

Resumen – Acuerdos que instrumentalizan Resolución CREG 101-011 de 2022 - *Capítulo Transitorio al Anexo General del Reglamento de Distribución contenido en la Resolución CREG 070 de 1998, para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW*

15.09.2022

Contacto: francisco.gafaro@hevrongroup.com

+57 316 5265333

Información general

- Para cumplir con las tareas asignadas fue necesaria la preparación/actualización de 12 Acuerdos con sus respectivos Anexos
- Por cada Acuerdo hubo al menos 2 reuniones con los comités y subcomités correspondientes para socializar borradores iniciales, borradores en proceso y discutir comentarios
 - Ronda interna para comentarios escritos de los miembros del consejo (del 2 al 12 de agosto)
 - Consulta al público general (15 días hábiles del 22 de agosto al 9 de septiembre)
- Se atendieron 42 comentarios en total (interior del CNO y a través de consulta pública)
- Metodología de trabajo dependiente del contexto
 - Acuerdos relacionados con funciones de control y pruebas: Base en Acuerdos existentes para plantas de mayor capacidad **PERO** flexibilizando requisitos para responder a necesidades de los SDL y teniendo en cuenta el papel del OR en la coordinación y verificación del cumplimiento
 - Protecciones actualización del Acuerdo vigente – trabajo del Subcomité de Protecciones
 - Consignas de Potencia Activa y Supervisión – Discusiones a partir de las propuestas del CND y Consultor (CREG asigno la tarea de definir propuestas de protocolos y procedimientos al CND)
 - Modelos: Discusión sobre la base de la propuesta
 - Acuerdo entrada nuevos proyectos: Actualización por parte del CND
- Premisa de trabajo: Resolución CREG 101-011-2022 define y acota el alcance de cada tarea – Acuerdos se limitan a definir los requerimientos dentro del alcance definido en la resolución. Requisitos deben buscar siempre un balance entre beneficios para el sistema y viabilidad en su implementación
 - Importante: Resolución diferencia claramente requisitos que deben aplicar a generadores y requisitos que deben aplicar a autogeneradores. Así mismo su ámbito de aplicación se limita a plantas no despachadas centralmente

Protecciones

Acuerdo Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) colombiano

- Actualización del Acuerdo 1522 cubre plantas objeto de la resolución CREG 148 de 2021, 174 de 2021 y 101-011 de 2022
- Desarrollado por el Subcomité de protecciones
- Cuerpo del Acuerdo llama a los Anexos donde se definen los requisitos términos de
 - Anexo 1 Requisitos
 - Anexo 2 Pruebas
 - Anexo 3 Lista de chequeo

Aporte al control de tensión

En que consiste el Acuerdo ?

Aplica únicamente a generadores

1. Capacidad para aportar y absorber

“Los generadores objeto de este capítulo deben poder aportar al control de la tensión en el rango operativo normal de su punto de conexión, y garantizando un rango operativo mínimo y máximo de factor de potencia”

2. Formas o modos para controlar esa capacidad

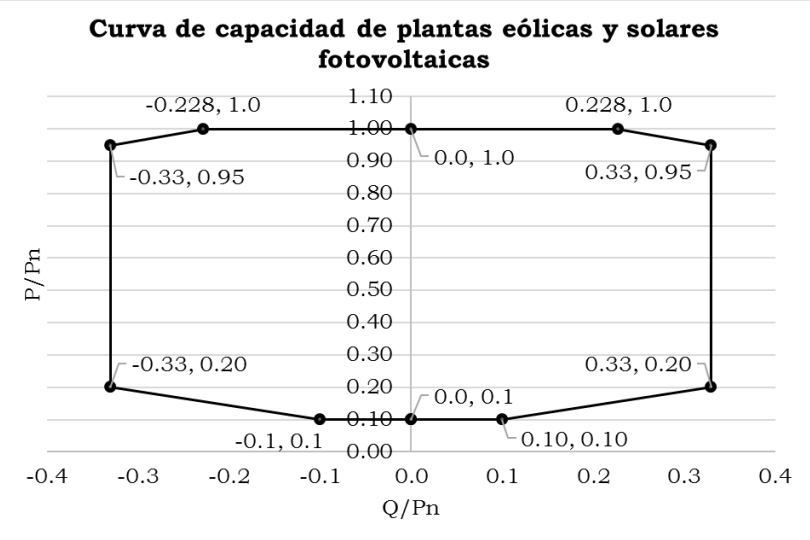
- a) Los parámetros del control de tensión deberán ser configurables*
- b) El control de tensión deberá tener el modo de control factor de potencia.*
- c) El control de tensión deberá disponer de un estatismo (V/Q) configurable*

