Documento de trabajo



Requisitos técnicos para la propuesta técnica para la instalación y operación de generación distribuida en sistemas de distribución en Perú

PERÚ Ministerio de Energía y Minas
cooperación alemana DEUTSCHE ZUSAMMENARBEIT
Implementada por giz
Con Punche Perú
BICENTENARIO DEL PERÚ 2021 - 2024

Requisitos técnicos para la propuesta técnica para la instalación y operación de generación distribuida en sistemas de distribución en Perú

Documento de trabajo



Dirección General de Eficiencia Energética - DGEE

Documento elaborado con asesoría técnica de Dr. Jairo Quirós-Tortós por encargo de la cooperación alemana para el desarrollo, implementada por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, a través del proyecto Distribución Eléctrica 4.0

Estudio

Requisitos técnicos para la propuesta técnica para la instalación y operación de generación distribuida en sistemas de distribución en Perú

Tabla de contenido

Resumen ejecutivo **5**
1. Introducción **7**
2. Generalidades de la GD **9**
2.1. Impactos de la GD 10
2.2. Capacidad de alojamiento 12
2.2.2. Medidas regulatorias: Importancia y reglamentos 15
3. Generación distribuida: desafíos y propuesta técnica de implementación 16
3.1. Desafíos en el proceso de masificación de GD 16
3.2. Propuesta técnica de implementación de GD 17
3.2.1. Elementos e información que debe contener la solicitud de conexión 20
3.2.2. Terminología y definiciones 21
3.2.3. Criterios de estudios de conexión y elaboración de anteproyectos 21
3.2.4. Criterios técnicos de diseño y operación 22
3.2.5. Condiciones para la conexión al sistema de distribución 23
3.2.6. Instalación de la GD, medición, comunicación, y protección 24
3.2.7. Intercambio de información 25
3.2.8. Exigencias para las pruebas de conexión 25
3.2.9. Requisitos técnicos para la operación en el sistema de distribución 26
3.3. Flujogramas de conexión 29
4. Referencias **35**
Anexo: Experiencias de otros países **36**
A. México 36
B. Brasil 40
C. Alemania 43
D. Italia 45
E. California 48

Resumen ejecutivo

La República del Perú ha iniciado diversas actividades para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el sector energético (así como en otros sectores). La cooperación alemana para el desarrollo, implementada por la GIZ, trabaja por encargo del Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de Alemania (BMZ), y tiene planeada una intervención en el sector energía de Perú, en la cual propone mejorar las condiciones regulatorias, institucionales y técnicas para la integración de Energías Renovables (ER) y el incremento de la Eficiencia Energética (EE) en sistemas de distribución, adaptar las directrices de inversión para las Empresas de Distribución Eléctrica (EDE), pilotear tecnologías innovadoras, implementar nuevos modelos de negocio y difundir el conocimiento generado a los diferentes actores.

Este documento presenta una lista de requisitos técnicos para la propuesta técnica para la instalación y operación de generación distribuida en sistemas de distribución en Perú. El mismo surge del proyecto titulado **"Lineamientos para selección de medidores inteligentes y propuesta para instalación y operación de la generación distribuida en Perú"**. En detalle, este informe presenta:

Generalidades de la generación distribuida

- Los retos tradicionales de los sistemas eléctricos han impulsado un modelo de generación en el cual unidades de generación se conectan directamente en las redes de distribución: la generación distribuida. La generación distribuida incluye unidades de pocos kW hasta varios MW, y no se limita al esquema de generación para autoconsumo ya que existe también la generación distribuida de mediana y gran escala. Las principales fuentes de energía utilizadas son la energía solar, eólica, hidroeléctrica, biomasa, los combustibles fósiles y el hidrógeno.
- La generación distribuida brinda beneficios económicos (e.g., menores costos capitales para suplir la demanda energética, por mejor utilización y extensión de la vida útil de los activos en el sistema de distribución, por modularidad que permite movilización de los equipos) sociales (e.g., independencia energética, democratización de la generación, reducción de emisiones, reducción de pérdidas), y técnicos (e.g., mejora el perfil de tensión en circuitos, menor impacto de la incertidumbre de fuentes renovables debido a la dispersión geográfica, reducción de pérdidas porque se evita el trasiego de grandes bloques de energía). La misma también trae nuevos desafíos para las empresas.
- La capacidad de alojamiento es la cantidad de generación distribuida que se puede instalar en un circuito de distribución sin impactar la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico y sin requerir adecuaciones de la red. Al alcanzar este límite sin ningún tipo de adecuación de red, aumenta la probabilidad de enfrentar efectos adversos en la operación de la red.

- Las capacidades de alojamiento no se mantienen constantes en el tiempo debido a posibles cambios topológicos en el circuito y cambios en carga y generación, por lo que se deben estimar con cierta periodicidad.

Generación distribuida: desafíos, impactos y propuesta técnica

- El despliegue de la GD a nivel mundial ha crecido de forma significativa producto de la costo-efectividad de la tecnología y políticas regulatorias que fomentan la renovabilidad del sistema eléctrico. Los países han utilizado diferentes normas y producido su código de red para mantener la calidad, eficiencia, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad de sistema eléctrico. Además, cada país ha establecido sus requisitos para la conexión de la GD.
- En el proceso de masificación o integración de la GD a las redes eléctricas, algunos países han identificado algunos desafíos que vale la pena resaltar con el objetivo de hacer un esfuerzo para fortalecer los procesos de cara a estos desafíos. Dentro de los desafíos presentes en la integración de la GD está el control y registro de los GDs existentes y solicitantes. El registro de esta información es un proceso que debe involucrar tanto al operador de la red, así como al ente gubernamental, de forma que se conozca el volumen de solicitantes de conexión, y además conocer con exactitud la penetración de GD actualizada.
- Se presenta una propuesta técnica de implementación de GD que incluye los elementos e información que debe contener una solicitud de conexión, terminología y definiciones relevantes, y criterios de estudios de conexión y elaboración de anteproyectos. La propuesta incluye criterios técnicos de diseño y operación y condiciones para la conexión de generadores distribuidos al sistema de distribución. Dicha propuesta surge de la revisión de experiencias de otros países a nivel mundial, cuyos detalles se presentan en el anexo.
- La propuesta técnica incluye detalles sobre la instalación de la GD, los sistemas de medición, comunicación y protección necesarios (alineado a la información relacionada con la medición inteligente). Se establecen ciertos criterios de intercambio de información y las exigencias para pruebas de conexión. La propuesta finalmente establece requisitos técnicos para la operación del GD en el sistema de distribución.
- La propuesta se complementa con flujogramas y un formulario para solicitud de interconexión que podrían ser de utilidad a las EDE en sus procesos internos.

1. Introducción

La República del Perú, a través del Ministerio del Ambiente (MINAM) y el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), ha iniciado actividades diversas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el sector energético (así como en otros sectores). El Inventario Nacional de GEI (INGEI) del año 2016 (MINAM, 2021) resalta la participación del sector energía (incluido el sector transporte) en las emisiones de GEI totales del país, situando al sector en la segunda casilla de participación, por debajo del sector agricultura, forestal y otros usos del suelo (AFOLU por sus siglas en inglés).

La actualización de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDCs por sus siglas en inglés) presentada en diciembre de 2020 a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático [CMNUCC, (Gobierno del Perú, 2020)] resalta el compromiso del Gobierno del Perú en limitar sus emisiones de GEI a un máximo de 179 MtCO2eq en el año 2030. Tres de las 18 medidas en el sector energía se refieren directamente a las empresas de distribución eléctrica: Recambio de alumbrado público por LED, generación distribuida (GD), y promoción de vehículos eléctricos (VEs).

Así mismo, el Gobierno de Perú presentó el estudio de costos y beneficios de la carbono neutralidad (Quirós-Tortós et al., 2021) en el cual se resalta los diversos beneficios de la transición del sector energético hacia una economía baja en emisiones que incluye la incursión de la GD en el sector energético y el despliegue de las redes eléctricas inteligentes. A lo anterior, y planeando la transición que vivirá el sector energético en los próximos años, es importante que se brinden insumos a los diferentes actores del sector energético para avanzar con nuevos lineamientos e insumos para aumentar el despliegue de la medición inteligente e incrementar la penetración de la GD en las redes eléctricas de Perú.

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de la República del Perú cerró el año 2020 con una capacidad instalada de energía solar de cerca de 265 MW, la mayoría de la cual se ha instalado en media tensión con baja penetración a nivel de los clientes finales. Este número de GDs conectados en media tensión, también conocidos como *utility-scale*, se espera que aumente en los próximos años. Además, los decrecientes costos tecnológicos conllevarán a una mayor adquisición por parte de los usuarios finales; es decir, se espera un aumento del número de instalaciones en los puntos de conexión de los clientes (*behind the meter*). El gran reto para los planificadores de las empresas de distribución eléctrica (EDE) es que no se sabe dónde se realizarán las futuras conexiones en las redes, lo cual introduce un mayor grado de incertidumbre. A su vez, se deben definir lineamientos sobre los sistemas de medición que permitirán conocer con buena precisión la producción de estos sistemas.

Existe una clara segmentación de actividades entre generación, transmisión y distribución. La electricidad es generada por empresas públicas y privadas, es transmitida por empresas privadas y en el sector distribución existen 25 empresas (entre públicas y privadas) que se

les fija el Valor Agregado de Distribución. Las 3 empresas privadas de electricidad más grandes abastecen a Lima metropolitana (ENEL y Luz del Sur) y cuenta con concesiones de distribución en territorios ubicados en los departamentos de Ica, Huancavelica y Ayacucho (Electrodunas) y en conjunto tienen una participación de mercado a nivel nacional de aproximadamente el 60%, mientras que las otras abastecen al resto de las regiones del Perú. Cabe resaltar que son 11 empresas (Hidrandina, Electrocentro, Electro Sur Este, Electronoroeste, Electro Oriente, SEAL, Electronorte, Electro Puno, Electrosur, Electro Ucayali y ADINELSA) gestionadas por el Fondo Nacional de Funcionamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE).

La Ley 28832 (Gobierno del Perú, 2006) establece pautas para la venta de energía al sistema eléctrico del país de aquellos actores con GD de mediana o gran escala, incluso para ventas al mercado de corto plazo administrado por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES). Por otro lado, la GD para autoconsumo, que suele referirse a aquella que es instalada por los clientes finales, suele ser primordialmente solar fotovoltaico, y su fin primordial es satisfacer parcial o totalmente su consumo eléctrico, se define en el Decreto Legislativo N° 1221 (Gobierno del Perú, 2015). Sin embargo, ambas normas son aún inaplicables ya que falta establecer el reglamento, por ejemplo, la capacidad límite y otras condiciones técnico-comerciales deben ser aprobadas en el reglamento de GD, el cual está en revisión.

Dicho reglamento en revisión fue elaborado por el MINEM y pre-publicado en agosto del 2018 mediante la Resolución Ministerial N° 292-2018-MEM/DM (MINEM, 2018). Este reglamento recoge los alcances establecidos para la GD en la Ley 28 832 y el Decreto Legislativo 1221. El mismo define la GD de mediana escala a sistemas entre 200 kW y 10 MW que se conectan a redes eléctricas de media tensión y no distingue por tipo de tecnología. De igual forma, se define GD para autoconsumo, llamada micro GD, a sistemas de hasta 200 kW conectada a redes de media o baja tensión aplicable a energías renovables con opciones de inyección de excedentes a la red de distribución en la modalidad de *net-metering*, como créditos de consumo que tendrán una vigencia de recuperación de un año calendario. Por su tamaño, más allá de los requerimientos de conexión no se le exige a los usuarios coordinación ni con las EDE ni con el COES.

La cooperación alemana para el desarrollo, implementada por la GIZ, trabaja por encargo del Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de Alemania (BMZ), y tiene planeada una intervención en el sector energía del Perú, en la cual propone mejorar las condiciones regulatorias, institucionales y técnicas para la integración de Energías Renovables (ER) y el incremento de la Eficiencia Energética (EE) en sistemas de distribución, adaptar las directrices de inversión para las EDE, pilotear tecnologías innovadoras, implementar nuevos modelos de negocio y difundir el conocimiento generado a los diferentes actores.

El módulo de Cooperación Técnica (CT) propuesto, forma parte del programa de cooperación "Desarrollo Urbano Sostenible en Tiempos de Cambio Climático en Perú" que promueve el suministro de bienes y servicios (agua, movilidad eléctrica, energía y alcantarillado/ eliminación de desechos) a la creciente población urbana del Perú de forma respetuosa con el medio ambiente y el clima y sostenible en el contexto del cambio climático. El módulo Distribución Eléctrica 4.0 contribuirá a mejorar los requisitos regulatorios, institucionales y técnicos para que las EDE que integren ER y actividades de EE. Así mismo, el proyecto apoya a las organizaciones seleccionadas del sector público con respecto a la integración de las medidas ER y EE en su planificación de inversiones a mediano plazo. El proyecto busca promover la modernización del sector eléctrico, el uso eficiente de los recursos energéticos y reducir el consumo de combustibles fósiles en el país, apoyando a las iniciativas de innovación tecnológica y eficiencia energética, y la implementación de las NDCs.

El presente informe representa una serie de requisitos técnicos para la propuesta técnica para la instalación y operación de generación distribuida en sistemas de distribución en Perú. El mismo resulta del estudio titulado "**Lineamientos para selección de medidores inteligentes y propuesta para instalación y operación de la generación distribuida en Perú**" que se basa en estudios de caso de cinco países con avances importantes en la materia, los cuales se detallan en el anexo.

2. Generalidades de la GD

Los sistemas eléctricos de potencia se han desarrollado y operado bajo una estructura tradicionalmente basada en la producción de electricidad a gran escala. La estructura inicia con los grandes centros de generación (hidroeléctricas de embalse, de filo de agua, plantas eléctricas de gas natural, a base de carbón o bien térmicas a base de diésel/bunker), seguido por las redes eléctricas de transmisión, que interconectan los centros de generación con los centros de carga altos niveles de tensión para reducir las pérdidas, y las redes eléctricas de distribución, donde se comercializa la energía eléctrica para los clientes finales.

Esta arquitectura tradicional presenta un flujo de potencia unidireccional; es decir, la potencia viaja de los centros de generación a los centros de carga. Además, esta arquitectura considera a los abonados como agentes pasivos, y la generación se opera y controla de forma centralizada, usualmente desde un centro de control. En años recientes, restricciones técnicas, económicas, sociales y ambientales han puesto a prueba esta arquitectura tradicional, de tal forma que surgen desafíos a saber:

- Aumento en los costos asociados al desarrollo de proyectos de generación centralizados y de proyectos de expansión de la red de transmisión.
- Menor aceptación popular a la construcción de infraestructura eléctrica de gran escala.
- Incrementos en los requerimientos de manejo ambiental y obtención de permisos para construcción.

- Presión social para reducir las emisiones del sector de generación.
- Retos técnicos en la integración a gran escala de fuentes renovables intermitentes.
- Mayor preocupación ante la incertidumbre asociada al cambio climático y su impacto en una matriz dominada por fuentes hidroeléctricas.

Los retos anteriores han impulsado un modelo de generación que ha estado presente en los sistemas eléctricos por décadas: unidades de generación conectadas directamente en las redes de distribución. La GD está constituida por unidades de generación instaladas directamente en las redes de distribución (Dugan & McDermott, 2002). Incluye unidades de pocos kW hasta varios MW, y no se limita al esquema de generación para autoconsumo ya que existe también la GD de mediana y gran escala. Las principales fuentes de energía utilizadas son la energía solar, eólica, hidroeléctrica, biomasa, los combustibles fósiles y el hidrógeno.

