



DOCUMENTO TÉCNICO

Modelado y validación de elementos del sistema

Septiembre de 2021

Modelado y validación de elementos del sistema

RESUMEN

La regulación CREG 060 de 2019 regula y brinda lineamientos que deben cumplir los controles de las plantas eólicas y solares que se conecten al STR y STN. Según los acuerdos establecidos por el CNO, se requiere una entrega del modelo preliminar seis meses antes de la entrada en operación del proyecto o los proyectos, y un mes después de dicha entrada, cuando se realice la validación de los parámetros de los controles referidos en dichos modelos.

En este sentido, los agentes deben esperar hasta que la planta entre en operación comercial para realizar las pruebas exigidas, validar los parámetros y el cumplimiento de la regulación.

En este marco, CIGRE Colombia presenta este reporte técnico, una descripción de la regulación actual que deben cumplir los controles de plantas eólicas y solares que tengan prevista su conexión al sistema, los modelos y funciones de control y la estructura del control jerárquico. Adicionalmente, se presenta una propuesta de validación de los modelos de control implementando señales emuladas en un software de Tiempo Real, de tal forma que se reproduzcan diferentes eventos a los que se vería sometida la planta cuando entre en operación, y así, comparar su respuesta con los requisitos dados por la regulación. El fin de este documento es que sea una guía que sirva de referencia para las empresas nacionales que planeen conectar plantas eólicas y/o solares al SIN.

PALABRAS CLAVES

FERN, plantas eólicas, plantas solares, estabilidad, modelos de control, simulación en tiempo real, control de planta, control eléctrico, control generador/conversor.

ximena.cifuentes@phc.com.co

manuel.rivera@phc.com.co

1. GENERALIDADES

En este reporte técnico se presenta información relacionada con la regulación que describe los requerimientos de los sistemas de control que deben poseer las plantas eólicas y solares que planeen conectarse a la red. A su vez, se presenta una descripción de los modelos de control que le permiten a este tipo de plantas prestar los servicios que les solicitan. Además, con el fin de dar una señal temprana a XM y al promotor del proyecto, se modelan los controles en un simulador de tiempo real para la validación de los elementos de control conforme a los requerimientos establecidos por la regulación vigente y aplicable a este tipo de plantas.

2. PARTICIPANTES

El grupo de trabajo estuvo conformado por las personas que se listan a continuación:

Líderes

Ximena Cifuentes Salazar	PHC Servicios Integrados Group S.A.S
Manuel Rivera	PHC Servicios Integrados Group S.A.S

Integrantes

Juan Carlos Serna	Potencia y Tecnologías Incorporadas S.A
Luz Natalia Mejía Tobón	Potencia y Tecnologías Incorporadas S.A
Laura Marín	PHC Servicios Integrados Group S.A.S
Mateo Orozco	PHC Servicios Integrados Group S.A.S
Camila Castrillón	PHC Servicios Integrados Group S.A.S
Moisés Larrarte	PHC Servicios Integrados Group S.A.S
Tatiana Preciado	PHC Servicios Integrados Group S.A.S
Diego Gómez	GERS

3. ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

AGC: Control Automático de Generación
CND: Centro Nacional de Despacho
CNO: Consejo Nacional de Operación
CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas
DFIG: Generador de inducción doblemente alimentado
FNCER: Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
FP: Factor de potencia
HVRT: High Voltage Ride Through
IEC: Comisión Electrotécnica Internacional
ISO: Organización Internacional de Normalización
LVRT: Low Voltage Ride Through
NTC: Norma Técnica Colombiana
P: Potencia activa
PI, PID: Proporcional Integral, Derivativo
Q: Potencia reactiva
SIN: Sistema Interconectado Nacional
STN: Sistema de Transmisión Nacional
STR: Sistema de Transmisión Regional
Te: Tiempo de establecimiento
Tr: Tiempo de respuesta inicial
UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética
WECC: Western Electricity Coordinating Council

4. INTRODUCCIÓN

Actualmente, Colombia se encuentra viviendo un proceso de transición energética, en donde se ha evidenciado que las políticas públicas tienen como uno de sus objetivos la descarbonización del sector. Esta transición, que incentiva la integración de energías renovables a la matriz energética actual, junto con los importantes avances de los últimos años para este tipo de tecnología, han hecho que estas plantas sean muy atractivas para los agentes generadores nuevos y actuales, quienes las están integrando masivamente dentro de sus portafolios. Este gran apogeo, se puede evidenciar notoriamente en zonas del país como la Guajira, donde las solicitudes de conexión han superado la capacidad del sistema para evacuar la generación de esta zona, por lo que dentro del plan de expansión se han incluido proyectos de transmisión que buscan aumentar dicha capacidad y de esta forma posibilitar la evacuación de la potencia generada hacia otras zonas del país. De forma paralela, el sistema se ha visto en la necesidad de regular dicha integración y evitar posibles afectaciones que puedan originar una pérdida de la confiabilidad.

En este sentido, la CREG emitió la Resolución CREG 060 de 2019 [1], la cual regula y brinda lineamientos que deben cumplir los controles de las plantas eólicas y solares que planeen conectarse al STR y STN. Adicionalmente, el CNO ha emitido diversas normas que presentan los procedimientos que se deben llevar a cabo para la realización de pruebas en campo como forma de validar que los servicios que presten las plantas mediante sus sistemas de control cumplan con los requerimientos regulatorios.

Este documento pretende consolidar información relacionada con la regulación aplicable a los controles establecidos para plantas solares y eólicas junto a una explicación teórica de los modelos de control y los requerimientos que deben cumplir las mismas para su entrada en operación comercial.

El reporte técnico se ha dividido en 4 secciones. La primera sección presenta la regulación aplicable a los servicios que deben prestar las plantas eólicas y solares, mediante sus sistemas de control, al sistema, esta sección incorpora las resoluciones emitidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), y las normas técnicas emitidas por el Consejo Nacional de Operación (CNO).

La segunda sección presenta el modelo WECC [2] y su estructura como control jerárquico. Con el fin de describir dicho modelo, esta sección se dividirá a su vez en tres subsecciones las cuales se mencionan a continuación: modelo de control de planta, modelo de control eléctrico y modelo de control generador conversor, respectivamente, y que en conjunto forman el modelo WECC.

La sección 3 presenta un caso de estudio en el cual se implementa lo descrito previamente en la sección 2. Para ello, se modela en un Software de Tiempo real un equivalente de red asociado a una zona del Sistema Interconectado Nacional Colombiano y se modela un parque solar con su respectivo control, teniendo en cuenta que cumpla con los requisitos regulatorios. El caso de estudio seleccionado es la generación con concepto aprobado en el corredor Colectora I-Cuestecitas 500 kV. Por medio de señales emuladas en este software de Tiempo Real, se reproducen eventos a los que se vería sometida la planta cuando entre en operación, y se valida si los modelos de control cumplen con los requisitos dados por regulación. En caso de realizar algún ajuste de los parámetros del control, se especificará en este documento el tipo de ajuste realizado.

Finalmente, en la sección 4 se presentan las conclusiones y recomendaciones del reporte técnico presentado.

5. REGULACIÓN APLICABLE A FNCER

Mediante Resolución CREG 025 de 1995 [3] se estableció el Código de Redes¹, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional que contiene los reglamentos de Código de Planeamiento, Código de Conexión, Código de Medida y Código de Operación. El Código de Planeamiento especifica los criterios, estándares y procedimientos para el suministro y tipo de información requerida por la UPME en la elaboración del Plan de Expansión, y por los transportadores, en la ejecución del planeamiento de detalle y el desarrollo del STN. Por su parte, el Código de Conexión establece los requisitos técnicos mínimos para el diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento que todo Usuario debe cumplir por o para su conexión al STN. El Código de Operación contiene los criterios, procedimientos y requisitos de información necesarios para realizar el planeamiento, el despacho económico, la coordinación, la supervisión y el control de la operación integrada del STN. Finalmente, el Código de Medida establece las condiciones técnicas y procedimientos que se deben tener en cuenta, para efectos de lectura, registro y recolección, actividades necesarias para la contabilización de las transacciones de energía eléctrica realizadas en el Mercado Mayorista.

¹ En el código de redes se encuentran las estrategias de control que deben implementar los generadores y los criterios generales que deben cumplir.

Particularmente, en el Código de Conexión se establecieron los diferentes servicios que deben proveer los generadores para apoyar la operación del SIN, los cuales son:

1. Control de tensión y potencia reactiva.
2. Control de frecuencia mediante regulador de velocidad.
3. Estabilización de potencia.
4. Regulación secundaria de frecuencia con AGC.

Sin embargo, este código abarca regulación aplicable a fuentes convencionales de energía como son las plantas hidráulicas y térmicas, y no abarca los requerimientos que deben cumplir las plantas no convencionales.

Para ello, la CREG se vio en la necesidad de emitir una nueva resolución que actualice el código de redes en temas relacionados con la planeación, la conexión, y algunos aspectos comerciales y de operación de las redes del SIN, considerando la integración de fuentes no convencionales de energía. Dando como resultado, la emisión de la resolución CREG 060 de 2019.

En la Figura 1 y la Figura 2 se presentan los principales puntos o temas que abarca la resolución CREG 060 de 2019.

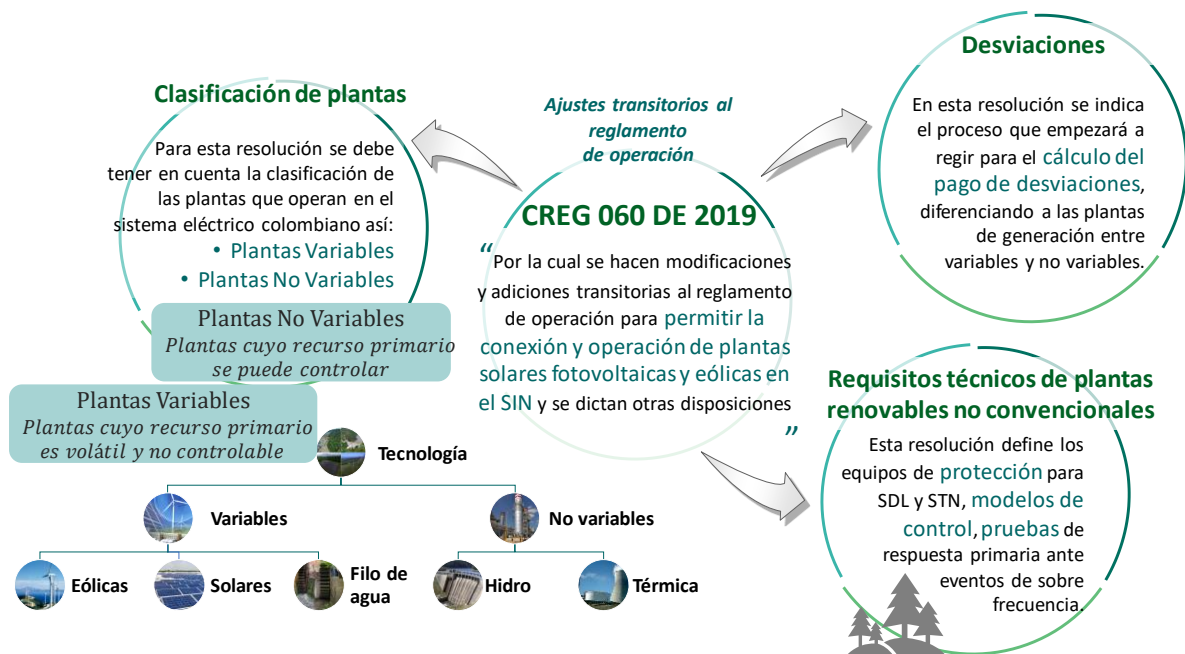


Figura 1. Aspectos regulatorios necesarios para el análisis de proyectos de energía renovable no convencional [1].

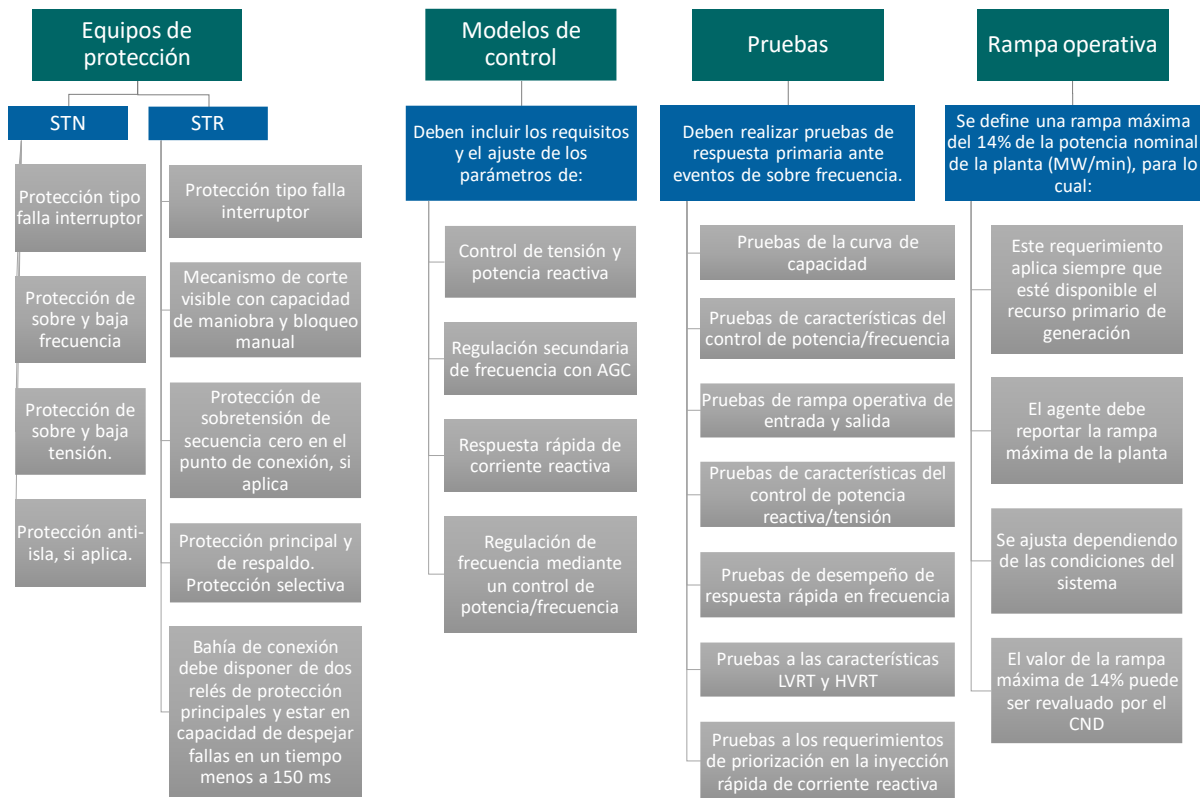


Figura 2. Requisitos Técnicos Resolución CREG 060/2019 [1]

Además de los servicios exigidos por la resolución CREG 025, esta resolución define servicios adicionales que deben poseer las plantas solares fotovoltaicas y eólicas, los cuales son mencionados a continuación:

- Regulación de frecuencia mediante control de potencia activa/frecuencia
- Respuesta rápida de corriente reactiva.
- Respuesta rápida de frecuencia, para el caso de plantas eólicas.

5.1. Control de frecuencia

Todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, deben estar en capacidad de prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia. El rango de frecuencia de operación para plantas eólicas y solares será: entre 57.5 Hz y 63 Hz.