3. Procedimientos

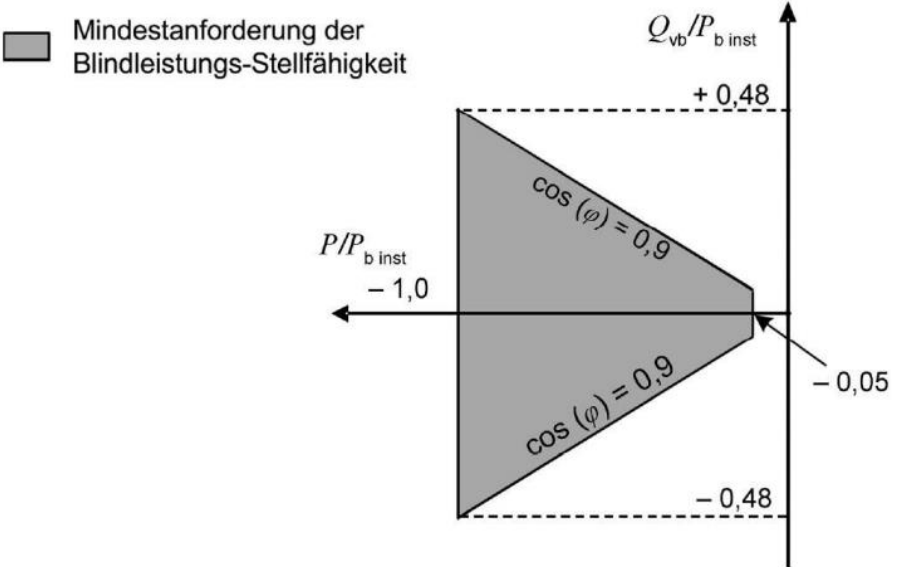
“El C.N.O. debe definir la configuración inicial del control por nivel de tensión, y deberá especificar el proceso para el cambio en la configuración del rango del factor de potencia. Para lo anterior, el C.N.O. debe definir la forma y el tiempo de anticipación en que el Centro de Control del operador de red le informa al representante de la planta de generación del cambio requerido para operar en un nuevo rango de factor de potencia.”

