



**Guía para la construcción,
presentación y validación de los
modelos de planta de plantas
eólicas y solares fotovoltaicas
conectadas al SDL con capacidad
efectiva neta o potencia máxima
declarada igual o mayor a 1 MW y
menor a 5 MW– Resolución CREG
101 011 de 2022**

Centro Nacional de Despacho
17 de junio de 2025

Control de Cambios

Versión	Fecha	Modificación
0	18-07-2022	Emisión original
1	25-08-2022	Incorporación comentarios escritos agentes C.N.O
2	17-06-2025	Se elimina sección asociada a la entrega de modelos de control de plantas existentes teniendo en cuenta los tiempos de reporte de modelos establecidos en la transición de la Resolución CREG 101 011 de 2022.



Contenido

Objetivo	5
Antecedentes	5
Requisitos de modelos de control de planta	5
MODELOS PRELIMINARES	6
Plazos de entrega	6
Requerimientos mínimos de modelos de planta	6
Reporte de la información	8
MODELOS VALIDADOS	10
Validación de modelos de control de planta	10
Entrega de modelos de control de plantas nuevas	10
Entrega de modelos de control de plantas existentes	¡Error! Marcador no definido.
Actualización de modelos de control	10
Estabilidad de los controles de generación y los modelos validados	11
Entrega de resultados de las pruebas de validación de los modelos de los controles de generación y parámetros	11
Revisión del informe de resultados de las pruebas de validación de los modelos de los controles de generación y parámetros de las plantas de generación	12
Evaluación del desempeño de los modelos validados entregados por el agente generador	13
Declaración de los parámetros de la planta de generación y los modelos de sus controles asociados	13
ANEXO 1: Formato para el reporte de los modelos validados y controles asociados de las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicos conectadas al SDL con capacidad Efectiva Neta o Potencia Máxima Declarada igual o mayor a 1 MW y menores a 5 MW	14

ANEXO 2: Índices de evaluación para verificar la validez de los modelos de las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad Efectiva Neta o Potencia Máxima Declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW 19

ANEXO 3: Guía de pruebas mínimas para realizar la validación de los modelos de control para las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas. 1

Objetivo

Definir los requisitos para la presentación y validación de los modelos de control de plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 101 011 del 2022.

Antecedentes

Teniendo en cuenta lo establecido en la Resolución CREG 101 011 del 2022, los modelos de control de plantas eólicas y solares fotovoltaicas deben ser definidos según lo establecido a continuación:

12.3.3 Modelos de planta para generadores objeto de este capítulo

Será responsabilidad de los agentes representantes de generadores objeto de este capítulo entregar al Centro de Control del operador de red, antes de su entrada en operación, los modelos de la planta de generación y sus controles a partir de la información entregada por el fabricante y las características específicas de la conexión del proyecto.

Los modelos de planta del generador deberán ser entregados por los operadores de red al CND referenciados al nodo más cercano asociado al lado de baja del transformador de conexión al STR o STN, u otra forma de referenciación indicada por el CND. Para lo anterior, se debe considerar el valor mínimo y máximo de la impedancia de conexión equivalente de los generadores. Así mismo, el CND podrá definir, si lo considera necesario, e incluyendo en la discusión a los Operadores de Red, el modelo de red del SDL a considerar en su análisis energético y eléctrico, teniendo en cuenta la generación de que trata este capítulo, y si las redes son radiales, enmalladas o de otro tipo.

El CND deberá publicar en su página web una guía para la construcción y presentación de los modelos de planta teniendo en cuenta los requisitos establecidos en este capítulo. La guía deberá incluir algún procedimiento de validación y ajuste del modelo luego de la entrada en operación del generador, y debe ser aprobada mediante Acuerdo C.N.O.

Requisitos de modelos de control de planta

Teniendo en cuenta los requisitos técnicos definidos en la Resolución CREG 101 011 de 2022 para las plantas solares fotovoltaicas y eólicas que se conecten al SDL mayores o iguales a 1 MW y menores a 5 MW asociados a: el control de frecuencia y potencia activa, el control de tensión y potencia reactiva y al ajuste de los parámetros que definen estas funcionalidades, en esta guía se presenta el detalle de los requisitos que deben ser considerados tanto para los modelos preliminares como para los modelos validados.

MODELOS PRELIMINARES

Plazos de entrega

Los modelos preliminares deben ser reportados al Centro Nacional de Despacho - CND por los agentes representantes de las citadas plantas solares fotovoltaicas y eólicas a través de sus operadores de red (OR) con una anticipación mínimo de seis (6) meses antes de la entrada en operación. Se aclara que los modelos preliminares deben cumplir con todos los requerimientos indicados con una anticipación de cuatro meses¹, por lo que mientras se tengan comentarios sobre los mismos por parte del CND no se considerará cumplido el requisito. El modelo deberá entregarse descriptado, deberá tener la capacidad de correr en la herramienta y versión del software que el CND utiliza para sus análisis de simulación eléctrica y no deberá requerir el uso de archivos externos adicionales para funcionamiento. El CND publicará y actualizará en su página web el nombre de la herramienta de software y la versión de este que utiliza para sus análisis de simulación eléctrica.

Requerimientos mínimos de modelos de planta

Los modelos deben ser reportados en la herramienta de simulación que utiliza el CND y simular correctamente con un paso de integración de 10 ms sin presentar problemas de estabilidad al integrarse a la Base de Datos -BD del sistema completo. Adicionalmente estos modelos deben inicializar correctamente en todos los puntos dentro de la región normal de operación de tal manera que no se produzcan cambios en las variables eléctricas mayores a 0.001 p.u. al correr simulaciones RMS sin evento.

Los modelos preliminares deben representar las características estáticas y dinámicas de la planta que incluyan disparos en variables eléctricas durante Fault Ride Through.

