

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 que un operador de red estudie una solicitud de conexión de sistemas de Autogeneración en el rango de capacidad [0.1 5] MW, de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución CREG 030 de 2018.

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

La guía aplica a los siguientes usuarios:

- 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.
- Usuarios interesados en conectarse al Sistema, que no entregarían excedentes al SIN, pero que se encontrarían sincronizados con el Sistema de manera permanente.

Esta guía no aplica a los usuarios sin conexión a la red, que pueden abastecer su demanda de forma autónoma, pero que requieren a través de una transferencia automática el uso de la red del SIN, cuando no dispongan de la totalidad del recurso para abastecer su demanda autonomamente.

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 generador, Operador de Red o Usuario final, se conecten físicamente a un Sistema de Transmisión Regional o a un Sistema de Distribución Local.
Activos de Uso de STR y SDL	Son aquellos activos de transmisión de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 kV, se clasifican en Unidades Constructivas, y no son Activos de Conexión.
Año t	Año previsto para la puesta en servicio de un proyecto específico.
Año t+x	<p>x : Número de años posteriores a la puesta en servicio del proyecto. Ejemplo, (t+2) serían dos (2) años después de la puesta en servicio de un proyecto específico.</p> <p>Para todas las solicitudes de punto de conexión y estudio asociado, los Operadores de Red-OR definirán antes del 15 de diciembre de cada año el valor de x (número de años posteriores a la puesta en servicio del proyecto), el cual estará vigente durante el <u>primer semestre</u> del año posterior. 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 de cada año.</p>
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

Acrónimo y palabras clave	Descripción
	(UPME), el cual es 1 MW. (Fuente: Ley 1715 de 2014, Art. 5, Numeral 3).
Capacidad Efectiva Neta	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).
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 en 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.

Acrónimo y palabras clave	Descripción
Niveles de Tensión	<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 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 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.
Sistema de Transmisión Regional – STR	Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los Activos de Conexión del Operador de Red-OR 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 Operadores de Red.
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 usuario interesado en conectarse resume la siguiente información:

- Descripción y ubicación del proyecto. Como mínimo debe informarse lo siguiente: la fuente primaria para la producción de energía (sol, viento, agua, etc.), la capacidad efectiva neta, la ubicación en coordenadas planas, el área utilizada, el circuito o la subestación a las que se quiere conectar, inyecta o no excedentes al sistema, fecha prevista de entrada en operación y el diagrama unifilar indicativo de la instalación interna.
- Resumen de los principales resultados obtenidos a través de las simulaciones del comportamiento del sistema con la conexión del autogenerador.
- Conclusiones del estudio de conexión. (establece si es viable o no la conexión del autogenerador al sistema)
- Recomendaciones y pasos para llevar a cabo la incorporación del proyecto de autogeneración.

1.2 Descripción y ubicación del proyecto

En este capítulo se indica la descripción del proyecto, el tipo de fuente (sol, viento, agua, etc.), la vida útil, la ubicación en coordenadas geográficas aportando una imagen de su ubicación, el diagrama unifilar general con esquema de conexión, así como las consideraciones adicionales que se estimen convenientes, como por ejemplo: la capacidad efectiva neta, el área utilizada, el circuito o la subestación a las que se quiere conectar, si inyecta o no excedentes al sistema y la fecha prevista de entrada en operación.

Se presentan a continuación los posibles esquemas de conexión a la red eléctrica:

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.

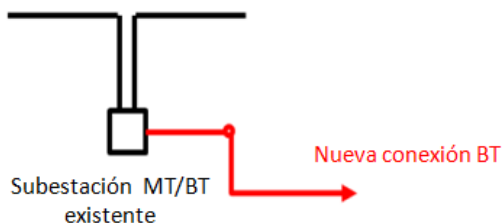


Figura 1. Conexión radial desde una subestación secundaria.