Referencias

1. Colombia



2. Alemania



3. IEEE 1547

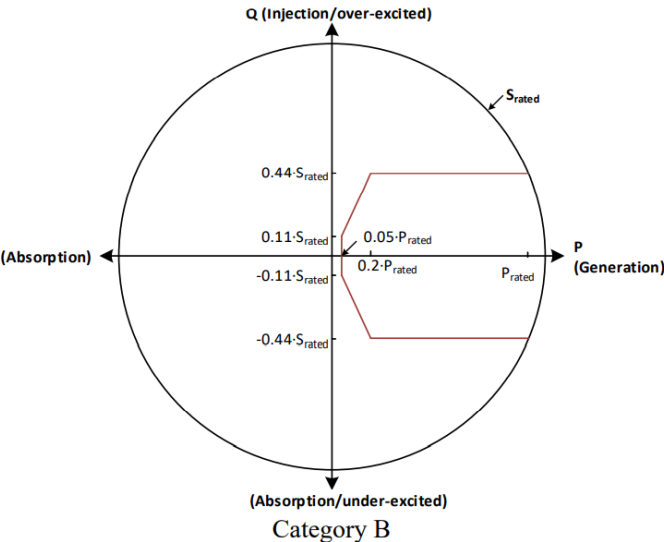
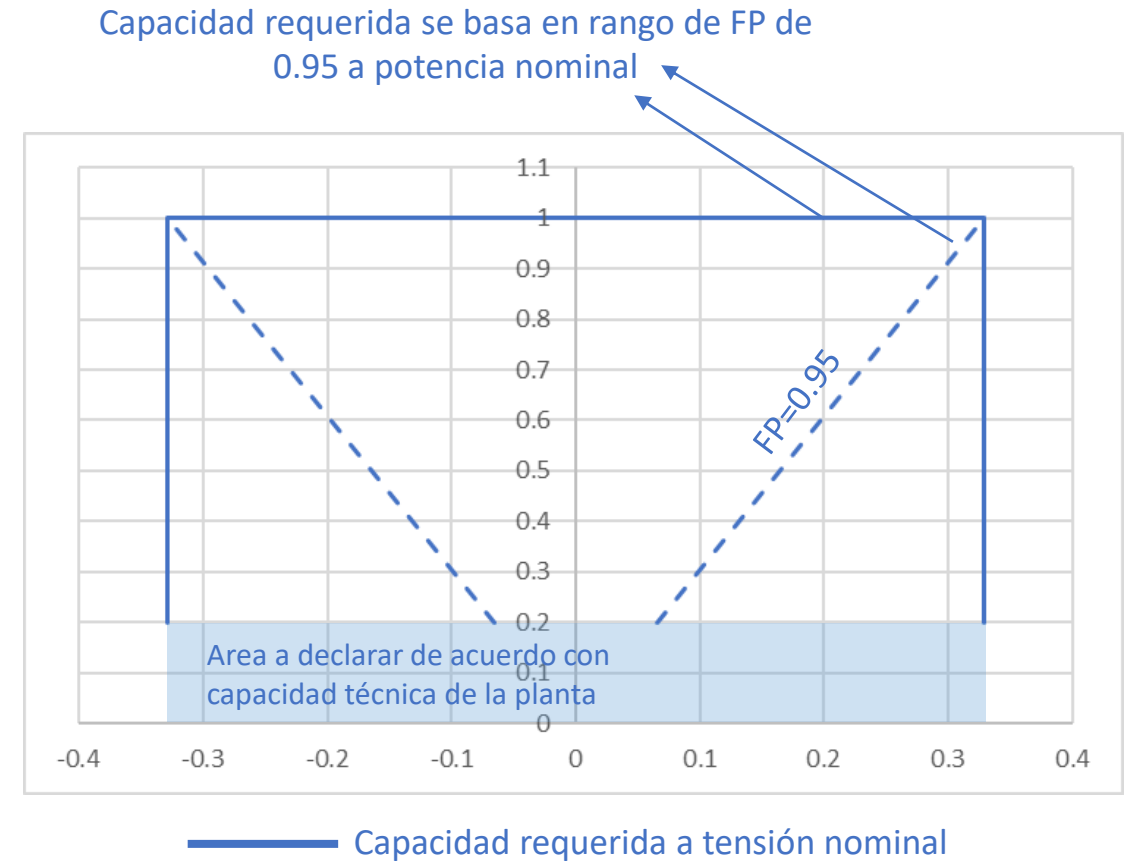


Table 7—Minimum reactive power injection and absorption capability

Category	Injection capability as % of nameplate apparent power (kVA) rating	Absorption capability as % of nameplate apparent power (kVa) rating
A (at DER rated voltage)	44	25
B (over the full extent of ANSI C84.1 range A)	44	44

Que se pide en el requisito?

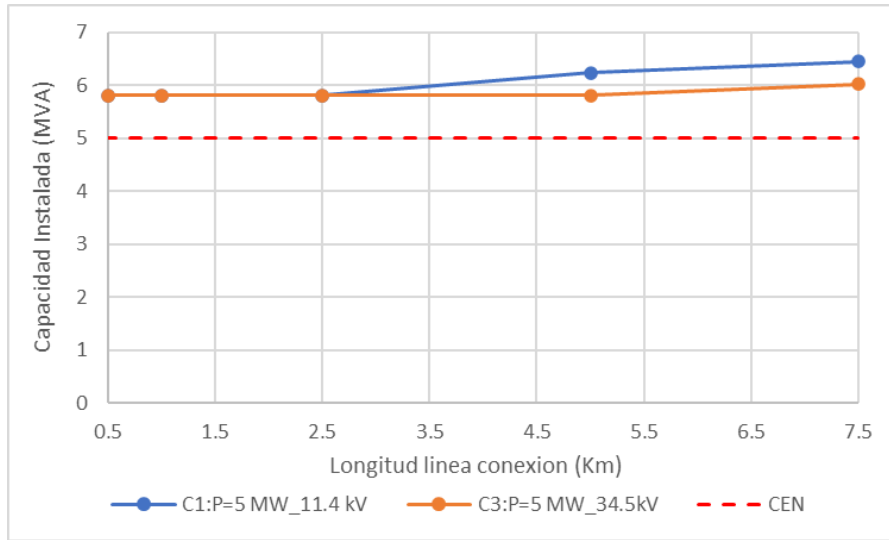
1. Capacidad basada en un rango de factor de potencia mínimo de 0.95 a tensión nominal
 - Aplica a partir del 20% de la potencia nominal
 - Se debe garantizar lado capacitivo para tensiones mínimo entre 0.95 p.u y 1.0 p.u en el PC (garantizar que se pueda suministrar reactiva cuando se necesita). Lado inductivo para tensiones entre 1.0 p.u y 1.05 p.u
 - Agente debe declarar capacidad para todo el rango normal de operación
2. Modos de control de voltaje con estatismo y factor de potencia constante
 - Declarar otros modos posibles o habilitados
3. Modo de control por defecto consistente con CREG 148 de 2021 (Acuerdo 1531) y lineamientos CREG
4. Procedimiento para cambio de parametrización