Para lograr el cumplimiento de lo anterior, la representación que se entrega, por parte de los representantes, en la herramienta de simulación del CND debe incluir como mínimo la información que se detalla a continuación y que se representa en la Figura 1:

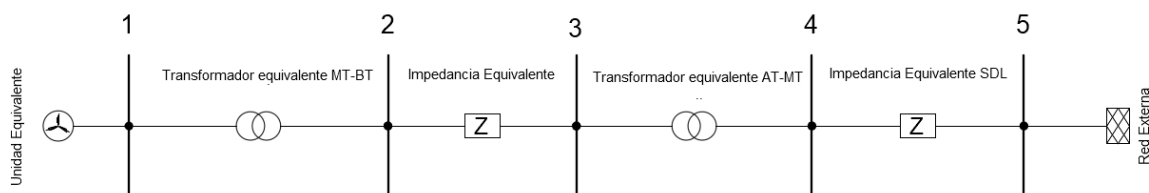


Figura 1. Representación de mínima información requerida para el modelo preliminar de la planta de generación

¹ 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.

- El transformador en punto de conexión (3-4) (si existe).
- Sistemas auxiliares.
- El transformador equivalente MT/BT (1-2) (si existe).
- Impedancia equivalente entre el lado de media tensión del transformador de generación y el lado de media tensión del transformador de conexión (Nodo 2- Nodo 3).
- Transformador zigzag de conexión a tierra, según su ubicación
- 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.

La representación de la planta debe realizarse a través de modelos agregados que garanticen la obtención de una única unidad equivalente que no modifique el desempeño dinámico del modelo equivalente en comparación con el modelo completo.

Diagramas de bloques en dominio de Laplace del controlador de planta, controles eléctricos donde se identifique claramente las siguientes funciones y el valor de los parámetros correspondientes.

- Control de tensión (estatismo, modo de control de factor de potencia, otros que se tengan disponibles). En caso de que se requieran filtros de armónicos en la planta, el modelo de estos debe estar incluido en el unifilar de la planta. Este modelo debe reflejar con la mejor información disponible los límites de entrega y absorción de potencia reactiva de la planta en el punto de conexión.
- *Voltage Ride Through*: Soportabilidad para eventos de tensión.
- Control de frecuencia el cual debe incluir los parámetros que definen el tiempo de respuesta, estatismo y banda muerta. Mínimo debe incluir función de respuesta ante eventos de sobrefrecuencia. Si cuenta con función de respuesta ante eventos de subfrecuencia, se debe incluir.
- Rata de toma de carga o velocidad de toma de carga y rata de descarga o velocidad de descarga.
- *Frequency Ride Through*: Soportabilidad para eventos de frecuencia.
- Rampas operativas para arranque y parada
- Modo de control ante fallas simétricas y asimétricas (Corriente balanceada, P constante, Q constante).
- Valores de corto circuito para los inversores (de acuerdo con la información disponible del fabricante): tales como parámetros subtransitorio pico, subtransitorio para fallas trifásicas, subtransitorio para fallas bifásicas, subtransitorio para fallas monofásicas, en estado estable, de secuencia negativa.
- Si el proyecto incluye sistemas internos adicionales, estos deberán ser reportados en el modelo entregado.

El modelo de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas debe operar adecuadamente entre el mínimo técnico de la planta y la capacidad declarada y debe estar limitada su operación entre estos valores.

Se debe garantizar la operación adecuada del modelo para las condiciones operativas factibles de operación de la planta que incluyen condiciones derrateadas de la misma por mantenimiento de inversores, paneles o aerogeneradores, según aplique.

Reporte de la información

El representante de la planta deberá enviar al Operador de Red, y este al CND, la Base datos, el Anexo 5 de la presente guía debidamente diligenciado² y un informe con el detalle de la planta considerando como mínimo la siguiente información:

- Nombre de la planta, tipo de generación (solar fotovoltaica, eólica).
- Ubicación geográfica de la planta
- Número de turbina (plantas eólicas), número de paneles (plantas solares fotovoltaicas).
- Unifilar con las características de conexión de la planta.
- Transformador de conexión: Tipo de conexiones, capacidad nominal, relaciones de transformación, relaciones de corto circuito.
- Longitud de los circuitos de conexión.
- Representación del modelo de los servicios auxiliares con su respectivo consumo y modelo de carga que le corresponda.
- Modelo, fabricante y número de inversores.
- Descripción de los componentes del agregado considerado para representar la planta, incluyendo el número de inversores de este y la metodología de obtención de la impedancia equivalente entre el punto de conexión y el punto de acople al modelo de red del SDL entregado al CND.
- Número de controladores de planta y diagrama de bloques correspondiente. Descripción de las funciones que se encuentran representadas en el citado diagrama de bloques, con su respectiva parametrización y justificación para el ajuste considerado. La justificación debe incluir pruebas de simulación reproducibles en la BD que se entrega para lo que se deben reportar en la BD de datos los casos de estudio considerados. En estas pruebas se debe identificar el cumplimiento de los tiempos y características de respuesta definidas en los Acuerdos CNO derivados de las Resolución CREG 101 011 del 2022 y en la citada Resolución.
- Se debe indicar claramente cómo debe realizarse el ajuste de los parámetros para habilitar las funciones definidas en el capítulo anterior que se encuentran implementadas en el control eléctrico de los agregados.
- Modelo en diagrama de bloques del control eléctrico del agregado incluyendo descripción de las funciones que se encuentran representadas en el citado diagrama de bloques, con su respectiva parametrización y justificación para el ajuste considerado. La justificación debe incluir pruebas de simulación reproducibles en la BD que se entrega para lo que se deben

² Antes del envío de la información al CND, el OR deberá validar que las respuestas suministradas por el agente generador en el Formato del Anexo 5 sean acordes con el modelo de simulación y la información adicional entregados

reportar en la BD de datos los casos de estudio considerados. En estas pruebas se debe identificar el cumplimiento de los tiempos y características de respuesta definidas en los Acuerdos CNO derivados de las Resolución CREG 101 011 del 2022 y en la citada Resolución. Asimismo, se deben realizar pruebas para evaluar el desempeño de las plantas ante fallas trifásicas y monofásicas desbalanceadas en el punto de conexión. Se debe demostrar que ante fallas el desempeño de la planta es estable en el momento de la falla, en despeje de la falla y cuando se recupera nuevamente y se cumple con el tiempo de recuperación de la potencia luego de la falla. El modelo debe incorporar los disparos en variables eléctricas durante Fault Ride Through. Se debe indicar claramente cómo debe realizarse el ajuste de los parámetros para habilitar las funciones definidas en el capítulo anterior que se encuentran implementadas en el control eléctrico de los agregados.

