

LINEAMIENTOS Y CONTENIDO ESTUDIO DE CONEXIÓN SIMPLIFICADO PARA AGPE EN EL RANGO DE CAPACIDAD ENTRE 0.1 y 1, y AGGE MENOR A 5 MW

Objetivo:

Indicar las especificaciones de cada uno de los análisis eléctricos que se requieren para estudiar la solicitud de conexión de sistemas de Autogeneración en el rango de capacidad [0.1 5] MW, de acuerdo a lo dispuesto en la resolución CREG 030 de 2018.

Ámbito de aplicación de las solicitudes de conexión nuevas y modificación de conexiones existentes:

- Autogeneradores de Pequeña Escala [AGPE] con potencia instalada entre 0.1 MW y 1 MW, con y sin entrega de excedentes de energía a la red.
- Autogeneradores de Gran Escala [AGGE] con potencia instalada mayor a 1 MW y menor o igual a 5 MW, con y sin entrega de excedentes de energía a la red.
- Autogeneradores de pequeña escala [AGPE] con entrega de excedentes a la red menores o iguales a 0.1 MW y Generadores Distribuidos [GD], que no cumplan con los estándares técnicos de disponibilidad del sistema, establecidos en el artículo 5 de la resolución CREG 030 de 2018.

Referencias (Leyes, resoluciones y normas técnicas nacionales):

i) Código de Conexión (Resolución CREG 025 de 1995); ii) Resolución CREG 070 de 1998 (Reglamento de Distribución); iii) Resolución CREG 024 (Normas de calidad de la potencia eléctrica, aplicables a los servicios de Distribución de Energía Eléctrica); iv) Resolución CREG 106 de 2006 (Procedimientos generales para asignación de puntos de conexión); v) Resolución CREG 016 de 2007 (Modificación a normas de calidad de la potencia); vi) Resolución CREG 005 de 2010 (Requisitos y condiciones técnicas que deben cumplir los procesos de cogeneración); vii) Resolución 90708 de agosto 30 de 2013 (Anexo General RETIE. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas); viii) Resolución CREG 038 de 2014 (Código de Medida); ix) Ley 1715 del 13 de mayo de 2014, que promueve el desarrollo de las Fuentes de Energía Renovables No Convencionales; x) Decreto MME 2469 del 02 de diciembre de 2014 (Lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración); xi) Resolución UPME 281 de 2015, por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala; xii) Resolución CREG 024 de 2015 (Regula la actividad de autogeneración a gran escala); xiii) Resolución CREG 030 de 2018 (Regula la actividad de autogeneración a pequeña escala y generación distribuida); xiv) NTC 1340 (Electrotecnia. Tensiones y Frecuencias Nominales En Sistemas De Energía Eléctrica En Redes De Servicio Público); xv) NTC 5000 (Calidad De La Potencia Eléctrica. Definiciones Y Términos Fundamentales); xvi) NTC 5001 (Calidad De La Potencia Eléctrica. Límites Y Metodología); xvii) NTC 2050 (Código Eléctrico Colombiano).

Estándares internacionales:

i) UL 1741-2010 Standard for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources; ii) IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems; iii) IEEE 519-Recommended practices for controlling the harmonics in electrical power systems; iv) IEC 61727 Photovoltaic (PV) systems-Characteristics of the utility interface; v) IEC 61000-3-13-“Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems”; vi) IEC/IEEE PAS 63547- “Interconnecting distributed resources with electric power system”; vii) IEC 60909-“Short circuit currents in three-phase a.c. systems IEC 60909”.

Definiciones y acrónimos:

Acrónimo y palabras clave	Descripción
Acometida	Derivación de la red local del servicio respectivo, que llega hasta el registro de corte del inmueble.
Activos de conexión a un STR o a un SDL	Son los bienes que se requieren para que un Operador de Red-OR se conecte físicamente a un Sistema de Transmisión Regional, STR, o a un Sistema de Distribución Local, SDL, de otro OR. También son activos de conexión los utilizados exclusivamente por un usuario final para conectarse a los niveles de tensión 4, 3, 2 o 1. Un usuario está conectado al nivel de tensión en el que está instalado su equipo de medida individual.
Activos de Uso de STR y SDL	Son aquellos activos de transporte de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 kV que son utilizados por más de un usuario y son remunerados mediante cargos por uso de STR o SDL.
Año t	Año previsto para la puesta en servicio de un proyecto específico.
Año t+x	Años después, posterior a la puesta en servicio del proyecto. Ejemplo, (t+2) serían dos (2) años después de la puesta en servicio de un proyecto específico. Los Operadores de Red-OR definirán antes del 15 de diciembre de cada año el valor de x, el cual estará vigente durante el <u>primer semestre</u> del año posterior, ello para todas la solicitudes de punto de conexión y estudio asociado. Para el <u>segundo semestre</u> del año, el valor de x será definido por cada OR durante el primer semestre, antes del 15 de junio.
Autogeneración a gran escala (AGGE)	Autogeneración cuya potencia máxima supera el límite establecido por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) el cual es 1MW. (Fuente: Ley 1715 de 2014, Art. 5, Numeral 2).
Autogeneración a pequeña escala (AGPE)	Autogeneración cuya potencia máxima no supera el límite establecido por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), el cual es 1 MW. (Fuente: Ley 1715 de 2014, Art. 5, Numeral 3).
Capacidad Efectiva	Es la máxima cantidad de potencia activa neta (expresada en valor entero en MW) que puede suministrar una unidad de generación en condiciones normales de operación.
Circuito	Es la red o tramo de red eléctrica monofásica, bifásica o trifásica que sale de una subestación, de un transformador de distribución o de otra red, y suministra energía eléctrica a un área específica. Cuando un circuito tenga varias secciones o tramos, cada uno de ellos se considera como un circuito (fuente Resolución CREG 070 de 1998).