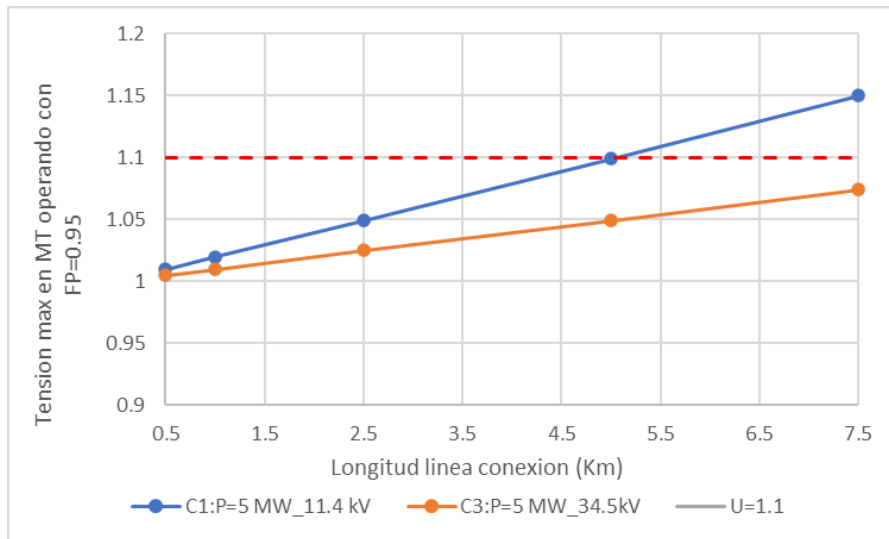
Impacto en el diseño de la planta

1. Cantidad de inversores (capacidad en MVA instalada) debe ser suficiente para alcanzar la CEN y la potencia reactiva requerida
2. Diseño aislamientos al interior de la planta debe permitir operar de forma segura en régimen permanente entregando y absorbiendo la máxima potencia activa y reactiva declarada (y que cumpla con el requerimiento de factor de potencia entre ± 0.95)
3. Muy posiblemente se requerirá PPC (control central de planta) para controlar potencia reactiva en el Punto de Conexión

Impacto en el diseño de la planta – Ejemplo Planta 5 MW



Capacidad en MVA requerida en inversores para cumplir con requerimiento (entregar 5 MW con FP de 0.95 para tensión de 0.95 en el PC) - eje Y vs Longitud de la línea de conexión (es decir distancia entre inversores y Punto de Conexión) – eje X para caso de la planta conectada en 34.5 kV o en 11.4 kX



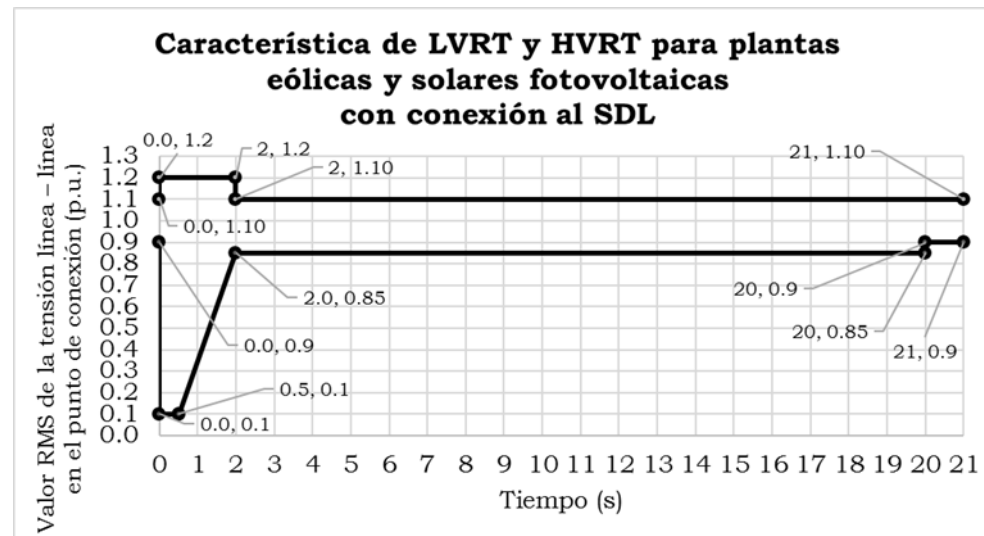
Tensiones en p.u que se tendrían al interior de la planta (a nivel de MT) cuando se entrega la máxima potencia activa y reactiva (entregar 5 MW con FP de 0.95) y la tensión en el Punto de conexión es la nominal - eje Y vs Longitud de la línea de conexión (es decir distancia entre inversores y Punto de Conexión) – eje X para caso de la planta conectada en 34.5 kV o en 11.4 kX