El control de frecuencia de las plantas eólicas y solares debe incluir:

- Banda muerta ajustable entre 0 y 120 mHz.
- Estatismo permanente configurable en un rango entre el 2% y el 6%.
- La respuesta de regulación primaria se debe verificar en el punto de conexión.
- El control debe tener la capacidad de recibir al menos una consigna de potencia activa de forma local.
- Tiempo de respuesta inicial máximo (Tr) de 2 segundos.
- Tiempo de establecimiento máximo (Te) de 15 segundos.

Para que estas plantas puedan ser declaradas en operación comercial, deben realizar pruebas de respuesta primaria ante eventos de sobrefrecuencia. Están excluidas para eventos de subfrecuencia hasta que la CREG decida lo contrario.

5.2. Control de tensión

Las plantas deben tener la capacidad de controlar la tensión en forma continua en el rango operativo normal del punto de conexión, por medio de la entrega o absorción de potencia reactiva de acuerdo con su curva de carga declarada y según las consignas de operación definidas por el CND, para esto, se deberán cumplir los siguientes requisitos:

- El regulador de tensión deberá contar con los siguientes modos de control: tensión, potencia reactiva y factor de potencia.
 - Control de Tensión: función que se encarga de controlar la tensión en el punto de conexión de la planta a través de parámetros ajustables.
 - Control de Potencia Reactiva: función que se encarga de controlar la potencia reactiva en el punto de conexión de la planta a través de parámetros ajustables.
 - Control de Factor de Potencia: función que se encarga de controlar el factor de potencia en el punto de conexión de la planta a través de parámetros ajustables.
- El regulador de tensión deberá disponer de un estatismo configurable.
- Tiempo de respuesta inicial² menor a 2 segundos.
- Tiempo de establecimiento³ menor a 10 segundos.

El control debe tener la capacidad de recibir al menos una consigna operativa de potencia reactiva, de tensión o factor de potencia de forma local o remota.

5.2.1. Curva de capacidad

La curva de capacidad de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas se presenta en la Figura 3

² Tiempo de respuesta inicial (Tr): Tiempo que tarda la señal en alcanzar un $\pm 3\%$ del delta de cambio esperado alrededor de su valor de tensión inicial, ante una entrada escalón.

³ Tiempo de establecimiento (Te): Tiempo que tarda la señal en alcanzar y mantenerse dentro de una banda de $\pm 3\%$ del delta de cambio esperado alrededor de su valor final, ante una entrada escalón

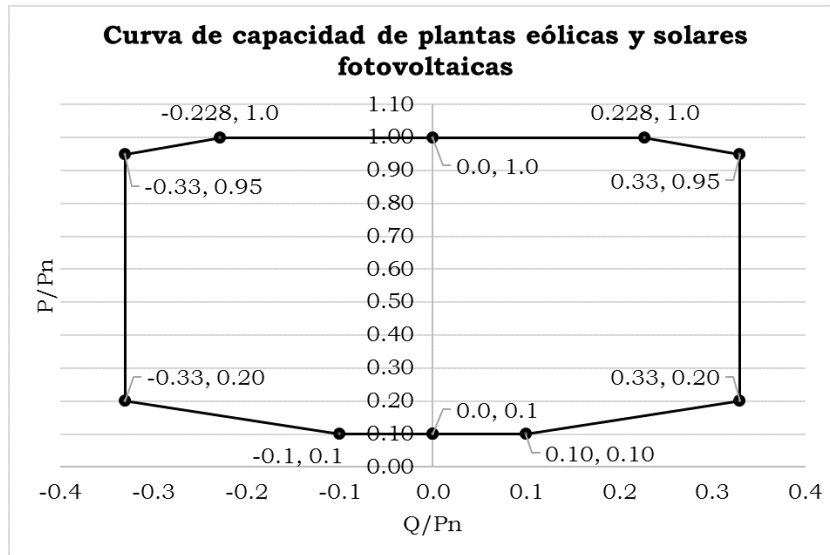


Figura 3. Curva de capacidad de plantas eólicas y solares fotovoltaicas [1]

5.2.2. Curvas LVRT y HVRT

Cuando se presenten fallas simétricas o asimétricas, las plantas eólicas y solares deben poder operar dentro de los límites establecidos por las curvas de comportamiento de depresiones de tensión (LVRT) y sobretensiones (HVRT).

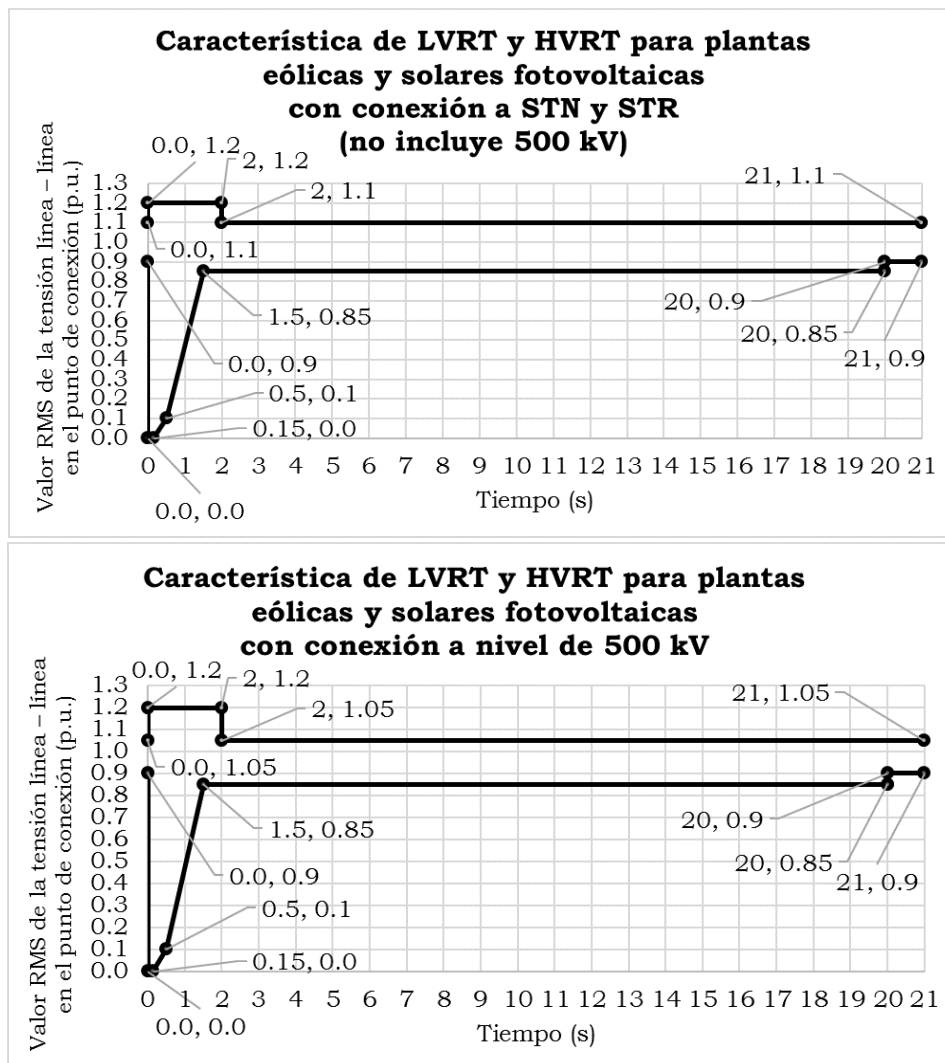


Figura 4. Límites establecidos por las curvas LVRT h HVRT. a) no incluye 500 kV, b) plantas conectadas a nivel de 500 kV [1]

5.2.3. Priorización de corriente reactiva

Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas deben priorizar la inyección de corriente reactiva de forma que alcance un 90% del delta de cambio esperado en menos de 50 ms ante desviaciones de tensión que excedan los límites operativos de la tensión nominal en la planta de generación.

5.3. Respuesta rápida en frecuencia

Este servicio aplica únicamente para las plantas eólicas, conectadas al STN y STR. En este caso, estas plantas deben tener la funcionalidad de respuesta rápida de frecuencia a través de la modulación transitoria de la potencia de salida, cumpliendo con los siguientes requisitos:

- Umbral de activación: La funcionalidad debe activarse cuando la frecuencia alcance un valor igual o inferior a 59.85 Hz. En caso de que, al cabo de 6 segundos la frecuencia no haya regresado al rango mencionado se debe retirar el aporte adicional de potencia activa.
- El aporte adicional de potencia activa debe ser limitado a 10% de la potencia nominal del generador.
- Ante desviaciones de frecuencia mayores a 0.15 Hz y menores o iguales a 0.83 Hz con respecto a la frecuencia nominal, el generador deberá alcanzar el aporte adicional en un tiempo igual o menor a 2 segundos, y mantenerse máximo 4 segundos aportando la potencia máxima requerida de acuerdo con el evento de frecuencia.

5.4. Validación de los modelos de control

5.4.1. Definiciones:

- Parámetros validados de las plantas de generación: Son los parámetros de la planta de generación que permiten representar su respuesta real a eventos en el sistema y pruebas de campo.
- Modelo validado: Es el modelo matemático en el que se ha comprobado la capacidad de reproducir dentro de los márgenes definidos, el comportamiento del control de potencia activa/frecuencia y control de tensión/potencia reactiva de la planta de generación y sus unidades equivalentes, mediante el análisis, comparación y contraste entre los ensayos de campo, eventos reales, y la simulación de condiciones equivalentes

5.4.2. Entrega de modelos de control

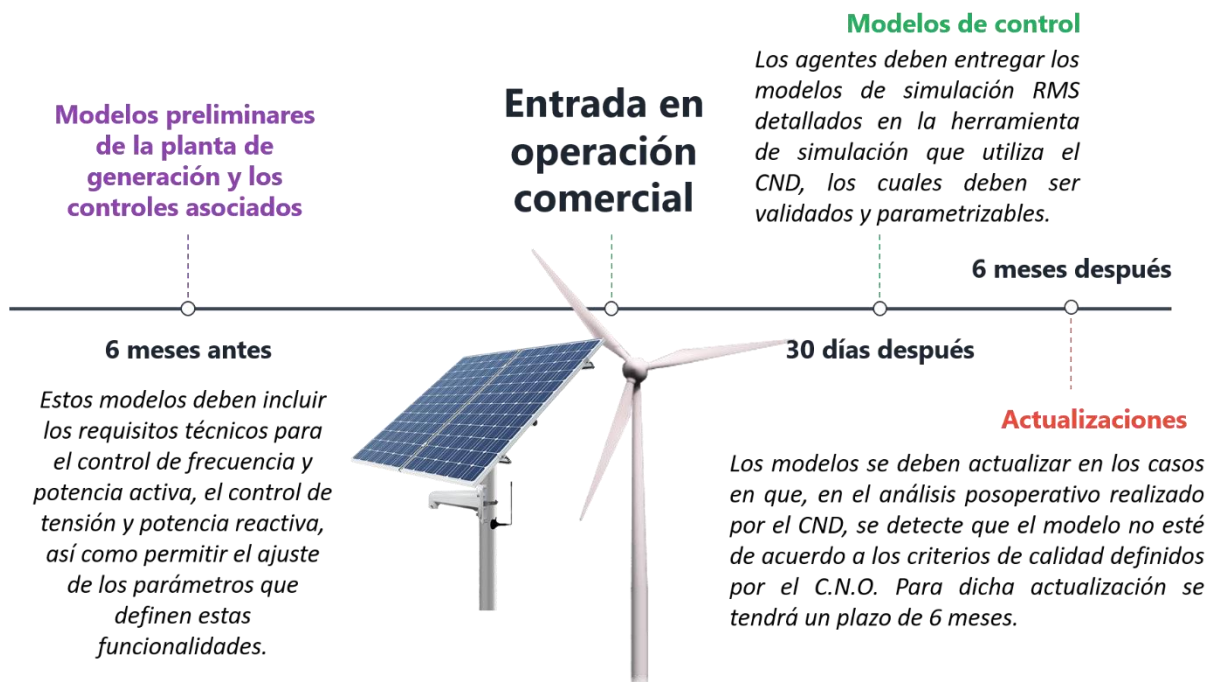


Figura 5. Plazos a tener en cuenta para validación de los modelos de control

Los modelos deben entregarse desencriptados en la herramienta de simulación usada por el CND. Los modelos de control deben ser suministrados en forma de diagramas de bloques en el dominio de Laplace considerando las funciones matemáticas y lógicas que identifican los elementos modelados.

Ante modernizaciones, cambio de parámetros, desempeño inadecuado de modelos o ante intervenciones en algún elemento que afecte el comportamiento estático o dinámico de la planta, el agente tendrá plazo de 30 días hasta 6 meses para la respectiva actualización según sea el caso

5.5. Solicitud de Pruebas

Antes de declararse en operación comercial, las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al STN y STR, deben realizar y remitir los resultados de las siguientes pruebas al CND, de acuerdo con los términos y plazos establecidos mediante Acuerdo C.N.O:

- Pruebas de la curva de capacidad.
- Pruebas de las características del control de potencia activa/frecuencia.
- Pruebas de rampa operativa de entrada y salida.
- Pruebas de las características del control de potencia reactiva/tensión.
- Pruebas de desempeño de respuesta rápida en frecuencia.
- Pruebas a las características de operación ante depresiones de tensión y sobretensiones para plantas eólicas y solares fotovoltaicas.
- Pruebas a los requerimientos de priorización en la inyección rápida de corriente reactiva.

5.5.1. Pruebas requeridas para verificación de características del control de potencia activa /frecuencia

El Acuerdo CNO 1224 establece el procedimiento de pruebas de las características del control de potencia activa/frecuencia de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR.