1.2.1.2 Conexiones desde línea de BT

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

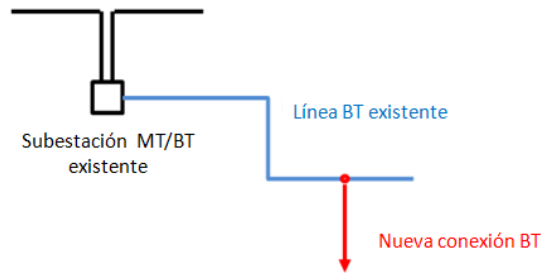


Figura 2. Conexión de derivación en T.

1.2.1.2.2 Desde caja de derivación de acometidas (redes aéreas)

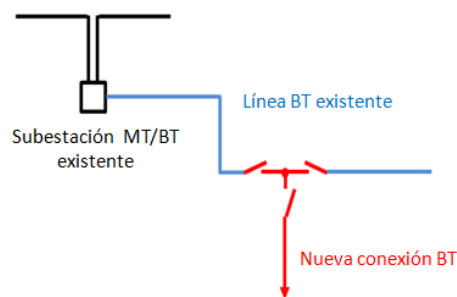


Figura 3. Inserción de ramal en la caja de derivación de acometidas de BT.

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.

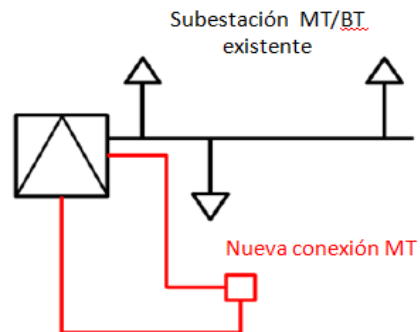


Figura 4. Derivación radial doble desde la subestación AT/MT.

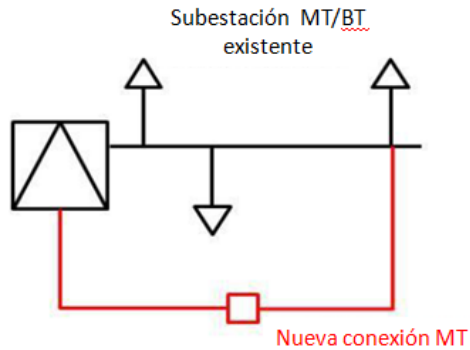


Figura 5. Derivación línea de realimentación dedicada.

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.

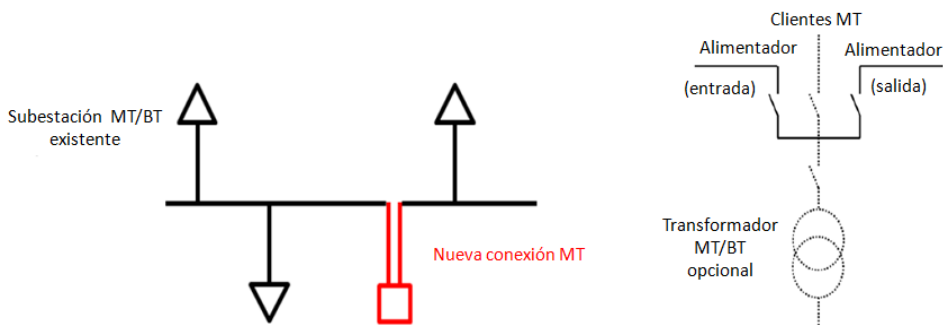


Figura 6. Conexión LILO en línea MT.

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.

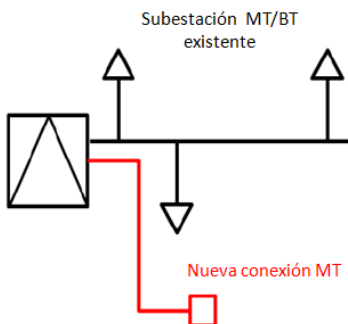


Figura 7. Conexión radial desde una subestación primaria.