Acrónimo y palabras clave	Descripción
Criticidad	Situación donde un elemento de la red, para un determinado escenario, tiene al menos un parámetro eléctrico por fuera de los rangos establecidos por la regulación actual.
Condición N	Estado permanente de la red, en configuración normal, con todos los elementos disponibles.
Condición N-1	Estado temporal de la red, con configuración modificada debido a la indisponibilidad de un elemento de la red.
Escenarios de estudio eléctrico	Consideraciones topológicas de la red, demanda, carga, generación y consignas operativas a tener en cuenta en la elaboración de los estudios eléctricos.
Estudio de conexión	Estudio que establece la viabilidad técnica para la conexión que se solicita, con el propósito de revisar que se cumplan los criterios de cargabilidad y perfiles de tensión en los alimentadores y transformadores, tanto en condición estable como en condición de contingencia (N y N-1), lo anterior cumpliendo los criterios definidos por la regulación actual. Adicionalmente debe tener los análisis técnico-económicos que se describen a lo largo de este documento.
Estudio de coordinación de protecciones	Estudio que tiene en cuenta las características del proyecto a conectar al STR o SDL. En él se identifican las corrientes máximas que circulan en caso de falla en cada elemento del proyecto y del sistema, permitiendo evaluar y especificar la capacidad de los equipos de maniobra, responsables de despejar las corrientes de falla, así como determinar los ajustes requeridos en las protecciones existentes.
Generador Distribuido (GD)	Persona jurídica que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo, está conectado al Sistema de Distribución Local y cuenta con una potencia instalada menor o igual a 0,1 MW (Fuente: R. CREG-30-2018; Art. 1).
Inversor	Es el equipo encargado de transformar la energía recibida del generador o sistema de almacenamiento (en forma de corriente continua) y adaptarla a las condiciones requeridas según el tipo de cargas, normalmente en corriente alterna para el posterior suministro a la red.
Niveles de Tensión	Los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición: ▪ Nivel IV (AT): Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV. ▪ Nivel III (MT): Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57.5 kV. ▪ Nivel II (MT): Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV. ▪ Nivel I (BT): Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.
Operación en Isla	Condición en el STR o SDL donde uno o más autogeneradores, generadores convencionales o distribuidos, energizan una red

Acrónimo y palabras clave	Descripción
	eléctrica aislada del resto del STR o SDL, durante un periodo de tiempo, ya sea por fallas en la red o mantenimiento.
Potencia instalada de generación	Valor declarado al Centro Nacional de Despacho, CND, por el generador distribuido en el momento del registro de la frontera de generación, expresado en MW, con una precisión de cuatro decimales. Este valor será la máxima capacidad que se puede entregar a la red en la frontera de generación. (Fuente: Artículo 3 Resolución CREG 030 de 2018).
Punto de conexión	Punto asignado por el Operador de Red-OR para realizar la conexión del proyecto al sistema de distribución SDL o STR.
Red	Red de distribución: Red eléctrica de Alta Tensión-AT, Media Tensión-MT o Baja Tensión-BT, gestionada por una empresa de distribución, por la que se puede dar suministro a los usuarios conectados a la misma.
Sistema de Distribución Local – SDL	Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en los niveles de tensión 3, 2 y 1 y son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización.
Sistema de Transmisión Regional – STR	Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR o el Transportador Regional TR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más OR o TR.
Sistema Interconectado Nacional –SIN	Sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los Usuarios, según lo previsto por el artículo 11 de la Ley 143 de 1994.

Estructura de Presentación:

Los estudios de conexión deberán contener como mínimo la siguiente estructura.

1.1 Resumen ejecutivo

En este aparte del estudio el interesado en conectarse describe brevemente:

- Antecedentes y el alcance del proyecto.
- Supuestos principales para la elaboración del estudio de conexión.
- Resumen de los principales resultados obtenidos a través de las simulaciones.
- Conclusiones del estudio de conexión.

1.2 Descripción y ubicación del proyecto

En este capítulo se indica la descripción del proyecto, tipo de fuente, vida útil, ubicación en coordenadas geográficas aportando una imagen de su ubicación, diagrama unifilar general con esquema de conexión, así como las consideraciones adicionales que se estimen convenientes. Los posibles esquemas de conexión a la red eléctrica pueden ser los siguientes:

1.2.1 Esquemas de conexión a la red BT

Los tipos de configuración más comunes para la conexión de los GD's, AGPE's o AGGE's a la red de baja tensión son los siguientes:

1.2.1.1 Conexión radial desde una subestación secundaria MT/BT

El esquema de conexión implica la construcción de una línea desde la subestación MT/BT para permitir la conexión de un usuario.