En este acuerdo se definen cuatro protocolos:

- Protocolo 1: Determinación del estatismo permanente, banda muerta, tiempo de respuesta inicial y tiempo de establecimiento de plantas eólicas y solares fotovoltaicas.
- Protocolo 2: Verificación de recepción de consignas de potencia de forma local
- Protocolo 3: Verificación de la característica de respuesta rápida en frecuencia de las plantas eólicas.
- Protocolo 4: Verificación de la característica de las rampas operativas de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas

A. Determinación estatismo permanente, tiempo de respuesta inicial y tiempo de establecimiento.

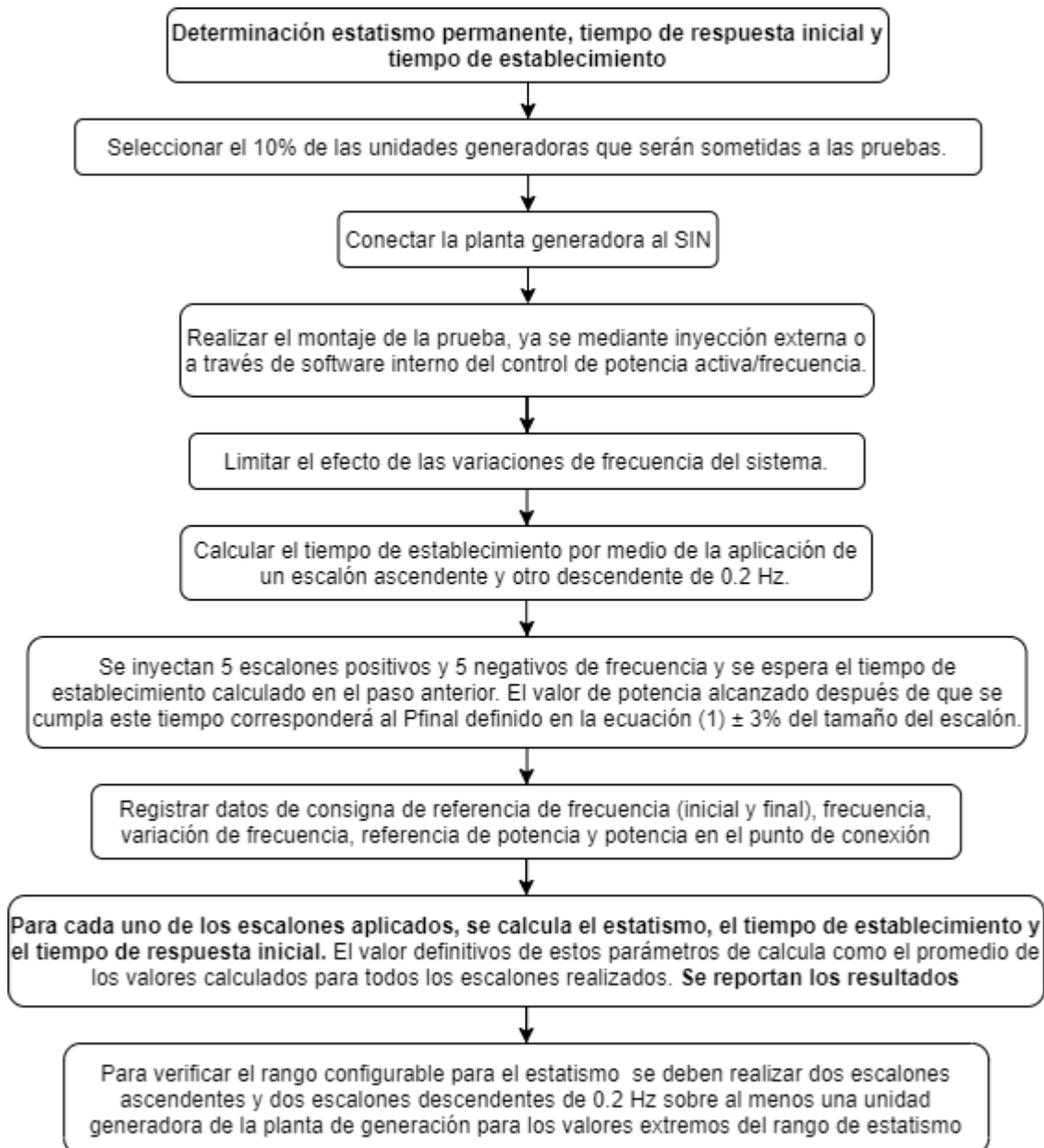


Figura 6. Determinación del estadístico permanente, tiempo de respuesta inicial y tiempo de establecimiento⁴
[4]

⁴ Acuerdo CNO 1224 - Protocolo 1A Estadístico, tiempo de establecimiento y respuesta inicial

B. Determinación banda muerta

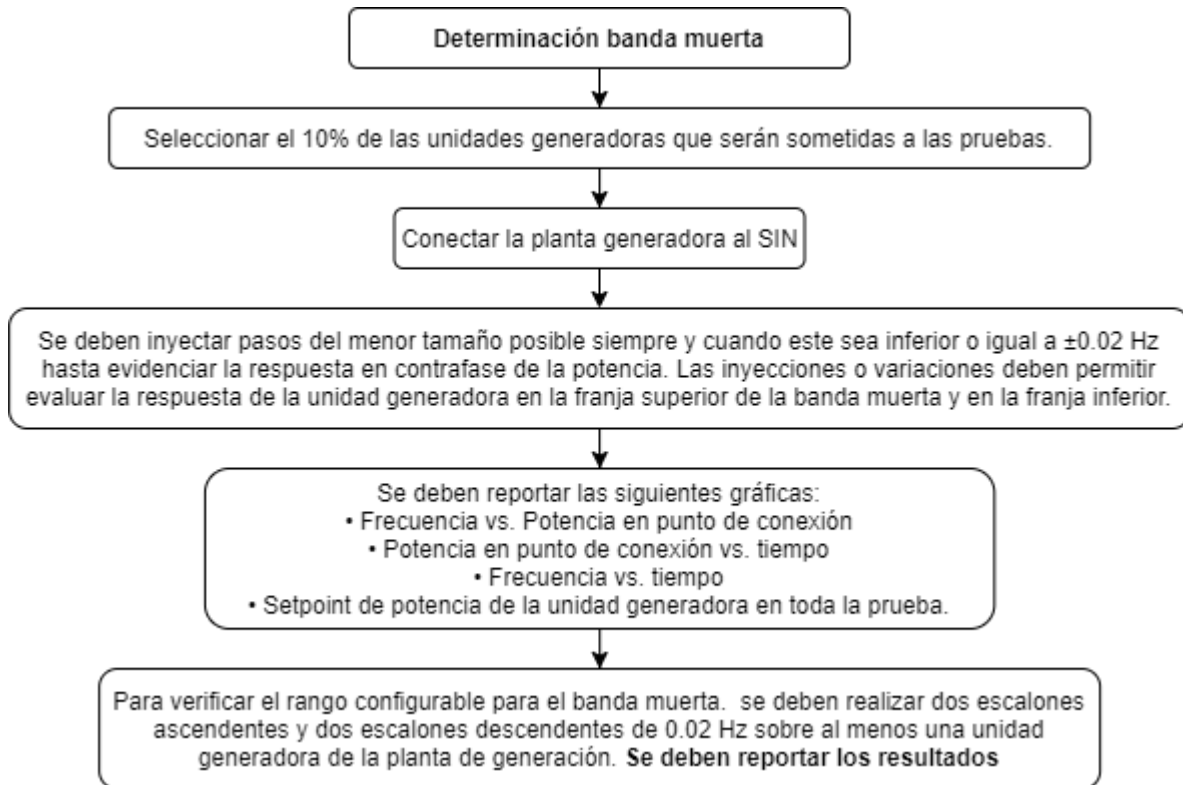


Figura 7. Determinación Banda Muerta⁵ [4]

C. Verificación de recepción de consignas de potencia activa de forma local

El propósito de este protocolo es verificar que la planta recibe y gestiona consignas de potencia activa de forma local. Para esta verificación se deben realizar dos cambios de consigna de potencia activa a toda la planta, uno descendente y uno ascendente, de máximo 10% de la potencia nominal de la planta generadora con una velocidad igual o menor a la máxima definida para rampas operativas en la resolución CREG 060 de 2019 o aquella que la modifique o sustituya.

Se deben presentar las señales de potencia activa en el punto de conexión vs tiempo y la potencia de referencia en el punto de conexión vs. tiempo. Se deben reportar los datos. La evaluación del cumplimiento del requisito de cambio de consignas de forma local se realizará verificando que la planta alcance la potencia de consigna.

⁵ Acuerdo CNO 1224 – Protocolo 1^a de Banda Muerta

D. Verificación de la característica de respuesta rápida en frecuencia de las plantas eólicas

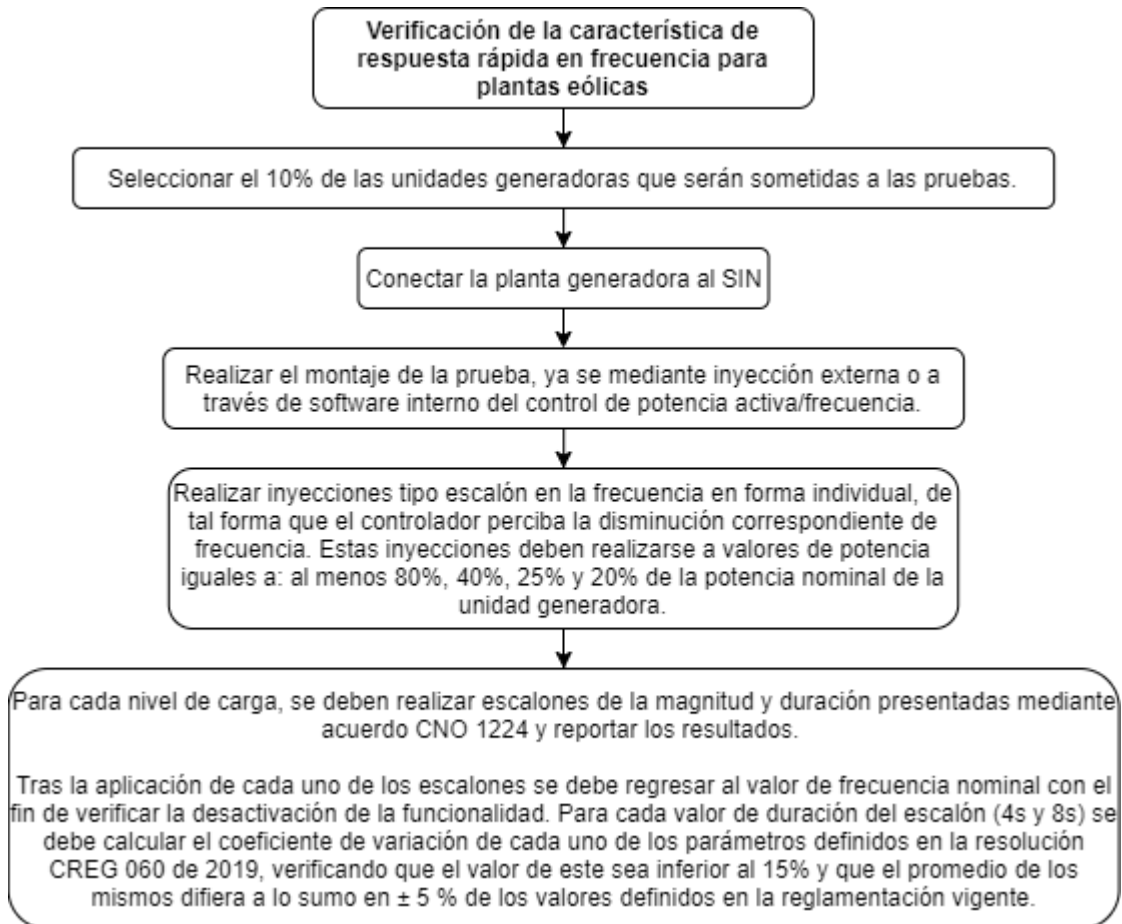


Figura 8. Verificación de respuesta rápida en frecuencia de plantas eólicas

E. Verificación de característica de rampas operativas

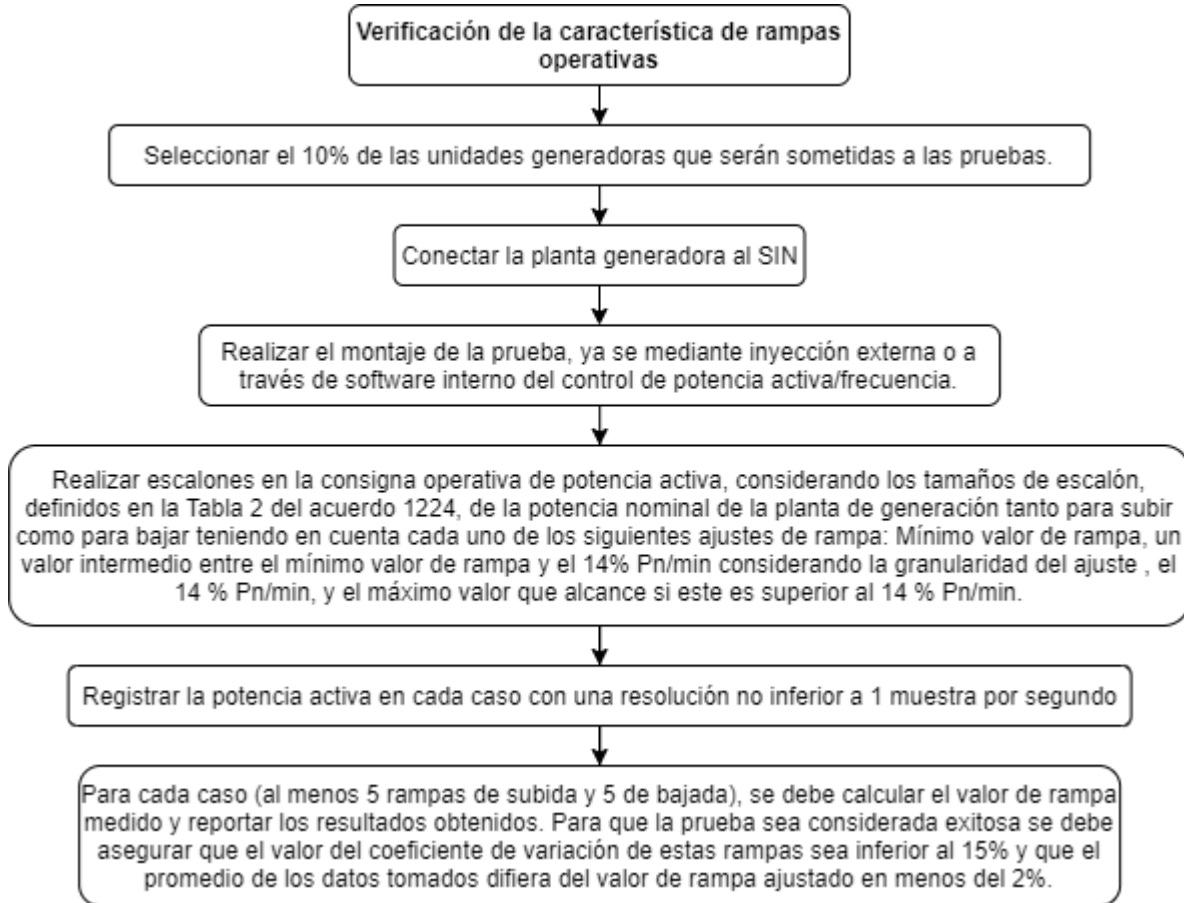


Figura 9. Verificación de rampas operativas

5.5.2. Pruebas requeridas para verificar las funcionalidades de control de tensión

Mediante Acuerdo CNO 1223 [5] se define el procedimiento que se debe seguir al momento de realizar las pruebas requeridas para la verificación de las funcionalidades del control de tensión de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR.

Esta verificación comprende la evaluación del desempeño del control de tensión según curva de carga, la evaluación de los tiempos de respuesta, la recepción de consignas y verificación de las funciones de control que incluye: modos de control (tensión, potencia reactiva y factor de potencia), características de operación ante depresiones de tensión y sobretensiones y priorización de inyección rápida de corriente reactiva.

A continuación, se resumen algunas de las pruebas para verificación de las funcionalidades del control de tensión:

- Consignas de forma remota o local:
 - Se debe realizar dos cambios de consigna de las variables, una ascendente y otra descendente.
 - Se debe registrar los valores de consigna indicados por el CND, y para cada caso los registros de factor de potencia, potencia reactiva, tensión y potencia activa, todos vs. el tiempo, en el punto de conexión.

- La consigna deberá ser tal que el cambio esperado en la tensión no exceda el $\pm 2\%$ del valor inicial, en la potencia reactiva no exceda el $\pm 10\%$ del valor inicial y en el factor de potencia no exceda el $\pm 2\%$ del valor inicial.
- Verificación de modos de control de tensión
 - Se debe realizar pruebas tipo escalón a la potencia mínima (Pmin) y a la potencia máxima disponible durante la prueba (Pmax – Esta potencia máxima debe ser igual o superior al 80% de la potencia nominal de la planta), en cada uno de los modos de control (ver Tabla 1).
- Verificación de las curvas LVRT y HVRT
 - Esta verificación se realiza a través de un certificado de laboratorio o de fábrica, que deberá ser avalado por entidades a nivel nacional o internacional que estén acreditadas bajo la norma NTC-ISO/IEC 17065 para la certificación de productos, procesos o servicios bajo las normas IEC 61400-21 (aplica a plantas eólicas) e IEC 62910 (aplica a plantas solares fotovoltaicas), o las normas nacionales o internacionales equivalentes o aquellas que las modifiquen o sustituyan (ver Figura 4).

Tabla 1. Características de las pruebas escalón⁶ [4].

