad de una mayor integración de los PMGD al sistema SCADA de la distribuidora para un control y monitoreo más efectivo, especialmente en casos de PMGD con limitaciones por transmisión.
- La normativa debe reflejar esta necesidad y proporcionar un marco claro para la implementación y financiación de estas integraciones.

Garantizar la seguridad en el uso de equipos reconectores



Propuesta :

- Se propone que todos los PMGD se integren al sistema SCADA de la distribuidora, con los costos asociados, siendo estos costos asumidos por los PMGD.
- Para los generadores ya existentes, se debería iniciar un plan de regularización que establezca costos y plazos, priorizando aquellos PMGD con limitaciones por transmisión.
- Esto permitirá un control y monitoreo adecuado de las limitaciones por parte de la distribuidora, manteniendo así la seguridad y estabilidad del sistema de distribución.
- Cada distribuidora deberá definir un estándar de requerimientos técnicos para monitoreo y/o control aplicable a PMGD. (Oficio Circ. SEC N° 232140-2024)”

4. Protocolos de comunicación para integración de los equipos de control y monitoreo del PMGD

Protocolos de comunicación para integración de los equipos de control y monitoreo del PMGD



Contexto :

- Importancia de que las Distribuidoras establezcan características técnicas y protocolos de comunicación claros para la integración de los equipos de control y monitoreo de los PMGD a sus Centros de Control.
- Esto es crucial para una gestión adecuada de la red de distribución y para asegurar la operación segura del sistema eléctrico.

Necesidad Normativa:

- Se identifica la necesidad de que estas especificaciones técnicas y protocolos sean incorporados formalmente en la normativa, para garantizar la seguridad y calidad del servicio y que estén en línea con los estándares de las redes de distribución de cada distribuidora.

Protocolos de comunicación para integración de los equipos de control y monitoreo del PMGD



Propuesta :

- Se propone que los PMGD asuman los costos de implementación y adecuación necesarios para su integración al sistema, los cuales deben ser detallados en el ICC del proyecto.
- Estos costos incluirán lo necesario para el seguimiento por parte de la Distribuidora y el Coordinador Eléctrico Nacional, alineándose con el artículo 89° del D.S. N°88.
- Se deberá actualizar el protocolo de operación para los PMGD ya en funcionamiento, conforme a las modificaciones que se adopten en la nueva normativa, estableciendo costos y plazos claros.

Protocolos de comunicación para integración de los equipos de control y monitoreo del PMGD



Propuesta :

- Entre las exigencias para el monitoreo y control del PMGD por parte de la distribuidora se debe considerar:
 1. Controlador debe contar con puerto de comunicación disponible para el monitoreo y definido por la empresa distribuidora.
 2. Protocolo de comunicación definido por la empresa distribuidora, compatible con su sistema de monitoreo.
 3. Disponer de servicios auxiliares AC y CC en el punto a monitorear, según requiera la empresa distribuidora.
 4. Marca del reconectador definida por la empresa distribuidora.
 5. En caso de proponer otra marca que cumpla con las exigencias anteriores, el PMGD puede solicitar la homologación a la empresa distribuidora, lo cual debe ser con cargo al PMGD.
 6. Controlador del reconectador debe contar con credenciales de acceso de acuerdo con lo exigido por la distribuidora.
 7. El PMGD debe disponer de un enlace redundante entre el equipo a monitorear y el sistema SCADA de la empresa distribuidora. El enlace debe cumplir con un porcentaje de disponibilidad mayor o igual a 99,5% y otras características definidas por la empresa distribuidora.
 8. La empresa distribuidora traspasará al PMGD los costos de las configuraciones y/o adecuaciones técnicas en su sistema SCADA y en sus redes de comunicación, que se requieran para monitorear el PMGD. También los costos de operación debido al monitoreo del PMGD en el SCADA de la distribuidora.
 9. El PMGD será responsable de realizar mantenimiento preventivo y correctivo de todos los componentes requeridos para el monitoreo y control del PMGD por parte de la distribuidora.

5. Análisis en Transmisión Zonal y revisión de congestiones

Contexto :

- En caso de existencia de flujo inverso en el transformador de alguna subestación primaria de distribución, el artículo 3-32 establece extender el análisis de los impactos a los demás alimentadores de la subestación primaria y a las redes de transmisión zonal.
- Para los estudios de congestión, el Coordinador considera la limitación de potencia dada en los ICC de los respectivo PMGD.