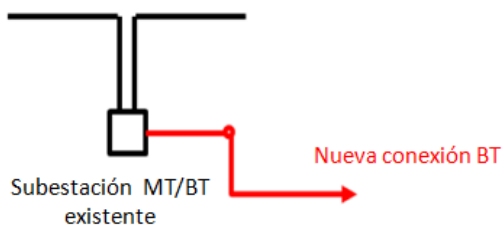


Figura 1. Conexión radial desde una subestación secundaria.

1.2.1.2 Conexiones desde línea de BT

1.2.1.2.1 Conexión de derivación de línea (sólo en la línea aérea)

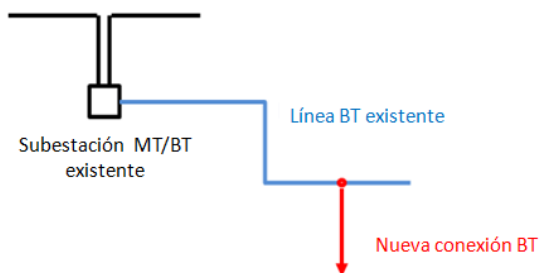


Figura 2. Conexión de derivación en T.

1.2.1.2.2 Desde caja de derivación de acometidas (redes aéreas)

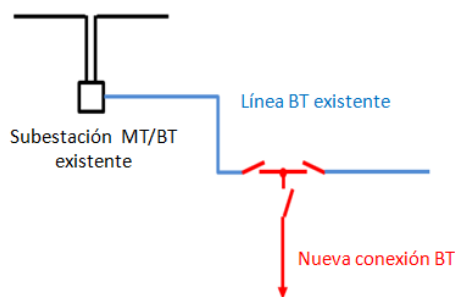


Figura 3. Inserción de ramal en la caja de derivación de acometidas de BT.

1.2.2 Esquemas de conexión a la red MT

1.2.2.1 Derivación radial doble

La conexión implica la construcción de dos líneas dedicadas (respaldo), ya sea directamente desde la subestación primaria, o desde otro punto (figuras 4 y 5, respectivamente). Dicho esquema no garantiza la continuidad del servicio cuando las dos alimentaciones provienen de la subestación primaria y en esta se produce una falla.

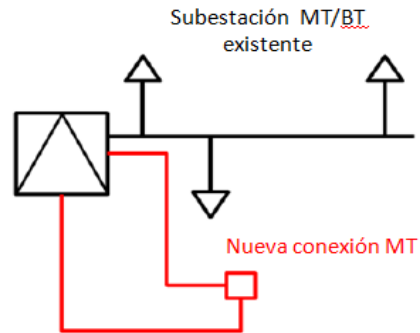


Figura 4. Derivación radial doble desde la subestación AT/MT.

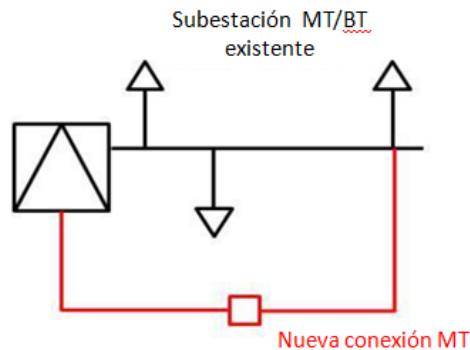


Figura 5. Derivación línea de realimentación dedicada.

1.2.2.2 LILO (entrada/salida) en la derivación de la línea MT

Este esquema se usa generalmente en líneas subterráneas para implementar conexiones radiales o de anillo.

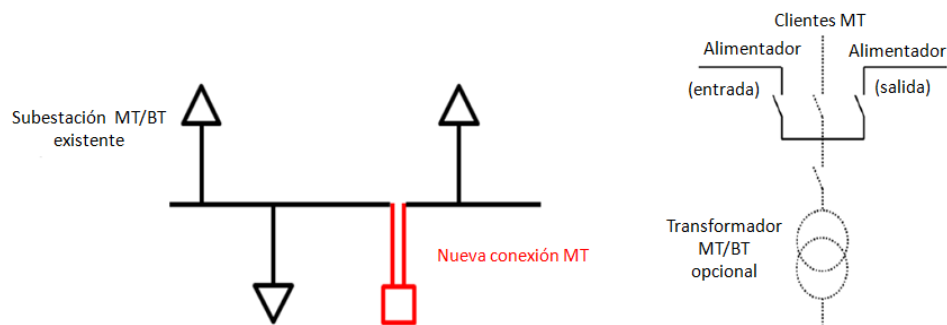


Figura 6. Conexión LILO en línea MT.

1.2.2.3 Radial desde la derivación de la subestación primaria

Este tipo de conexión puede adoptarse si a lo largo de una línea existente no es factible la conexión desde un punto de vista técnico, por ejemplo, por baja capacidad.