⁶ Tabla obtenida de Acuerdo CNO 1223

Modo de control	Número de escalones	Magnitud del escalón
Control de tensión sin estatismo	Un escalón descendente en Pmin y un escalón ascendente a la Pmax disponible durante la prueba (Debe ser igual o superior al 80 % de la potencia nominal de la planta).	±2% (Ejemplo: 0.9 – 0.92 p.u)
Control de tensión con estatismo	Un escalón descendente en Pmin y un escalón ascendente a la Pmax disponible durante la prueba (Debe ser igual o superior al 80 % de la potencia nominal de la planta) en un valor medio del rango configurable del estatismo. Se debe reportar un documento del fabricante que especifique el rango en el que se puede configurar el estatismo. En caso de que no esté disponible se debe realizar adicionalmente la prueba en el mínimo y el máximo valor configurable del estatismo. En las pruebas se debe verificar que se obtiene la respuesta esperada según el estatismo definido para ello se debe calcular la relación entre la potencia reactiva y la tensión.	±2% (Ejemplo: 0.9 – 0.92 p.u)
Control de potencia reactiva	Un escalón ascendente a Pmin y un escalón descendente a Pmax disponible durante la prueba (La potencia máxima debe ser igual o superior al 80 % de la potencia nominal de la planta) en la región inductiva y un escalón descendente a Pmin y un escalón ascendente a Pmax disponible durante la prueba (La potencia máxima debe ser igual o superior al 80 % de la potencia nominal de la planta) en la región capacitiva.	±2%
Control de factor de potencia	Un escalón ascendente a Pmin y un escalón descendente a Pmax disponible durante la prueba (La potencia máxima debe ser igual o superior al 80 % de la potencia nominal de la planta) en la región inductiva y un escalón descendente a Pmin y un escalón ascendente a Pmax disponible durante la prueba (La potencia máxima debe ser igual o superior al 80 % de la potencia nominal de la planta) en la región capacitiva.	±2% (Ejemplo fp: 0.9 – 0.95)

5.5.3. Pruebas de verificación de la curva de capacidad

El acuerdo CNO 1225 define el procedimiento general para la realización de pruebas de verificación de la curva de capacidad [6].

Para estas pruebas se tendrá en cuenta los tres modos de control (control de tensión, de reactiva y factor de potencia). Se busca que la planta controle la variable que corresponda, según el modo de control que aplique, a un valor definido por el CND según las condiciones del sistema.

Para esta prueba, se podrá utilizar otras unidades de la zona de influencia, equipos de compensación de reactivos o cambiadores de tomas de transformadores, con el fin de alcanzar los valores definidos.

Se deberán verificar mínimo tres puntos de la zona de subexcitación y tres puntos en la zona de sobreexcitación para las potencias correspondientes al mínimo técnico, un valor intermedio y la potencia nominal de la planta.

Las pruebas de campo requeridas para verificar la curva de capacidad deberán coordinarse con el CND al menos con 15 días de antelación a la realización de estas, a fin de garantizar la seguridad operativa del Sistema.

A continuación se encuentra el procedimiento que se debe seguir para las pruebas de verificación de la curva de capacidad:

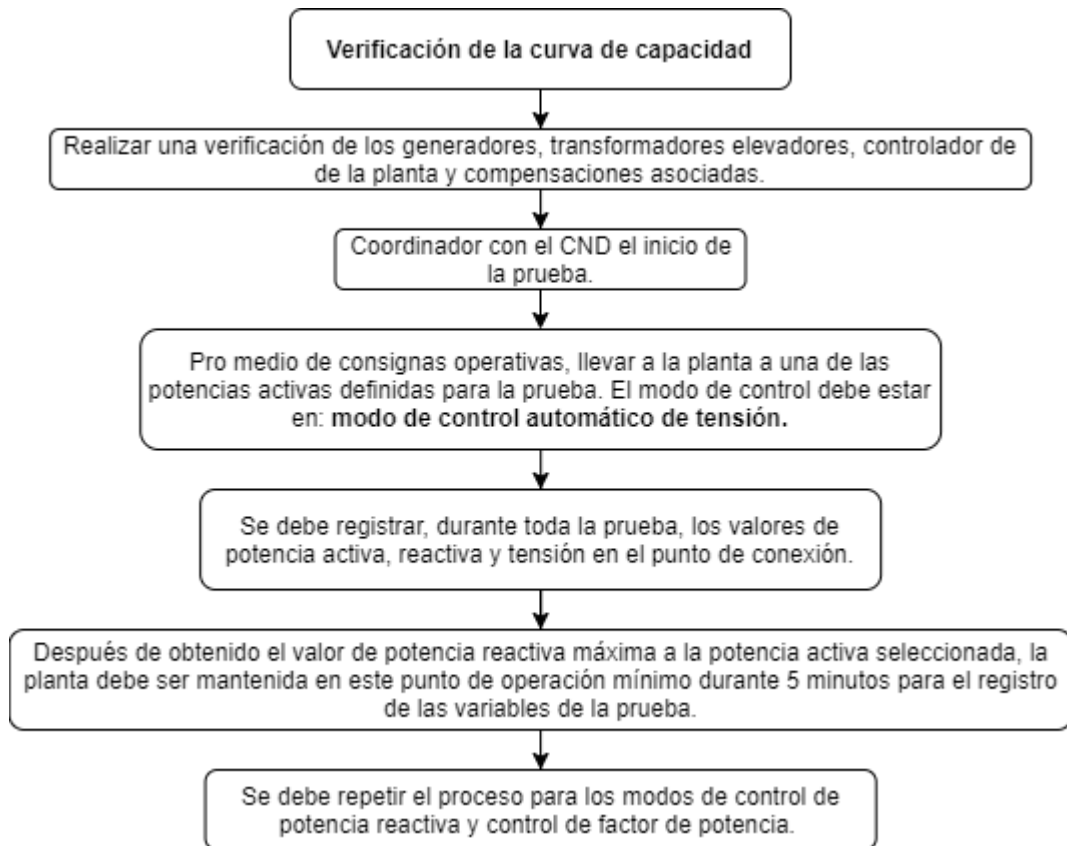


Figura 10. Verificación curva de capacidad [6]

Una vez que el Agente y el CND hayan verificado la capacidad de la planta para entregar y absorber potencia reactiva mediante la prueba correspondiente, el agente generador deberá declarar como nueva Curva de Carga, la región obtenida durante las pruebas de verificación siempre y cuando las mismas hayan sido exitosas. Esta declaración debe hacerse en un tiempo no superior a 15 días luego de recibir el concepto correspondiente del CND.

En caso de que durante la prueba de verificación de la curva de capacidad no se alcancen los valores de potencia reactiva esperados por que las condiciones del sistema de potencia no lo permiten, el agente deberá declarar la curva de carga delimitada por los valores de potencia reactiva esperados.

5.5.4. Resultados

Los agentes deben enviar al CND, la siguiente información:

- Informe de resultados. Debe incluir la metodología utilizada, pruebas realizadas, resultados obtenidos en el proceso de validación de modelos de control y los parámetros de la planta de generación.
- Se deben entregar los modelos de la planta de generación y sus controles asociados en la herramienta de simulación utilizada por el CND.
- La plantilla definida en el Anexo 5 del acuerdo CNO 1246 debidamente diligenciadas.
- Datos necesarios para reproducir los registros de pruebas y las simulaciones en formato de texto (.txt).

6. MODELOS DE CONTROL

Actualmente, las turbinas de viento de velocidad variable son las más utilizadas en todo el mundo y pueden clasificarse como Tipo 3 y Tipo 4. La tecnología Tipo 3 conocida como DFIG [7] (Generador de Inducción Doblemente Alimentado) tiene un convertidor de potencia a escala parcial que está conectado al rotor y transmite el 30% de la potencia total. El otro 70% de la potencia se transmite a través del estator que está conectado directamente a la red. Sin embargo, las turbinas eólicas más utilizadas son las tipo 4, las cuales, tienen como característica principal el uso del convertidor completo, es decir, que toda la energía eléctrica producida por los generadores es transmitida por el convertidor, lo que la diferencia de otros tipos de tecnología, como el generador de inducción doblemente alimentado o el generador asíncrono de resistencia de rotor variable. El uso de un convertidor completo aísla el comportamiento mecánico de la red, que es muy fluctuante debido a la naturaleza del viento. Además, el uso de la electrónica de potencia permite controlar la potencia reactiva y activa de forma independiente [8].

En este sentido, para cumplir con los requerimientos establecidos en el capítulo 5, se analizará el modelo de control WECC (Western Electricity Coordinating Council) para generadores eólicos de tipo 4 y para plantas solares fotovoltaicas. Este modelo ha sido mejorado desde 2010, y representa la dinámica de la generación eólica, generación fotovoltaica y sistemas de baterías de una forma confiable. Adicionalmente, los modelos WECC de generadores eólicos de tipo 4 pueden ser parametrizados para simular el comportamiento de diferentes tipos de turbinas con el fin de llevar a cabo un análisis de la estabilidad del sistema de energía.

El modelo WECC [2] está conformado por tres bloques: modelo de control de planta, modelo de control eléctrico y modelo del generador/convertidor, presentados en la Figura 11. Cada uno de estos bloques se explica en las siguientes secciones.

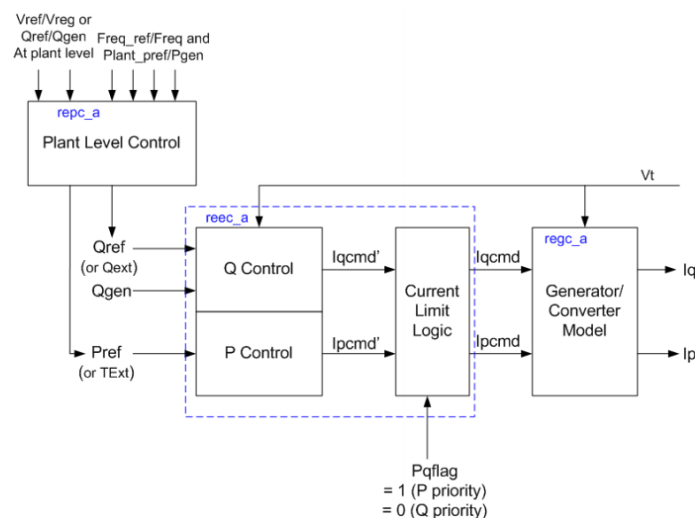


Figura 11. Estructura del modelo WECC tipo 4.

6.1. Modelo de control de planta

El modelo de control de planta del WECC es un control simple que tiene como función el control de frecuencia, control de tensión externa, compensación y control de reactiva externa. En esta etapa de control se busca obtener las referencias de las variables de potencia activa y reactiva en el punto de conexión a los cuáles la planta debe operar.

Este modelo cuenta con tres banderas: VcmpFlg, RefFlg y Frqflg. El valor de VcmpFlg decide la estrategia de control de la tensión (0: compensación reactiva 1: Compensación con la línea), RefFlg elige entre el control reactivo a nivel de planta o el control de tensión externa y Frqflg habilita o deshabilita la respuesta del gobernador. La tabla I muestra la combinación de banderas de las estrategias de control para el módulo controlador de la planta. En la Figura 12 se muestra el diagrama de bloques del modelo de control de planta. Las partes que compone este diagrama se explican en las siguientes secciones.

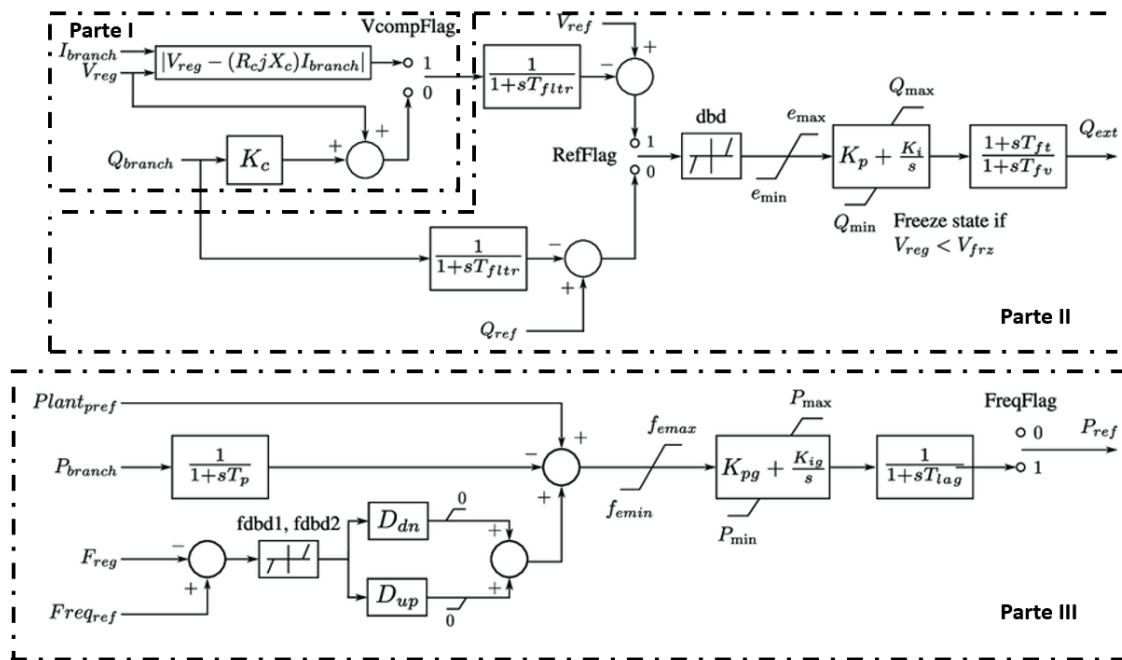


Figura 12. Modelo de control de planta

6.1.1. Parte I

Está representada por un lazo de control proporcional con el fin de realizar una compensación del voltaje en el punto de conexión.

Las medidas I_{branch} y Q_{branch} corresponden a los valores de corriente y potencia reactiva de la línea de conexión del parque (o transformador) con el sistema. Cabe resaltar, que el modelo se aplica a un equivalente que corresponde a una máquina agregada del parque (es decir, todas las turbinas se modelan en un único agregado) y cuya línea equivalente es la representada por los valores R_c y X_c . De esta forma, se implementa un sólo modelo de control y no se replica por cada unidad del parque. En otras palabras, la I_{branch} y la Q_{branch} son la corriente y potencia reactiva que fluyen por el totalizador o la línea que concentra todas las turbinas.

Por otra parte, V_{reg} es la medida de tensión tomada en el punto de interconexión con el sistema.

El bloque que tiene como señales de entrada I_{branch} y V_{reg} , calcula una caída de tensión en la línea y se emplea cuando se requiera controlar la tensión de una barra del sistema de la cual no se puede obtener una medición directa.

En el diagrama se observa la primera bandera V_{cmpFlg} con la cual se decide la estrategia de control de la tensión (0: compensación reactiva 1: Compensación con la caída de tensión en la línea – en caso de no tener medida directa de la barra).

Generalmente, la bandera $V_{compFlg}$ se utiliza predeterminadamente en cero (0), suponiendo que se puede tener medida directa en la barra, por lo tanto, la medición se hace a partir de la potencia reactiva (Q_{branch}) y se realiza una compensación a través de la variable K_C .

6.1.2. Parte II

De igual manera que en la Parte I, existe una bandera, “RefFlag”, que nos da la posibilidad de variar la medición. Si RefFlag se encuentra en uno (1), se realizará la medición con el voltaje de la red (V_{ref}) y si se encuentra en cero (0) realizará la medición a partir de la potencia inyectada por el parque (Q_{ref}). Luego de esta bandera, se cuenta con un lazo proporcional integral donde a partir de las referencias se define un “dead band” cuyo objetivo es no permitir el paso de pequeñas oscilaciones o perturbaciones. El modelo WECC permite un congelamiento de estados a partir de un umbral previamente definido, tal que opere la lógica “Low and High voltage ride through”.