Capacidad operación ante desviaciones de tensión- Voltage Ride Through (VRT)

En que consiste el Acuerdo ?

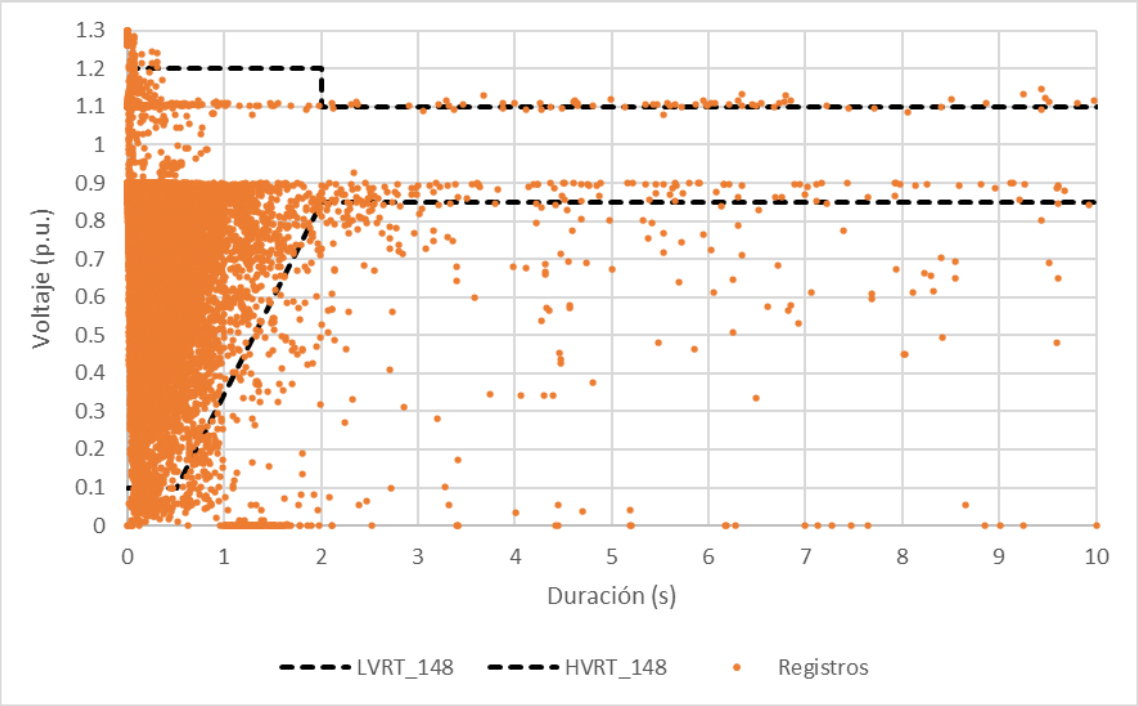
Aplica únicamente a generadores

1. Curvas VRT basadas en análisis información histórica del sistema. Teniendo en cuenta resultados de los análisis se adopta misma curva establecida en CREG 148 de 2021



2. Requerimientos de información sobre la capacidad de inyectar corriente reactiva durante las desviaciones de tension
→ 3. Posibilidad de acuerdo mutuo para activar esta funcionalidad si está disponible

Análisis en el que se basa el planteamiento de la curva



La figura presenta todos los eventos reportados por los Operadores de Red y su localización en el mismo plano cartesiano con las curvas LVRT y HVRT. Considerando que tan sólo el 0,8% de los eventos caracterizados se encuentran por fuera de la curva LVRT, no existe evidencia suficiente que indique la necesidad de cambiar la curva VRT actualmente propuesta.