- Si el proyecto incluye sistemas adicionales, se debe incluir el modelo correspondiente y las características de estos: capacidad nominal, tiempos de carga y descarga, funciones de control disponibles, etc.
- Se debe indicar claramente si la planta presenta cesación momentánea y en caso afirmativo el modelo lo debe representar. Esta característica debe tener la justificación correspondiente en función de lo establecido en los Acuerdos CNO vigentes.
- Parametrización del generador, y los controles de la planta.
- Velocidad de toma de carga: La velocidad de toma de carga puede ser un único valor en MW/minuto para el rango entre 0 y la capacidad efectiva neta de la planta, o estar definida para máximo 5 intervalos de potencia de la planta desde 0 MW hasta la capacidad efectiva neta. El reporte se realizará mediante la herramienta que el CND disponga y deberá considerar los valores definidos en la Tabla 1:

Tabla 1. Formato de reporte de información de las ratas de toma de carga

Límite Inferior [MW]	Limites Superior [MW]	Rata de toma de carga [MW/Minuto]
----------------------	-----------------------	-----------------------------------

- Velocidad de descarga: La velocidad de descarga puede ser un único valor en MW/minuto o estar definida para máximo 5 intervalos de potencia de la planta desde 0 MW hasta la capacidad efectiva neta. El reporte se realizará mediante la herramienta que el CND disponga y deberá considerar los valores definidos en la Tabla 2:

Tabla 2. Formato de reporte de información de las ratas de descarga

Límite Inferior [MW]	Limites Superior [MW]	Rata de descarga [MW/Minuto]
----------------------	-----------------------	------------------------------

MODELOS VALIDADOS

Validación de modelos de control de planta

Entrega de modelos de control de plantas nuevas

Los agentes generadores representantes de las plantas que entren en operación comercial después de la fecha indicada en el artículo 11 de la Resolución CREG 101 011 de 2022 o aquella que la modifique o sustituya, deberán entregar al operador de red - OR correspondiente a más tardar 30 días hábiles posteriores a su fecha en puesta en operación el modelo y los parámetros validados para la planta de generación y controles de generación asociados. A más tardar 30 días hábiles posteriores a esta entrega, el OR deberá entregar al CND los modelos de planta y sus controles asociados referenciados al nodo más cercano asociado al lado de baja del transformador de conexión al STR o STN, u otra forma de referenciación indicada por el CND. Estos modelos deben entregarse descriptados³ en la herramienta de simulación usada por el CND, y cumpliendo con los requisitos mínimos definidos en la lista de chequeo incluida en el Anexo 4 de la presente guía. Para su funcionamiento el modelo entregado no deberá requerir el uso de archivos externos adicionales. El CND publicará y actualizará en su página web el nombre de la herramienta de software y la versión de este que utiliza para sus análisis de simulación eléctrica.

Actualización de modelos de control

Los agentes generadores representantes de las plantas de generación deberán actualizar los modelos de las plantas de generación y sus controles y entregar al CND y al OR correspondiente, la información de los modelos validados y actualizados en los siguientes plazos y casos:

Modernizaciones: Ante modernizaciones de un elemento que afecte la respuesta de la planta de generación o de sus controles, el agente representante deberá enviar el modelo actualizado del elemento o elementos modernizados al OR, dentro de los 30 días calendario posteriores a la modernización, incluyendo las pruebas realizadas, que demuestran que los modelos representan el desempeño requerido del sistema. No se especifican los elementos que pueden generar afectaciones en la respuesta de la planta de generación dada la diversidad de estos, para que sean los agentes los que determinen si el cambio realizado afecta la respuesta del sistema. Dentro de los 15 días calendario siguientes, el OR deberá entregar al CND los modelos de planta y sus controles asociados referenciados al nodo más cercano asociado al lado de baja del transformador de conexión al STR o STN, u otra forma de referenciación indicada por el CND.

Cambio en los parámetros de la planta o sus controles: En un plazo no mayor a 30 días calendario después de que una planta de generación tenga una modificación en el valor de ajuste en

³ En caso de que el CND o el OR detecten en sus análisis eléctricos la necesidad de contar con el modelo encriptado del fabricante de los inversores o aerogeneradores, estos podrán solicitar al agente generador esta información. En el caso del CND esta solicitará la información a través del OR.

alguno de los parámetros de la planta de generación y/o los controles asociados, sin afectar la estructura de estos (modificaciones en su diagrama de bloques), se acordará entre los Agentes, el CND y el OR correspondiente las pruebas de validación necesarias dependiendo de los parámetros modificados. Dentro de los 15 días calendario siguientes, el OR deberá entregar al CND los modelos de planta y sus controles asociados referenciados al nodo más cercano asociado al lado de baja del transformador de conexión al STR o STN, u otra forma de referenciación indicada por el CND.

Nota: Por condiciones de seguridad de la operación del sistema, se debe notificar al CND y al OR el valor nuevo del parámetro con una anticipación mínima de 15 días calendario siempre y cuando este cambio no corresponda a una situación de emergencia del equipo, en cuyo caso el cambio se debe informar en el momento en el que se realice.

Estabilidad de los controles de generación y los modelos validados

Los agentes generadores representantes de las plantas objeto de esta guía deberán verificar y garantizar las condiciones de estabilidad de los controles de las plantas de generación y los modelos validados correspondientes, en modo normal de operación con la planta de generación sincronizada a la red, evaluando la estabilidad de los controles y los modelos correspondientes en condiciones de mínimo técnico, un valor intermedio y al menos al 80% de la potencia nominal de la planta de generación.