Muchos son los países que han incursionado en la GD, lo que ha llevado a un cambio de paradigma en la planificación y operación del sector eléctrico. Países como Alemania, China, Estados Unidos (y principalmente el estado de California), Inglaterra, México, Chile, Costa Rica, entre otros, han hecho estudios detallados y adecuaciones regulatorias para habilitar una mayor penetración de esta tecnología. El concepto de nivel de penetración se utiliza para medir los niveles de adopción de GD en el sistema de distribución. Los niveles de penetración se definen según los objetivos propuestos en los programas y el área en el cual se quiera calcular; se puede definir por ramal, por sección de red o para la red de distribución entera.

2.1. Impactos de la GD

La GD brinda beneficios económicos (e.g., menores costos capitales para suplir la demanda energética, por mejor utilización y extensión de la vida útil de los activos en el sistema de distribución, por modularidad que permite movilización de los equipos) sociales (e.g., independencia energética, democratización de la generación, reducción de emisiones, reducción de pérdidas), y técnicos (e.g., mejora el perfil de tensión en circuitos, menor impacto de la incertidumbre de fuentes renovables debido a la dispersión geográfica, reducción de pérdidas porque se evita el trasiego de grandes bloques de energía). La misma también trae nuevos desafíos para las empresas. A continuación, se describen posibles efectos de interés para las EDE (Hederman, 2014):

- Aumento de la tensión debido a la inyección de potencia activa en circuitos cuyas líneas aéreas o cables presentan relaciones R/X (resistencia/reactancia) altas. Cuando hay pocos generadores conectados en la red de distribución, dichos generadores mejoran el perfil de tensión. Sin embargo, a medida que aumenta el nivel de penetración de la GD, mayor la probabilidad de que se presenten aumentos de las tensiones, lo cual crea un problema de calidad de producto. Los aumentos de tensión pueden provocar a su vez malfuncionamiento o daños a equipos de los usuarios.

- Variaciones en las tensiones de operación a nivel de media y baja tensión por la inyección intermitente de los GDs por las fuentes renovables. Estas variaciones pueden provocar el accionamiento más frecuente de cambiadores automáticos de derivaciones de transformadores, reguladores de tensión y bancos de capacitores con conexión y desconexión automática.
- Aumento de las corrientes de cortocircuito según la contribución de los generadores a fallas. En el caso de generadores rotativos, las corrientes de cortocircuito pueden ser tres hasta cinco veces la corriente nominal del generador. En el caso de generadores con inversores, la contribución de la corriente de falla puede ser de 1 a 1.2 veces la corriente nominal del inversor. Los aumentos en las corrientes de falla pueden requerir revisión de la coordinación de las protecciones o incluso el reemplazo de elementos de protección si las nuevas corrientes de falla superan la capacidad de interrupción de estos dispositivos.
- Desensibilización o reducción de alcance de elementos de protección cuando los generadores se encuentran entre el elemento de protección y la falla. Esto puede provocar retrasos en la actuación del elemento de protección durante una falla, lo cual aumenta la probabilidad de daño de los activos de red.
- Distorsión de la onda de tensión de los circuitos de distribución por corrientes armónicas inyectadas por la electrónica de potencia de los inversores de generadores con fuentes renovables.
- Flujos de potencia inversos desde los puntos finales del circuito hacia la subestación que pueden provocar malas operaciones de reguladores de tensión que se usan usualmente en circuitos rurales largos.
- Creación de islas no intencionadas cuando secciones de la red de distribución se aíslan de la red, por accionamiento de las protecciones, y los GDs de dichas secciones se mantienen alimentado cargas. Esto representa un peligro para personal de la compañía de distribución en labores de mantenimiento y restauración. Además, se pueden presentar problemas de sincronización cuando se reestablece la conexión de la sección en isla.
- Cambios en las pérdidas técnicas en los circuitos. A niveles de penetración relativamente bajos las pérdidas técnicas se reducen al haber menor circulación de corriente sobre conductores y transformadores gracias a la ubicación de los generadores cerca de los centros de consumo. A niveles excesivos de GD, que superara incluso la carga en el circuito, se podría notar un aumento en las pérdidas.

Los mayores impactos de la GD en las redes eléctricas dependen de la cantidad kW instalados (o nivel de penetración), su ubicación en la red, la tecnología (fotovoltaica, eólica, hidro, etc) y la hora del día (Lucian, Mihail, & Dorin, 2014). Según estudios previos, la ubicación de la GD en los circuitos determina en gran medida si se presentarán problemas o no (Valverde et al., 2015). Por ejemplo, si en un circuito se tienen 2 MW de generación bien distribuidos a lo largo del circuito, es posible que el impacto a la red sea imperceptible. Sin

embargo, si esos 2 MW estuvieran concentrados en una sola porción del circuito, la cantidad de problemas que se podrían presentar es muy alta.

Para conocer los posibles impactos de la generación conectada en los circuitos de distribución, las EDE deben hacer estudios detallados de la red mediante simulaciones (Hederman, 2014). Estas permiten conocer las secciones de red con mayor probabilidad de presentar problemas e identificar medidas correctivas como configuración de inversores inteligentes para regular tensión u otras medidas más costosas como adecuaciones e inversiones en la red. Estudios enfocados en analizar la capacidad de alojamiento de GD en un circuito se detallan en la siguiente sección.

2.2. Capacidad de alojamiento

La capacidad de alojamiento es la cantidad de GD que se puede instalar en un circuito de distribución sin impactar la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico y sin requerir adecuaciones de la red (Stanfield et al., 2017), (Rylander et al., 2015). Al alcanzar este límite sin ningún tipo de adecuación de red, aumenta la probabilidad de enfrentar efectos adversos en la operación de la red. Las capacidades de alojamiento no se mantienen constantes en el tiempo debido a posibles cambios topológicos en el circuito y cambios en carga y generación, por lo que se deben estimar con cierta periodicidad.

Los estudios de capacidad de alojamiento se basan en simulaciones por computadora de escenarios futuros de alta penetración de GD (NREL, 2019). Para esto, los modelos de todos los elementos del circuito (líneas aéreas y subterráneas, elementos de protección y seccionamiento, elementos de regulación, transformadores, acometidas y cargas) se extraen de la información disponible en los Sistemas de Información Geográfica (SIG) de las distribuidoras. De modo que el primer paso para obtener una buena estimación de la capacidad de alojamiento de GD es la utilización de un modelo depurado de los circuitos de distribución en el SIG.

Los estudios de capacidad de alojamiento se pueden usar para hacer más expeditos los estudios de interconexión de los GDs en los circuitos de distribución (Secretaría de Energía, 2016). Cuando se realiza una solicitud de interconexión, el operador de la red puede aceptar la solicitud sin necesidad de realizar estudios adicionales con la seguridad de que la interconexión no comprometerá la calidad ni la continuidad del sistema de distribución. Cuando una solicitud de interconexión sobrepasa la capacidad de alojamiento en esa sección del circuito, se recomienda realizar estudios adicionales para revisar si el proyecto no causará problemas a la red o para determinar las adecuaciones de red que se necesitan para permitir la interconexión del nuevo proyecto sin comprometer la correcta operación y la confiabilidad del circuito (Secretaría de Energía, 2016).

Los estudios de capacidad de alojamiento facilitan la estimación de la capacidad real de los circuitos para albergar GD (EPRI, 2012). Esto permite a los clientes conocer las zonas donde

ya no se puede instalar y donde hay vía libre de instalación. Además, brinda información del tamaño de los generadores que sí se podrían instalar en puntos particulares de los circuitos.

2.2.1.1. Aspectos que afectan la capacidad de alojamiento

Los principales factores que definen la cantidad de GD que pueden ser instalados en un circuito de distribución sin necesidad de realizar modificaciones al sistema de distribución son (Valverde et al., 2015):

- Localización y comportamiento de la demanda del circuito.
- Localización y comportamiento de la generación en el circuito.
- La topología y características del circuito.

Una combinación de altas concentraciones de generación con poca demanda en tiempo y espacio conllevarán a los mayores impactos de los generadores en el circuito. Además, las propiedades de cada circuito como su longitud, el calibre de conductores y el nivel de tensión de operación, afectan la cantidad de generadores a conectar en cada circuito. Como cada circuito tiene características particulares, la capacidad de alojamiento en un circuito no necesariamente será similar al de otro circuito con el mismo nivel de tensión nominal o de longitud similar. Por este motivo, se debe estimar la capacidad de alojamiento en cada circuito de manera independiente sin realizar extrapolaciones.

2.2.1.2. Evaluación de capacidad de alojamiento

En los estudios de capacidad de alojamiento se revisa que los GDs no conlleven a problemas en calidad de energía, de confiabilidad y continuidad del servicio (Smith & Rylander, 2016). Los principales criterios utilizados en los estudios de capacidad de alojamiento se encuentran (EPRI, 2012), (Warner, 2016), (Palmintier et al., 2016).

2.2.1.2.1. Aumento de tensiones en régimen permanente

De acuerdo con los parámetros de calidad de energía en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), las redes de distribución se deben mantener con tensiones de ±5% con respecto de la tensión nominal durante la mayor parte del tiempo en las zonas urbanas, y en media tensión. Para las zonas rurales, según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER) los niveles de tensión deben estar dentro de ±7.5% del valor nominal en baja tensión, y dentro de ±6% del valor nominal en media tensión. Las inyecciones de potencia de los GDs pueden provocar aumentos de tensión en media y baja tensión, especialmente en escenarios de alta penetración de GD. El incremento de tensiones dependerá de la potencia inyectada, las características del circuito de distribución y la concentración geográfica de los generadores. El criterio de evaluación del Osinergmin de Perú establece que la tensión en nodos de media y baja tensión no debe superar el valor de 1.05 p.u.

2.2.1.2.2. Variaciones de tensión

La naturaleza intermitente de la potencia de salida de los GDs puede afectar la calidad de energía en el circuito. En específico, las variaciones de la potencia de salida conllevan a fluctuaciones rápidas de tensión que pueden provocar interrupción de equipo sensible o la operación más frecuente de equipos reguladores de tensión.

2.2.1.2.3. Sobrecarga de equipos y conductores

En condiciones de altos niveles de penetración de GD donde se supera excesivamente la demanda y se presentan flujos de potencia inversos, algunos equipos podrían ver superada su capacidad nominal y sufrir daños. El criterio de evaluación consiste en determinar la capacidad instalada de generadores que conllevaría a corrientes superiores al 100% de la capacidad/ampacidad de conductores, transformadores de distribución y reguladores por flujos inversos.

2.2.1.2.4. Flujos de potencia inversos

Por la inyección de potencia de los GDs, es posible que secciones de un circuito presenten flujos de potencia inversos, o sea flujos de potencia desde las cargas hacia la subestación. Para estos escenarios, transformadores o reguladores de línea con derivaciones bajo carga pueden enfrentar problemas. El criterio de evaluación por flujo inversos consiste en identificar la capacidad de generación que produciría flujos inversos en reguladores de tensión que no están en capacidad de operar con flujos bidireccionales (Warner, 2016).

2.2.1.2.5. Reducción de alcance

Un elemento de protección experimentará una reducción de alcance cuando la contribución de falla de la GD provoque una reducción de la corriente vista por el elemento. Esto puede llevar a retardos del disparo o la incapacidad del equipo de protección de detectar la falla (Seuss et al., 2017). La reducción de alcance ocurrirá cuando los generadores con aporte a fallas se encuentren localizados entre el elemento de protección y la falla.

2.2.1.2.6. Disparo indebido

Se presenta cuando el aporte de corrientes de falla de los GDs en un circuito provoca el disparo indebido de su interruptor durante la falla en un circuito aledaño. A este fenómeno se le conoce como *sympathetic tripping* en inglés. El disparo indebido puede ocurrir cuando la corriente desde el alimentador con GD hacia el otro circuito excede la corriente de arranque (*pick – up*) por falla a tierra (corrientes de secuencia cero) (Sandia National Labs, 2015), (EPRI, 2012). El criterio de evaluación consiste en determinar la capacidad de GD que provocaría un aumento máximo permitido en la corriente de falla a tierra, visto en el interruptor principal, con respecto al caso sin aporte de los generadores (Seuss et al., 2017).

2.2.1.2.7. Aumento de corriente de falla

El incremento de las corrientes de falla que circulan por los elementos de protección dependerá de la ubicación de los generadores con respecto a dichos elementos y la falla.

Los generadores que se encuentran aguas debajo de la falla contribuyen aditivamente a la corriente de falla. El criterio de evaluación por aumento de corriente de falla consiste en identificar la capacidad de generación que provocaría un aumento máximo permitido de la corriente de falla en cualquier elemento de protección a nivel de MT.

2.2.2. Medidas regulatorias: Importancia y reglamentos

Tal y como se expuso en las secciones anteriores, la integración de GD a las redes eléctricas de distribución puede generar impactos, los cuales limitan la capacidad de alojamiento. Dado esto, es de vital importancia que la masificación de GD se realice mediante un plan de integración, en donde se vele por la seguridad de la red eléctrica, los operadores del sistema de generación, así como los operadores de la red.

En países como México, Brasil e Italia, entre otros, se han implementado reglamentos que regulan esta práctica. Estos reglamentos buscan regular la capacidad instalada de GDs, procedimientos de conexión, esquemas tarifarios, entre otros.

En los reglamentos se deben involucrar las partes competentes y las interesadas, tales como entidades regulatorias, entidades acreditadoras de normas técnicas, operadores de la red, clientes del servicio eléctrico, ministerios de energía, centros de control de plantas generadoras. Dentro de los alcances de los reglamentos, las regulaciones técnicas son las más importantes, por ello se han creado algunas normas internacionales, que pueden ser utilizadas como referencia o bien adoptarlas de acuerdo con las necesidades de cada país, a continuación, se resume cada una de ellas:

- IEEE1547: Es un estándar para la integración de los recursos energéticos distribuidos donde se establecen criterios para el diseño, interconexión, operación, monitoreo, y control. Además, proporciona guías para desarrollar estudios de impacto de la GD.
- IEC 62109-1: Se utiliza para equipos de conversión destinados a los sistemas fotovoltaicos. En la norma se cubren los requisitos para el diseño y fabricación de inversores de forma que se minimice los riesgos de electrocución, fuego, mecánicos, entre otros.
- IEC 62109-2: Cubre la seguridad de los inversores, con el objetivo de que cumplan con el desempeño y otras funciones. Los inversores dentro del alcance de esta norma pueden ser interconectados a la red, aislados, híbridos, entre otros. Este estándar debe ser usado en conjunto con IEC 62109-1.
- IEC 62109-3: Este estándar se utiliza para asegurar la seguridad de los dispositivitos electrónicos y mecánicos que son parte de los módulos fotovoltaicos.
- IEC 62116: tiene como alcance proveer los procedimientos de pruebas para evaluar el rendimiento de la función anti-isla para sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.

- Estudios técnicos del impacto en la red: Usualmente no se muestra como un estándar. Las compañías distribuidoras tienen su propio protocolo, el cual se determina en función del reglamento de cada país. En el estudio de impacto se busca evaluar si con la inclusión de GD los parámetros se mantienen dentro de los rangos aceptables o no, y con esto poder tomar decisiones respecto a proceder o no con la instalación del generador distribuido.