ID	Región	Eventos por fuera de la curva	Intervalo 1 $t \leq 0,5 \text{ s}$	Intervalo 2 $0,5 \text{ s} < t \leq 2,0 \text{ s}$	Intervalo 3 $2,0 \text{ s} < t \leq 3,0 \text{ s}$
Agente 01	Caribe	39	2	30	7
Agente 02	Caribe	108	74	20	14
Agente 03	Interior	370	125	217	28
Agente 04	Interior	30	8	19	3
Agente 05	Interior	30	12	11	7
Agente 06	Interior	129	36	80	13
Agente 07	Interior	0	0	0	0
Total		706	257	377	72

En cuanto a la distribución temporal de los eventos que se encuentran por fuera de la curva LVRT, cada OR parece presentar sus propias particularidades

Pruebas Aporte al Control de tensión

Acuerdo pruebas aporte al control de tensión

Aplica únicamente a generadores

- Comprende la evaluación de:
 - La capacidad para operar en el rango de factor de potencia definido
 - El desempeño del control de tensión según la capacidad y los tiempos de respuesta y establecimiento definidos
 - La verificación de las funciones de control que incluye tensión con estatismo y factor de potencia
 - Las características de operación ante depresiones de tensión y sobretensiones.
- Responsabilidad del OR en la coordinación, verificación y socialización de resultados
- Define Tareas del Auditor
- Flexibiliza casos pruebas a máxima potencia activa de la capacidad de aporte y absorción de potencia reactiva permitiendo excepcionalmente que se hagan a nivel de simulación (si recurso primario no disponible o si se puede impactar negativamente calidad en la prestación del servicio en el SDL)
- Se piden certificados para propiedades no verificables en sitio: VRT
- Diferencia entre plantas que usan o no usan Control Central (PPC)

Para plantas de generación que no cuenten con un control central de planta (PPC), si los procedimientos definidos en los Anexos de este Acuerdo no pueden ser implementados, el caso específico junto con una propuesta metodológica para la realización de las pruebas, deberá ser presentado por el agente generador y el OR ante el subcomité de controles, mínimo 45 días calendario antes de la realización de las pruebas. De común acuerdo se determinará en el subcomité de controles la metodología específica, considerando las particularidades del caso

Pruebas Aporte al Control frecuencia y control de Potencia activa

Acuerdo pruebas aporte al control de potencia activa/frecuencia

Aplica únicamente a generadores

- Comprende la evaluación de:
 - La recepción y gestión de consignas de potencia activa
 - La capacidad para prestar el servicio de regulación primaria ante eventos de sobrefrecuencia
 - Las rampas operativas de las plantas
- Responsabilidad del OR en la coordinación, verificación y socialización de resultados
- Define Tareas del Auditor
- Se piden certificados para propiedades no verificables en sitio: Rampas inversores/aerogeneradores
- Diferencia entre plantas que usan o no usan Control Central (PPC)

Para plantas de generación que no cuenten con un control central de planta (PPC), si los procedimientos definidos en los Anexos de este Acuerdo no pueden ser implementados, el caso específico junto con una propuesta metodológica para la realización de las pruebas, deberá ser presentado por el agente generador y el OR ante el subcomité de controles, mínimo 45 días calendario antes de la realización de las pruebas. De común acuerdo se determinará en el subcomité de controles la metodología específica, considerando las particularidades del caso

Modelos

Acuerdo modelos

Aplica únicamente a generadores

- Acuerdo llama a Guía de Modelos propuesta por el CND y discutida en SAPE y SCONTROLES
 - Resolución define que es el CND quien desarrolla la Guía
- Guía basada en los Acuerdos definidos para plantas objeto de la Res. CREG 148 de 2021 (tener en cuenta que requisito se mantiene usuario objetivo de los modelos el CND)
 - Modelo en la herramienta del CND
 - Se establece metodología de validación y verificación (**NO hay seguimiento no requisito de validar con eventos**)
 - Se establece interacción OR - CND para la verificación según lineamientos dados en la resolución
 - ✓ Tener en cuenta adición al documento publicado para comentarios

“Para la revisión del cumplimiento de los requerimientos del modelo preliminar entregado por el agente generador al OR al menos seis meses antes de la fecha de entrada en operación, el OR tendrá un plazo de 15 días hábiles para enviar la información al CND o al agente generador en caso de que sea necesario hacer correcciones a la información entregada. Así mismo el CND tendrá un plazo de 15 días hábiles para la revisión y envío de comentarios al modelo que le sea entregado por parte del OR. Los comentarios del CND deberán ser enviados al agente generador máximo un día hábil después de su recepción.”