6.1.3. Parte III

Esta parte corresponde al control de potencia activa. Incluye una bandera, “FreqFlag”, que permite el control de la medición de frecuencia; en este sentido, si FreqFlag se encuentra en cero (0) se anula todo el proceso de control tomando un valor de referencia impuesto por el usuario, mientras que si la FreqFlag se encuentra en uno (1), se realiza un control proporcional sobre la señal de potencia activa medida en el totalizador o línea que conecta la planta al punto de conexión y sobre la frecuencia de la red donde la frecuencia de referencia será la frecuencia nominal del sistema, 60 Hz para el caso colombiano.

6.2. Modelo de Control Eléctrico

El control eléctrico tiene como fin obtener señales de referencia de corriente activa y corriente reactiva a partir de las señales de entrada que son la potencia activa (P_{ref}) y reactiva (Q_{ref}), obtenidas del control de planta, y del voltaje del sistema. Este modelo se encuentra representado de la siguiente manera:

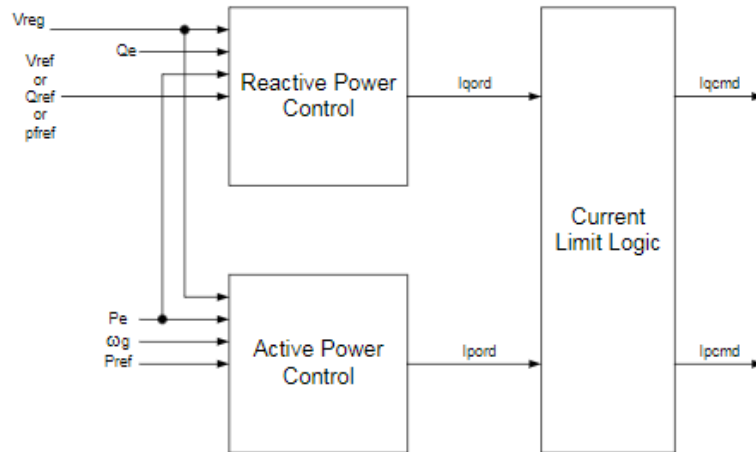


Figura 13. Modelo control eléctrico

Como se mencionó previamente, las entradas del control eléctrico provienen del control de planta, por lo tanto, es un control jerárquico, ya que las salidas de un control afectan directamente las entradas del otro. Sin embargo, este control tiene una particularidad y es que puede trabajar en modo local, es decir, no necesita estar conectado al control de planta y sería el usuario quien entra a definir las señales de referencia tanto de Qref como de Pref. Que para este caso en concreto son parámetros constantes del modelo.

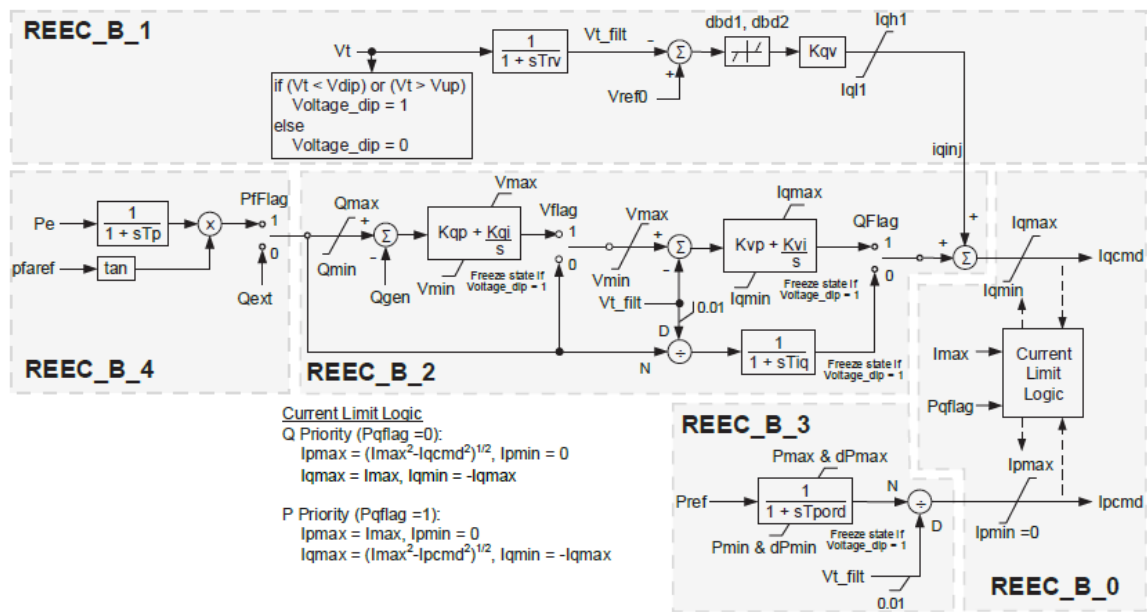


Figura 14. Modelo control eléctrico REEC_B_1

El control eléctrico se encuentra dividido en cinco partes, para efectos de este documento se empleará el control eléctrico REEC_B_1. Sin embargo, vale la pena mencionar que dicho control puede presentar variaciones mínimas entre este modelo y los modelos REEC_A y REEC_C.

6.2.1. Parte I

En este lazo de control se encuentra implementada la lógica de LVRT y HVRT (Low Voltage Ride Through y High Voltage Ride Through). En esta lógica se le da prioridad a la potencia reactiva sobre la potencia activa para recuperar los niveles de tensión ante eventos en el sistema.

En el caso del control REEC_B_1, este lazo de control siempre se encuentra en funcionamiento y se ve limitada su puesta en operación por la banda muerta. En el control REEC_A, se asigna una bandera que indica el funcionamiento de esta lógica llamada I_{qinj} , que además permite programar un tiempo de espera hasta pasar de estado de contingencia a estado normal de operación del control.

Este lazo está compuesto por un filtro por donde pasa el voltaje medido en terminales y se resta con el voltaje de referencia, luego esta señal pasa por una banda muerta que delimita el rango para esta función y se multiplica por la constante K_{qv}

Adicionalmente, en esta rama se define una función para definir el estado de la señal $voltage_dip$, donde sí:

$$Voltage_{\tau} < V_{down} \text{ o } Voltage_{\tau} > V_{up} \quad Voltage_{dip} = 1$$

De lo contrario:

$$Voltage_{dip} = 0$$

El uso de la señal $Voltage_{dip}$ se explicará más adelante.

6.2.2. Parte II

En esta etapa se define un control a través del factor de potencia, donde se tiene como entrada la potencia activa del sistema y una constante del factor de potencia, de manera que la potencia reactiva es proporcional a la potencia activa del sistema. Para activar esta etapa de control se debe poner en 1 la bandera $PfFlag$.

6.2.3. Parte III

Esta parte del control tiene como entrada la referencia de la potencia reactiva, que es obtenida de la parte II a través del factor de potencia, o una referencia externa definida. En esta etapa se define el tipo de control que se va a realizar para la potencia reactiva, donde es posible definir un lazo directo entre la referencia y la salida o dos controles PI locales que permiten realizar un control de voltaje local o un control de voltaje y potencia reactiva coordinado a nivel local.

Para activar el control PI de voltaje se debe configurar la bandera $Vflag$ en 1, y para activar el control de potencia reactiva se activa la bandera de $Qflag$ en 1.

En estos lazos de control se utiliza la señal $Voltage_dip$, ya que cuando su valor es 1, implica que entra en funcionamiento la lógica de inyección de corriente reactiva ante eventos en voltaje, por lo tanto, los estados de los controles de voltaje y corriente se congelan para darle prioridad a esta respuesta.

6.2.4. Parte IV

Esta parte es la encargada de realizar el control de potencia activa a través de un filtro de primer orden y unos limitadores, y luego se divide este valor entre el voltaje medido en terminales filtrado.

6.2.5. Parte V

En esta última etapa se realiza la limitación de la corriente, dándole prioridad a la parte activa o reactiva a través de la bandera Pqflag, que cambia de estado cuando se presentan eventos de tensión. La lógica se define de la siguiente manera:

Cuando se da prioridad a Q y Pqflag = 0

$$I_{pmax} = \sqrt{(I_{max}^2 - I_{qcmd}^2)}, I_{pmin} = 0$$
$$I_{qmax} = I_{max}, I_{qmin} = -I_{qmax}$$

Cuando se da prioridad a P y Pqflag = 1

$$I_{pmax} = I_{max}, I_{pmin} = 0$$
$$I_{qmax} = \sqrt{(I_{max}^2 - I_{qcmd}^2)}, I_{qmin} = -I_{qmax}$$

6.3. Modelo del Generador/Convertor

El modelo Generador/Convertor, para efectos del presente documento se empleará del tipo REGC_A, el cual representa el inversor del generador, es decir, la lógica asociada con el modelo dinámico y la solución del sistema AC [1].

Este modelo se representa por el siguiente modelo de control [2]:

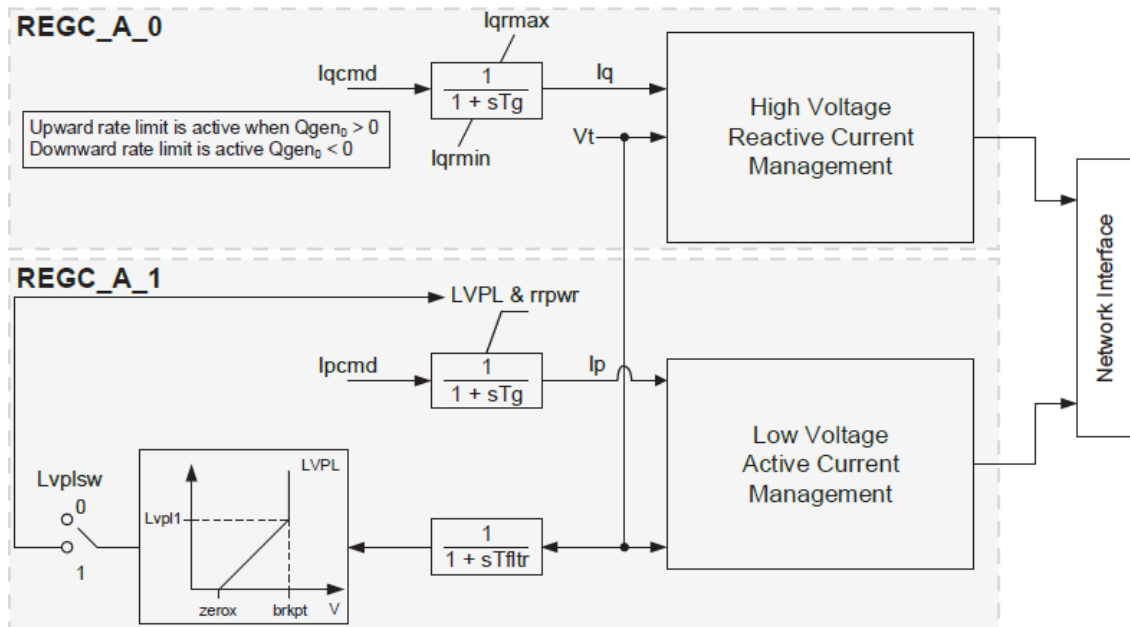


Figura 15. Modelo del Generador/Convertor REGC_A

El modelo se compone de un regulador de gran ancho de banda que inyecta las componentes tanto real como reactiva de la corriente del inversor a la red externa durante la solución en respuesta a los comandos de corriente real y reactiva. La inyección de corriente se da bajo las siguientes condiciones:

- Administración de la corriente reactiva configurable por el usuario durante eventos de alto voltaje en terminales del generador (inversor). (REGC_A_0)
- Administración de la corriente activa durante los eventos de bajo voltaje para aproximarse a la respuesta de los controles PLL del inversor durante las caídas de voltaje. (REGC_A_1)
- Lógica de potencia durante los eventos de bajo voltaje para permitir una respuesta controlada de la corriente activa durante e inmediatamente después de las caídas de tensión. (REGC_A_1)

Como puede observarse en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, el modelo REGC_A tiene como entradas: voltaje de barras (V_t), comandos de corriente activa (I_{pcmd}) y reactiva (I_{qcmd}), que son calculados por el modelo de control eléctrico. Las salidas del modelo son inyecciones de corriente real (I_p) y reactiva (I_q) que van al equivalente de la red [3].

6.3.1. REGC_A_0

Esta parte del modelo como se mencionó anteriormente corresponde a la administración de la corriente reactiva.

En esta parte del modelo se tiene modelada la salida de corriente I_{qcmd} proveniente del control eléctrico, que ingresa a un filtro de primer orden con dos límites de I_{qmax} e I_{qmin} .

En este filtro de primer orden, se define por WECC la constante T_g , como el tiempo de conmutación de los dispositivos de estado sólido de los inversores.

En el REGC_A_0, se realiza en el bloque de administración de la corriente reactiva de alto voltaje (High Voltage Reactive Current Management), a través de un lazo proporcional, una compensación para fenómenos de alto

voltaje, la cual depende de una ganancia que WECC permite definir. Esa ganancia, sumada a la corriente I_q , es la salida que llega al sistema.

6.3.2. REGC_A_1

En contraste con el modelo REGC_A_0, en la parte de control de la corriente activa, se tiene una lógica que define el límite máximo del valor de I_{pcmd} para fenómenos de bajo voltaje que depende del valor del voltaje en terminales del generador (V_t).

En esa lógica, se define un valor de uno o cero para $Lvplsw$ en el break point que define el valor del límite máximo para I_{pcmd} para fenómenos de bajo voltaje.

En caso de ser cero esta ganancia de bajo voltaje, se tendría una señal escalonada, lo que hace que valores de voltaje por debajo del break point se hagan cero, lo que anula la señal al definir el límite en cero, por lo tanto, se anula I_{pcmd} .

Por lo tanto, esta bandera define si se va a considerar o no la rampa con el tiempo de retorno después de que la planta transcurra del estado de falla al estado de pre - falla.

En la definición del límite máximo, el parámetro $rrpwr$ y el filtro definen la rampa con la cual la planta va a entrar al estado de operación normal luego de una falla, es decir, esta rampa se activa una vez se despeja la falla.

7. CASO DE ESTUDIO

Para demostrar el comportamiento eléctrico del modelo de la turbina eléctrica WECC 4B, se elaboró un caso de estudio sencillo en el software Matlab, pero, además, se simuló el mismo en tiempo real usando el hardware de simulación **OP5600** y el software **RT-Lab**, ambos de la compañía **OPAL RT Technologies**. El software RT-Lab de la compañía OPAL RT, brinda la capacidad de realizar la transición de modelos elaborados en el software Matlab, hacia un entorno de simulación en tiempo real, en donde un segundo de simulación equivale exactamente a un segundo del fenómeno real.