3. Generación distribuida: desafíos y propuesta técnica de implementación

3.1. Desafíos en el proceso de masificación de GD

En el proceso de masificación o integración de la GD a las redes eléctricas, algunos países han identificado algunos desafíos que vale la pena resaltar con el objetivo de hacer un esfuerzo para fortalecer los procesos de cara a estos desafíos. A continuación, se mencionan algunos desafíos importantes presentes en la masificación de la GD.

Dentro de los desafíos presentes en la integración de la GD está el control y registro de los GDs existentes y solicitantes, ya que, al no tener una base de datos con dicha información, se desconoce el estado del país en temas de GD, y a su vez este desconocimiento puede ocasionar problemas técnicos severos. El registro de esta información es un proceso que debe involucrar tanto al operador de la red y al ente gubernamental de forma que se conozca el volumen de solicitantes de conexión, y precisar con exactitud la penetración de GD actualizada. Dependiendo de los países y la estructura del sector eléctrico, los instaladores podrían también jugar un rol activo en el registro de los sistemas.

Igualar la capacidad instalada de GD con capacidad permitida, trae consigo retos importantes, si bien es cierto se puede tomar la decisión de frenar la implementación de nuevos generadores, esto crearía un descontento social, y a su vez de deja de percibir el aporte de nuevos generadores con energías renovables que ayudan a lograr objetivos de carbono neutralidad.

Por otro lado, una vez que la capacidad instalada de GD iguala la capacidad permitida, se puede tomar la decisión de continuar aceptando solicitudes de conexión, pero en este nivel de penetración se recomienda evaluar la capacidad de la red para conectar nuevos generadores. Esta evaluación de la red podría convertirse un reto para algunos operadores de la red, ya que se necesita una base de datos actualizada y detallada de la red eléctrica tanto en baja como media tensión, que permita hacer distintas simulaciones.

Es una tendencia que una vez que se establecen reglamentos y regulaciones para la GD, se dé un inicio lento que luego se convierte en un rápido crecimiento de los GDs conectados a la red de distribución (Grandel, 2017). Este rápido crecimiento puede ser crítico se hace de forma descontrolada ya que puede ocasionar que aumenten los tiempos de respuestas de los operadores de la red y la necesidad de la simplificación de trámites.

Idealmente, todos los GDs deben ser inscritos ante el ente operador. Sin embargo, cabe la posibilidad de que surjan generadores “clandestinos” que se conecten a la red de distribución sin solicitar la conexión. Esto tiene como riesgo que instalen equipos que no poseen certificaciones que garanticen la correcta operación y seguridad. Dado lo anterior, es necesario que en los reglamentos se cubra este tema para evitar este tipo de generadores.

3.2. Propuesta técnica de implementación de GD

Los códigos de red definen el conjunto de reglas estipuladas para la operación segura y confiable de los sistemas de potencia y los mercados eléctricos. Estos códigos permiten el correcto funcionamiento de los operadores de red, los generadores y los consumidores que componen el sistema de potencia (IRENA, 2016).

Dentro de los códigos de red se encuentran los códigos de interconexión de generadores renovables de gran y pequeña escala. El cumplimiento de estos códigos de red a nivel internacional ha permitido aumentar la penetración de energías renovables variables en los sistemas de potencia.

La GD no se escapa del cumplimiento de códigos de red que especifican los requerimientos técnicos y de diseño mínimos de los generadores de forma de que su desempeño sea compatible con la estabilidad y confiabilidad del sistema de potencia.

El creciente número de generadores en la red de distribución requieren de reglas claras sobre cómo estos generadores deben conectarse a la red eléctrica y cómo deben responder ante diferentes tipos de perturbaciones y condiciones de red.

Los objetivos de los códigos de red se pueden resumir en los siguientes puntos:

- El abastecimiento eléctrico para todos los clientes debe cumplirse en todo momento.
- La tensión y frecuencia del sistema de potencia debe mantenerse dentro de los límites permitidos para evitar daños a equipos conectados a la red.
- El sistema debe ser capaz de recuperarse rápidamente después de perturbaciones.
- En todo momento el sistema de potencia debe operar sin poner en peligro a las personas y personal de las EDE.

En muchos lugares a nivel internacional, el operador de red solicita el cumplimiento del código de red como requisito para la conexión de los generadores. El código puede servir como requerimiento legal para los generadores ya conectados quienes pueden ser penalizados si los requerimientos de operación solicitados no se cumplen. Finalmente, los códigos de red pueden servir para asegurar que los dueños de los generadores sean tratados

de manera justa en términos de conexión a la red mientras se asegura la estabilidad y confiabilidad del sistema de potencia. Además, es importante que los códigos de red sean igual en todo el país, independientemente de la compañía distribuidora, limitando así a la compañía distribuidora de dictar medidas regulatorias que puedan afectar el desarrollo de la GD.

Dada la importancia de los códigos de red, se plantea una implementación en 2 etapas, la primera consiste en el arranque de la penetración de la GD, en donde se deben llevar a cabo estudios técnicos de impactos de la GD en la red de distribución, de forma tal que se pueda tener un estimado de la capacidad de alojamiento de los circuitos. En esta etapa se permitirá interconectar sistemas de GD en circuitos donde no se haya sobre pasado la capacidad de alojamiento previamente estimada.

La segunda etapa consiste en habilitar control inteligente de los generadores, de forma que pueda aportar a mitigar el impacto generado por su operación en la red, para esto se requiere por ejemplo el uso de inversores inteligentes que permitan controles como Volt/Var, Volt/Watt, y respuesta a la frecuencia. La implementación de estos controles permite lograr una mayor penetración distribuida ya que se logra minimizar el impacto.

En la Figura 4 se muestra el diagrama de flujo que representa el proceso propuesto para la conexión de GDs, y a continuación, se detalla cada uno de los procesos:

1. Solicitud de conexión: en este paso se busca que el cliente exprese el deseo de instalar un generador distribuido, en donde se comparte con la compañía distribuidora información técnica del proyecto.
2. Análisis de conexión al sistema de distribución: la compañía distribuidora debe evaluar con base en la información contenida en la solicitud de conexión y la capacidad de alojamiento si el generador distribuido puede operar sin perturbar la red de forma que no se sale de los rangos operativos permitidos. Por otro lado, en el análisis se debe verificar que se van a instalar equipos que cumplan con certificaciones que garanticen la seguridad operativa de la red eléctrica, por ejemplo, certificaciones como la IEEE1547 y UL1741, que establecen límites operativos mínimos que deben cumplir los equipos, así como procedimientos de interconexión de ellos.
3. Respuesta de solicitud de conexión: La compañía distribuidora deberá verificar si la información enviada está completa, de otra forma el solicitante deberá completar la información o documentos faltantes. Una vez se entrega la documentación completa en el análisis se podrían concluir 2 cosas: a) El sistema distribuido puede operar sin generar problemas técnicos en la red de distribución, y se da el visto bueno para proceder con la instalación. b) Considerando el generador distribuido en cuestión y los que ya están conectados, se supera la capacidad de alojamiento del circuito. Ante esto, el cliente podrá solicitar un estudio más avanzado de la red en donde se

indique si el generador puede operar sin generar impactos negativos en la red de distribución o bien si es necesario mejoras en la red para su óptima integración al sistema eléctrico. Los costos de este estudio complementario los debe asumir el cliente interesado, así como las mejoras necesarias en la red (en caso de ser necesario).

4. Instalación: Una vez la compañía distribuidora da el veredicto del análisis de la conexión del generador distribuido al sistema de distribución, se puede proceder con las modificaciones a la red eléctrica mediante una empresa autorizada para tal servicio. Y su vez se puede proceder con la instalación del generador distribuido. En esta etapa, el cliente debe compartir con la compañía distribuidora la totalidad de los planos constructivos.
5. Inspecciones: se debe inspeccionar con un profesional o institución neutral como por ejemplo el Colegio de Ingenieros del Perú para verificar que la instalación del generador cumple con la normativa vigente. Además, la compañía distribuidora debe inspeccionar que el cliente instaló el sistema de acuerdo con la información dada en la solicitud y también, se deben hacer las pruebas de interconexión garantizando que el generador opera tal y como lo dicta el eventual reglamento. Es necesario que ambas inspecciones tengan un buen resultado para proceder con el proyecto.
6. Contrato: con ambas inspecciones aprobadas, se procede con la firma del contrato por parte del cliente y la compañía distribuidora, en este contrato se debe establecer las responsabilidades de las partes, así como las cláusulas a seguir en caso de que ocurra alguna condición no deseada.
7. Puesta en marcha: Se procede a el arranque del generador dando este momento como el fin del proceso de interconexión.

Es necesario determinar el tiempo disponible para las partes en cada una de las etapas, de forma que el proceso de conexión del generador no tome tiempos excesivos y a su vez no se vuelva una barrera de la inserción de la GD. Además, se recomienda que el proceso de conexión sea estandarizado entre las distintas compañías distribuidoras. En la Tabla 1, se proponen los plazos que tiene cada involucrado para ejecutar la etapa correspondiente.

Tabla 1: Plazos propuestos para la interconexión de GDs.

Etapa	Plazo	Responsable
Respuesta de solicitud de conexión	15 días naturales	Compañía distribuidora
Completar información pendiente en la solicitud de conexión	7 días naturales	cliente solicitante
Estudio complementario	30 días naturales para generadores menores a 250 kW y 90 días naturales para generadores mayores o iguales a 250 kW.	compañía distribuidora
Instalación	90 días naturales para sistemas menores a 250 kW. 180 días naturales para generadores	cliente solicitante

	mayores o igual a 200 kW. Los plazos pueden ser prorrogables con la justificación correspondiente.	
Inspección 1	15 días naturales	Inspector externo del Colegio de Ingenieros del Perú
Inspección 2	15 días naturales	Compañía distribuidora
Firma de contrato	7 días naturales	Compañía distribuidora y cliente solicitante.
Puesta en marcha	7 días naturales	Compañía distribuidora y cliente solicitante.
Reporte del generador al Ministerio de Energía y Minas	7 días naturales	Compañía distribuidora

Es de vital importancia que exista un registro por parte del Ministerio de Energía y Minas, por lo que la compañía distribuidora debe el contrato una vez se firme por ambas partes. Esto permite que a nivel gubernamental se lleve un control y la estadística de la penetración de GD en Perú.

3.2.1. Elementos e información que debe contener la solicitud de conexión

Tal y como se describe en la sección anterior la solicitud de conexión es el primer paso por ejecutarse para la implementación del generador distribuido. Este tiene como objetivo expresar la compañía distribuidora la intensión de instalar un generador en su área de concesión. Además, esta solicitud busca dar a conocer las características técnicas del eventual generador, y que de esta forma dicha información sea utilizada en los estudios de red necesarios para evaluar la inclusión del generador a la red de distribución. La solicitud debe contener al menos la siguiente información:

- Información legal del cliente solicitante.
- Contacto del solicitante.
- Firma del solicitante
- Potencia nominal del generador en kW
- Fuente de energía utilizada por el generador
- Cantidad, modelo y marca de equipos a instalar. Ejemplo: módulos fotovoltaicos e inversores.
- Fichas técnicas de los equipos a instalar.
- Certificados de los equipos a instalar.
- Tensión de operación del equipo generador conectado a la red eléctrica.
- Tipo de conexión del generador, ejemplo: trifásico delta, trifásico estrella, banco monofásico para formar trifásico, monofásico.

- Capacidad del transformador del generador (si aplica)
- Indicar si es una ampliación o es un sistema nuevo.
- Indicar si es un proyecto conectado a la red eléctrica. En caso de ser aislado solo se requiere una declaración del sistema, de forma que se tenga un registro de la cantidad de generadores instalados.

3.2.2. Terminología y definiciones

- Capacidad de alojamiento: es la cantidad de GD que se puede instalar en un circuito de distribución sin impactar la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico y sin requerir adecuaciones de la red.
- Cliente: persona física o jurídica que posee un contrato vigente de suministro de energía con la compañía distribuidora.
- Solicitante: Cliente que solicita los permisos para la instalación y operación de un generador distribuido.
- Productor: Cliente que cuenta con un generador distribuido.

3.2.3. Criterios de estudios de conexión y elaboración de anteproyectos

Para la integración de GDs a la red de distribución se debe evaluar ciertos aspectos que permitan decidir si el generador operará de forma segura en el momento que se conecte a la red de distribución. Cabe mencionar que para cada solicitud de conexión es necesario realizar el respectivo estudio ya que cada caso es una nueva modificación a la red, por lo que el escenario planteado es diferente para cada caso.

Cabe mencionar que previo a cada solicitud de conexión, la compañía distribuidora debe tener determinado la capacidad de alojamiento de cada circuito y esto sirve como punto de partida para el análisis. En la Figura 4 se muestra el diagrama de flujo que representa el proceso del estudio de conexión del generador distribuido.

Como primer análisis se debe verificar lo siguiente:

- La sumatoria de las potencias de todos los GDs instalados en el circuito de baja tensión correspondiente más el generador que solicita la conexión, no supera la capacidad del transformador, ni tampoco la capacidad de trasiego de las líneas eléctricas de baja tensión.
- La sumatoria de todos los GDs instalados en el circuito de distribución en estudio más el generador que solicita la conexión, no supera la capacidad de alojamiento.
- La sumatoria de todos los GDs instalados en el circuito de distribución en estudio más el generador que solicita la conexión, no supera la demanda mínima del circuito.
- Nivel de tensión del punto de conexión es igual al del generador.
- Tipo de conexión del punto de conexión es igual o compatible al del generador.

- Que se van a instalar equipos que cumplan con certificaciones que garanticen la seguridad operativa de la red eléctrica, por ejemplo, certificaciones como la IEEE1547 y UL1741, que establecen límites operativos mínimos que deben cumplir los equipos, así como procedimientos de interconexión de ellos a la red eléctrica.

Para aquellas solicitudes de conexión en donde no se cumpla con alguno de los primeros 3 puntos de la lista anterior, la compañía distribuidora podrá proponer la ejecución de un estudio más avanzado de la red, en donde se evalúa si el generador puede operar sin problemas o bien si se puede hacer la readecuación de la red eléctrica con el objetivo de que esto no sea un impedimento, bajo la premisa que los costos asociados los aporta el interesado, en este caso el cliente. Para este estudio se debe incluir al menos:

- Flujos de potencia trifásicos y monofásicos
- Límites operativos y restricciones al flujo de potencia
- Estudio de cortocircuito
- Estudio de coordinación de protecciones y ajustar las curvas en caso de ser necesario
- Regulación de tensión
- Análisis en estado estable en condiciones de máxima, media y mínima demanda.
- Calidad de la energía: nivel de tensión, distorsión armónica, frecuencia.
- Evaluar la variación de los parámetros de calidad y compatibilidad electromagnética entre el generador, el centro de carga y la red eléctrica.
- Límites de parpadeo y distorsión armónica.

3.2.4. Criterios técnicos de diseño y operación

El sistema de generación debe ser diseñado y firmado por un profesional responsable incorporado al Colegio de Ingenieros del Perú, de forma que asegure que el diseño y los equipos a instalar cumplen con la normativa vigente.

Es de suma importancia que el generador posea un medio de desconexión accesible, de forma que, si se tiene que dar mantenimiento o por otra razón se deba desenergizar el generador, no se deshabilite el servicio eléctrico al cliente.