- Tema discutido Impedancia equivalente SDL

“Impedancia equivalente entre el punto de conexión (4) y el punto de acople al modelo de red del SDL entregado al CND. Este valor deberá ser suministrado por el OR al agente generador. El modelo de red debe cumplir con los lineamientos definidos en documento publicado por XM en la página web. Teniendo en cuenta la dinámica en las topologías de las redes de distribución se deberá suministrar, por parte del OR, un valor de impedancia equivalente de referencia para condiciones normales de operación acompañado de un valor máximo y mínimo posible estimado por el Operador de Red”

Consignas de Potencia Activa en situaciones de emergencia

Acuerdo Consignas Potencia Activa Emergencia –

Aplica a generadores y Autogeneradores

- Acuerdo basado en propuesta del CND según lo establecido en la Resolución
- Solo el OR envía consignas en caso de restricciones identificadas
 - Medio: Aquel que garantice disponibilidad y oportunidad → generador responsable de que el medio este disponible
 - Tiempo para implementar consigna no mayor a 5 minutos
 - En caso de que el operador de la planta no esté en capacidad de cumplir con la consigna recibida, este deberá informar, dentro del periodo de tiempo concertado, al OR para que se planeen y ejecuten las medidas requeridas para garantizar la operación confiable y segura del SDL
- OR informa al CND de las consignas de emergencia que envía (y cuando se levantan) por medio de un aplicativo desarrollado por el CND (30 minutos máximo)

Requisitos para la Supervisión de las variables eléctricas

Acuerdo Supervisión

Aplica a generadores y Autogeneradores

- Supervisión se deberá realizar desde el Centro de Control del operador de red.
- Variables a supervisar según lo definido en la Resolución
 - Valor de potencia activa y reactiva;*
 - Tensión línea – línea y corriente de fase*
 - Señal de estado de la función de control de frecuencia*
 - Señal de estado de conexión de la planta: conectado a red y operando o no conectado a red*
- Medios según definido en resolución, posibilidades
 - RTU
 - Protocolos de comunicación sobre una red pública de datos(garanticen los criterios de seguridad y confiabilidad requeridos para la operación del SIN)
 - IED
 - Medición Fasorial Síncrona
- Periodicidad de la supervisión acordada entre las partes, en cualquier caso sin ser superior a 5 minutos y con 1 cifra decimal
- MFS solo de común acuerdo entre las partes, Acuerdo define lineamientos básicos

Procedimientos y los indicadores relacionados con la supervisión

Acuerdo Indicadores Supervisión

Aplica a generadores y Autogeneradores

- OR responsable informe calidad supervisión en su sistema
- Informe cuatrimestral
 - Procedimiento comentarios y socialización durante el mes de entrega del informe
- Cálculo indicadores siguiendo metodología establecida en Acuerdo 1411
- Tema destacado – Casos autogeneración y la supervisión de su estado de conexión

“En el caso de plantas de autogeneración el punto a supervisar puede ser diferente al punto de conexión. Con el fin de garantizar la seguridad en la operación del sistema y de las personas, en este caso se debe supervisar el estado de conexión de la planta solar o eólica. No es necesario tener en cuenta el estado de conexión del usuario final asociado al proyecto de autogeneración si no están disponibles los medios para hacerlo. En este caso si no es posible la supervisión directa del estado de conexión de la planta solar o eólica asociada al proyecto de autogeneración, esta podrá llevarse a cabo por medio de una función lógica, cuya definición e implementación deberá ser acordada entre el OR y el autogenerador, garantizando siempre la seguridad del sistema y las personas. “

Pruebas supervisión

Acuerdo Pruebas Supervisión

Aplica a generadores y Autogeneradores

- OR coordina la realización de las pruebas
- La recepción de las variables debe estar activada y funcionar con la periodicidad acordada durante 6 horas de manera ininterrumpida.
- Reporte y Auditoria
 - El Operador de red - OR informará vía correo electrónico al agente generador sobre los resultados de la prueba. Esta comunicación emitida por el OR servirá al agente generador como respaldo para demostrar al auditor el cumplimiento del requisito de supervisión para la entrada en operación de la planta.