Entrega de resultados de las pruebas de validación de los modelos de los controles de generación y parámetros

Para la validación de los modelos y los parámetros correspondientes, los agentes generadores representantes de las plantas objeto de esta guía deben enviar al OR correspondiente la siguiente información:

1. Informe de resultados, donde se describan: la metodología utilizada, las pruebas realizadas y los resultados obtenidos en el proceso de validación de los modelos de control y los parámetros de la planta de generación.
2. Modelos de la planta de generación y sus controles asociados implementados en la herramienta de simulación utilizada por el CND.
3. La plantilla definida en el Anexo 4 de la presente guía debidamente diligenciada conforme a la pestaña de ayuda. Se deben conservar los nombres de las pruebas tal como aparecen en dicha plantilla.
4. Datos necesarios para reproducir los registros de pruebas y las simulaciones en formato de texto (.txt) teniendo en cuenta el formato establecido en el Anexo 4. Los registros de las pruebas deben tener el nombre de la prueba correspondiente tal como se indica en la plantilla.

El informe con la información requerida deberá entregarse siguiendo los lineamientos establecidos en el Anexo 1 de la presente guía. El OR deberá enviar este informe al CND junto con el Anexo 6 diligenciado, y los adjuntos descritos previamente.

Revisión del informe de resultados de las pruebas de validación de los modelos de los controles de generación y parámetros de las plantas de generación

En esta instancia el OR verifica que el informe entregado por el agente generador para la validación de los modelos y los parámetros asociados contenga toda la información requerida y siga los lineamientos establecidos en los Anexos de esta guía.

El informe entregado por el agente al OR debe contener como mínimo la información solicitada en el Anexo 1 y el Anexo 4 de la presente guía. En caso de que el agente no presente la información allí requerida, el OR le informará a este en un plazo máximo de 15 días calendario dicha situación para que este, en un plazo de 15 días calendario contados a partir del envío de la comunicación del OR, reenvíe el informe incluyendo los datos faltantes.

A partir de la primera entrega, se seguirán aplicando plazos de 15 días calendario para revisión y reporte de información faltante, tanto para el agente como para el OR. El incumplimiento de estos plazos será reportado al CNO.

Cuando se superen 3 entregas del informe en donde se evidencie la falta de la misma información solicitada, la situación deberá ser justificada en el Subcomité de Controles a través de correo electrónico y socializada en la reunión posterior de este, para definir el compromiso de entrega definitiva. En todo caso, los tiempos que se incluyen en esta revisión deberán ser tales que la actualización de los modelos no supere los 6 meses definidos en la regulación vigente.

Para cumplir con los requerimientos de los modelos validados, el agente generador debe realizar pruebas de validación en las que se pueda contrastar la respuesta del sistema real y la simulada con el modelo obtenido. En el Anexo 3 de la presente guía, se presentan unas pruebas mínimas que deben ser realizadas para verificar la validez de los modelos de los controles de generación. Lo anterior sin perjuicio de que puedan incluirse pruebas adicionales a las presentadas.

Independientemente de las pruebas que se realicen sobre la planta de generación, las mismas deben desarrollarse a potencias correspondientes al mínimo técnico, un valor intermedio y al menos en el 80 % de potencia nominal declarada.

Adicionalmente, el agente generador debe verificar que existe coherencia al comparar las curvas correspondientes del sistema real con las del sistema simulado, utilizando los modelos obtenidos. Esta verificación debe hacerse sobre al menos las siguientes variables:

- ***Control de Potencia Reactiva/Tensión:*** voltaje en el punto de conexión de la planta de generación y potencia reactiva en el punto de conexión de la planta de generación.
- ***Control de Potencia Activa y Frecuencia:*** Potencia activa en el punto de conexión de la planta de generación.

Para las pruebas realizadas sobre los controladores se deben tomar mínimo 100 muestras por segundo hasta que se logre la estabilización de la señal, lo cual se logra cuando se alcance un punto de operación que ingrese y permanezca dentro de la banda de $\pm 3\%$ del cambio esperado alrededor del valor final.

Evaluación del desempeño de los modelos validados entregados por el agente generador

Una vez el OR reciba el informe de resultados por parte del Agente con toda la información requerida, este deberá enviar al CND el informe con todos sus archivos adjuntos y la lista de chequeo del Anexo 6, para que el CND verifique la coherencia con base en los índices de comparación de curvas establecidos en el Anexo 2 de la presente guía. La revisión de los modelos validados de los controles de generación será realizada por el CND en un plazo máximo de 15 días calendario contados a partir de la recepción de la información por parte del OR.

Esta revisión será realizada en la herramienta de simulación dinámica utilizada por el CND e incluirá la verificación de la estabilidad de los modelos. En caso de presentarse diferencias entre la respuesta del modelo suministrado y el comportamiento real, teniendo en cuenta los requerimientos considerados en la presente guía, el CND informará tal situación al OR correspondiente, para que este, en conjunto con el agente realice, las respectivas correcciones.

En caso de que el agente deba realizar correcciones al modelo, tendrá un plazo de 15 días calendario contados a partir de la fecha de recepción de la comunicación del CND, para presentar nuevamente el modelo validado y estable a través del OR, quien validará las correcciones realizadas y tendrá 15 días calendario para enviarlo al CND en caso de que se hayan cumplido las observaciones realizadas. A partir de la primera entrega, se seguirán aplicando los plazos indicados previamente para revisión y entrega del modelo validado, tanto para el agente y el OR como para el CND.

Cuando se superen 3 entregas del modelo validado, en las que se pueden coordinar reuniones entre el agente, el CND y el OR correspondiente para aclarar las diferencias encontradas, la situación deberá ser justificada en el Subcomité de Controles. En todo caso, los tiempos que se incluyen en esta revisión deberán ser tales que la aprobación final del modelo por parte del CND se haga dentro de los 6 meses siguientes a la notificación inicial asociada al informe de validación enviada al agente.