Figura 16. Herramientas de simulación en tiempo real de OPAL RT Technologies

7.1. Descripción del Sistema Eléctrico

El sistema eléctrico seleccionado como caso de estudio, corresponde a una serie de parques eólicos los cuales se plantea estarán conectados a la barra cuestecitas 500 kV, a través de dos líneas de transmisión en paralelo. En la siguiente figura se evidencia la distribución general de la red de parques eólicos, y como estos se conectarán con la barra Cuestecitas 500 kV. La información del sistema considerado se toma de acuerdo con la información publica contenida en los planes de expansión de la UPME

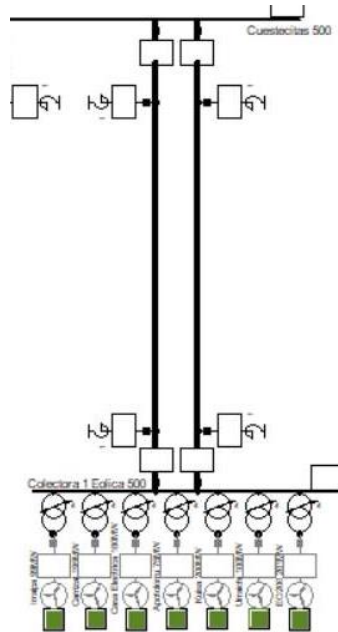


Figura 17. Sistema de parque eólicos conectados a Cuestecitas 500 kV

El caso de estudio consta de 7 parques eólicos que se conectarán a una barra colectora de 500 kV. En la siguiente tabla se muestra los nombres asignados a cada parque eólico, y la cantidad de potencia máxima que se estima, podrán inyectar a la red del STN.

Tabla 2. Parques Eólicos del caso de estudio

Nombre del Parque	Potencia [MW]
Irraipa	99
Carrizal	195
Casa Eléctrica	180
Apotoloru	75
Kuisa	200
Urraichi	100
EO200	201

En la siguiente tabla se evidencia la información sobre el número de transformadores elevadores 0.69/500 kV asociados a las turbinas eólicas en cada planta de generación:

Tabla 3. Información Transformadores de los Parques Eólicos

Nombre	Par. No.	Neu. Tap.	Tap Position	Rated Power [MVA]	HV [kV]	LV [kV]	SC Volt [%]	Max loading [%]	Tipo de conexión
Trf Carrizal 500/0.69 kV	98	4	4	2.5	500	0.69	6	100	Dyn5
Trf Casa Eléctrica 500/0.69 kV	90	4	4	2.5	500	0.69	6	100	Dyn5
Trf Eol Apotolomu	38	4	4	2.5	500	0.69	6	100	Dyn5
Trf Eol EO200	101	4	4	2.5	500	0.69	6	100	Dyn5
Trf Irraipa 500/0.69 kV	50	4	4	2.5	500	0.69	6	100	Dyn5
Trf Kuisa 500/0.69 kV	100	4	4	2.5	500	0.69	6	100	Dyn5
Trf Urraichi 500/0.69 kV	50	4	4	2.5	500	0.69	6	100	Dyn5

Para brindarle simplicidad al caso de estudio, se optó por desprestigiar los conductores o cables que van desde cada parque eólico, hasta el punto colector común en 500 kV. A continuación, se muestra la información asociada a la impedancia de las dos líneas de transmisión que van desde la barra “Colectora 1 Eólica 500 kV” hasta la barra “Cuestecitas 500 kV”:

Tabla 4. Información Líneas de Transmisión 500 kV

Línea de transmisión	R1 [Ohm]	X1 [Ohm]	R0 [Ohm]	X0 [Ohm]	Z1 [Ohm]	B1 [uS]	Inom [kA]	Vnom [kV]	Longitud [km]
Cuestecitas - Colectora1 1 500 T2	1.92	42.72	42.48	146.04	42.76	589.7	2.4	500	120
Cuestecitas - Colectora1 2 500 T2	1.92	42.72	42.48	146.04	42.76	589.7	2.4	500	120

En el punto de conexión con el STN en la barra de Cuestecitas 500 kV, con el fin de simplificar el modelo eléctrico de la red, se utilizó un equivalente de corto circuito o reducción de la red en dicho punto. En la siguiente tabla se evidencia la información aplicada a dicho equivalente de red:

Tabla 5. Información equivalente de red Cuestecitas 500 kV

Información Equivalente de Red	Corriente [kA]	Ik'' [kA]	ip [kA]	Sk'' [MVA]	Ik' [kA]	X/R ratio
Cuestecitas 500	8.366731	8.366731	21.54711	7245.801	7.725745	14.87743

Posteriormente, se toma como referencia la planta Irraipa para la realización de las pruebas del modelo y concentrar el resto de los parques en un solo aporte de potencia a la red. Para esto se agruparon los 50 transformadores de 0.69/500 kV de 2.5 MVA asociados a las turbinas eólicas, en un solo transformador equivalente de 125 MVA 0.69/500 kV, que cumpliera con presentar la misma corriente de falla total, como si se tratara de la suma de cada uno de los aportes individuales de los transformadores de 2.5 MVA. Para el resto de parques eólicos, se realizó un procedimiento similar, en donde se agrupó el total de transformadores 0.69/500 kV de 2.5 MVA, en un solo transformador equivalente, a través del cual fluye toda la potencia del conjunto de parques restantes. Adicionalmente se configuró magnitudes fijas de potencia activa y reactivas en el equivalente elaborado para representar al resto de parques eólicos. Las magnitudes fueron de $P=0.48$ p.u. y $Q=0$ p.u., donde la potencia total agrupada fue establecida en 1317.5 MVA.



Comité de Estudios C2 – Operación y Control del Sistema
Grupo de trabajo Mesa 2 – C2.2
Fecha: 03-11-2021

En la siguiente figura se brinda una vista general de la red elaborada en el software Matlab para el caso de estudio.

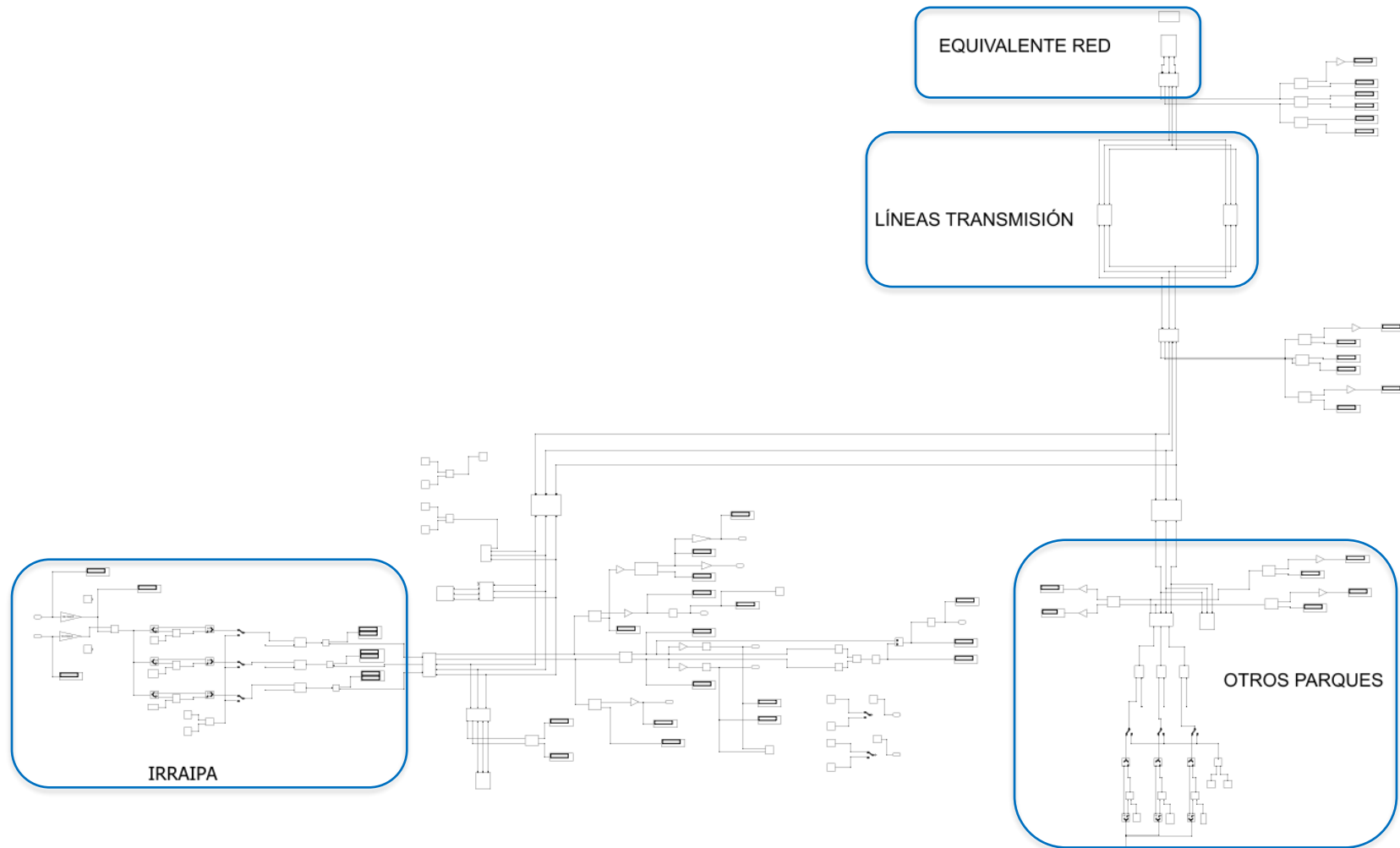


Figura 18. Sistema eléctrico del caso de estudio

En las siguientes figuras se presenta un acercamiento a la parte del equivalente de red y las líneas de transmisión, la representación del sistema de Irraipa y del agrupamiento de los parques restantes.

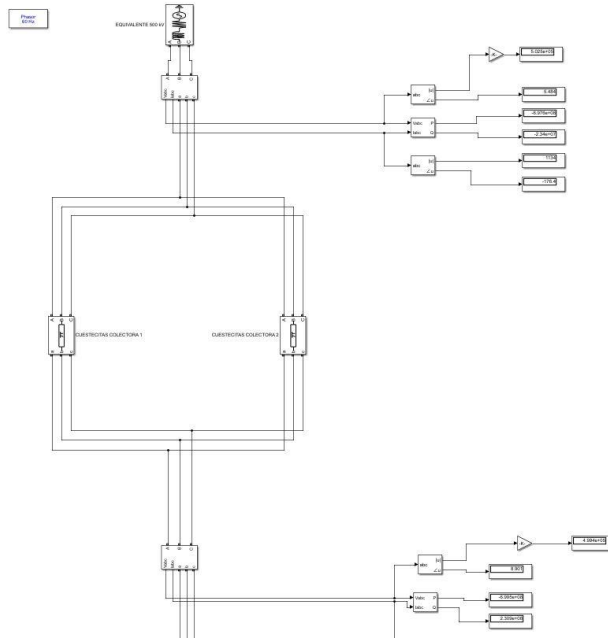


Figura 19. Equivalente de red y Líneas de transmisión

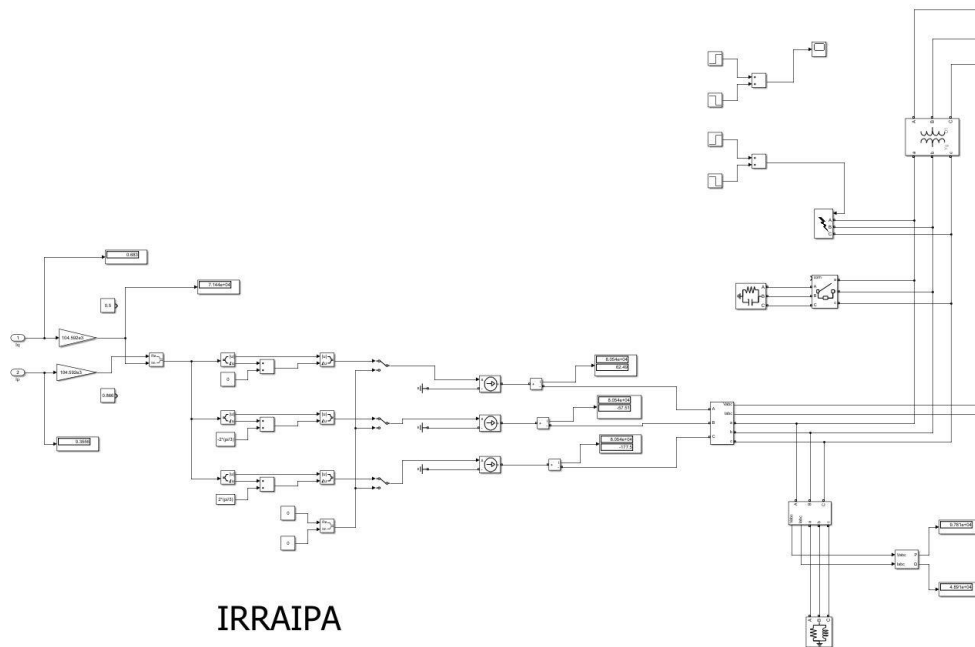


Figura 20. Representación simplificada del parque eólico de Irraipa

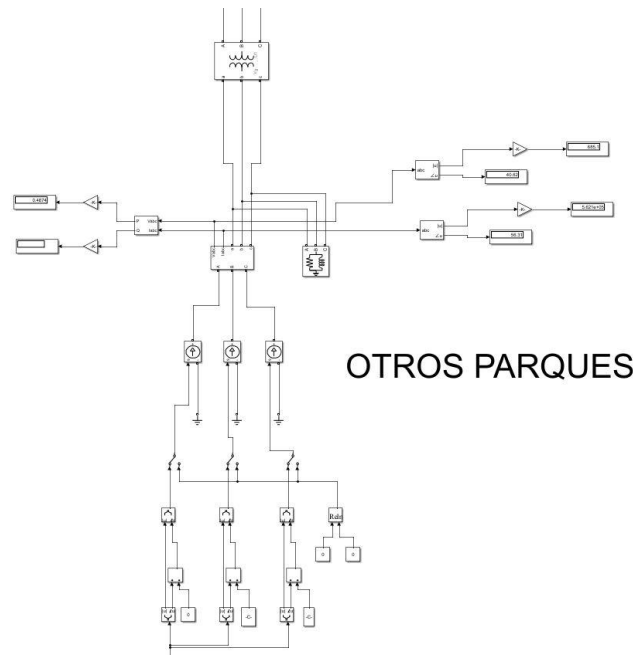


Figura 21. Representación del agrupamiento simplificado de los parques restantes

7.2. Validación del modelo WECC Type 4B

El modelo de control de planta WECC 4B fue implementado para el equivalente de las 50 turbinas eólicas presentes en el parque eólico Irraipa, mediante el uso de diagramas de bloques y fuentes controladas de corriente. Se realizó la medición de todas las variables eléctricas necesarias para retroalimentación hacia el modelo de control WECC Type 4B, como se muestra en las secciones previas a este capítulo. En la siguiente figura se muestra el modelo de control WECC Type 4B implementado para la realización del caso de estudio.

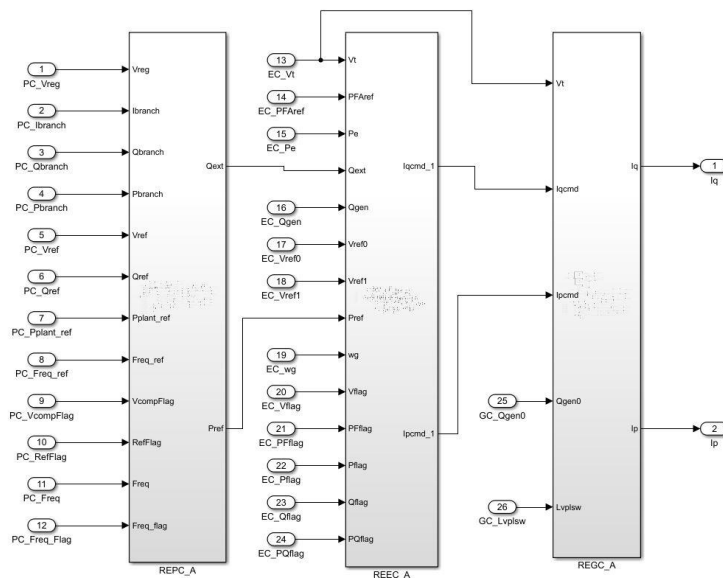


Figura 22. Modelo de turbina eólica y control WECC Type 4B

Según los diferentes modos de control mostrados en la Tabla 6 se realizaron diferentes pruebas de funcionamiento a los controles modelados en la herramienta de simulación mencionada.