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.

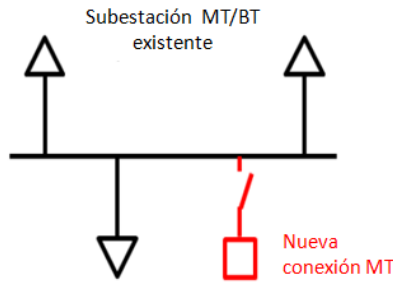


Figura 8. Derivación en T ramificada con seccionamiento.

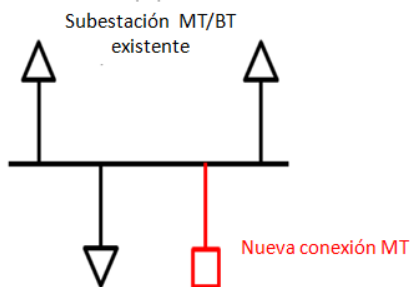


Figura 9. Derivación en T ramificada.

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

En esta parte del estudio de conexión el usuario interesado debe aportar los parámetros eléctricos de los equipos objeto de la conexión, fuentes de generación (paneles, inversores, generadores, transformadores en caso de que apliquen, etc.), indicando si el proyecto entregará o no excedentes de energía a la red.

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, número 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 usuario interesado haga su solicitud de conexión a través del aplicativo web de cada Operador de Red-OR, el OR tendrá un plazo máximo de 15 días hábiles para suministrar al interesado toda la información requerida, para la elaboración del estudio de conexión simplificado.

1.5 Información necesaria para elaborar el estudio de conexión simplificado

1.5.1 Modelación de la zona de influencia del proyecto de generación

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

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.
- 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.

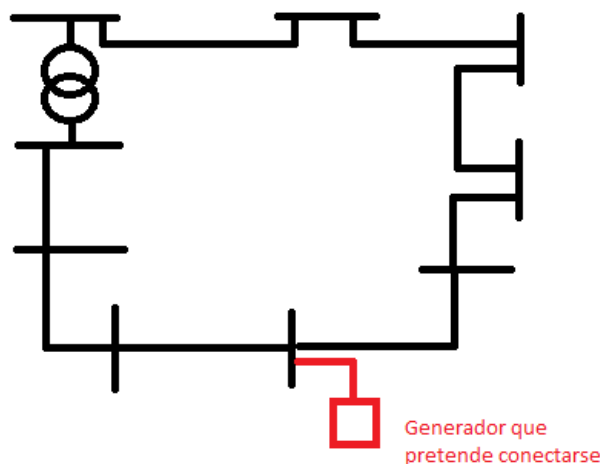


Figura 10. Derivación en T ramificada.

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 el numeral 1.5.1 (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, si el usuario interesado en conectarse así lo requiere.

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 en el **numeral 1.6**.

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 al usuario interesado en conectarse.

1.5.4 Información de despachos de generación

El Operador de Red OR entregará al usuario interesado en conectarse en los niveles de tensión N3 y N4, 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 en el **numeral 1.6.2**.

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 usuario interesado en conectarse, la energía estimada que producirá el sistema de generación para los 12 meses siguientes. 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 eléctricos que el usuario interesado debe presentar al Operador de Red OR 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 se establece el siguiente caso:

- Año t.
- Sin el proyecto de generación.
- Para el escenario de carga pura del **numeral 1.6.2**.
- Taps fijos en posición central.
- Nodo slack en uno de los equivalentes de red (el resto en modo PV).
- 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**.

Para el anterior caso, el usuario interesado deberá entregar al Operador de Red OR la siguiente información:

- 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**.

1.6.2 Escenarios de estudio

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

Respecto a la carga objeto de simulación, en la modelación se tendrán 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, corrigiendo o eliminando las contingencias, comprobando que no correspondan con situaciones atípicas, como averías o transferencias temporales de carga.