Se recomienda que la sumatoria de la potencia de los GDs no superen la capacidad del transformador correspondiente.

Para sistemas trifásicos, se recomienda utilizar equipos diseñados para tal tipo de conexión, de forma que se prohíba el diseño de banco de inversores monofásicos para la creación de un sistema trifásico. Lo anterior busca minimizar desbalances en la red en casos de que alguno de los inversores del banco de inversores falle. Se podría hacer una excepción siempre y cuando haya una comunicación y enclavamiento del banco completo.

Los equipos de generación deben tener la capacidad de detectar variaciones de tensión o caídas de fase.

Cuando las unidades sean generadores síncronos se pueden considerar las siguientes protecciones:

- Protección por desplazamiento del neutro
- Direccional de sobrecorriente de fase a tierra
- Sobrecorriente instantáneo
- Sobrecorriente instantáneo con retardo de tiempo
- Sobrecorriente instantáneo de neutro
- Sobrecorriente con restricción de tensión
- Sobrecorriente a tierra
- Sobretensión del neutro
- Relevador de balance de tensión
- Secuencia Negativa
- Secuencia negativa de tensión
- Baja tensión en neutro
- Baja tensión
- Sobretensión
- Pérdida de excitación
- Sobre/baja frecuencia
- Verificador de sincronismo
- Detección de línea muerta para no interconectar a la red

Los equipos de generación sean unidades de generación síncronas o no, deben contar con las siguientes protecciones:

- Sobrecorriente
- Sobretensión
- Baja tensión
- Variaciones de frecuencia
- Anti-isla
- Potencia inversa (en caso de aplicar)
- Pérdida de sincronismo (en caso de aplicar)

3.2.5. Condiciones para la conexión al sistema de distribución

El sistema de GD debe contar con algunas condiciones indispensables previo a la conexión al sistema de distribución eléctrico, entre ellas se encuentran:

- Solicitud de conexión aprobada.

- Adecuaciones a la red realizadas (si aplica).
- Planos enviados a la compañía distribuidora.
- Instalación 100% completada
- Aprobación de inspección técnica de la instalación.
- Aprobación de la inspección realizada por la compañía distribuidora.
- Aprobación de pruebas operativas.
- Aprobación de la instalación y comunicación (si aplica) del sistema de medición.
- Contrato firmado por ambas partes.

3.2.6. Instalación de la GD, medición, comunicación, y protección

La instalación del generador distribuido debe ser de acuerdo con los planos y las especificaciones técnicas establecido por el ingeniero responsable del diseño. El cliente debe instalar el proyecto dentro del plazo determinado en la Tabla 1 para tal etapa, de otra forma pierde el derecho obtenido con la solicitud de conexión y deberá iniciar nuevamente con el proceso. La instalación es responsabilidad del cliente, por lo que cualquier cambio necesario deberá ser cubierto por su cuenta.

Para efectos de la medición es importante considerar 3 aspectos: uno de ellos es el tipo de medición (directa o indirecta). La medición directa es aquella donde se conectan las fases en serie con el medidor, por lo que la totalidad de la corriente pasa por el medidor. Mientras que la medición de tipo indirecta se caracteriza por no estar conectado directamente a los cables de potencia, si no a equipos auxiliares de medición como transformadores de corriente y de potencial (Salamanca, 2016). Usualmente la medición indirecta se utiliza para mediciones de grandes consumidores.

Desde esta perspectiva, el generador debe poseer el tipo de medición adecuado con base en la corriente máxima de generación. El tipo de medidor instalado para el generador no deberá afectar el tipo de medidor de interconexión, a menos que la medición de interconexión sea de tipo *directa* y el generador requiera una medición tipo *indirecta*, en este caso es necesario cambiar el medidor de interconexión por uno de medición tipo *indirecta* y así no provocar un daño en el medidor de interconexión.

El segundo aspecto es, el tipo de lectura del medidor, esta puede ser manual o remota, la primera consiste en que personal de la compañía distribuidora registre uno por uno el consumo y las variables de interés de cada medidor. La lectura remota consiste en la implementación de alguna tecnología que permita enviar automáticamente las mediciones sin necesidad de que enviar a nadie al sitio. En este sentido, Se recomienda que el medidor de generación se instale con el mismo tipo de lectura del medidor de interconexión, esto con el objetivo de no variar el tipo de lectura que existe en la zona donde se instala el generador.

Para generadores mayores a 200 kW, o bien conectados en media tensión, se recomienda incorporarlos al sistema SCADA de la compañía distribuidora, esto con el objetivo de conocer

su estatus, así como controlar la apertura y cierre del dispositivo de protección con el fin de operarlo cuando las condiciones de operación amenacen la integridad de la red eléctrica o los parámetros operativos como la tensión y la frecuencia. Esta comunicación con el sistema SCADA puede realizarse vía MODBUS, mediante el protocolo DNP3 o bien el protocolo de comunicación que el administrador del sistema SCADA considere más conveniente.

3.2.7. Intercambio de información

Tal y como se comentó en secciones anteriores, la inserción de GDs al sistema eléctrico puede conllevar a retos técnicos. Dado esto, es vital conocer es estado de los parámetros de generación de sistemas con potencias superiores a 200 kW o bien conectados en media tensión. Esto se puede hacer mediante protocolos de comunicación mencionados en la sección anterior. Por otro lado, para efectos de la medición de los parámetros se puede utilizar el despliegue de medidores inteligentes o bien interrogar los equipos de los generadores, por ejemplo, los inversores de los sistemas fotovoltaicos, y de esa forma enviar al operador de la red la información de importancia sin incurrir en altos costos. En la Tabla 2 se muestra la información que debe ser facilitada por el generador distribuido.

Tabla 2: información mínima entregada en tiempo real por el generador distribuido.

Parámetro	Descripción
Potencia Activa	Potencia activa generada en watts
Potencia Reactiva	Potencia activa generada en VArs
Frecuencia	Frecuencia en Hertz
Tensión	Tensión en Volts de cada fase
Estado de operación	Encendido o apagado, se pueden agregar más estados
Estado de la conexión	Estado de la conexión con la red
Estado de alarmas	Estado de alarmas del generador o generadores.

3.2.8. Exigencias para las pruebas de conexión

Las pruebas de conexión deben ser un requisito indispensable para la puesta en marcha de los GDs, el objetivo de estas pruebas es que en la medida de lo posible se pueda exponer al generador a situaciones particulares para evaluar su respuesta ante dichos eventos. En caso de que alguna de las pruebas no concluya satisfactoriamente, se deberán hacer las reparaciones o modificaciones correspondientes para cumplir con la prueba. A continuación, se detallan las pruebas que se recomiendan realizar previo a la conexión:

- Prueba anti-isla: se deshabilita el medio de desconexión del generador simulando un apagón de la red, y se comprueba que la tensión en terminales sea nula. Esto se puede omitir si previamente se verificó que el inversor o equipo de generación posee alguna certificación en donde se comprueba esta función, por ejemplo, la certificación IEEE 1547.1 o bien su equivalente.
- Prueba de sincronización: se verifica que el generador se sincronice correctamente con la red. Esto se puede omitir si previamente se verificó que el inversor o equipo de generación posee alguna certificación en donde se comprueba esta función, por ejemplo, la certificación IEEE 1547.1 o bien su equivalente.

- Prueba de tensión: Se verifica que una vez el generador entra a operar el cambio en el nivel de tensión no sea superior al establecido en NTCSE o NTSCSER, según corresponda.
- No exportación: Se verifica que, ante poco consumo el sistema de generación limita su producción para evitar inyectar energía a la red (esta prueba se aplica solo si la modalidad cero-exportación está permitida) y se puede realizar con un medidor de energía bidireccional para identificar la dirección de la potencia.
- Verificación de los parámetros configurados en los equipos, esto incluye:
    - rangos de operación de tensión y frecuencia de acuerdo con NTCSE o NTSCSER, según corresponda.
    - tiempo de reconexión ajustados a la necesidad del centro de control o bien según la norma IEEE1547.
    - factor de potencia unitario, a menos que exista algún control activado.
    - estado de control volt/var, Volt/Watt y respuesta a la frecuencia: deben estar configurados de acuerdo al requerimiento del circuito, o bien de acuerdo a alguna norma. Por ejemplo, la Regla 21 mostrada en la sección 3.2.9.
    - Reconexión automática: activado

3.2.9. Requisitos técnicos para la operación en el sistema de distribución

El productor debe garantizar que el sistema de GD operará bajo condiciones seguras que no pongan en riesgo a las personas que lo operan, así como la red eléctrica y los operadores de la red. Para lo anterior, el productor deberá ejecutar los mantenimientos preventivos recomendados por los fabricantes de los equipos. Además, el productor debe permitir que el operador de la red pueda hacer inspecciones del sistema de generación periódicas, para evaluar el estado del generador.

Durante la operación del sistema de GD el productor debe garantizar los siguientes puntos:

- Las unidades generadoras deben estar diseñadas para una frecuencia nominal de 60 Hz y deben permanecer conectadas a la red de distribución en un rango que oscila entre los límites establecidos por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), ante la ocurrencia de eventos de frecuencia.
- Una unidad de generación deberá ser capaz de activar el suministro de reservas de regulación potencia- frecuencia dentro de un determinado rango de frecuencias y un ajuste del estatismo especificado (Watt- frecuencia - Capacidad de respuesta de la potencia activa ante variaciones de frecuencia). El módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de funcionar de manera estable durante el funcionamiento de esta función. A manera de ilustración se muestra la curva de regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia según el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión en su versión de 14 de abril de 2016 (Unión Europea, 2016).

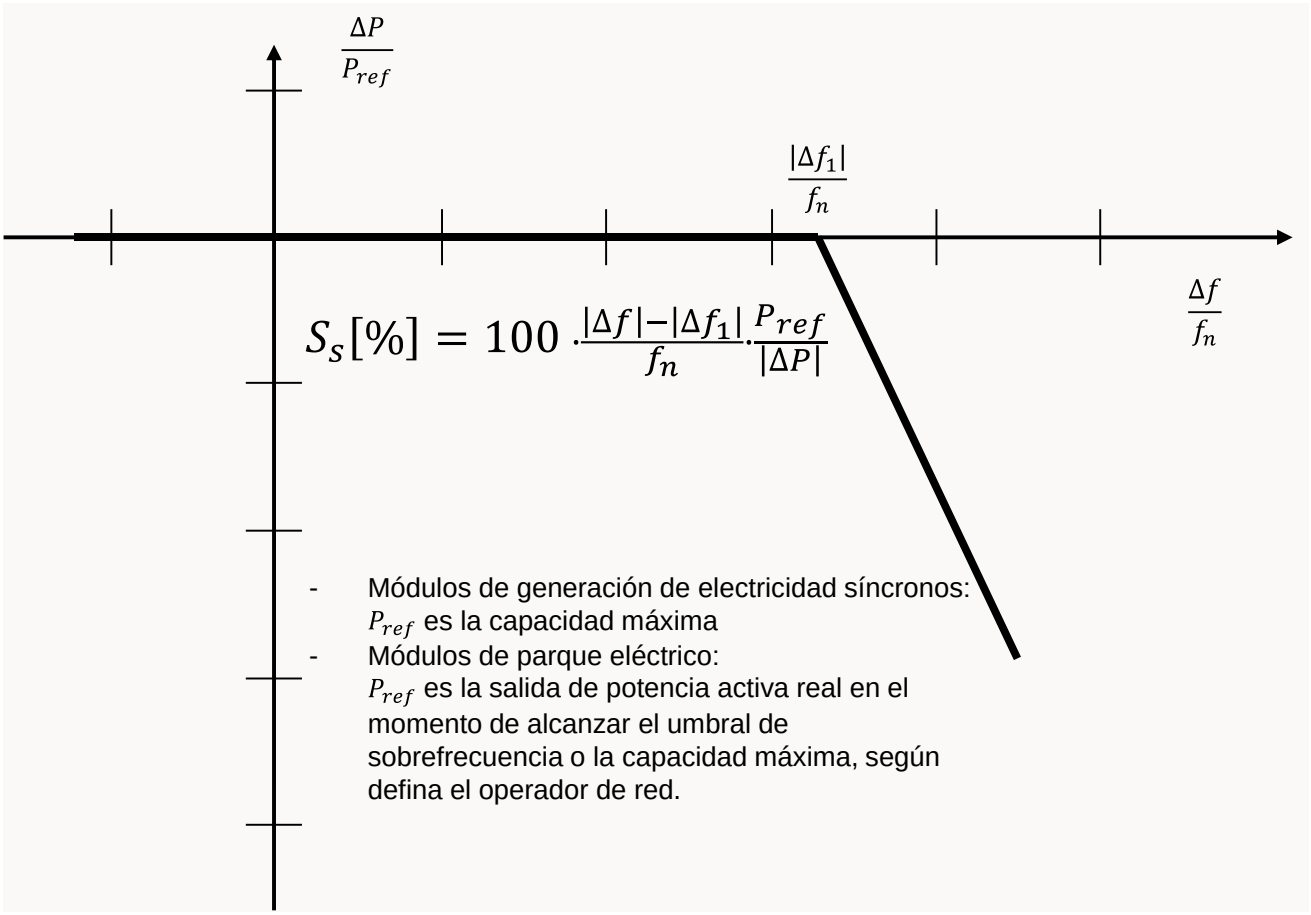

Figura 1: Capacidad de respuesta de la potencia activa ante variaciones de frecuencia de los módulos de generación de electricidad en modo potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (Unión Europea, 2016).

- El sistema de generación debe poseer protección para evitar islas no intencionadas una vez que en sus terminarles se identifique un apagón de la red de distribución. Esto es con el objetivo de no energizar la red cuando por temas de mantenimiento o fallas la misma ha sido des-energizada. Para el cumplimiento de lo anterior se puede solicitar el cumplimiento de certificaciones como la IEC 62116 en su última versión, o bien la IEEE 1547.
- Se debe garantizar que la puesta en marcha del generador no provoque variaciones de tensión fuera de los parámetros determinados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) los cuales son de los valores nominales.
- Se debe garantizar que la puesta en marcha del generador no provoque variaciones de frecuencia fuera de los parámetros determinados por el Osinergmin los cuales son de los valores nominales para variaciones sostenidas y de para variaciones súbitas.

- El límite de distorsión armónica debe establecerse con base en las directrices del Osinergmin, o bien se puede utilizar equipos certificados con la norma IEEE 1547.

Además, se puede aprovechar las capacidades de los inversores inteligentes de los generadores distribuidos con el objetivo de aumentar la capacidad de alojamiento. Las funciones avanzadas de los generadores distribuidos más comunes son Volt-Watt y Volt-Var, donde el objetivo es controlar la potencia activa y reactiva generada en función del nivel de tensión, respectivamente. Tal y como lo explican en (Parajeles et al, 2017), el uso de estas funciones mejora la regulación de tensión, de forma tal que permite una mayor penetración de GD en la red.

La configuración del control Volt-Var se puede hacer con base en la Figura 2. Los Valores de V1, V2, V3, V4, Q1, Q2, Q3 y Q4, deben ser ajustados en función de las características de cada circuito, ya que configuraciones dadas puede que no sean las más adecuadas para todos los circuitos. La Regla 21 de California define que la configuración por defecto para todos los generadores debe ser la mostrada en la Tabla 3.