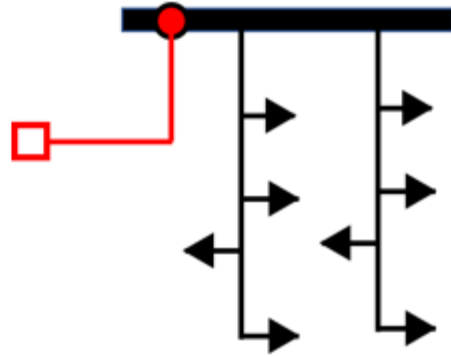
Topologías Indicativas de Conexión

Acuerdo Topologías indicativas

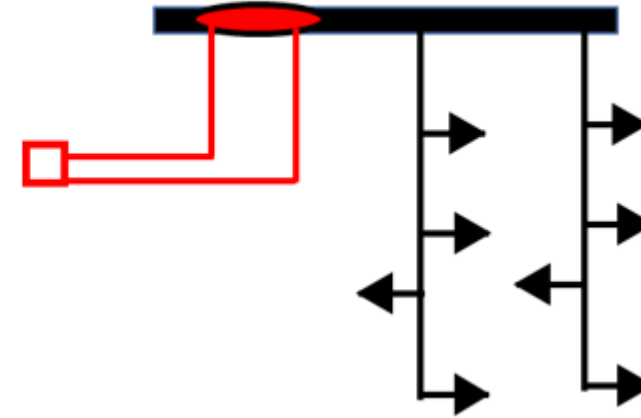
- Documento indicativo posibles topologías de conexión
- Acuerdo llama al Anexo 1 donde se definen algunas posibles topologías
- Consideraciones
 - Las topologías presentadas son indicativas. La selección final de la topología de conexión dependerá de las características específicas de cada proyecto y del SDL donde se conecte. Su definición hace parte del Proceso de Conexión
 - Las plantas objeto de este documento se conectarán a la tensión nominal del SDL donde esté su punto de conexión. En todo caso, el promotor del proyecto deberá tener en cuenta que la tensión en el punto de conexión deberá estar en el rango de +/- 10% de la tensión nominal de acuerdo con la regulación vigente.
 - La conexión al SDL debe cumplir con todos los requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el SIN que se establecen en el Acuerdo 1522 (Protecciones) o aquellos que lo modifiquen, adicionen o sustituyan.
 - Teniendo en cuenta las corrientes nominales esperadas para plantas con capacidad igual o mayor a 1 MW y los límites que establece cada OR para la regulación de la tensión , no se recomienda la conexión de plantas dentro del ámbito de aplicación de este documento a sistemas con tensiones nominales en el Nivel 1. (**documento es indicativo!**)

Acuerdo Topologías indicativas

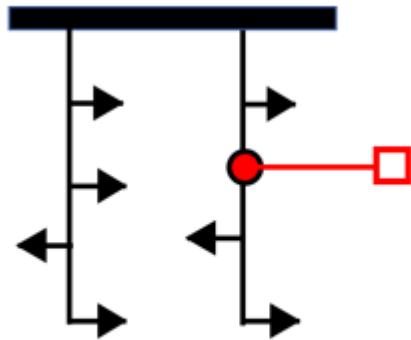
1. Conexión Radial desde una subestación existente



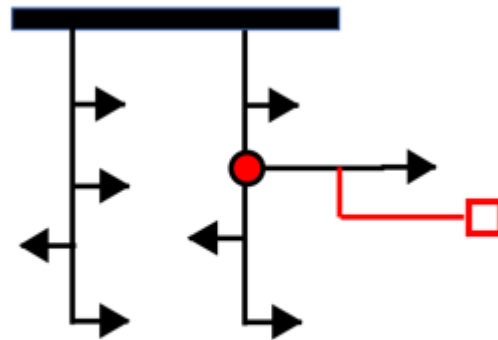
2. Conexión radial doble desde la subestación



3. Derivación

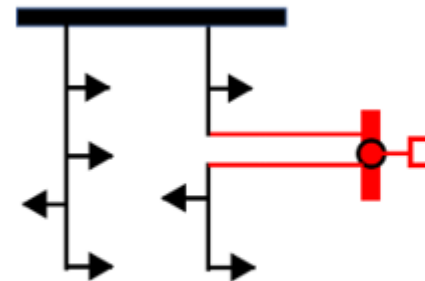


Caso Planta Generación

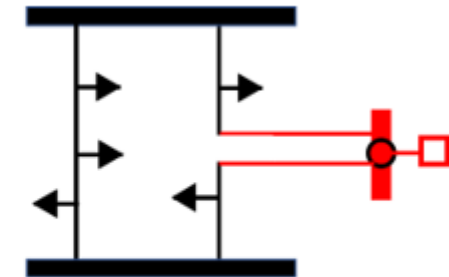


Caso Autogeneración

4. Derivación entrada y salida (ULO)



Ejemplo Caso Conexión Red Radial



Ejemplo Caso Conexión Red Anillada