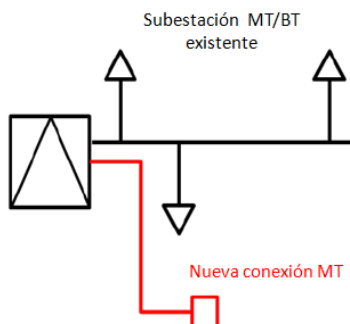


Figura 7. Conexión radial desde una subestación primaria.

1.2.2.4 Derivación en T (con o sin seccionamiento)

Este esquema se usa para redes aéreas. Puede instalarse un seccionamiento inmediatamente debajo de la derivación en T, con el fin de facilitar las actividades de mantenimiento. En caso de derivaciones aéreas muy largas o cargas muy grandes, el seccionamiento debe estar siempre instalado.

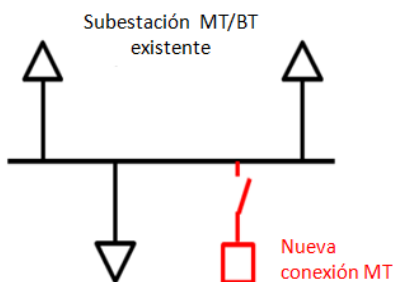


Figura 8. Derivación en T ramificada con seccionamiento.

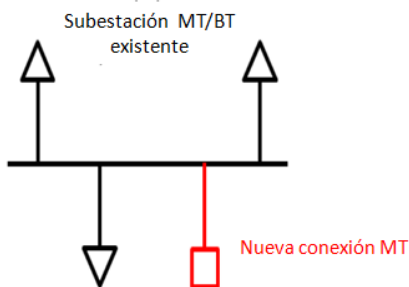


Figura 9. Derivación en T ramificada.

1.3 Parámetros eléctricos de los equipos del proyecto, y de operación declarados por el usuario interesado en conectarse

En este aparte del estudio se aportan los parámetros eléctricos de los equipos objeto de la conexión, fuentes de generación (paneles, inversores, generadores, transformadores en caso de que apliquen,

etc.), así como los criterios de operación del sistema, indicando si entregará o no excedentes de energía a la red.

Es importante aclarar que la información acá solicitada, según el caso, también aplica para aquellos usuarios interesados en conectarse que no entregarían excedentes al SIN, pero que se encontrarían sincronizados con el sistema de manera permanente. Por otro lado, no aplica para los usuarios que planteen una transferencia automática, que garantice el uso de la red del SIN como demanda neta o generador aislado sin conexión a la red cuando se disponga del recurso para abastecer autónomamente la totalidad de su demanda.

Especificación de parámetros – Transformadores
Capacidad, nivel de tensión, impedancia de secuencia positiva, impedancia de secuencia cero, grupo de conexión, TAP máximo y mínimo, y paso/TAP.

Tabla 1. Datos para transformadores.

Especificación de parámetros – Generadores
▪ Fuente de energía (solar, eólica, hidráulica, térmica, entre otras). ▪ Tipo de generador (estático, asíncrono, síncrono). ▪ Datos de placa, capacidad, frecuencia, tensión. ▪ Datos para modelo: ✓ Potencia aparente nominal. ✓ Potencia activa nominal. ✓ Máxima generación activa. ✓ Mínima generación activa. ✓ Máxima generación reactiva. ✓ Mínima generación reactiva. ✓ Reactancia sincrónica de eje directo – X_d. ✓ Reactancia transitoria de eje directo - X_d'. ✓ Reactancia sub transitoria de eje directo - X_d''. ✓ Reactancia de secuencia negativa - $X(2)$. ✓ Reactancia de secuencia cero - $X(0)$. ✓ Resistencia del estator – R. ✓ Reactancia característica – X_c. ✓ Reactancia de dispersión del estator – X_l. ✓ Reactancia sincrónica de eje en cuadratura – X_q. ✓ Reactancia sub transitoria de eje en cuadratura - X_q''. ✓ Inercia – H. ✓ Constante de tiempo transitoria de circuito abierto de eje directo - T_{do}'. ✓ Constante de tiempo sub transitoria de circuito abierto de eje directo - T_{do}''. ✓ Constante de tiempo sub transitoria de circuito abierto de eje en cuadratura - T_{qo}''.

Tabla 2. Datos de placa para generadores.

Especificación de parámetros – Inversores y paneles solares
Datos de entrada: Tensión de arranque, máxima tensión y corriente de entrada, tensión y corriente de entrada nominal, máxima corriente de cortocircuito de los paneles solares. Datos de salida: Potencia de salida nominal, máxima potencia de salida, tensión de red nominal, tolerancia de tensión AC del inversor, máxima corriente de salida con Voltaje Nominal-V_{nom}, protección contra sobre corriente, numero de fases, frecuencia de salida nominal, márgenes de frecuencia, dispositivos de protección integrados.

Tabla 3. Datos de placa para inversores y paneles solares.