Por otro lado, la configuración del control Volt-Watt se puede hacer con base en la Figura 3. Los Valores de V1, V2, V3, V4, P1, P2, P3 y P4, deben ser ajustados en función de las características de cada circuito, ya que configuraciones dadas pueden no ser las mejores para todos los circuitos. La Regla 21 de California define que la configuración por defecto para todos los generadores debe ser la mostrada en la Tabla 4.

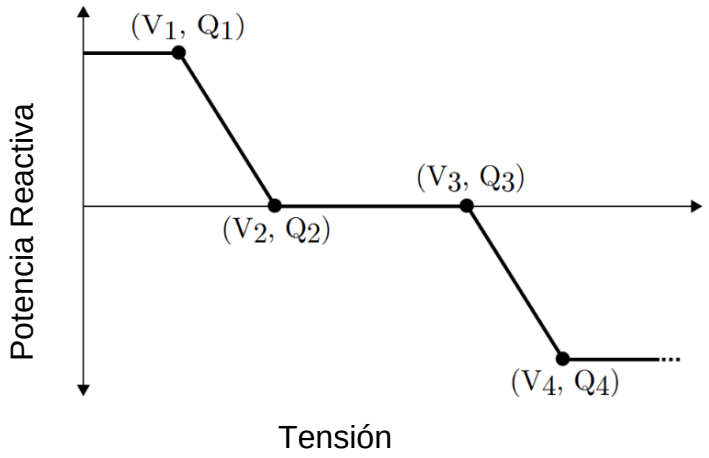

Figura 2: Curva característica Volt/Var

Tabla 3: Configuración de control Volt/Var predeterminado según la Regla 21 de California.

Tensión	Valor de tensión	Potencia Reactiva	Valor de reactivo	Operación
V1	0.92 pu	Q1	30%	Inyección de potencia reactiva
V2	0.967 pu	Q2	0	FP unitario
V3	1.033 pu	Q3	0	FP unitario

V4	1.07 pu	Q4	30%	Absorción de potencia reactiva

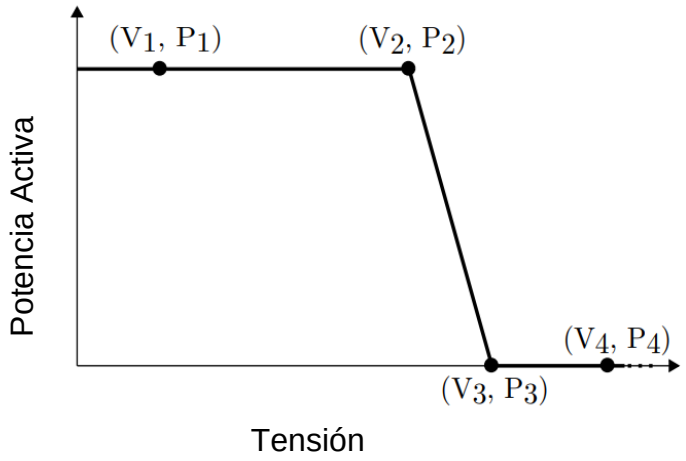

Figura 3: Curva característica Volt/Watt

Tabla 4: Configuración de control Volt/Watt predeterminado según la Regla 21 de California.

Tensión	Valor de tensión	Potencia Activa	Valor de Potencia
V1	0.49 pu	P1	100%
V2	1.06 pu	P2	100%
V3	1.1 pu	P3	0%
V4	1.3 pu	P4	0%

3.3. Flujogramas de conexión

La Figura 4 presenta el flujo de conexión propuesto. La Figura 5 detalla el flujograma del estudio de conexión propuesto. Ambos se basan en las experiencias recopiladas y podrían apoyar a las EDE en sus procesos internos. Finalmente, la Tabla 5 incluye un formulario que podría servir para solicitar información mínima a los posibles usuarios de GD que deseen instalar un sistema.

En las solicitudes de conexión se podrán considerar diferentes tipos de conexión, los cuales serán definidas por el ente regulador. Con base en el *Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW* de México, la Figura 6, Figura 7, Figura 7, Figura 8, Figura 10 y Figura 10 muestran ejemplos de tipos de conexión que pueden ser consideradas en la integración de la GD a la red eléctrica, en donde:

- CE: Central eléctrica y/o equipo de almacenamiento de energía.
- CC: Centro de Carga.
- M_F: Medidor fiscal para el registro de la energía eléctrica entregada a las Redes Generales de Distribución o recibida de las Redes Generales de Distribución.

- MCE: Medidor de la generación de la Central Eléctrica (opcional) para el registro de la energía eléctrica generada por la Central Eléctrica.
- I1: Interruptor de desconexión de la Central Eléctrica.
- I2: Interruptor de desconexión de la Red Particular.
- CCF: Seccionador físico cortacircuitos fusible.
- PI: Punto de Interconexión.
- RGD: Redes Generales de Distribución.

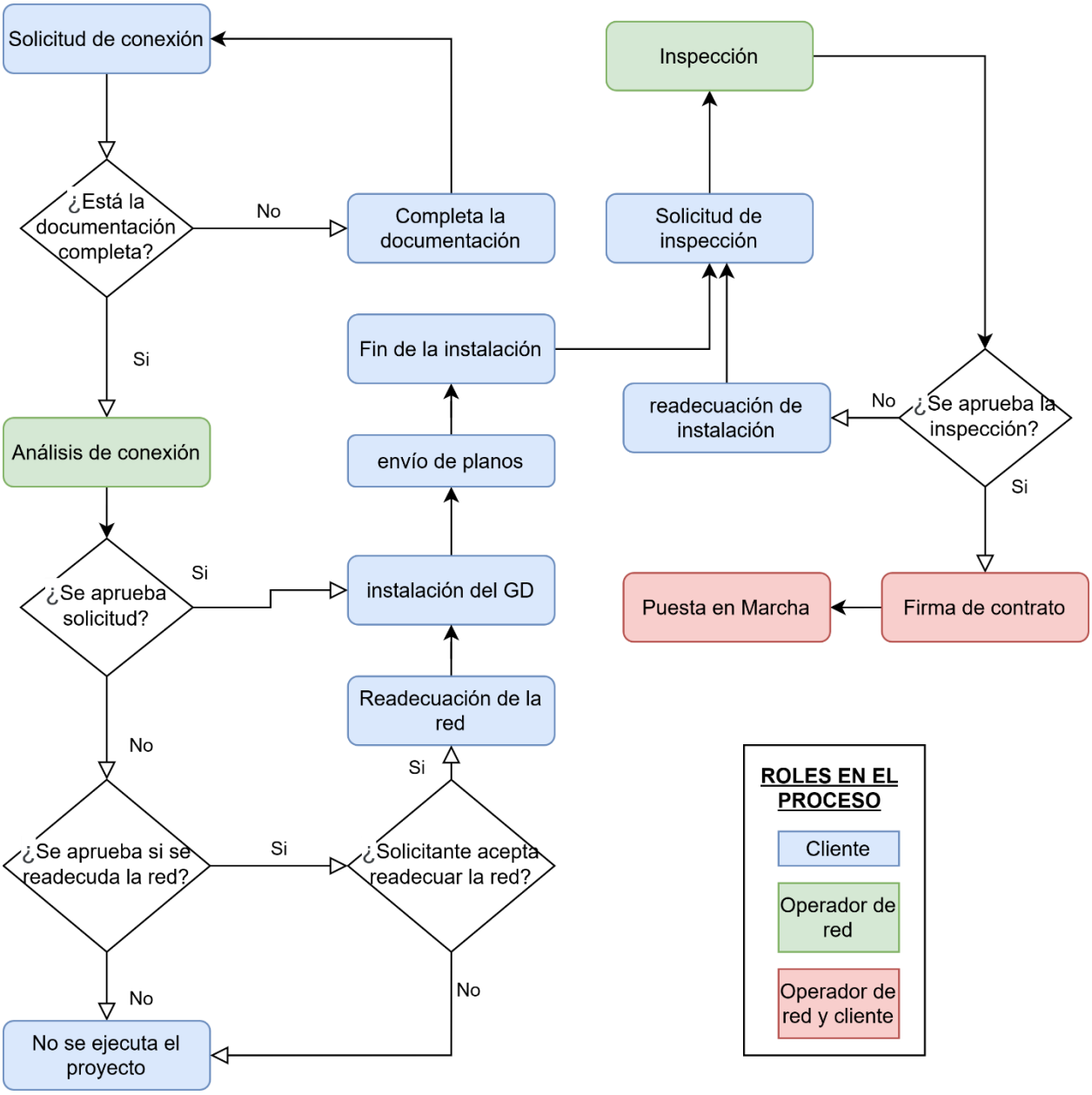

Figura 4: Flujo del proceso de conexión propuesto.

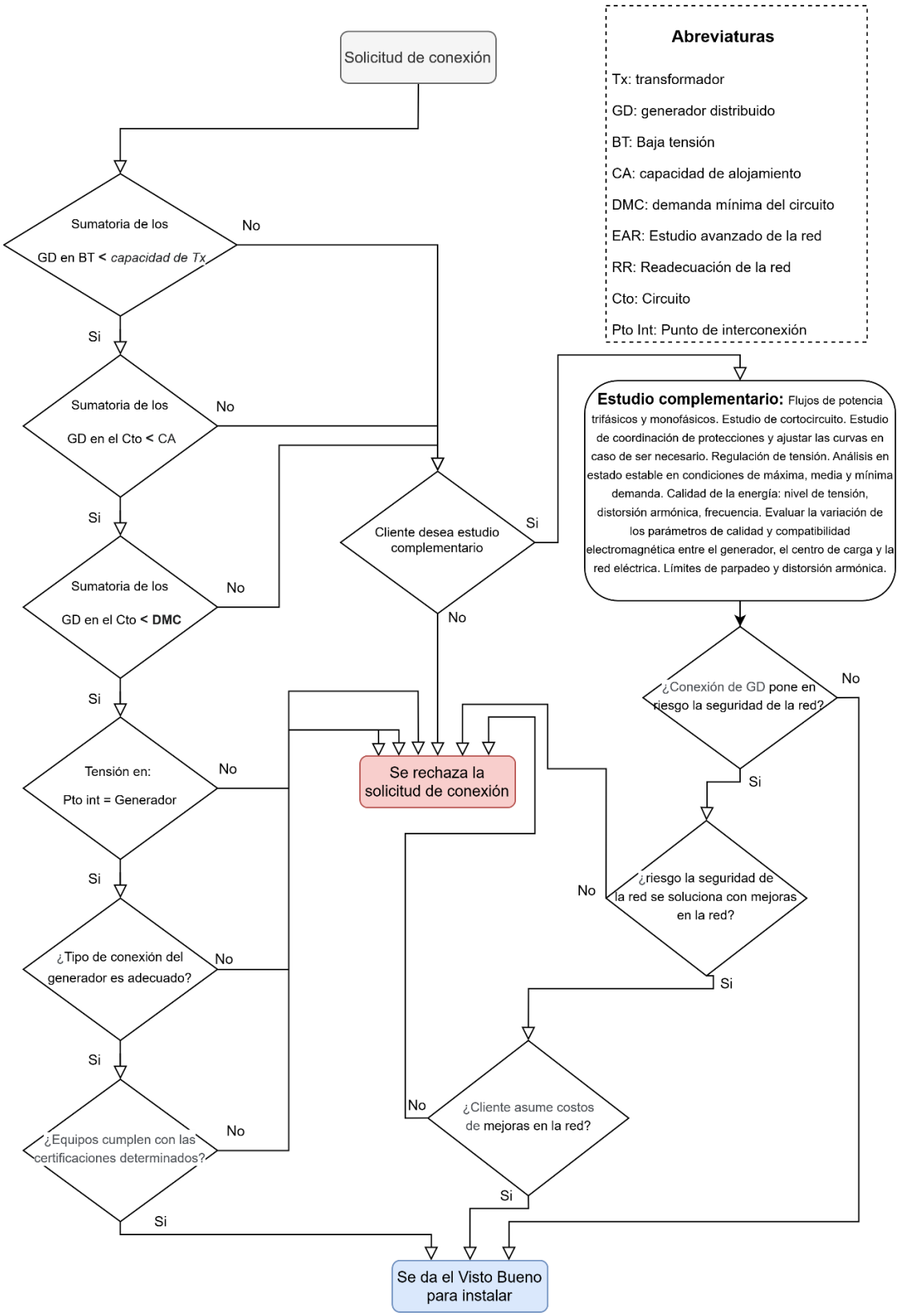

Figura 5: Flujograma de estudio de conexión.

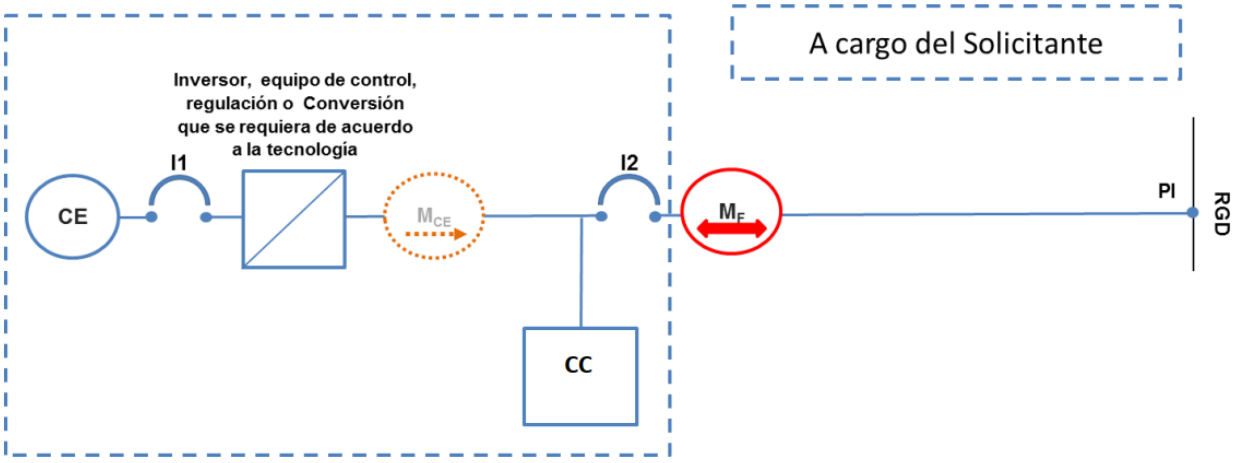

Figura 6: Generadores con servicio en baja tensión, con centro de consumo.

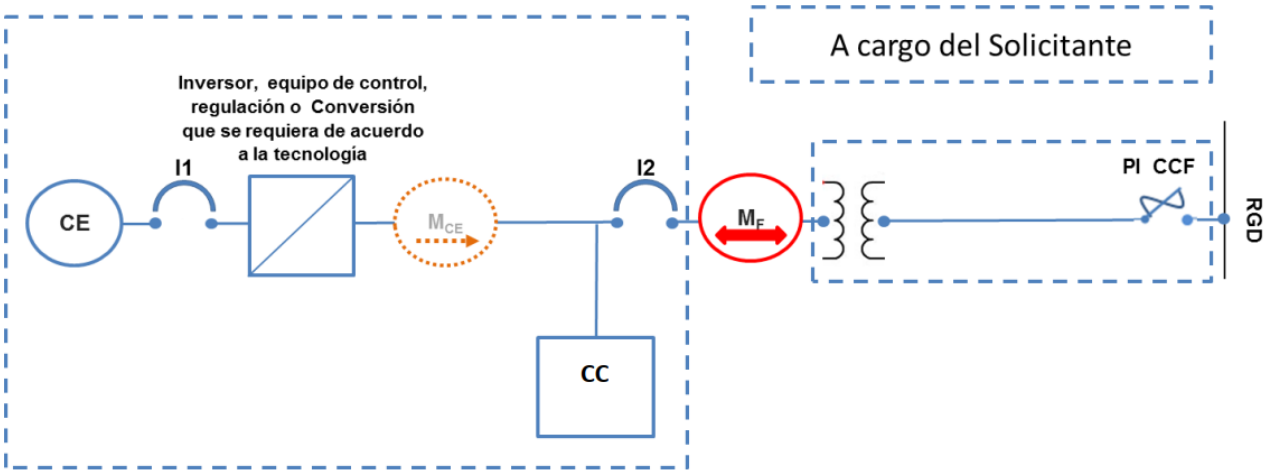

Figura 7: Generador con servicio en media tensión, con centro de consumo y medición en baja tensión.