Es importante aclarar que la información antes mencionada es suministrada por el Operador de Red OR al usuario interesado, de acuerdo con lo previsto en el **numeral 1.5.1**.

Para realizar los análisis eléctricos deben considerarse los siguientes escenarios para la zona de influencia del proyecto:

- Carga pura: Demanda máxima con mínima generación, es decir, 0 MW para la generación no gestionable (no controlable), y valores mínimos históricos para la generación gestionable (controlable).
- Momento de máxima diferencia: Valores de máxima generación y mínima demanda (coincidentes en el tiempo), entre la potencia inyectada a la red y la carga.
- 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 deberá establecer 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 vigente, 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 usuario interesado, y le suministrará 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 simulan 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 supone 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. Para comprobar la idoneidad de los interruptores o, en su defecto, la necesidad de su sustitución por equipos con mayor capacidad de corte, se contrastarán los valores de intensidad de fase máxima con la capacidad de corte de todos los interruptores afectados.

Los escenarios que se simularán son los descritos en el **numeral 1.6.2** (particularmente aquellos 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 (t+x), definido por el Operador de Red OR.

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 aparte del estudio 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 numeral 4 del Acuerdo 1071 del CNO, desde el punto de vista de la protección anti-isla.

El Acuerdo 1071 puede ser consultado en el siguiente enlace:

<https://www.cno.org.co/content/acuerdo-1071-por-el-cual-se-aprueba-el-documento-requisitos-de-protecciones-para-la-conexion>

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**. Solamente para este aparte del estudio y con el objetivo de establecer el incremento o disminución

del nivel de pérdidas por la conexión del sistema de generación, el usuario interesado deberá realizar análisis eléctricos con y sin el proyecto.

Para las conexiones sin entrega de excedentes a la red se debe analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t). Para las 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 (t+x), definido por el Operador de Red OR.

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 las conexiones sin entrega de excedentes a la red, se debe analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t). Para las 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 (t+x), definido por el Operador de Red OR.

1.6.8 Evaluación económica

Para aquellos estudios de conexión que identifiquen el incumplimiento de los criterios técnicos establecidos en la regulación vigente (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 deberá establecer la obra necesaria para posibilitar su conexión al sistema. Asimismo, tendrá 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 1071, o aquel que lo sustituya, modifique o complemente.

El Acuerdo 1071 puede ser consultado en el siguiente enlace:

<https://www.cno.org.co/content/acuerdo-1071-por-el-cual-se-aprueba-el-documento-requisitos-de-protecciones-para-la-conexion>

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.
- Si el usuario interesado en conectarse entrega el estudio de conexión simplificado posterior a los 3 meses 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.
- 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 CNO 1071.

- 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, en los años t y t+x, según corresponda.
- 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, 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), en los años t y t+x, según corresponda.
- Si no se suministra la evaluación económica de la alternativa que se requiere para conectar al interesado, cuando la red disponible no es suficiente para su incorporación.
- 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