1.4 Momento de entrega de la información por parte del Operador de Red-OR para la realización del estudio

Una vez el interesado haga su solicitud de conexión en el aplicativo web de cada Operador de Red-OR, mientras la CREG no disponga lo contrario, este tendrá un plazo máximo de 15 días hábiles para suministrar al interesado toda la información requerida para la elaboración del estudio de conexión simplificado.

Nota: El tiempo de 15 días hábiles se considera necesario, ya que el OR debe preparar toda la información contenida en el numeral 1.5, la cual incluye el modelo de red en el punto de conexión. Lo anterior garantiza un desarrollo más oportuno del estudio, ya que se disminuyen los tiempos de elaboración del mismo y se evitan futuros reprocesos. Vale la pena referenciar también la cantidad de solicitudes de conexión a los Operadores de Red, donde un solo OR, con corte a 31 de diciembre de 2019, tuvo que gestionar la información para 165 proyectos enmarcados en la Resolución CREG 030 de 2018.

1.5 Información necesaria para elaborar el estudio

1.5.1 Modelación de la zona de influencia del proyecto de generación

El Operador de Red-OR suministrará al interesado en conectarse la siguiente información para los años t y $(t+x)$, según corresponda, para modelar la conexión del generador interesado.

Los OR definirán antes del 15 de diciembre de cada año el valor de x , el cual estará vigente durante el primer semestre del año posterior, ello para todas las solicitudes de punto de conexión y estudio asociado. Para el segundo semestre del año, el valor de x será definido por cada OR durante el primer semestre, antes del 15 de junio.

1.5.1.1 Para solicitudes de conexión al nivel de tensión N1

- Equivalente en el lado de alta del transformador de distribución.
- Parámetros del transformador de distribución.
- Características del conductor entre el transformador de distribución y el interesado en conectarse.
- Demanda equivalente del transformador de distribución.
- Características de los generadores conectados en el mismo transformador de distribución (ver Tablas 2 y 3 del numeral 1.3).
- Principales condiciones operativas.

1.5.1.2 Para solicitudes de conexión al nivel de tensión N2

- Equivalente de la subestación.

- Demanda equivalente de la subestación y del circuito a modelar.
- Parámetros de la red troncal principal.
- Demandas agregadas que se conectan a la red troncal principal.
- Características de los generadores conectados en el mismo circuito y/o que impacten a la subestación.
- Principales condiciones operativas.

1.5.1.3 Para solicitudes de conexión al nivel de tensión N3 en sistemas enmallado

- Equivalentes de todas las subestaciones aledañas del punto de conexión (sin incluir conexiones en T) del proyecto del interesado, para todos los posibles caminos hasta configurarse el “enmallamiento” (ver figura 10).
- Conexiones en T que impacten la zona de influencia del proyecto del interesado en conectarse.
- Demanda equivalente de la subestación aledañas y parámetros de las redes asociadas.
- Características de los generadores conectados en las subestaciones aledañas y/o que impacten a la zona de influencia de la conexión del interesado.
- Principales condiciones operativas y despachos típicos.
- Para aquellos casos donde se inyecten excedentes al STR y/o STN, se suministrará la información de la red impactada del SIN.

1.5.1.4 Para solicitudes de conexión al nivel de tensión N3 en sistemas radiales

- Mismas condiciones de las solicitudes de conexión al nivel de tensión N2.
- Equivalente de la subestación de respaldo.

1.5.1.5 Para solicitudes de conexión al nivel de tensión N4

- Modelo completo del SIN.
- Principales condiciones operativas y despachos típicos.

Nota: Para todos los casos descritos en este numeral, es decir las solicitudes de conexión en los niveles N1, N2, N3 y N4, el Operador de Red-OR suministrará la base de datos del software de modelación utilizado por este, incluyendo la información de desbalance de fases si así lo identifica el OR y lo requiere el interesado en conectarse.

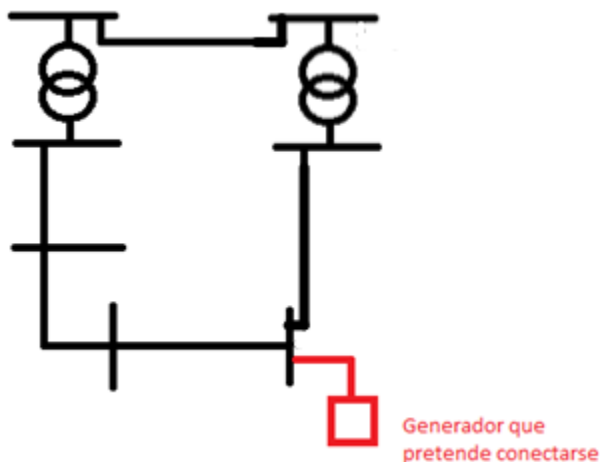


Figura 10. Red enmallada de referencia.

1.5.2 Horizonte de análisis

Para conexiones sin entrega de excedentes a la red se debe analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t), para conexiones con entrega de excedentes a la red de distribución mayores a 0.1 MW y hasta 5 MW, se deberá analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t), y un año posterior a la entrada del proyecto definido por el Operador de Red (t+x). Según el análisis correspondiente, el horizonte puede variar, como se especificará más adelante.