Necesidad Normativa:

- Se requiere realizar un estudio detallado que identifique con mayor precisión la existencia de congestiones y las limitaciones de inyección, pero a su vez sin complejizar más el proceso de conexión del PMGD.
- Para un adecuado análisis se debería considerar la potencia total de los PMGD, en vez que la limitada por la distribuidora.
- Los estudios de congestión deberían considerar, además de los PMGD, el grado de avance de la conexión de los EG y PMG involucrados.
- Las distribuidoras deben contar con toda la información necesaria de instalaciones de transmisión para efectuar los análisis de congestión.

Propuesta :

- El Coordinador, en su análisis semestral, deberá realizar un estudio de transmisión detallado (no simplificado según 3-32), incorporando escenarios de PMGD con DeC y con ICC vigente, y reinformando y redefiniendo sus posibles limitaciones.
- En los análisis del Coordinador se deberá considerar la potencia total de los PMGD, en vez que la limitación de potencia dada en los respectivos ICC.
- En el artículo 3-45, primer inciso, se propone reconocer a los PMG y EG, junto a los PMGD como se indica a continuación: *“...Para ello, deberá considerar como fecha estimada de conexión de los EG, PMGD y PMG la incluida en su declaración en construcción...”*.
- Dotar de mejor información en instalaciones de Tx/Dx para un mejor y acabado análisis por parte de las Distribuidoras y Coordinador.

6. Congestión en Transmisión Zonal y su coordinación

Congestión en Transmisión Zonal y su coordinación



Contexto :

- Sin perjuicio de la atribución de autodespacho del PMGD y la responsabilidad de coordinación que recae en el Coordinador, actualmente de facto algunas distribuidoras están aplicando criterios (estacionales, por ejemplo) para restringir la inyección de los PMGD con el fin de mantener una operación segura de la red.

Necesidad Normativa:

- Normar el procedimiento de operación cuando PMGD produzcan posibles congestiones, de modo de reforzar las instrucciones del Coordinador para la aplicación de reducciones de generación, a objeto de preservar la seguridad del servicio eléctrico.
- Evitar que un PMGD con instrucción de reducción de inyecciones, autodetermine una situación de congestión resuelta y libere las restricciones impuestas por el Coordinador o distribuidora.

Congestión en Transmisión Zonal y su coordinación



Propuesta :

- Limitar el concepto de autodespacho para condiciones donde existan limitaciones por congestión o seguridad de la red.
- En dichos casos, para el PMGD en su calidad de coordinado, las limitaciones deben ser instruidas por el CEN en base a los análisis semestrales realizados y no a lo consignado en los ICC.
- Es necesario incorporar en la normativa el mecanismo mediante el cual se reconozcan los costos en que incurren las distribuidoras para la ejecución de reducciones de generación a los PMGD.

7. Retiros de energía desde la red por parte de PMGD con componente de almacenamiento

Retiros de energía desde la red por parte de PMGD con componente de almacenamiento

Contexto :

- PMGD con componente de almacenamiento tienen la eventual capacidad de efectuar retiros de la red de distribución para carga de sus sistemas de baterías.
- No obstante, este debe ser considerado en su conjunto como una instalación que solo pueda inyectar hacia el sistema de distribución.
- No se encuentra bien definido y acotado qué se entiende por almacenamiento y sus características técnicas.

Necesidad Normativa:

- Se identifica la necesidad de establecer requerimientos técnicos específicos para los PMGD con componente de almacenamiento, con el fin de evitar el retiro de energía de la red de distribución para cargar dicha componente.
- Definir con claridad el alcance y límites de la componente de almacenamiento.

Retiros de energía desde la red por parte de PMGD con componente de almacenamiento



Propuesta :

- Se propone que los PMGD que posean sistema de baterías restrinjan la carga de las baterías desde la red de distribución.
- Esto podría incluir dispositivos de bloqueo físico o software de gestión energética que impidan la carga durante las horas pico o cuando la red esté bajo estrés.
- Estas medidas deberían ser verificadas a través de auditorías regulares y protocolos específicos para el monitoreo y control de estos sistemas.
- Acotar almacenamiento a baterías químicas fijas, las cuales se deben cargar con energía generada directamente por el energético primario.
- Curva de inyección debe ser consistente con capacidad de almacenamiento y capacidad de energético primario.



Gracias

Esta presentación es propiedad de CGE S.A. Tanto su contenido como su diseño están destinados al uso exclusivo de su personal.

©Copyright CGE, S.A

www.cge.cl

 [cge_energia](https://www.instagram.com/cge_energia)

|  [@CGEEnergia](https://www.facebook.com/CGEEnergia)

|  [CGE S.A.](https://www.linkedin.com/company/CGE-S.A.)

|  [@CGE_Energia](https://twitter.com/CGE_Energia)

|  [CGE Energía](https://www.youtube.com/channel/UCGEEnergia)