El CND podrá solicitar pruebas de reajuste a los controles y de requerirse la validación, cuando se presenten condiciones dinámicas del sistema que requieran reajuste de los parámetros de los controles de generación. Estos reajustes serán realizados en coordinación con el agente y el OR.

Declaración de los parámetros de la planta de generación y los modelos de sus controles asociados

Una vez se dé concepto favorable a la validez de los modelos, de acuerdo con los criterios y lineamientos definidos la presente guía, el agente tendrá máximo 15 días calendario para enviar al CND la actualización de los parámetros correspondientes, para lo cual se seguirá el plazo establecido en el Acuerdo 1413 o aquel que lo modifique o sustituya.

ANEXO 1: Formato para el reporte de los modelos validados y controles asociados de las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicos conectadas al SDL con capacidad Efectiva Neta o Potencia Máxima Declarada igual o mayor a 1 MW y menores a 5 MW

Este Anexo define los lineamientos para el reporte de los modelos validados de la planta de generación y de sus controles asociados. Los informes de modelos validados deberán ser presentados por el agente representante al OR y por este último al CND, a través de los medios establecidos por cada entidad en formato Adobe Portable Document Format (PDF). Cada informe debe incluir:

- Tabla de contenido
- Generalidades de las pruebas
- Descripción de la planta de generación y sus componentes principales asociados.
- Descripción de los sistemas de control de la planta: control de frecuencia/potencia activa, control de potencia reactiva/tensión (por cada unidad equivalente y a nivel de planta) y cualquier otro sistema de control asociado a los sistemas auxiliares de la planta.
- Descripción de los detalles de las pruebas de validación realizadas
- Diagramas de bloques en dominio de Laplace del controlador de planta, controles eléctricos donde se identifique claramente las funciones indicadas en la sección de “**Requerimientos mínimos de modelos de planta**” del capítulo de modelos preliminares y el valor de los parámetros correspondientes.
- Curvas comparativas del sistema real vs las obtenidas a través de simulación de los modelos validados.
- Validación de funciones de control (VRT, FRT) a través de simulación.
- Anexos que contengan los modelos validados implementados en la herramienta de simulación utilizada por el CND y que permitan simular todas las condiciones definidas en el Acuerdo.
- Anexos con archivo de datos que contenga los resultados de las pruebas de validación para todos los sistemas de control (datos de prueba y de simulación) en formato de texto (.txt), con encabezados que identifiquen el nombre de la variable y las unidades de medición correspondientes, de acuerdo con el formato establecido en el Anexo 4.
- Archivo en formato .xlsx debidamente diligenciado con el resumen de las pruebas ejecutadas (Anexo 4)

Mas detalles sobre los requerimientos listados arriba se presentan a continuación:

Generalidades: En este numeral informe se deben incluir los siguientes detalles:

- Nombre de la planta de generación bajo pruebas de validación
- Agente representante
- Ubicación geográfica de la planta de generación (Departamento, municipio, etc)

- Nombre de la persona responsable de las pruebas de validación
- Fecha y hora de realización de las pruebas

Descripción planta de generación y sus componentes: En este campo del informe se debe incluir la información relacionada a los elementos que constituyen la planta de generación. Se debe incluir como mínimo (siempre y cuando aplique) la información incluida en la sección “**Reporte de la información**”

Descripción general pruebas de validación: Se debe realizar una descripción de las pruebas, definiendo:

- Fecha y hora de las pruebas.
- Datos de la perturbación: tipo (escalón, inyección de registro), magnitud, punto de inyección, tiempo en el cual se realiza la perturbación.
- Condiciones iniciales de la prueba según el tipo de prueba:
- Prueba a nivel de planta: voltaje en punto de conexión (V_{poc}), potencia activa en el punto de conexión (P_{poc}), potencia reactiva en el punto de conexión (Q_{poc} e impedancia equivalente de la red.
- Bases utilizadas en los modelos para llevar las variables a p.u.

Verificación agregación de las unidades equivalentes de la planta: En esta parte del informe debe describirse la metodología de agrupación utilizada para determinar la unidad equivalente de la planta.

Reporte parámetros de la planta de generación: En esta parte del informe se deben reportar al menos los parámetros de la planta de generación definidos en la presente guía.

En los anexos se debe incluir los datos utilizados para construir las curvas reales y las simuladas asociadas a las pruebas realizadas en campo, y especificadas en la presente guía, utilizadas para obtener los parámetros de la planta de generación. Los datos asociados deben enviarse en formato de texto (.txt), considerando la misma estampa de tiempo para ambas curvas y utilizando el formato definido en el Anexo 4 de la presente guía.

Lineamientos información requerida en el informe con respecto al control de potencia reactiva/tensión y sus pruebas correspondientes: El informe debe incluir la siguiente información con respecto al control de potencia reactiva /tensión de la planta y las pruebas de validación asociadas:

- Fabricante.
- Modelo del equipo.
- Modos de operación disponibles (control de factor de potencia, estatismo, otros).
- Modo de operación normal
- Arquitectura del control de potencia reactiva/tensión de la planta
- Control automático de taps bajo carga (si aplica)

- Se deben presentar la comparación de las curvas reales y simuladas que demuestren la validez del modelo del control de potencia reactiva/tensión. Las curvas deben contener las variables especificadas en el Anexo 3 de la presente guía. Todas las curvas incluidas deben tener las siguientes características:
- Etiquetas para los ejes y las correspondientes unidades de medida.
- Títulos para cada gráfica indicando la prueba que fue desarrollada.
- Escala para ambos ejes definida de tal forma que permita visualizar la dinámica de las señales.
- Curva de capacidad de entrega y absorción de reactivos en punto de conexión con dependencia de la tensión si aplica.