1.5.3 Información de demanda de potencia

Para la proyección de crecimiento de la demanda de potencia en la zona de influencia del proyecto, se deben utilizar las demandas reportadas por el Operador de Red-OR para su sistema, las cuales serán suministradas por este último al interesado en conectarse (**ver numerales 1.5.1 y 1.6.2¹**).

1.5.4 Información de despachos de generación

Para las solicitudes de conexión a los niveles de tensión N3 y N4, se considerará la información publicada en las bases de datos de XM para los diferentes despachos de generación, buscando la simulación de los casos críticos que se presentan más adelante (**numeral 1.6.2**). Dicha información deberá ser suministrada por el Operador de Red-OR al interesado en conectarse (**ver numeral 1.5.1**).

1.5.5 Información de compensación reactiva en el área

El Operador de Red-OR suministrará, para diferentes condiciones de demanda, la inyección de potencia reactiva típica por cada uno de sus elementos de compensación.

1.5.6 Información de la energía producida

Para el primer año posterior a la entrada en la operación del proyecto, se deberá indicar por parte del interesado en conectarse la energía estimada que producirá el sistema de generación de manera mensual. Para los años siguientes y hasta que se cumpla la vida útil, se deberá indicar la energía anual producida estimada.

1.6 Estudio eléctrico

Los análisis que deben estar contenidos en el estudio de conexión son los siguientes:

1.6.1 Validación de la correcta modelación

Para asegurar la correcta modelación del sistema en la zona de influencia de la solicitud de conexión, y considerando que el OR entregará toda la información del numeral 1.5, incluyendo el modelo de red en el punto de conexión; el interesado en conectarse deberá establecer para el año t, sin el proyecto de generación, para el escenario de carga pura del **numeral 1.6.2**, con taps fijos en posición central, nodo slack en uno de los equivalentes de red (el resto en modo PV) y la generación típica de la zona de influencia del proyecto (sin producción de potencia reactiva):

- Topología del sistema modelado, teniendo en cuenta lo indicado en el **numeral 1.5.1**.
- Nivel de cortocircuito en las subestaciones de la zona de influencia del proyecto, teniendo en cuenta lo indicado en el **numeral 1.5.1**.
- Tensiones y nivel de carga en las subestaciones y elementos de la zona de influencia del proyecto, teniendo en cuenta lo indicado en el **numeral 1.5.1**.

¹ Podrían ser las curvas típicas, como se enuncia en el numeral 1.6.2

1.6.2 Escenarios de estudio

En este apartado se detallan los escenarios de estudio a considerar. Es importante mencionar que las condiciones que se simulan son aquéllas que representen las más desfavorables, en términos de requerimientos de red para cada uno de los escenarios.

Respecto a la carga objeto de simulación, información suministrada por el OR de acuerdo con las condiciones del **numeral 1.5.1**, en la modelación se tendrá en cuenta las curvas de demanda de los usuarios y circuitos MT, y de los transformadores MT/BT. Si no se cuenta con dicha información se utilizarán las curvas típicas por tipo de usuario, o la curva de carga de la cabecera del circuito (suministradas también por el Operador de Red), corrigiendo o eliminando las contingencias, comprobando que no correspondan con situaciones atípicas, como averías o transferencias temporales de carga.

Para realizar los análisis requeridos deben considerarse los siguientes escenarios para la zona de influencia del proyecto, en los términos del **numeral 1.5.1**:

1.6.2.1. Carga pura: Demanda máxima con mínima generación, es decir, 0 MW para la generación no gestionable (no controlable como la tecnología solar fotovoltaica), y valores mínimos históricos para la generación gestionable (controlable como las plantas térmicas con disponibilidad de combustibles o hidroeléctricas con capacidad de regulación).

1.6.2.2. Momento de máxima diferencia: Valores de máxima generación y mínima demanda (coincidentes en el tiempo), ello entre la potencia inyectada a la red y la carga.

1.6.2.3. Máxima demanda y máxima generación: Valores máximos de carga y generación (coincidentes en el tiempo).

1.6.3 Perfiles de tensión y nivel de carga en líneas y transformadores (flujos de carga BT y MT)

Se establece el estado de la red (dependiendo de la modelación presentada en el **numeral 1.5.1**), evaluando el nivel de saturación de los distintos tramos y transformadores que intervienen eléctricamente en el punto de conexión, así como las variaciones de tensión en las subestaciones y líneas de la zona de influencia del proyecto. El objetivo de este análisis es determinar el cumplimiento de los criterios establecidos en la regulación actual, considerando la conexión del sistema de generación (Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 070 de 1998).

Es importante mencionar que, dependiendo del punto de conexión del sistema de generación, el análisis de flujo de carga podría ser desbalanceado. En este caso el Operador de Red-OR será el encargado de notificar sobre esta situación al interesado, y tendrá que suministrarle toda la información necesaria para la realización del análisis.