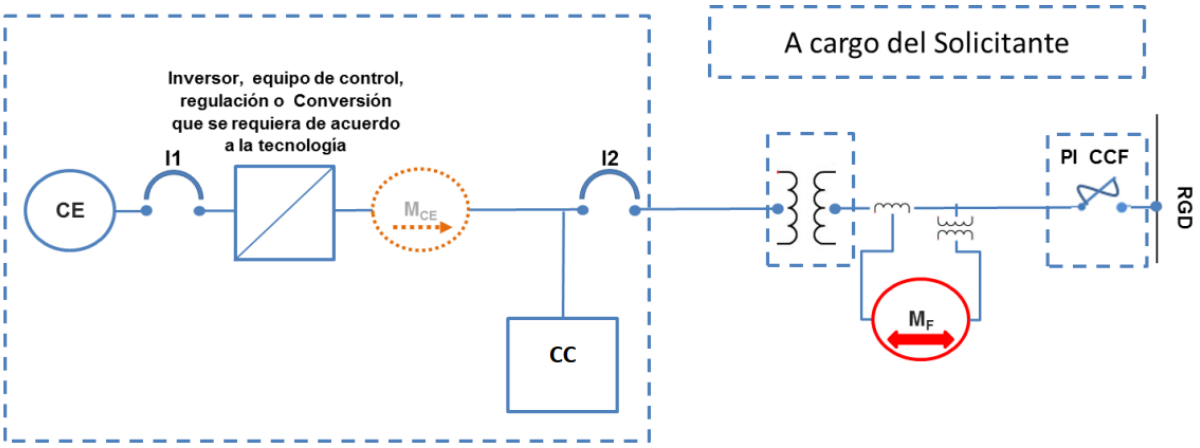

Figura 8: Generador con servicio en media tensión, con centro de consumo y medición en media tensión.

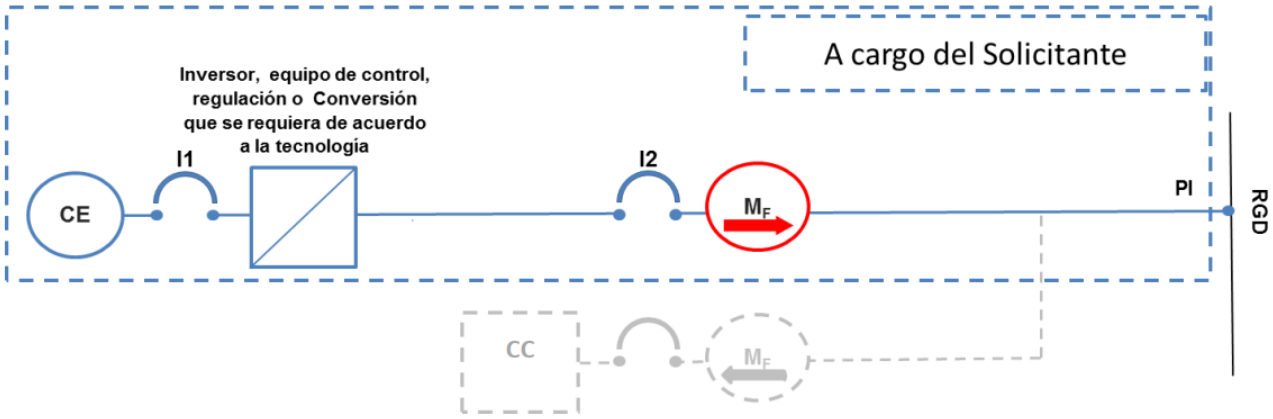

Figura 9: Generadores con servicio en baja tensión, con o sin centro de consumo en el mismo punto de interconexión con medición independiente.

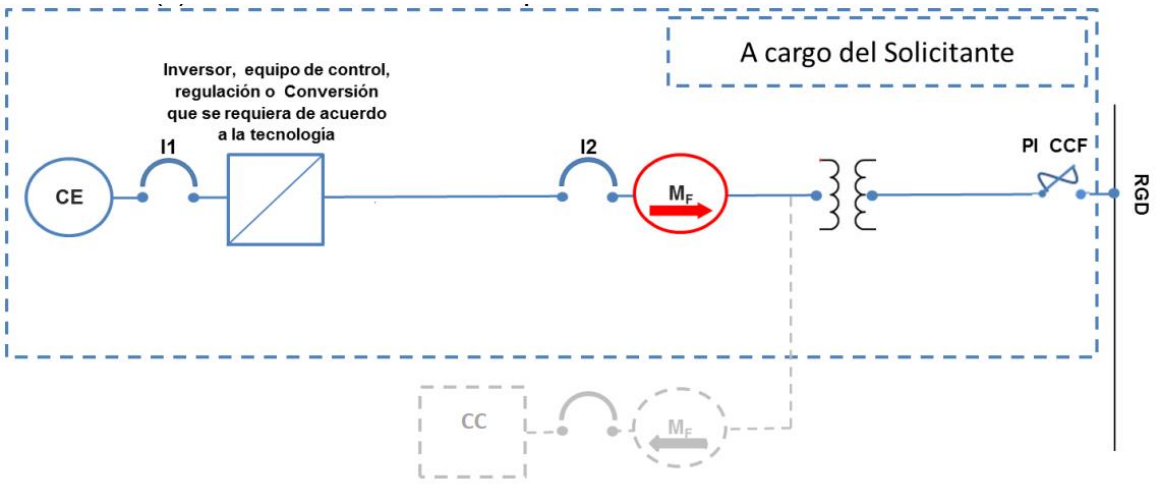

Figura 10: Generadores con servicio en media tensión, con o sin centro de consumo en el mismo punto de interconexión con medición independiente en baja tensión.

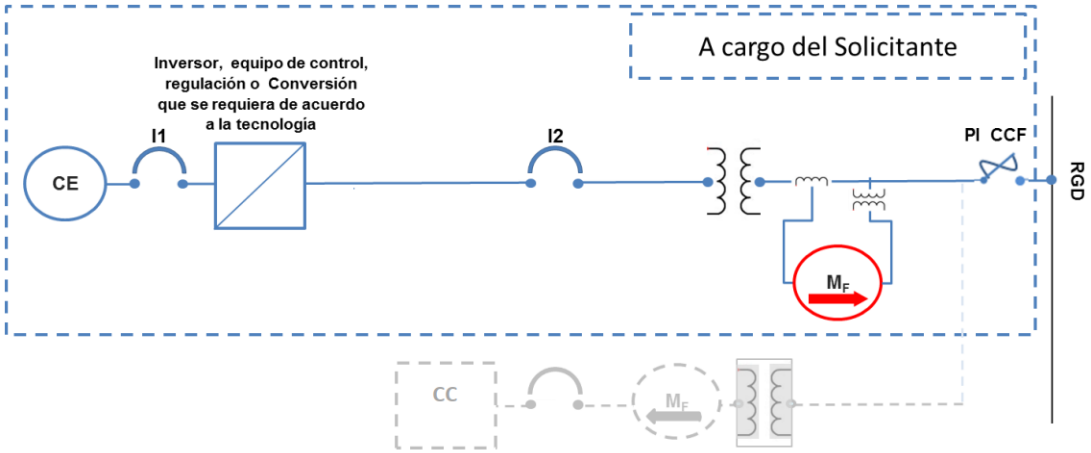

Figura 11: Generadores en media tensión, con o sin centro de consumo en el mismo punto de interconexión con medición independiente en media tensión.

Tabla 5: Información mínima solicitada para la conexión de un GD.

Solicitud de conexión

El presente formulario es utilizado con el objetivo de crear una solicitud de conexión de un generador distribuido a la red eléctrica de distribución de Perú. Para lo anterior se debe llenar por completo, así como adjuntar los documentos relevantes para un mayor entendimiento del proyecto, como por ejemplo el diagrama unifilar fichas técnicas y certificaciones.

Fecha

Datos del cliente

Nombre:

Tipo de persona:
Física ☐ Jurídica ☐

Número de identificación:

Teléfono:

Número de cliente:

Telefónico

Correo electrónico

Dirección completa:

Datos del solicitante

Nombre

Número de identificación:

Teléfono:

Correo electrónico:

Datos del generador por instalar

Ampliación de sistema ☐ Sistema Nuevo ☐

Tipo de fuente de generación:

Potencia pico de generación (kW):

Potencia nominal de generación (kW):

Cantidad de generadores:

Modelo y marca de generadores:

Tensión de operación del generador:

Tipo de conexión del generador:

Generador requiere transformador:
SI ☐ NO ☐

Sistema conectado a la red ☐

Sistema aislado de la red ☐

Potencia del transformador:

Energía generación anual (kWh)

Documentos adjuntos

Certificación de equipos ☐
Fichas técnicas ☐
Diagrama unifilar ☐

Firma del Solicitante

4. Referencias

EPRI. (2012). *Stochastic Analysis to Determine Feeder Hosting Capacity for Distributed Solar PV*.

Gobierno del Perú. (2006). *Ley N. 28832: Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica*.

Gobierno del Perú. (2015). *Decreto Legislativo N. 1221: Decreto legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú* .

Gobierno del Perú. (2020). *Contribuciones determinadas a nivel nacional del Perú: Reporte de actualización periodo 2021-2030*.

Grandel, M. (2017). *Experiencias Internacionales en GD - El Caso Alemán*.

Hederman, W. F. (2014). *IEEE report to DOE on priority issues.*

IRENA (2016), *'Scaling up Variable Renewable Power: The Role of Grid Codes'*

Lucian, I. D., Mihail, A.; Dorin, B. (2014). *Effects of Distributed generation on electric power systems*

MINAM. (2021). *Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero del año 2016 y actualización de las estimaciones de los años 2000, 2005, 2010, 2012 y 2014*. https://infocarbono.minam.gob.pe/annios-inventarios-nacionales-gei/ingei-2016/

MINEM. (2018). *Resolución ministerial N° 292-2018-MEM/DM*.

NREL. (2019). *Hosting Capacity Analysis for utilities*.

Palmintier, B., Broderick, R., Mather, B., Coddington, M., Baker, K., Ding, F., Reno, M., Lave, M., & Bharatkumar, A. (2016). *On the Path to SunShot: Emerging Issues and Challenges in Integrating Solar with the Distribution System*. Disponible en https://doi.org/10.2172/1253980.

Parajeles, M. J., Quiros-Tortos, J., & Valverde, G. (2017). Assessing the performance of smart inverters in large-scale distribution networks with PV systems. 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), 1–6.

Quirós-Tortós, J., Godínez-Zamora, G., De La Torre Ugarte Pierrend, D. G., Heros, C., Lazo Lazo, J., Ruiz, E., Quispe, B., Diez Canseco, D., Garro, F., Mora, J., Eguren, L., Sandoval, M., Campos, S., Salmeri, M., Baron, R., Fernández-Baca, J., Iju Fukushima, A. S., Saavedra, V., & Vogt-Schilb, A. (2021). Costos y beneficios de la carbono-neutralidad en Perú: Una evaluación robusta. In *Costos y beneficios de la carbono-neutralidad en Perú: Una evaluación robusta*. Inter-American Development Bank. https://doi.org/10.18235/0003286

Rylander, M., Rogers, L., & Smith, J. (2015). *Distribution Feeder Hosting Capacity: What Matters When Planning for DER?*

Sandia National Labs. (2015). *Alternatives to the 15 % Rule*.

Secretaría de Energía. (2016). *Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW*.

Seuss, M. J. Reno, R. J. Broderick, & S. Grijalva. (2017). *Determining the Impact of Steady-State PV Fault Current Injections on Distribution Protection*.

Smith, J. & Rylander, M. (2016). *Overview of Hosting Capacity Methods: Detailed and Streamlined Methods Overview Of EPRI ' s Hosting Capacity Methods*.

Stanfield, S., Safdi, S., Mihaly, S., & Baldwin, S. (2017). *Optimizing the Grid: Hosting Capacity Analyses for Distributed Energy Resources*.

Unión Europea. (2016). Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión de 14 de abril de 2016.

Valverde, G., Lara, José. D., Lobo, A., Rojas, J. D., Arguello, A., & Montiel, C. (2015). *Análisis Técnico-Financiero de la Generación Distribuida en la CNFL*.

Warner, C. (2016). *Pacific Gas and Electric Company's (U39 E) Demonstration Projects A and B Final Reports*.

Anexo: Experiencias de otros países

A. México

México tiene una capacidad de generación instalada de 80,000 GW (Secretaría de Energía, 2020), en donde 1,797.1 MW corresponde a GD, que equivale a una penetración de GD de 2.24%. Este nivel de penetración se ha logrado con 242,958 plantas de generación (Comisión Reguladora de Energía, 2021). Cabe mencionar, que, para las autoridades de energía mexicanas, los GDs son todas aquellas unidades de generación conectadas a la red de distribución con potencias de 500 kW o menos.

La GD está regulada desde el año 2016 mediante el *Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW. P*osteriormente, en el 2017, se publicó la resolución RES/142/2017 la cual toma como base de partida el Manual elaborado en el 2016. Las directrices anteriores son establecidas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

A.1. Normas para suministros de productos

La normativa mexicana exige que los inversores para GD que se conecten a las redes de distribución deben cumplir con la norma estadounidense *UL1741: Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources,* con el objetivo de garantizar la seguridad de la red eléctrica, los equipos instalados, así como los operadores de la red.

En caso de instalar equipos que no cumplan con la norma anterior, se pueden realizar pruebas de factor de potencia, distorsión armónica, inyección de corriente directa, variación en la tensión y frecuencia del suministro, reconexión con retardo, protección anti-isla, protección de no exportación (si aplica), corriente de energización (si aplica), capacidad del aislamiento contra sobretensiones y sincronización.

Además, es necesario que tanto la interconexión como la operación de la planta de operación cumpla con la norma *IEEE 1547: Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems.*

A.2. Códigos de Red

Los códigos de red los elaboraron para mantener la calidad, eficiencia, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad de sistema eléctrico. A continuación, se hace una breve descripción de los puntos importantes para lograr lo anterior.