En los anexos se debe incluir los datos utilizados para construir las curvas reales y las simuladas en formato de texto (.txt) considerando la misma estampa de tiempo y resolución para ambas curvas y reportando el nombre de la variable y las unidades correspondientes, utilizando el formato definido en el Anexo 3 de la presente guía. En caso de identificarse un comportamiento inestable en este control cuando la unidad está interconectada en las pruebas realizadas, se debe proponer un reajuste para el control correspondiente, mostrando a través de simulación y ante perturbaciones tipo escalón el impacto de este reajuste.

Se debe incluir el diagrama de bloques en el dominio de Laplace (s) del control de potencia reactiva/tensión incluyendo el control eléctrico a nivel de planta, limitadores (si aplican) y *Voltage Ride Through*. Asimismo, se debe adjuntar dicho modelo en formato digital de manera que pueda simularse su comportamiento y obtener a partir de esta simulación los resultados que se reportan en el informe. El modelo correspondiente debe ser implementado en la herramienta utilizada por el CND y debe estar definido con base en la capacidad declarada de la planta de generación.

Para la verificación del *Voltage Ride Through* se debe presentar el detalle y los resultados de las simulaciones realizadas para verificar el comportamiento ante fallas en el punto donde se solicite esta característica en el Acuerdo CNO vigente que lo defina, considerando los parámetros de operación sincronizada. Esta validación se basa en simulaciones y no incluye pruebas en campo. En este caso se debe incluir como mínimo la siguiente información:

- Descripción de las condiciones iniciales de la planta de generación: voltaje en punto de conexión (V_{poc}), potencia activa en el punto de conexión (P_{poc}), potencia reactiva en el punto de conexión (Q_{poc}) e impedancia equivalente de la red.
- Para la simulación del desempeño de la función de *Voltage Ride Through*, se deben simular dos cortocircuitos trifásicos con impedancia cero en el punto de conexión: uno de 100 ms de duración y otro de 200 ms de duración. Éstos se deben realizar en los modos de control de voltaje/potencia reactiva posibles del PPC. Para cada falla, se debe reportar una gráfica por cada una de las siguientes variables: Tensión en el punto de conexión con la característica de VRT superpuesta, potencia activa en el punto de conexión y potencia reactiva en el punto de conexión.
- Adicionalmente, el modelo de la función *Voltage Ride Through* debe incluir el aporte de las componentes de secuencia positiva y negativa durante huecos de tensión simétricos y asimétricos. Para verificar este aporte ante fallas asimétricas y simétricas, se deben simular tres fallas: una monofásica, una bifásica y una trifásica, todas a tierra con impedancia cero en el punto de conexión y de 100 ms de duración. Para cada falla, se debe reportar una gráfica por cada una de las siguientes variables medidas en el punto de conexión: Voltaje de secuencia positiva con corriente de secuencia positiva superpuestos

con la potencia reactiva y voltaje de secuencia negativa con la corriente de secuencia negativa superpuestos con la potencia reactiva. En estas pruebas se verificará como reacciona la corriente reactiva adicional de secuencia positiva y negativa al cambio del voltaje. Estos valores deberán ser tabulados utilizando los formatos establecidos en el Anexo 4 y evaluados en dos puntos: entre 2-3 ciclos y entre 5-6 ciclos de iniciada la falla o hueco de tensión.

Lineamientos información requerida en el informe con respecto control de potencia activa/frecuencia y las pruebas correspondientes: El informe debe incluir la siguiente información con respecto al control de potencia activa de la planta y las pruebas de validación asociadas

- Fabricante del equipo.
- Modelo del equipo.
- Fecha de la(s) prueba(s).
- Modos de operación disponibles (control de potencia activa, regulación de frecuencia, Otro: especificar cuando se cuenten con modos que dadas las condiciones del sistema se puedan activar).
- Arquitectura del control de potencia activa/frecuencia de la planta

Se debe realizar una descripción de las pruebas que permitan reproducirlas, definiendo:

- Fecha de las pruebas
- Tipo de prueba: con unidad sincronizada a la red o en vacío, si aplica.
- Datos de la perturbación: tipo (escalón, registro de frecuencia), magnitud, punto de inyección, tiempo en el que se realiza la perturbación.
- Condiciones iniciales de la prueba según el tipo:
- Prueba a nivel de planta: voltaje en punto de conexión (V_{poc}), potencia activa en el punto de conexión (P_{poc}), potencia reactiva en el punto de conexión (Q_{poc} e impedancia equivalente de la red.
- Modo de operación del control (Potencia, Frecuencia)
- Reporte de cualquier modificación sobre los parámetros del control que hayan sido necesarios para la realización de cada prueba.
- Bases utilizadas en los modelos para llevar las variables a p.u.

Se deben presentar la comparación de las curvas reales y simuladas que demuestren la validez del modelo del control de potencia activa/frecuencia. Las curvas deben contener las variables especificadas en el Anexo 4 de la presente guía.

Todas las curvas incluidas deben tener las siguientes características:

- Etiquetas para los ejes y las correspondientes unidades de medida
- Títulos claros para cada gráfica indicando la prueba que fue desarrollada
- Escala para ambos ejes definida de tal forma que permita visualizar la dinámica de las señales.

En los anexos se debe incluir los datos utilizados para construir las curvas reales y las simuladas en formato de texto (.txt) considerando la misma estampa de tiempo y resolución para ambas curvas y reportando el nombre de la variable y las unidades correspondientes, utilizando el formato definido en el Anexo 4 de la presente guía.

En caso de identificarse un comportamiento inestable en este control cuando la unidad está interconectada en las pruebas realizadas, se debe proponer un reajuste para el control correspondiente, mostrando a través de simulación y ante perturbaciones tipo escalón el impacto de este reajuste.

Se debe incluir el diagrama de bloques en el dominio de Laplace (s), con el modelo validado del control de potencia activa/frecuencia incluyendo transductores, controlador (ajuste modo de operación con unidad sincronizada), actuadores y turbina (para aerogeneradores Tipo I-III, y para tipo IV en caso de que se requiera para el modelo de la respuesta rápida en frecuencia).