Asimismo, se evaluará el estado de la red contemplando la conexión del sistema de generación, tanto en condición N, como en contingencia simple de los elementos de la zona de influencia del proyecto (N-1). Para conexiones de autogeneración sin entrega de excedentes a la red, menores o iguales a 1 MW, pero mayor a 0.1 MW, sólo se realiza el análisis en condición N.

Los escenarios que se simularan son los descritos en el **numeral 1.6.2**. Para conexiones sin entrega de excedentes a la red se debe analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t), para conexiones con entrega de excedentes a la red de distribución mayores a 0.1 MW y hasta 5 MW, se deberá analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t) y un año posterior a la entrada del mismo definido por el Operador de Red-OR (t+x).

1.6.4 Contribución a la corriente de cortocircuito

Este análisis se realiza para comprobar que la incorporación del sistema de generación no suponga un incremento en la corriente de cortocircuito en las subestaciones de influencia del proyecto (de acuerdo con lo descrito en el **numeral 1.5.1**), que supere la capacidad de corte de los interruptores existentes. En este sentido, se calculará en el escenario de red previsto, tras incorporar el nuevo generador, los nuevos valores de intensidad de fase máxima ante cortocircuito (icc) en el punto de conexión y en las barras de AT y MT de las subestaciones de la zona de influencia, ya sea ante cortocircuito polifásico o ante falla a tierra. Una vez determinados, se contrastarán estos valores máximos de icc, en barras de AT, MT o BT con la capacidad de corte de todos los interruptores afectados, ello para comprobar la idoneidad de los interruptores o, en su defecto, la necesidad de su sustitución por equipos con mayor poder de corte.

Los escenarios que se simularán son los descritos en los **numerales 1.6.2.2 y 1.6.2.3**, que consideran toda la generación de la zona en línea, independientemente que entreguen o no excedentes a la red. Para solicitudes de conexión con capacidades mayores a 0.1 MW y hasta 5 MW, con y sin entrega de excedentes, se deberá analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t) y un año posterior a la entrada del mismo definido por el OR (t+x).

1.6.5 Análisis para evitar el funcionamiento en isla

El funcionamiento en isla de una red de distribución consiste en la posible alimentación temporal del sistema de generación a usuarios en ausencia de la red principal. Este funcionamiento debe ser evitado con el fin de mantener la seguridad de la operación y la calidad de suministro dentro los límites establecidos.

El uso del tele-disparo es el método más eficaz para evitar este funcionamiento en isla. En los casos donde la generación es capaz de mantener autónomamente los valores de tensión y frecuencia, existirá riesgo de funcionamiento en isla cuando se cumpla la siguiente relación:

$$\left(\sum_{i=1 \text{ a } N} P_{maxgi} \right) + P_{gnuevo} \geq P_{min dem}$$

Donde:

- P_{maxgi} : Potencia instalada del generador i.
- P_{gnuevo} : Potencia máxima del generador a estudiar.
- $P_{min dem}$: Potencia demandada mínima.

En este numeral se deberá indicar el mecanismo para evitar el funcionamiento en isla.

Adicionalmente, en la etapa de pruebas durante la conexión, se deberá certificar que se cumple con lo establecido en el Acuerdo 1322 del CNO, o aquel que lo modifique, ello desde el punto de vista de la protección anti-isla.

1.6.6 Análisis de pérdidas

Este análisis se realiza para todos los elementos en la zona de influencia del proyecto de generación, teniendo en cuenta la modelación descrita en el **numeral 1.5.1** y los escenarios del **numeral 1.6.2**. Para establecer el incremento o disminución del nivel de pérdidas por la conexión del sistema de generación, solamente para este numeral se deberá calcular por parte del interesado el nivel de pérdidas con y sin el proyecto.

Para conexiones sin entrega de excedentes a la red se debe analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t), para conexiones con entrega de excedentes a la red de distribución mayores a 0.1 MW y hasta 5 MW, se deberá analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t), y un año posterior a la entrada del mismo definido por el OR (t+x).

1.6.7 Estudios de estabilidad

Se deberá presentar un análisis de estabilidad angular (transitoria y pequeñas señales), frecuencia y tensión, para la conexión de sistemas de generación con capacidad menor a 5 MW, pero mayor a 1 MW y **punto de conexión en el nivel de tensión IV**.

Para conexiones sin entrega de excedentes a la red se debe analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t), para conexiones con entrega de excedentes se deberá analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t), y un año posterior a la entrada del mismo definido por el OR (t+x).

1.6.8 Evaluación económica

Para aquellos estudios de conexión que identifiquen el incumplimiento de los criterios técnicos establecidos en la regulación actual (resoluciones CREG 025 de 1995 y 070 de 1998, o aquellas que las modifique o sustituya), por ejemplo, sobrecargas, sobre y sub tensiones por fuera de los límites permitidos, el interesado en conectarse podrá proponer la obra necesaria para posibilitar su conexión al sistema. En este sentido, tendría que identificar los activos de uso objeto de repotenciación o de incorporación, causados por la conexión del proyecto, los cuales deben ser valorados en unidades constructivas de acuerdo con la metodología y precios descritos en la resolución CREG 015 de 2018, o aquella que la modifique o sustituya.