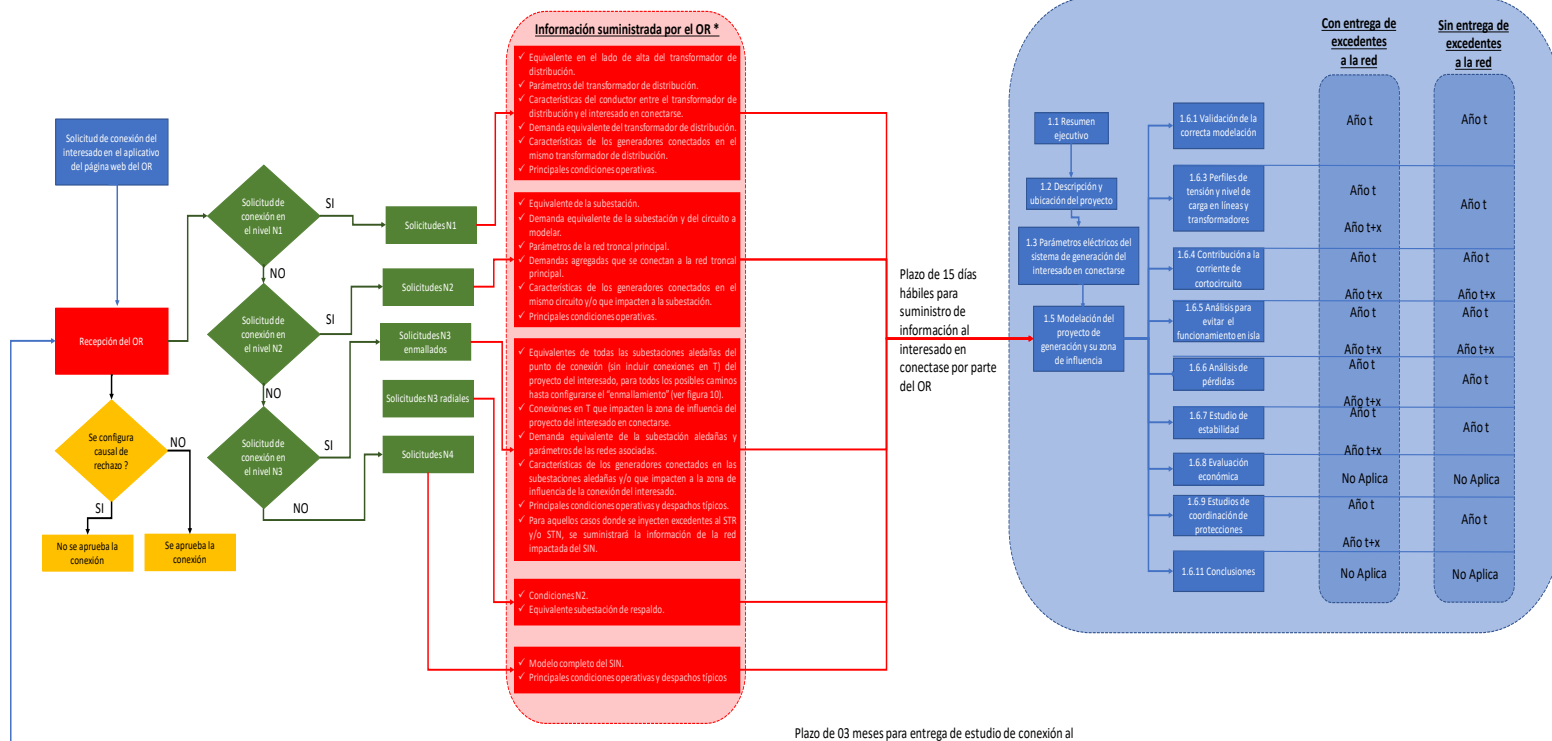
Análisis eléctrico (numeral)	Causal de Rechazo
1.6.1 Validación de la correcta modelación	Si la validación del numeral 1.6.1 no es satisfactoria, es decir, los valores calculados por el interesado tienen una desviación superior al 10 % respecto a los cálculos del Operador de Red-OR.
1.6.3 Perfiles de 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

	<p>nominal), en los años t y t+x, según corresponda.</p> <p>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.</p>
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, 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 1071.
1.6.7 Estudios de estabilidad	Si no se incluyen en el estudio de conexión los análisis de estabilidad, cuando aplique.
1.6.8 Evaluación económica	Si no se suministra la evaluación económica de la alternativa que se requiere para conectar al interesado, cuando la red disponible no es suficiente para su incorporación.
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 Flujograma para las solicitudes de conexión a través de estudios simplificados

Contenido del estudio de conexión simplificado, responsabilidad del interesado en conectarse



Notas:

* 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, si el interesado en conectarse así lo requiere.