El modelo correspondiente al conjunto: control de potencia activa/frecuencia, actuadores y turbina debe incluir un parámetro que permita variar el máximo aporte de potencia activa de la planta teniendo en cuenta la influencia de variables externas tales como la velocidad del viento en plantas eólicas y la radiación en plantas solares fotovoltaicas.

Para la verificación del *Frequency Ride Through* se debe presentar el detalle y los resultados de las simulaciones realizadas para verificar la funcionalidad de *Frequency Ride Through* de la planta de generación considerando los parámetros de operación sincronizada. En este campo se debe incluir como mínimo la descripción de las condiciones iniciales de la planta de generación: voltaje en punto de conexión (V_{poc}), potencia activa en el punto de conexión (P_{poc}), potencia reactiva en el punto de conexión (Q_{poc}) e impedancia equivalente de la red.

Así mismo se debe entregar, en medio digital definido por el CND, el sistema de prueba utilizado para realizar la verificación de las funcionalidades mencionadas en la herramienta utilizada por el CND.

Para la ejecución de la prueba de simulación se deben realizar dos deslastres de carga: uno que cause la excursión de la frecuencia por fuera de los umbrales definidos en la función de FRT y otro que perturbe la frecuencia dentro de los límites de la funcionalidad. Para cada caso, se debe reportar una gráfica por cada una de las siguientes variables: Potencia activa en el punto de conexión, potencia reactiva en el punto de conexión y frecuencia vista por el lazo de la función FRT.

ANEXO 2: Índices de evaluación para verificar la validez de los modelos de las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad Efectiva Neta o Potencia Máxima Declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW

El principio esencial de la validación de la respuesta dinámica de un modelo es que éste, al ser integrado en el programa de simulación utilizado por el CND para el planeamiento del SIN, permita reproducir dentro de niveles aceptables de precisión la respuesta real de los elementos modelados ante pruebas o perturbaciones en diferentes condiciones operativas. Con el fin de contar con modelos útiles para el análisis y planeamiento del SIN, los Agentes generadores deben garantizar que la respuesta real y la simulada, utilizando los modelos validados, sean coherentes en los siguientes aspectos:

Forma general de las curvas para las distintas pruebas de validación que se desarrollen, incluyendo la magnitud y velocidad de la respuesta

- Tiempo de establecimiento, tiempo de respuesta inicial, Tiempo de retardo, sobreimpulso
- Bandas muertas
- Valores iniciales y finales

Con el fin de verificar que las curvas sean coherentes de acuerdo con los parámetros y características señaladas, se determinarán los índices de evaluación que se presentan a continuación:

ERROR ABSOLUTO DEL SOBREIMPULSO (ES)

Es la diferencia absoluta entre los sobreimpulsos en porcentaje.

$$ES = \frac{|SI_R - SI_S|}{SI_S} \times 100$$

Con:

$$SI = \frac{v_{\max} - v_f}{v_f - v_i} \times 100$$

Donde:

- SI_R : Sobreimpulso de la señal real tomada durante la prueba
- SI_S : Sobreimpulso de la señal simulada tomada del modelo
- $v_{\max}$: Valor máximo de la curva
- v_f : Valor final de la curva
- v_i : Valor inicial de la curva

ERROR RELATIVO EN EL TIEMPO DE RETARDO (ETR)

Este error está basado en el tiempo de retardo, el cual se define como el tiempo necesario para que la señal alcance un 50% del valor final. El error relativo en el tiempo de retardo, será la diferencia absoluta relativa entre los tiempos de retardo real y simulado.

$$ETR = \left| \frac{TR_R - TR_S}{TR_R} \right| \times 100$$

Donde:

- TR_R : Tiempo de retardo de la señal real tomado durante la prueba
- TR_S : Tiempo de retardo de la señal simulada tomado con base en el modelo

ERROR RELATIVO EN EL TIEMPO DE ESTABLECIMIENTO (ETE)

Este error está basado en el tiempo de establecimiento, el cual se define como el tiempo necesario para que la señal ingrese en una banda de $\pm 3\%$ del tamaño del escalón alrededor del valor final. El error relativo en el tiempo de establecimiento será la diferencia absoluta relativa entre los tiempos de establecimiento real y simulado.

$$ETE = \left| \frac{TE_R - TE_S}{TE_R} \right| \times 100$$

Donde:

- TE_R : Tiempo de establecimiento de la señal real tomado durante la prueba
- TE_S : Tiempo de establecimiento de la señal simulada tomado con base en el modelo

ERROR RELATIVO EN EL TIEMPO DE RESPUESTA INICIAL (ETRI)

Este error está basado en el tiempo de respuesta inicial, el cual se define como el tiempo necesario para que la señal salga de la banda de $\pm 3\%$ del tamaño del escalón alrededor del valor inicial. El error relativo en el tiempo de respuesta inicial, será la diferencia absoluta relativa entre los tiempos de respuesta inicial real y simulado.

$$ETRI = \left| \frac{TRI_R - TRI_S}{TRI_R} \right| \times 100$$

Donde:

- TRI_R : Tiempo de respuesta inicial de la señal real tomado durante la prueba

- TRI_S : Tiempo de respuesta inicial de la señal simulada tomado con base en el modelo

ERROR RELATIVO DEL VALOR FINAL (EVF)

Este error se define como la diferencia entre los valores finales alcanzados por las señales real y simulada, con base en la señal real.

$$EF = \left| \frac{vf_R - vf_S}{vf_R - vi_R} \right| \times 100$$

Donde:

- vf_R : Valor final real de la señal obtenida con base en la prueba.
- vf_S : Valor final de la señal simulada obtenida con base en el modelo.
- vi_R : Valor inicial real de la señal obtenida con base en la prueba.