1.6.9 Estudios de coordinación de protecciones

Los estudios de coordinación de protecciones deberán cumplir con lo previsto en el Acuerdo 1322, o aquel que lo sustituya, modifique o complementa.

1.6.10 Causales de Rechazo del estudio de conexión simplificado

- Si la validación del **numeral 1.6.1** no es satisfactoria, es decir, los valores calculados por el interesado tienen una desviación superior al 10 % respecto a los cálculos del Operador de Red-OR (niveles de tensión, nivel de carga de elementos y niveles de cortocircuito).
- Si el interesado a conectarse entrega el estudio de conexión simplificado posterior a los 3 meses² siguientes al envío de la información por parte del OR (**numeral 1.5.1**). Lo anterior tiene un sustento técnico, ya que la red del SDL es muy dinámica y variante en el corto plazo, lo cual podría ocasionar que durante un tiempo superior a tres (3) meses, las condiciones contempladas por el interesado en conectarse en su estudio cambien en función del desarrollo real de la red.
- Si no se desarrollan todos los análisis contenidos en este documento para los años t y t+x, según corresponda.
- Si no se especifica el mecanismo para evitar el funcionamiento en isla. Tener en cuenta que en la etapa de pruebas durante la conexión del proyecto se verificará el cumplimiento de lo establecido en el Acuerdo 1322, o aquel que lo sustituya.
- Si se supera la capacidad de corto circuito en alguna de las subestaciones cercanas a la zona de influencia (**ver numeral 1.5.1**) por la conexión del sistema de generación, ello en los años t y t+x, según corresponda.

²Asimismo, de acuerdo a la experiencia adquirida con consultores que manejan este tipo de solicitudes de estudio de conexión simplificado, su elaboración requiere un tiempo aproximado de un mes para su culminación.

- Si el nivel de carga bajo condiciones normales de operación de alguno de los elementos de la red cercana a la zona de influencia del proyecto es superior al 100 %, considerando la conexión del sistema de generación, ello en los años t y t+x, según corresponda.
- Si bajo condiciones de contingencia sencilla (N-1), el nivel de carga de alguno de los elementos de la red cercana a la zona de influencia del proyecto es superior al límite de emergencia (ya sea que este último sea la misma capacidad nominal), ello en los años t y t+x, según corresponda.
- Si por la conexión del sistema de generación se observan sobretensiones en alguna de las subestaciones de la zona de influencia del proyecto, que violen los límites establecidos por la regulación actual ($V > 1.1$ p.u.). Lo anterior bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla N-1, y en los años t y t+x, según corresponda.
- Si no se entrega el estudio de coordinación de protecciones.

1.6.11 Conclusiones

En este aparte se deben listar las principales conclusiones del estudio de conexión simplificado.

1.6.12 Resumen de los análisis del estudio eléctrico y causales de rechazo

Análisis eléctrico (numeral)	Causal de Rechazo
1.6.1 Validación de la correcta modelación	Si la validación del numeral 1.6.1 no es satisfactoria, es decir, los valores calculados por el interesado tienen una desviación superior al 10 % respecto a los cálculos del Operador de Red-OR.
1.6.3 Perfiles de tensión y nivel de carga en líneas y transformadores (flujos de carga BT y MT)	Si el nivel de carga bajo condiciones normales de operación de alguno de los elementos de la red cercana a la zona de influencia del proyecto es superior al 100 %, considerando la conexión del sistema de generación, ello en los años t y t+x, según corresponda. Si bajo condiciones de contingencia sencilla (N-1), el nivel de carga de alguno de los elementos de la red cercana a la zona de influencia del proyecto es superior al límite de emergencia (ya sea que este último sea la misma capacidad nominal), ello en los años t y t+x, según corresponda. Si por la conexión del sistema de generación se observan sobretensiones en alguna de las subestaciones de la zona de influencia del proyecto, que violen los límites establecidos por la regulación actual ($V > 1.1$ p.u.). Lo anterior bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla N-1, y en los años t y t+x, según corresponda.
1.6.4 Contribución a la corriente de cortocircuito	Si se supera la capacidad de corto circuito en alguna de las subestaciones cercanas a la zona de influencia por la conexión del sistema de

	generación, ello en los años t y $t+x$, según corresponda.
1.6.5 Análisis para evitar el funcionamiento en isla	Si no se especifica el mecanismo para evitar el funcionamiento en isla. Tener en cuenta que en la etapa de pruebas durante la conexión del proyecto se verificará el cumplimiento de lo establecido en el Acuerdo 1322, o aquel que lo modifique o sustituya.
1.6.7 Estudios de estabilidad	Si no se incluye en el estudio de conexión los análisis de estabilidad, cuando aplique.
1.6.9 Estudios de coordinación de protecciones	Si no se entrega el estudio de coordinación de protecciones.

Tabla 4. Contraste entre los análisis eléctricos y las causales de rechazo.

1.6.13 Resumen esquemático procedimientos y contenidos para las solicitudes de conexión a través de estudios simplificados