La capacidad de penetración de GD de los circuitos de distribución es determinada por las compañías distribuidoras, a partir de evaluaciones y análisis de la red eléctrica. En caso de no existir una evaluación previa de los circuitos, se debe considerar lo siguiente:

- En baja tensión, la sumatoria de capacidades de los generadores conectados al circuito de baja tensión, no debe superar el 80% de la capacidad del transformador correspondiente. En caso de ser unidades de generación monofásicas conectadas a sistemas trifásicos, la sumatoria de capacidades de los generadores conectados a la fase no podrá superar el 80% de la capacidad de la fase respectiva.
- En media tensión, la sumatoria de capacidades de los generadores conectados al circuito no debe superar la capacidad del circuito, considerando todos los equipos a lo largo del alimentador y las terminales del transformador de potencia.
- Para circuitos con tensión nominal de 13.8 kV, la potencia máxima total de GDs es de 4 MW. Se deben sumar las capacidades de generadores en baja y media tensión.
- Para circuitos con tensión nominal de 23 kV, la potencia máxima total de GDs es de 8 MW, se debe sumar las capacidades de los generadores en baja y media tensión.
- Para circuitos con tensión nominal de 34.5 kV, la potencia máxima total de GDs es de 10 MW, se deben sumar las capacidades de generadores en baja y media tensión.

Cuando las unidades sean generadores síncronos se pueden considerar las siguientes protecciones, a ser determinadas por un análisis técnico de la compañía distribuidora:

- Protección por desplazamiento del neutro
- Direccional de sobrecorriente de fase a tierra
- Sobrecorriente instantáneo
- Sobrecorriente instantáneo con retardo de tiempo
- Sobrecorriente instantáneo de neutro
- Sobrecorriente con restricción de tensión
- Sobrecorriente a tierra
- Sobretensión del neutro

- Relevador de balance de tensión
- Secuencia Negativa
- Secuencia negativa de tensión
- Baja tensión en neutro
- Baja tensión
- Sobretensión
- Pérdida de excitación
- Sobre/baja frecuencia
- Verificador de sincronismo
- Detección de línea muerta para no interconectar a la red

Los equipos de generación que sean unidades de generación síncronas o no, deben contar con las siguientes protecciones:

- Sobrecorriente
- Sobretensión
- Baja tensión
- Variaciones de frecuencia
- Anti-isla
- Potencia inversa (en caso de aplicar)
- Pérdida de sincronismo (en caso de aplicar)

En caso de que el sistema de generación cuente con equipos tipo inversores o similares, se deben configurar las siguientes protecciones:

- Modo anti-isla: activado
- Respuesta dinámica ante condiciones dinámicas o de falla: activado
- Operación dinámica Volt/Var: Desactivado
- Control de rampa: activado
- Factor de potencia fijo: activado
- Reconexión automática: activado

A.3. Requisitos para la GD

Como primera instancia, el *Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW*, establece que al momento de la evaluación o interconexión se debe cumplir al menos uno de los siguientes puntos:

- La capacidad instalada del generador no supera en ningún momento la demanda esperada del circuito de distribución al que está conectado.
- El generador no impacta la carga máxima de cada elemento del circuito de distribución.

- Centro Nacional de Control y Energía (CENACE) realiza un estudio específico que apruebe lo contrario a los puntos anteriores.

En el mismo manual, se indica que la potencia máxima que puede tener un GD en baja tensión (menor a 1000 V) es de 50 kW para sistemas trifásicos y 30 kW para sistemas monofásicos. Sistemas de mayor potencia y hasta 500 kW deben ser conectados directamente en la red de media tensión con valores de tensión entre 1 kV y 35 kV.

Para los GDs con niveles de media tensión se requiere de una inspección técnica que certifique que la instalación cumple con las características específicas de la infraestructura establecidas por el CENACE. Lo anterior se debe realizar previo a la puesta en marcha del generador.

A nivel de procedimientos, el solicitante deberá presentar una solicitud de interconexión a la compañía distribuidora, en donde se indiquen las características técnicas del proyecto, diagramas unifilares, certificaciones técnicas, entre otros. La compañía distribuidora evaluará el proyecto con base en sus características y la capacidad disponible del circuito de distribución al que se desea interconectar.

En algunos casos excepcionales es necesario ejecutar un estudio de interconexión, el cual se realiza cuando se cumpla alguna de las siguientes condiciones: 1) la potencia acumulada de los GDs de un circuito de distribución supere la capacidad de penetración del circuito de distribución previamente establecida por la compañía distribuidora, 2) se utilice un esquema de interconexión no establecido en el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW, 3) que el generador esté conectado en media tensión y como resultado del análisis de la compañía distribuidora se identifique que se puede sobrepasar la capacidad de interrupción de los equipos de la red de distribución.

Los estudios de interconexión incluirán solo los rubros relevantes para cada caso específico, sin embargo, puede contener lo siguiente:

- Flujos de potencia trifásicos y monofásicos
- Análisis en estado estable
- Límites operativos y restricciones al flujo de potencia
- Pérdidas técnicas
- Estudio de cortocircuito
- Análisis en estado estable
- Contribución de cortocircuito
- Impacto de la corriente de cortocircuito en los equipos
- Estudio de coordinación de protecciones y ajustar las curvas en caso de ser necesario

- Regulación de tensión
- Análisis en estado estable en condiciones de máxima, media y mínima demanda.
- Análisis de contingencias
- Impacto en los indicadores de confiabilidad
- Calidad de la energía
- Evaluar la variación de los parámetros de calidad y compatibilidad electromagnética entre el generador, el centro de carga y la red eléctrica.

En caso de requerir modificaciones a la red de distribución, el solicitante tendrá que costearlas para poder continuar con el proyecto. En caso de no requerir modificaciones en la red, o bien si se realizan los cambios necesarios, se podrá proceder con su construcción, para luego interconectarse a la red eléctrica de distribución, en donde debe existir un contrato de por medio entre el solicitante y la compañía distribuidora.
En el manual de interconexiones se especifican los tiempos de atención permitidos, de forma que el proceso no tome tiempos excesivos y ralenticen la puesta en marcha del proyecto de generación.

En el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW, se establecen 9 posibles esquemas de conexión de GDs, los cuales se diferencian por, existencia de medidor de generación, nivel de tensión y potencia del generador, a continuación, se da un breve detalle de cuándo aplica cada característica:

- Existirá medidor de generación si y solo si el generador plantea vender excedentes de energía a la red de distribución.
- El medidor de facturación existe si y solo si el generador posee carga asociada, es decir es un centro de consumo.
- El medidor de facturación será de tipo CL200 conectado al lado de baja tensión si el generador es en media tensión, pero menor o igual a 250 kW.
- El medidor de facturación será de tipo CL20 conectado al lado de media tensión si el generador es en media tensión y mayor a 250 kW, pero menos de 500 kW.
- Cabe mencionar, según el manual antes mencionado, los medidores deben cumplir con la normativa vigente de medidores.

B. Brasil

Brasil tiene una capacidad de generación instalada de 167,900 MW (Chaves, y otros, 2021), en donde 4,400 MW corresponde a GD (según registros hasta diciembre del 2020), lo cual equivale a una penetración de GD de 2.6%. Este nivel de penetración se ha logrado con 354,777 plantas de generación (Vaquilla Francisco Diniz, 2021). Para las autoridades brasileñas, los GDs son todas aquellas unidades de generación conectadas a la red de distribución con una potencia menor o igual a 75 kW (micro GD) o bien con potencia entre 75 kW y 5 MW (mini GD).

La GD está regulada desde el 2012 mediante la Resolución N°482/2012. Posteriormente, en el 2015 se modificó la resolución N ° 482/2021 mediante la Resolución Normativa N°687/2015. Las resoluciones anteriores son impulsadas y publicadas por la Agencia Nacional de Energía (ANEEL por sus siglas del portugués), el ente regulador en Brasil.

B.1. Normas para suministros de productos

Para aquellos sistemas que se conectan a la red de distribución a través de inversores, el solicitante del acceso de GD debe presentar certificados que acrediten que los inversores han sido probados y aprobados de acuerdo con las normas técnicas brasileñas o estándares internacionales, o el número de registro de concesión de Inmetro (Instituto Nacional de Metrología, Calidad y Tecnología de Brasil) para el modelo y tensión de conexión nominal contenida en solicitud de acceso, con el fin de cumplir con los requisitos de seguridad y calidad. Agregando a lo anterior, La Asociación Brasileña de Normas Técnicas (ABNT) ha publicado las siguientes normas relacionadas con los dispositivos fotovoltaicos, con el objetivo de una mayor seguridad y estandarización de las instalaciones (Vaquilla Francisco Diniz, 2021).

- ABNT NBR IEC 62116: 2012 - Procedimiento de prueba anti-isla para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados a la red.
- ABNT NBR 16149: 2013 - Sistemas fotovoltaicos (PV) Brasil. - Características de la interfaz de conexión con la red de distribución eléctrica.
- ABNT NBR 16150: 2013 - Sistemas fotovoltaicos (PV) - Características de la interfaz de conexión con la red de distribución eléctrica - Procedimiento de prueba de conformidad
- ABNT NBR 16274: 2014 - Sistemas fotovoltaicos conectados a la red - Requisitos mínimos de documentación, pruebas de puesta en servicio, inspección y evaluación del rendimiento.

B.2. Códigos de Red

De acuerdo con los Procedimientos de Distribución de Electricidad en el Sistema Eléctrico Nacional (PRODIST) en el módulo 3, la conexión del sistema de GD deber realizarse en corriente alterna con una frecuencia de 60 Hz. Se determina que el GD no puede ocasionar problemas técnicos o de seguridad a los demás usuarios del sistema o al personal de operación y mantenimiento de la red de distribución. Es de mucha importancia que el sistema no permita que el sistema esté en paralelo con la red ante un apagón, por lo que debe tener un sistema de protecciones que permita desconectarse de forma automática, y además verifique sincronismo. En caso de existir una conexión permanente, el GD debe cumplir con los procedimientos operativos del módulo 4 de PRODIST. Los valores de referencia que se adoptarán para los indicadores de tensión en régimen permanente, factor de potencia, distorsión armónica, desequilibrio de tensión, fluctuación de tensión y variación de frecuencia se establecen en la Sección 8.1 del Módulo 8 -Calidad de la electricidad.

Tabla 6: Requisitos para micro y mini GDs en Brasil (traducido de PRODIST-módulo 3).

Equipo	Potencia instalada		
	Menor o igual a 75 kW	**Mayor a 75 kW y menor o igual a 500 kW**	**Mayor a 500 kW y menor o igual a 5 MW**
Elemento desconectador	sí	sí	sí
elemento de interrupción	sí	sí	sí
Transformador de Acople	No	sí	sí
Protección de sub y sobre tensión	sí	sí	sí
Protección de sub y sobre frecuencia	sí	sí	sí
Protección contra Desequilibrio de corriente	No	No	sí
Protección contra desequilibrio de tensión	No	No	sí
Sobrecorriente direccional	No	sí	sí
Sobrecorriente con restricción de tensión	No	No	sí
Relé de sincronización	sí	sí	sí
Anti-isla	sí	sí	sí
Medición	Sistema de medida bidireccional	Medidor de 4 cuadrantes	Medidor de 4 cuadrantes

La Tabla 6 muestra los requisitos mínimos de los GDs. Según la normativa, la GD no debe provocar flujos inversos en los reguladores de tensión. Por otra parte, los estudios realizados deben prever la posibilidad de que el generador participe en el control automático de generación y el esquema de corte de generación, de forma que participe en un grupo de plantas despachadas por un centro de despacho de GD. En la sección 3.7 del PRODIST, se permite que las unidades de consumo con GD puedan operar en isla siempre y cuando estén físicamente desconectadas de la red de distribución.

B.3. Requisitos para la GD

Como parte de los requisitos para la implementación de GD, se debe considerar que la Resolución N° 482/2012 establece que la potencia del generador distribuido no debe superar la potencia contratada por el consumidor ni la capacidad de trasiego de potencia de la acometida eléctrica, considerando incluso el disyuntor principal.

Para la interconexión de un GD se debe seguir un proceso para la interconexión. Inicialmente, es necesario la solicitud acceso, en donde se debe entregar un formulario lleno con información técnica del proyecto, esta solicitud se hace con el objetivo de que la compañía distribuidora haga un análisis del proyecto con base en sus características técnicas, y con base en el resultado aprueba o no la continuidad de este.

Luego, la distribuidora debe dar una resolución en el tiempo establecido en el módulo 3 de PRODIST, el tiempo en que entrega el resultado depende de la potencia solicitada y la necesidad o no de hacer adecuaciones a la red eléctrica. En este punto, es importante comentar que, si es necesario alguna mejora en la red con el objetivo de conectar el generador distribuido, esta debe costearla el solicitante.

En caso de que la resolución de la solicitud de acceso sea positiva, el solicitante tiene un plazo de 120 días para solicitar una inspección a la compañía distribuidora. Una vez que se da la solicitud, el inspector tiene 7 días para realizar la inspección correspondiente. Cuando la inspección es aprobada se podrá firmar el contrato y poner en marcha el sistema de generación.

Una característica interesante de la normativa brasileña es que permite que los excedentes de energía de un generador se puedan reconocer en otro sitio de consumo, siempre y cuando estén dentro de la misma área de concesión de la distribuidora, y que ambos servicios eléctricos estén a nombre de la misma persona física o jurídica.

C. Alemania

A inicios del 2016 Alemania tenía una capacidad instalada de sistemas fotovoltaicos de 40 GW en donde el 98% correspondía a GD (Lowder Travis; Zhou Ella; Tian Tian, 2017). A mediados del año 2021 la capacidad instalada de sistemas fotovoltaicos supera los 55 GW (Enkhardt, 2021).

C.1. Normas para suministros de productos

De acuerdo con la documentación alemana, entre sus requerimientos es necesario que los equipos cumplan con algunos requisitos con el objetivo de que el código de red se cumpla tal y como se detalla en la Parte 3 de la Guía Técnica para Unidades y Sistemas de Generación de la Agencia de Promoción de la Energía Eólica y otras energías descentralizadas, en donde se determinan las características eléctricas de las unidades y sistemas de generación, sistemas de almacenamiento, así como sus componentes en media y alta tensión. Para el caso de los armónicos existe la norma VDE 0838-12:2012-06: *Electromagnetic compatibility (EMC),* que limita la corriente de los armónicos de la corriente producida por equipos conectados a la red de baja tensión.

C.2. Códigos de Red

En Alemania, existen normas técnicas para la conexión de sistemas de generación tales como VDE-AR-N 4105 que regula las plantas generadoras conectadas en baja tensión, VDE-AR-N 4100 que refiere a reglas para media tensión de sistemas de generación, almacenamiento y sistemas híbridos. Los reglamentos mencionados anterior mente, se vuelven muy importantes en la operación de la red eléctrica, ya que permite minimizar el impacto de la GD en los parámetros como tensión y frecuencia, lo que busca una mayor estabilidad en el sistema eléctrico.

El operador de la red determina el punto de conexión en la red eléctrica de distribución. Esto con el objetivo de velar que el funcionamiento del sistema de generación no afecte el suministro eléctrico de otros consumidores. Sin embargo, como regla el sistema de generación es conectado al punto de alimentación del cliente. En algunos casos especiales se podrá requerir una acometida exclusiva para el sistema de generación.

Para evaluar el impacto de la conectividad del generador en la red se debe considerar la impedancia de la red en el punto de conexión, la potencia máxima aparente y el tipo y modo de operación del generador. La evaluación es hecha asumiendo una operación de la red sin disturbios. Si existe más de 1 generador en el mismo circuito, todos deben ser considerados en el análisis.