Tabla 6 Configuración de banderas para la activación de los modos de control

Control Mode	reec_+ model			repc_a model
	PfFlag	VFlag	QFlag	RefFlag
Plant level Q control	0	0 or 1	0	0
Plant level V control	0	0 or 1	0	1
Plant level V Control + coordinated local Q/V control	0	1	1	1
Plant level Q Control + coordinated local Q/V control	0	1	1	0

En la siguiente tabla se muestra un consolidado de los eventos generados para observar y evaluar el comportamiento eléctrico del parque eólico **Irraipa**, frente al control de planta.

Tabla 7. Eventos aplicados en el caso de estudio

Evento	Modo de control	Descripción	Figura
Potencia	Plant level Q control	Consigna de potencia activa de 0.5 p.u a 0.4 p.u	Figura 24
		Consigna de potencia activa de 0.5 p.u a 0.6 p.u	Figura 25
		Consigna de potencia reactiva de 0 p.u a 0.2 p.u	Figura 26
		Consigna de potencia reactiva de 0 p.u a -0.2 p.u	Figura 27
Tensión	Plant level V control	Consigna de tensión de 1 p.u a 0.98 p.u	Figura 28
		Consigna de tensión de 1 p.u a 1.02 p.u	Figura 30
		Caída de tensión a 0.4 p.u	Figura 33
		Subida de tensión a 1.2 p.u	Figura 35