COEFICIENTE DE CORRELACIÓN LINEAL (CCL):

Este error es una medida de la relación lineal entre la señal real con la simulada.

$$CCL = \frac{\sum_{i=1}^n (R_i - \bar{R})(S_i - \bar{S})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (R_i - \bar{R})^2 \sum_{i=1}^n (S_i - \bar{S})^2}}$$

Donde:

- R_i : Es el i-ésimo valor de la señal real proveniente de la prueba.
- S_i : Es el i-ésimo valor de la señal simulada proveniente del modelo.
- $\bar{R}$: Es el valor promedio de la señal real proveniente de la prueba.
- $\bar{S}$: Es el valor promedio de la señal simulada proveniente del modelo.

ERROR ABSOLUTO MEDIO NORMALIZADO (EAMN):

Este error es el promedio del valor absoluto de las diferencias punto a punto entre la señal real y la señal simulada. Cada punto de las señales debe estar normalizado por el mínimo valor entre el aporte de la señal real y la señal simulada. Se define aporte de la señal real como la máxima diferencia entre la señal real y el valor inicial y aporte de la señal simulada como la máxima diferencia entre la señal simulada y el valor inicial. El error se reporta en porcentaje.

$$EAMN = 100 * \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |(\bar{R}_i - \bar{S}_i)|$$

Donde,

- $\bar{R}_i$: Es el i-ésimo valor de la señal real proveniente de la prueba, el cual es enormalizado por el mínimo valor entre el aporte de la señal real y la simulada.
- $\bar{S}_i$: Es el i-ésimo valor de la señal simulada proveniente del modelo, el cual es normalizado por el mínimo valor entre el aporte de la señal real y la simulada.
- n: Es el número de muestras de las señales.

ERROR COMBINADO (EC):

Es el error que considera simultáneamente el *EAMN* y el *CCL* tal como se presenta en la siguiente ecuación:

$$EC = \frac{EAMN + 100(1 - CCL)}{2}$$

El Error combinado se reporta en porcentaje.

Los valores de referencia para los índices de coherencia, las pruebas y las señales sobre las que estos se aplican, son definidos en las siguientes Tablas, para el control de tensión/potencia reactiva, control de frecuencia/potencia activa:

Prueba	Señal	Índice	Valor de referencia
Escalón en la tensión de referencia	Vpoc	ES	<=10%
		EVF	<=5%
		ETR	<=5%
		ETE	<=5%
		ETRI	<=5%
		CCL	>=0.75
		EAMN	<=12%

	Q	ES	<=15%
		EVF	<=10%
		ETR	<=10%
		ETE	<=5%
		ETRI	<=5%
		CCL	>=0.75
		EAMN	<=12%

Tabla 3. Índices de coherencia para validación del modelo del control de tensión/potencia reactiva

Prueba	Señal	Índice	Valor de referencia
Escalón en la frecuencia.	P	CCL	>=0.75
		EAMN	<=12%
		EVF	<=10%
		ES	<=15%
		ETR	<=10%
		ETRI	<=5%
		ETE	<=5%

Tabla 4. Índices de coherencia para la validación del modelo del control de potencia activa/ frecuencia.

Se considera que un modelo pasa exitosamente la etapa de validación, si todos los índices de coherencia para cada nivel de carga, calculados para cada prueba, son menores o iguales a los valores de referencia indicados. De lo contrario, el CND informará al OR sobre los índices incumplidos para que este realice los ajustes necesarios en el modelo en conjunto con el agente.



ANEXO 3: Guía de pruebas mínimas para realizar la validación de los modelos de control para las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas.

A continuación, se presenta una guía con pruebas que como mínimo deben ser realizadas para verificar la validez de los modelos de los controles de las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas. Tener en cuenta los siguientes aspectos generales:

- Todas las protecciones y los limitadores del sistema de control de la planta de generación deben estar en servicio durante cualquier prueba en línea o fuera de línea.
- Para las pruebas relacionadas se deben tomar mínimo 100 muestras por segundo hasta que la señal se estabilice.
- Para plantas de generación que no cuenten con un control central de planta (PPC), si los procedimientos de pruebas definidos en esta guía 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.

Validación del modelo del control de potencia reactiva/tensión por planta: La validación del modelo del control de potencia reactiva/tensión debe hacerse para tres niveles de carga de la planta de generación (mínimo técnico, en carga media y al menos al 80% de la potencia activa nominal) en cada uno de los modos de control automático de que disponga la planta.

- Determinar la respuesta al escalón con la planta de generación sincronizada con el control de potencia reactiva/tensión configurado en los modos de control disponibles (estatismo de tensión, factor de potencia, otros) en las condiciones de carga definidas. Las pruebas deben realizarse en condiciones en las que no se activen las no linealidades del control.
- Para cada caso se deben aplicar al menos un escalón en la referencia del voltaje en el punto de conexión, con una variación no inferior al 2% del voltaje nominal de la planta de generación.
- Se deben almacenar los registros de al menos el voltaje en el punto de conexión, y potencia reactiva en este punto, los cuales serán utilizados como variables de comparación para realizar la validación del modelo.
- Se deben comparar los registros almacenados del sistema real con la respuesta del modelo. Se debe verificar una coherencia entre la forma de la curva, el valor inicial, el tiempo de retardo, el sobreimpulso, el tiempo de establecimiento, el tiempo de respuesta inicial, la magnitud y el valor final.

Validación y modelamiento del control de potencia activa/frecuencia: Esta validación debe realizarse a nivel de planta. Con la planta de generación en su mínimo técnico, un valor intermedio y al menos el 80% de su potencia nominal declarada. La validación debe realizarse considerando los siguientes métodos:

- Desarrollar una prueba ante al menos un escalón en la frecuencia de referencia para emular eventos de sobrefrecuencia. Si la planta cuenta con control ante eventos de subfrecuencia también se debe realizar la validación correspondiente.
- Almacenar los registros de la señal de referencia de frecuencia y potencia activa de la planta de generación en el punto de conexión.
- Se deben comparar los registros almacenados del sistema real con la respuesta del modelo. Se debe verificar una coherencia entre la forma de la curva, el valor inicial, el tiempo de retardo, el sobreimpulso, el tiempo de establecimiento, el tiempo de respuesta inicial, la magnitud y el valor final.