Dado que la inclusión de GD puede generar algunos disturbios en la red, en los estudios previos realizados se debe considerar los siguiente:

- Si existe más de 1 generador en el mismo circuito, todos deben ser considerados en el análisis.
- Impedancia de la red en el punto de conexión.
- La potencia máxima aparente del generador.
- El tipo y modo de operación del generador.
- La cargabilidad de los transformadores y líneas de distribución.
- Cambios en los niveles de tensión no mayores al 3%.
- Corriente de cortocircuito aportada por el generador.

En la operación de los sistemas de generación no se permiten desconexiones automáticas por variaciones de frecuencia cuando la variación es menor a -5% ó +3%.

En algunas ocasiones la red eléctrica puede tener variaciones de frecuencia. Cuando esto suceda, los sistemas de GD tendrán que reducir o aumentar la potencia generada, en función del aumento o caída de la frecuencia respectivamente. Lo anterior busca que estos generadores aporten en mantener la frecuencia cerca de los valores nominales.

C.3. Requisitos para la GD

Para la puesta en marcha del sistema de generación, deben seguir el siguiente procedimiento:

- Inspección del sistema.
- Comparación entre la configuración del sistema y los planos.
- Comparación de la configuración de los dispositivos de medición utilizados para facturación contra las especificaciones técnicas y contractuales.

- Ejecución del procedimiento de arranque para medidores y si es necesario de extracción de datos.
- Revisión de la conexión y desconexión del dispositivo de compensación reactiva externo asociada al generador (en caso de aplicar).
- Para generadores con potencias mayores a 100 kW, revisión de los equipos para la reducción de alimentación a la red dentro del marco legal.
- Revisión de los equipos de monitoreo de máxima potencia aparente, en caso de que la compañía distribuidora lo requiera.
- Aporte de Distorsión armónica.
- Desbalance de tensiones.

El operador de la red puede solicitar la desconexión del generador en los siguientes casos:

- Riesgo de sobrecarga en los equipos de la red de distribución.
- Riesgo de creación de isla.
- Riesgo de estabilidad transitoria o en régimen estático.
- Cambio de frecuencia que ponga en riesgo el sistema.
- Ejecución de reparaciones o nuevas construcciones.
- Entre otros.

D. Italia

Italia tiene una capacidad de generación instalada de 114,242 MW, en donde 28,000 MW corresponde a GD (según registros hasta finales del 2017 lo cual equivale a una penetración de GD de 24.5%. Este nivel de penetración se ha logrado con 900,000 plantas de generación (Botton, 2017).

La GD está regulada mediante el Res. 99/08 y 179/08 los cuales corresponden a códigos para conexiones, y por otro lado existen las normas técnicas CEI 0-16 pata media y alta tensión y, CEI 0-21 para generadores en baja tensión.

D.1. Normas para suministros de productos

Cada dispositivo de conversión de energía estática debe ir acompañado de una certificación del fabricante (marca CE) relativa al cumplimiento de las directrices 2006/05 / CE sobre baja tensión y 2004/108 / CE sobre compatibilidad electromagnética, así como la norma CEI. EN 50178. El cliente debe conservar toda la documentación que certifique el cumplimiento de las directrices antes mencionadas y estará disponible para su distribución electrónica a pedido de la compañía distribuidora.

Respecto a la calidad de la energía producida por los GDs conectados a la red de distribución mediante dispositivos de conversión estática, los requisitos funcionales del convertidor y las pruebas relativas se reportan en el anexo específico del CEI 0-21.

En relación con los sistemas de almacenamiento, estos deben cumplir con las directrices técnicas correspondientes de la Norma CEI 0-21.

D.2. Códigos de Red

Sistemas menores a 100 kW o igual deben ser interconectados en baja tensión, entre 100 kW y 6 MW el generador debe ser interconectado en media tensión.

Previo a la puesta en marcha de los sistemas de generación en media tensión, la compañía distribuidora verifica, mediante programas específicos, que el GD no tenga impactos significativos en la red de distribución con base en los criterios de la norma CEI 0-16, la documentación técnica presentada por el cliente y los siguientes aspectos:

- La posible presencia de otros productores.
- Variaciones de tensión en condiciones permanentes o transitoria, producto de la conexión de la planta.
- El cálculo de la corriente de Corto circuito y la verificación de las protecciones en la red de Media Tensión.
- El aumento de la corriente de falla.
- Otros parámetros relacionados con la calidad del servicio y la tensión.

Adicionalmente, la distribuidora verifica la existencia de flujos inversos en la red de media tensión, en caso de existir deberán adoptar las medidas necesarias para garantizar el correcto funcionamiento de la red.

Para aquellos generadores menores a 100 kW que se conectan en baja tensión, la compañía distribuidora realiza simulaciones con base en la información técnica presentada por el solicitante, los criterios establecidos en la norma CEI 0-21 y, además considerando los siguientes aspectos:

- Variaciones de tensión.
- Capacidad de transporte de la red de baja tensión en trasformadores y conductores.
- Resistencia térmica de los conductores
- Capacidad de corte y cierre de los interruptores automáticos de baja tensión
- Selectividad de las protecciones

La compañía distribuidora realiza comprobaciones preliminares considerando los siguientes aspectos:

- potencia nominal, factor de potencia, número y eficiencia de generadores rotativos y cualquier motor eléctrico.
- potencia nominal y número de dispositivos de conversión estática.

- contribución al cortocircuito de la planta de producción.
- Ubicación de la planta en la red.
- Características y capacidad de transporte de la línea BT a la que se debe realizar la conexión.

Es importante mencionar que las islas no deseadas se deben evitar dado que eventualmente podrían presentan los siguientes problemas:

- Tensión y frecuencia no controlados y, por tanto, posibles variaciones más allá de los límites seguros.
- Peligro de cierre en push-pull, con el posible daño de los mecanismos de operación, en caso de maniobras de operación.
- Peligro de cierre en push-pull de los generadores que soportan la isla no deseada, con el posible daño a los dispositivos operativos, en caso de maniobras de operación (cierre del seccionador, operaciones para resolución de problemas, entre otros.) y, sobre todo, de los generadores (especialmente si son inversores o turbo gas).
- Mal funcionamiento del sistema de automatización.

Los generadores operan normalmente a factor de potencia unitario, sin embargo, la compañía distribuidora puede solicitar el funcionamiento con un factor de potencia distinto a 1, esto con el objetivo de cubrir las necesidades operativas de la red de distribución. De la misma forma que el factor de potencia, la compañía distribuidora podría solicitar al generador cambios en el intercambio de potencia reactiva.

Algunos tipos de generadores podrían generar perturbaciones para otros clientes, e incluso comprometer el funcionamiento regular de otros equipos conectados a la misma red, por lo que se deben respetar los límites previstos de acuerdo con las siguiente directrices o normas:

- Componentes armónicos de la corriente: CEI EN 61000-3-2 ó CEI EN 61000-3-12 en función de la potencia del sistema.
- Fluctuaciones de tensión y parpadeo: CEI EN 61000-3-3 ó CEI EN 61000-3-11 en función de la potencia del sistema.

D.3. Requisitos para la GD

Los operadores de red deben actualizar la disponibilidad de la capacidad de alojamiento, mediante una clasificación de colores georreferenciada, de forma que los usuarios pueden apreciar en el mapa publicado la criticidad de la zona.

Para iniciar con los permisos correspondientes de instalación de un generador, es necesario entregar una solicitud a la EDE con información de cliente solicitante, datos técnicos del proyecto como la potencia en kW, diagrama unifilar firmado por un especialista acreditado,

tipo de fuente utilizada, plano del terreno donde se instalará el proyecto. En el reglamento de solicitudes se establecen los costos de esta los cuales varían en función de la capacidad solicitada. Así mismo, se establecen los tiempos de respuesta máximos dar respuesta a la solicitud. En caso de que se requieran readecuaciones a la red eléctrica, el solicitante debe asumirlos mediante un presupuesto presentado por la distribuidora. Una vez se hacen las mejoras a la red y se construye el sistema de generación, la compañía distribuidora debe realizar una inspección, con el objetivo de verificar si lo que fue instalado coincide con toda la documentación entregada por el solicitante. Cuando se da el visto bueno de la inspección, se procede con la puesta en marcha, así como con la firma de los contratos correspondientes.

E. California

California es uno de los estados norteamericanos con mayor capacidad instalada de GD. Solo en sistemas de generación fotovoltaica instalada por los usuarios finales se tiene una capacidad instalada de 10,038 MW en 835,638 proyectos (*California Distributed Generation Statistics*, 2021), donde la mayoría se concentran en los sectores residencial (67,4%) y comercial (23,4%).

La GD está regulada mediante la Regla 21 que fue publicada desde el año 2000 por la Comisión de Servicios Públicos de California que funge como ente regulador. Esta regla 21 ha sufrido diferentes cambios para considerar los avances tecnológicos y mayores exigencias de los operadores de red. La versión actual de la Regla 21 está basada en cambios publicados en el año 2021.

E.1. Normas para suministros de productos

De acuerdo con la reglamentación en California, las unidades de generación que se conecten a la red eléctrica deben estar certificados (enlistados) por un laboratorio nacional acreditado sobre el cumplimiento de pruebas de la Regla 21. En el certificado, el laboratorio debe proveerle al fabricante de cada equipo la siguiente información:

- Fecha de certificación
- Número de modelo del equipo certificado
- Procedimientos de prueba realizados
- Valores nominales del equipo (kV, kW, amps, factor de potencia, etc.)
- Corriente máxima de falla disponible del equipo.
- Corriente DC inyectada
- Corriente in-rush (de arranque)
- Certificación de no exportar energía a la red
- Certificación de protección anti-isla
- Control Volt-VAr y Volt-Watt en inversores
- Pruebas de sincronización
- Pruebas de disparo (protecciones)

Las unidades de generación deben tener interruptores de falla certificados (enlistados) como adecuados. Esto incluye tener la capacidad de interrumpir la corriente de falla máxima disponible en el punto de conexión. Además, los equipos de generación deben garantizar de que, ante fallo de este, no se comprometerá la integridad de la red eléctrica al cual estará conectado.

E.2. Códigos de Red

La Regla 21 establece que los generadores que se conecten a la red eléctrica por medio de inversores deben cumplir los requerimientos establecidos en la certificación UL-1741. Además, a todos los generadores se les definen límites de *flicker* o parpadeo según la norma IEEE 519-1992 y de armónicos según establece la norma IEEE-1547.

Las unidades de generación que se conectan al sistema de distribución deben contar con elementos de protección que puedan sensar condiciones anormales de la red de transmisión o distribución. Algunas de las funciones que deben incluir disparo por sobre y baja frecuencia, así como sobre y baja tensión.

Las unidades de generación con una capacidad de 30 kVA o menos deben tener capacidad de operar de manera continua con tensiones de +/- 5% de la tensión nominal de la red. Las unidades de capacidad mayor a 30 kVA, deben asegurar operación para tensiones de 88% hasta 110% de la tensión nominal.

El esquema de aterrizamiento del sistema de generación no debe causar sobretensiones que excedan la capacidad de los equipos conectados ni debe afectar la coordinación de las protecciones de falla a tierra.

Las unidades de generación no deben inyectar corriente directa superior a 0,5% de su corriente nominal a la red de distribución o transmisión.

Para el caso de generadores síncronos, estos deben tener interruptores trifásicos con control electrónico o electromecánico. Estas unidades deben trabajar en modo control de factor de potencia, no de tensión. Unidades con capacidad inferior a 10 MW no requieren el uso de estabilizadores de sistema de potencia.

Los generadores asíncronos no requieren una función de sincronización. Además, las unidades que se conectan por inversores no requieren equipo de sincronización por separado.

E.3. Requisitos para la GD

Las unidades de 1 MW o menos bajo la figura de medición neta no deben pagar por estudios de interconexión del sistema de generación. Para unidades de mayor tamaño, los interesados deben pagar el costo del estudio de interconexión.

Ante solicitud interesados, la empresa debe proveer información de ejemplos de contratos de interconexión, información de costos de evaluación inicial y estudios complementarios, tipo de tarifa aplicable y requerimientos de medición, todo esto en los siguientes 3 días después de recibir la solicitud del interesado.

Existen dos tipos de procesos de evaluación:

- **Revisión rápida (fast-track):** sistemas de generación que no exportan a la red y unidades que sí exportan a la red con capacidad no superior a los 3 MW y conectados a circuitos de 12, 16 o 33 kV. Esta revisión comprende una revisión inicial con una serie de criterios de evaluación que si alguno no se cumple entonces se procede a una revisión complementaria. La empresa de distribución debe notificar al interesado. En esta etapa se debe pagar el costo de la revisión complementaria o el interesado puede escoger no seguir el proceso de interconexión.
- **Revisión detallada:** cuando as unidades no entran dentro de los requisitos para revisión rápida o no cumplieron los criterios de la revisión inicial y complementaria del proceso *fast-track*.

Algunos de los criterios que se deben cumplir en la revisión inicial son:

- ¿Se conectará el sistema de generación en una red (malla) secundaria? En el caso que no se continúa al siguiente criterio.
- ¿El equipo está certificado por un laboratorio acreditado a nivel nacional? En caso afirmativo se continúa al siguiente criterio.
- ¿La caída de tensión por la interconexión del generador será inferior a 2,5% o 5% en media y baja tensión respectivamente? En caso afirmativo se continúa al siguiente criterio.
- ¿La capacidad instalada de generación en el lugar de conexión superará la capacidad del transformador aguas arriba? En caso negativo se continúa al siguiente criterio.
- En caso de ser un generador monofásico para conectar a un sistema trifilar monofásico, ¿el sistema causará desbalance entre los conductores vivos del sistema trifilar? En caso negativo se continúa al siguiente criterio.
- ¿La contribución de corriente de cortocircuito está dentro de los límites permitidos? En caso afirmativo se continúa al siguiente criterio. Este criterio no aplica a unidades de 11 kVA o menos.
- ¿Se excede la capacidad de interrupción de algún elemento de protección como interruptor, recloser o fusible? En caso negativo se continua al siguiente criterio.
- ¿La configuración de línea es compatible con el tipo de interconexión? En caso positivo se continua con el siguiente criterio.

- ¿El generador exportará potencia a la red eléctrica? En caso afirmativo se continúa con el siguiente criterio.
- ¿La capacidad del generador es de 11 kVA o menos? En caso afirmativo se reduce el número de criterios por evaluar.
- ¿La capacidad del generador es de 500 kVA o menos? En caso afirmativo se reduce el número de criterios por evaluar.
- ¿La capacidad instalada de GD en una sección de línea es inferior al 15% de la demanda en esa sección? En caso negativo se requieren estudios complementarios.

En el caso de las revisiones complementarias se comprueba:

- ¿La capacidad instalada de GD en una sección de circuito es inferior a la demanda mínima en esa sección durante los últimos 12 meses?
- ¿Se puede garantizar regulación de tensión en la sección del circuito? ¿Se puede determinar que las fluctuaciones de tensión no superarán los límites establecidos en la norma IEEE 1453 o su equivalente?
- ¿La ubicación del generador propuesto o la capacidad agregada en la sección del circuito crea impactos en la seguridad y confiabilidad sin necesidad de realizar un estudio detallado?

Finalmente, los estudios detallados toman en cuenta los siguientes aspectos:

- ¿La solicitud de interconexión es eléctricamente independiente de la red de transmisión? Esto es algo que se valora con el operador de transmisión y para solicitudes de interconexión de varios MW.
- ¿La solicitud de interconexión es independiente de otras solicitudes en espera de conexión a la red de distribución?