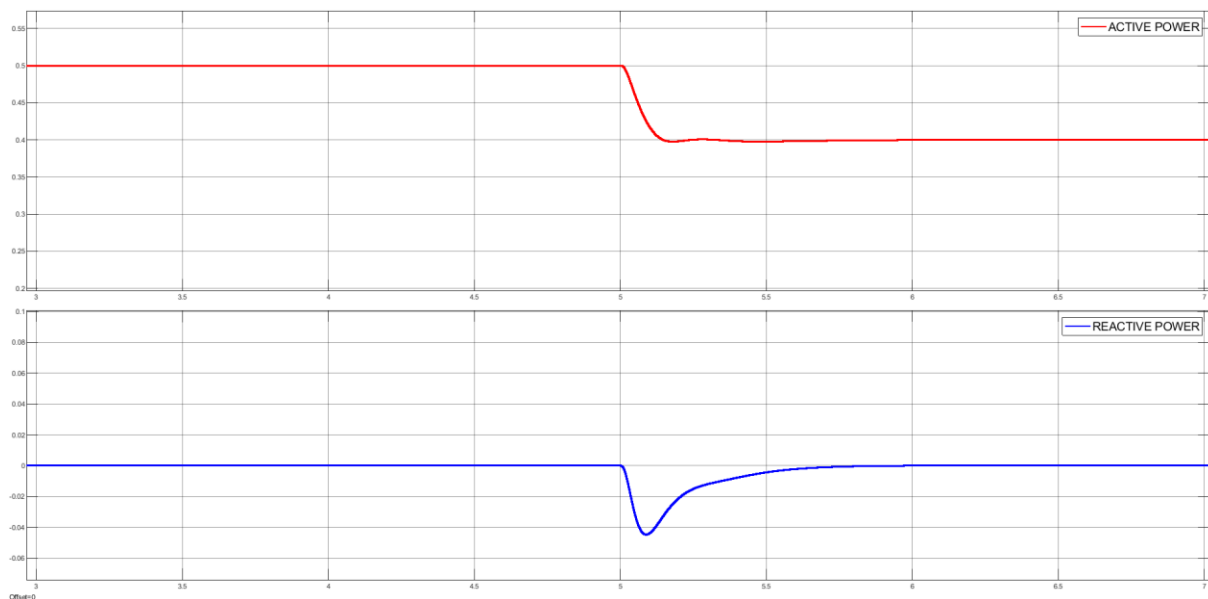


Figura 23. Consigna de potencia activa de 0.5 a 0.4 p.u

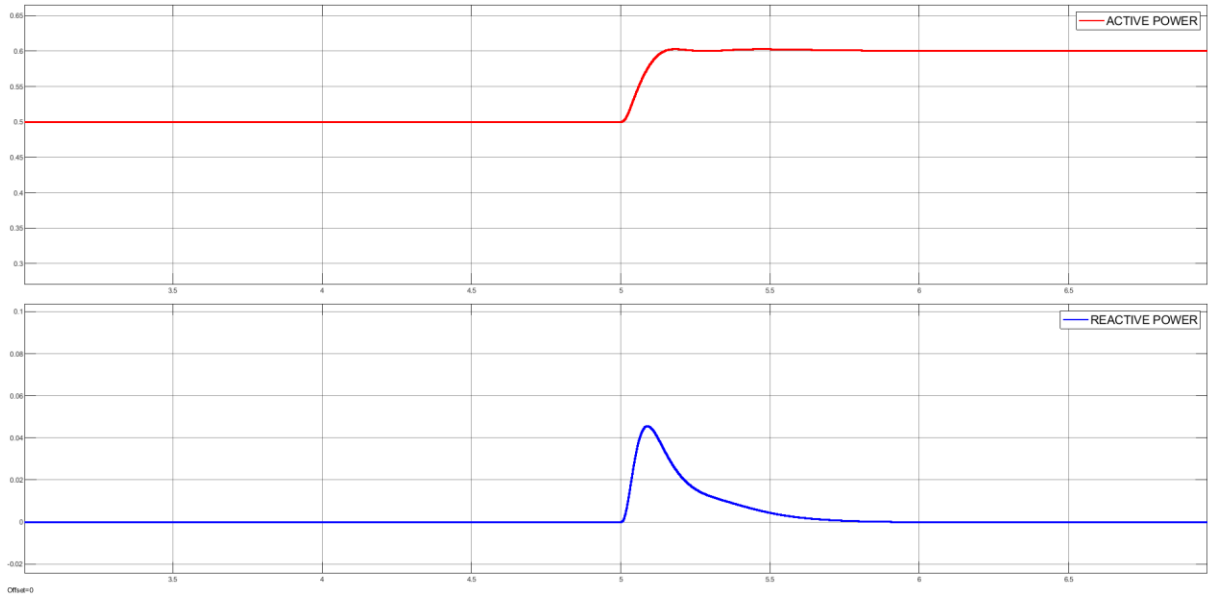


Figura 24. Consigna de potencia activa de 0.5 a 0.6 p.u

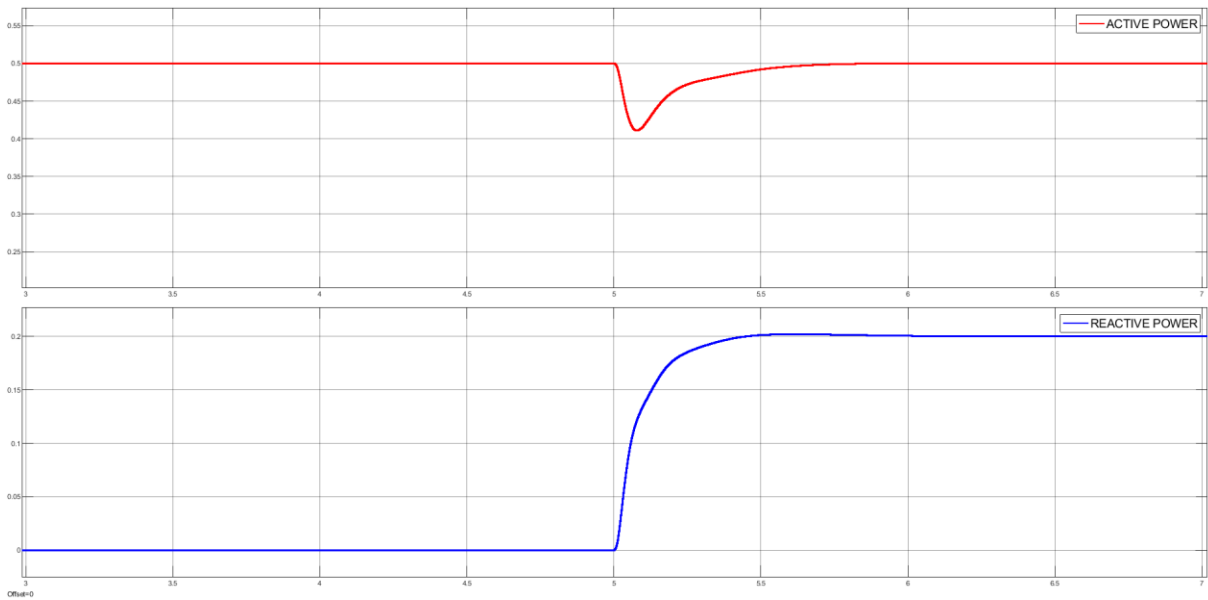


Figura 25. Consigna de potencia reactiva de 0 a 0.2 p.u

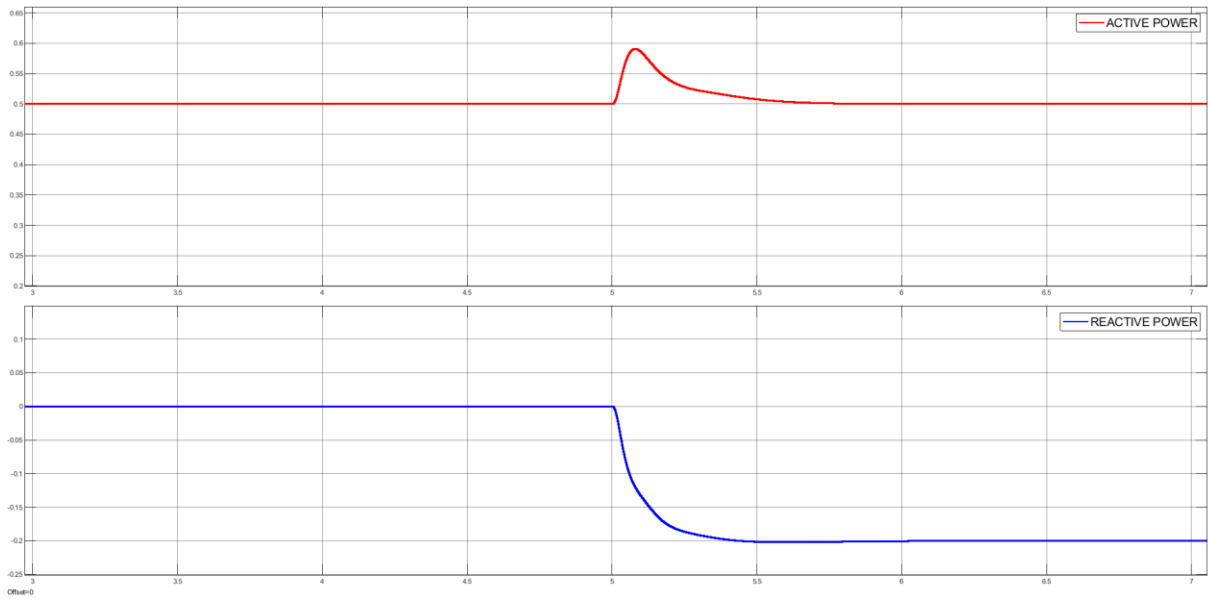


Figura 26. Consigna de potencia reactiva de 0 a -0.2 p.u

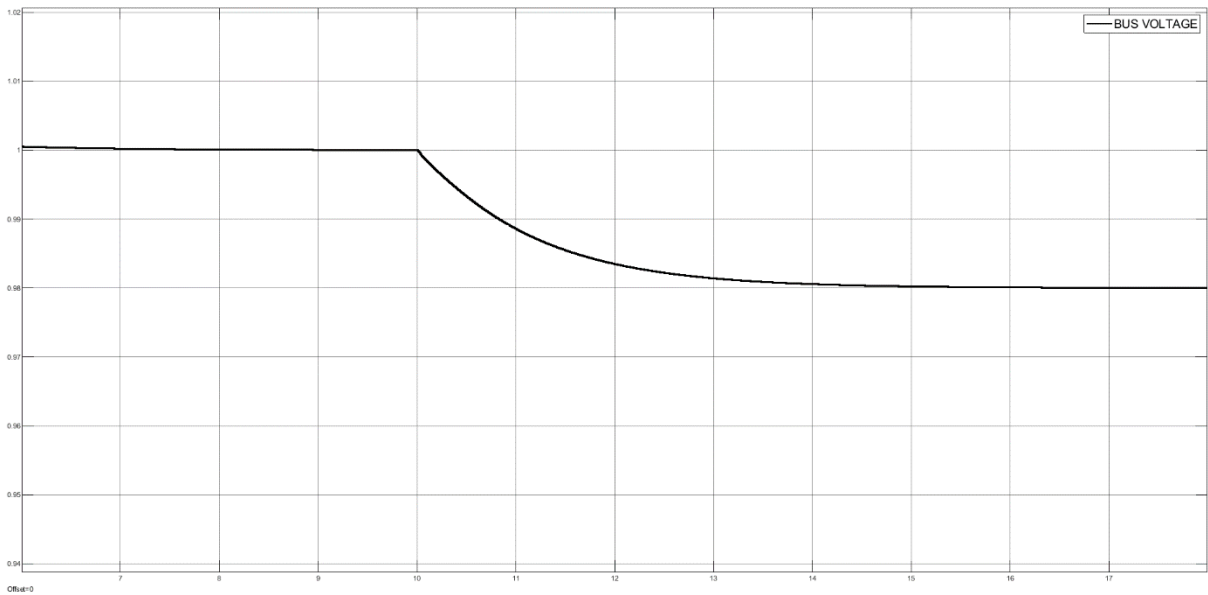


Figura 27. Consigna de tensión de 1 a 0.98 p.u

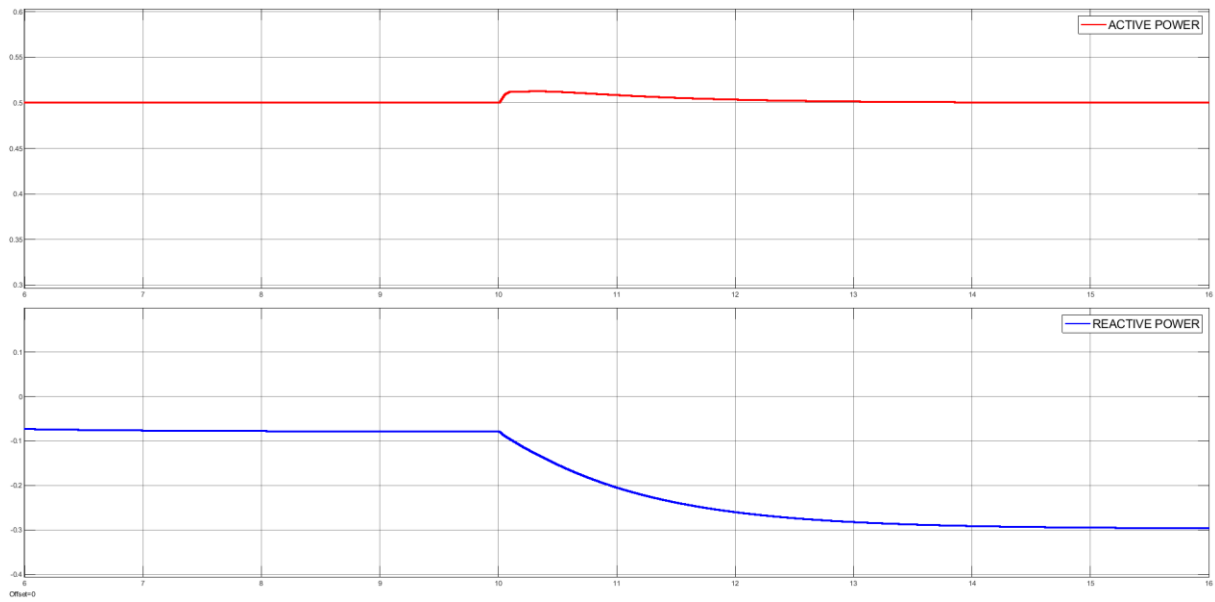


Figura 28. P y Q frente a consigna de tensión de 1 a 0.98 p.u

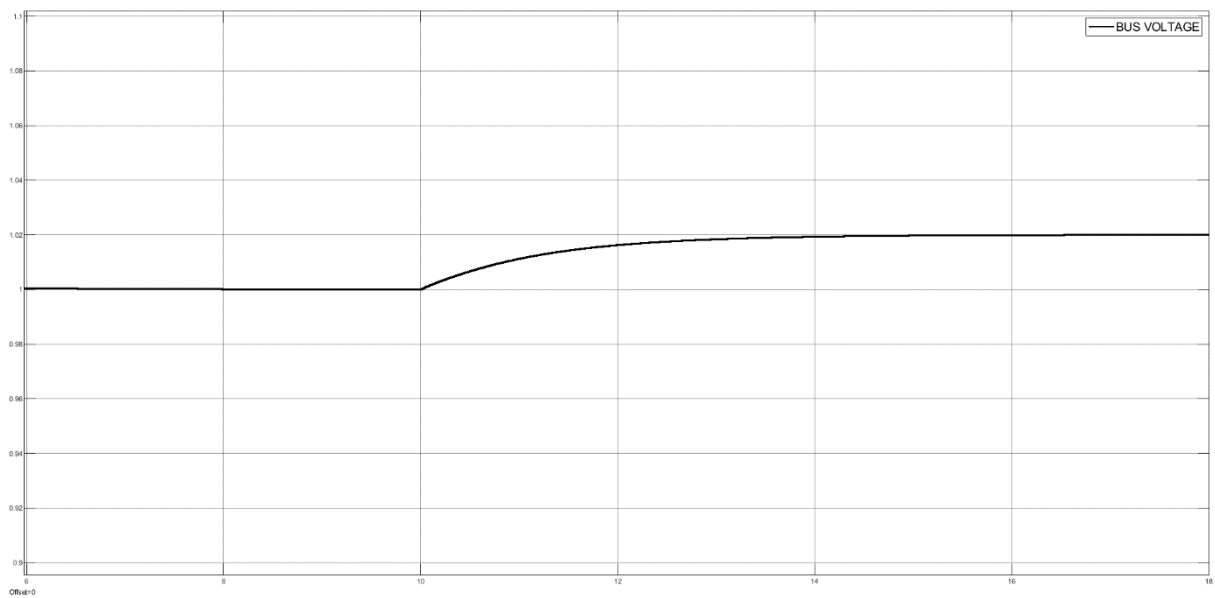


Figura 29. Consigna de tensión de 1 a 1.02 p.u

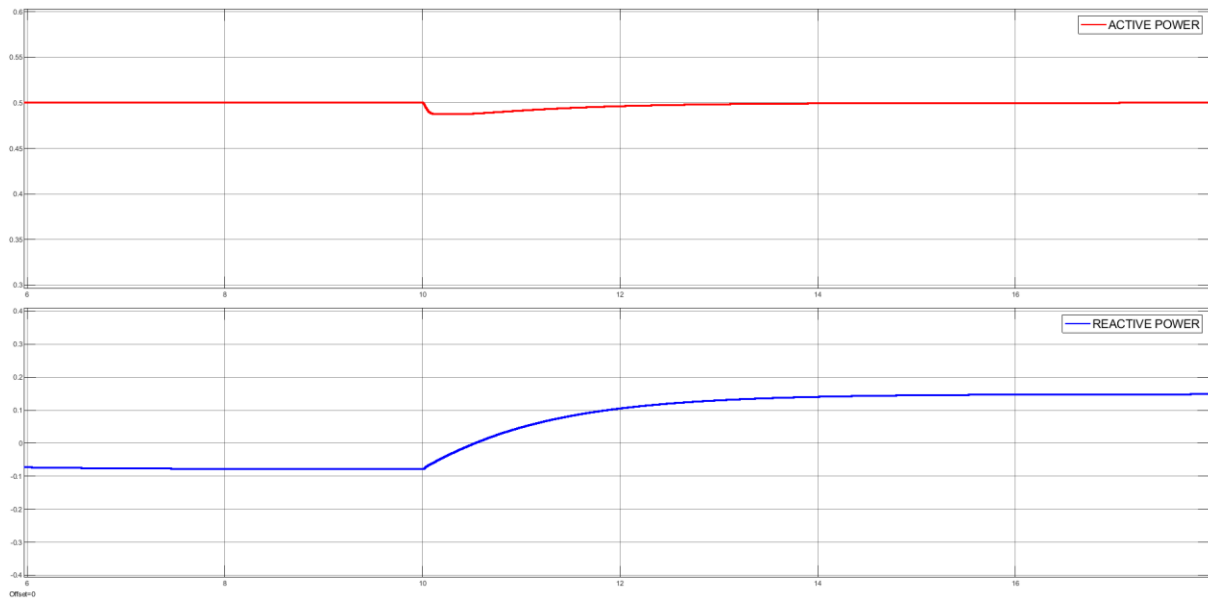


Figura 30. P y Q frente a consigna de tensión de 1 a 1.02 p.u

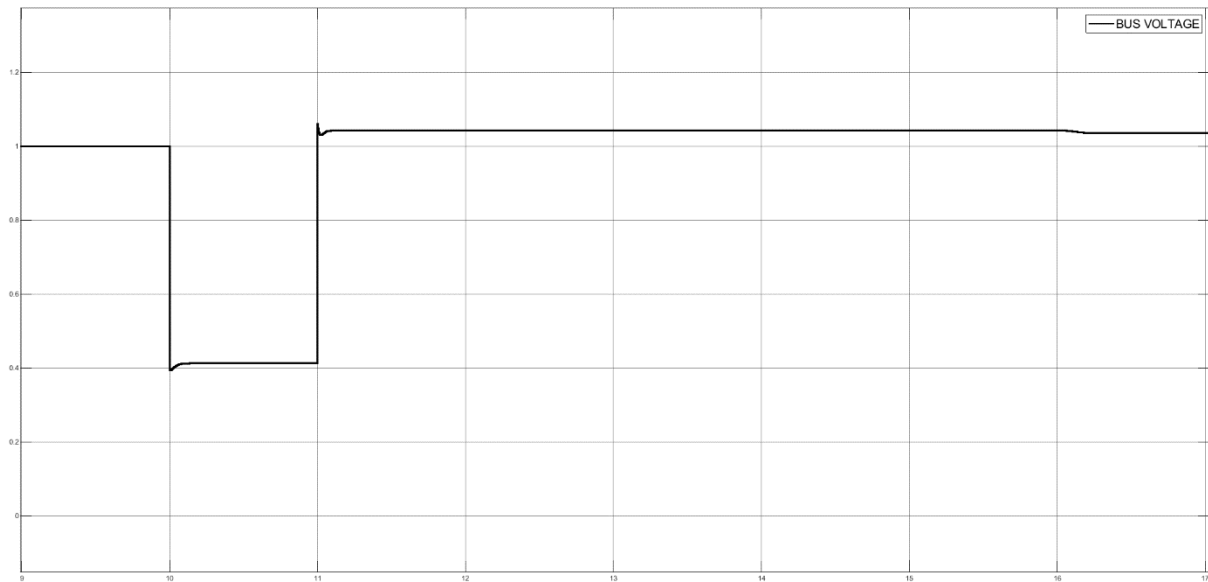


Figura 31. Desempeño durante caída de tensión de 0.4 p.u

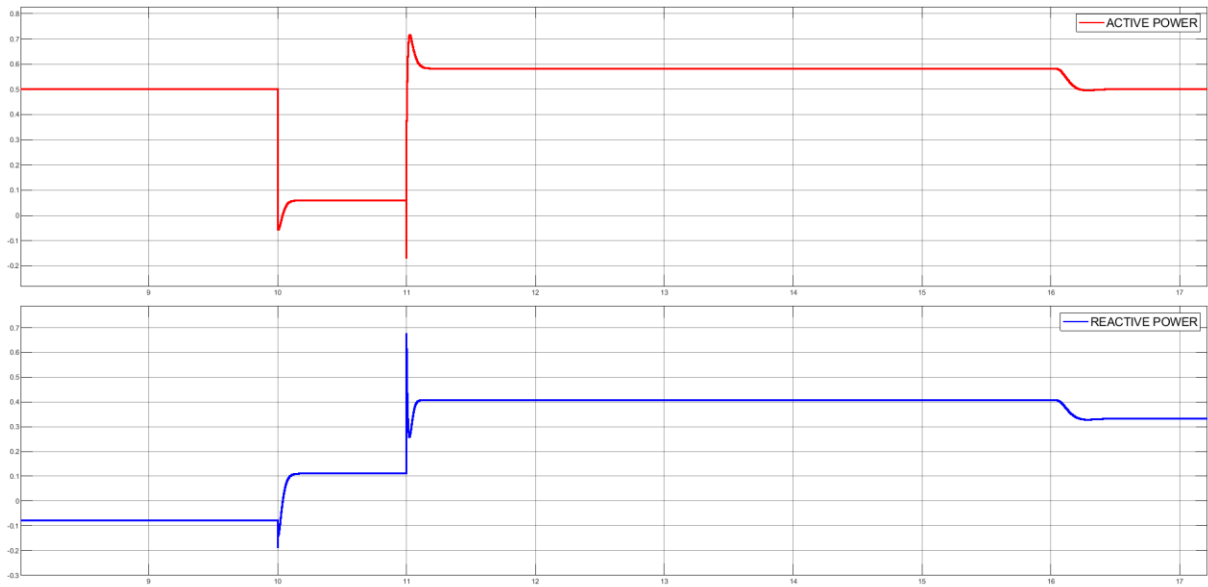


Figura 32. P y Q frente a caída de tensión de 0.4 p.u

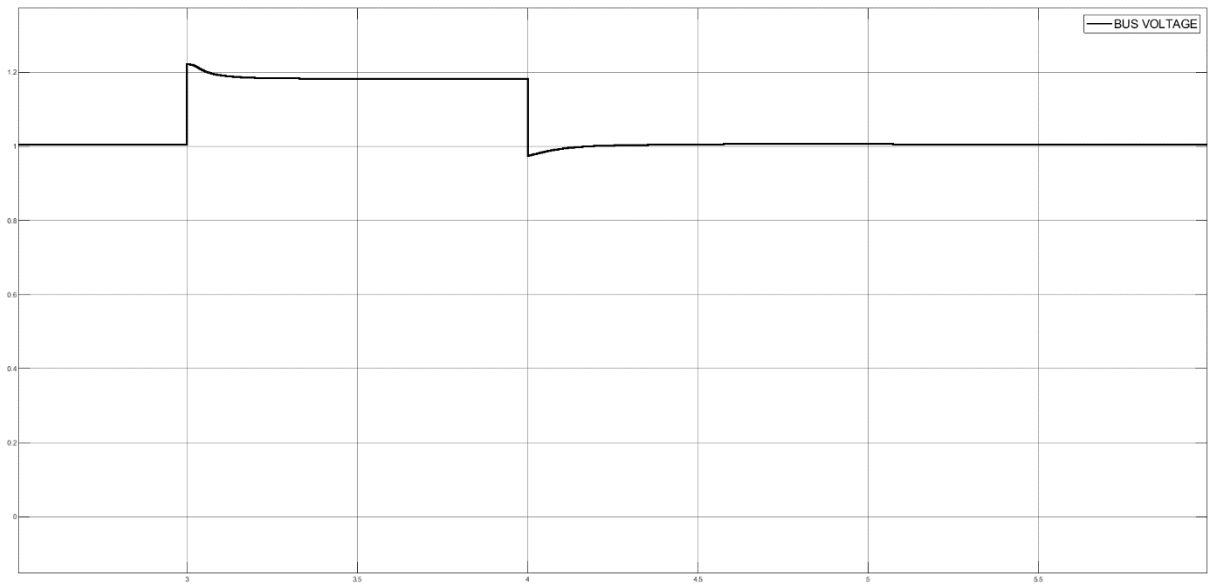


Figura 33. Desempeño durante subida de tensión de 1.2 p.u

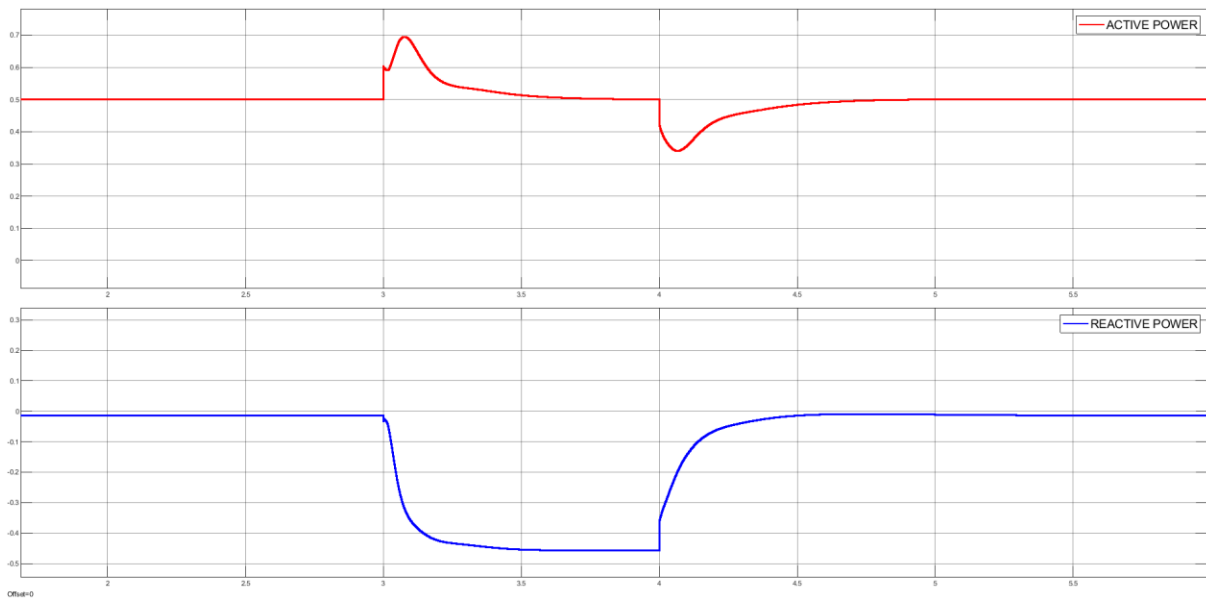


Figura 34. P y Q frente a subida de tensión de 1.2 p.u

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1) La base de datos utilizada para los diferentes análisis y topología es la suministrada por el CDN, esta se uso a manera de referencia, para tener una zona de estudio en el SIN.
- 2) El modelo genérico WECC Type 4B para representación de turbinas eólicas con control de planta, ofrece una buena aproximación al comportamiento eléctrico de un parque de generación, en cuanto a simulación de eventos como consignas de potencia y tensión, en el caso en que no se posea suficiente información de fabricantes para una representación detallada y precisa de los controles y las máquinas.
- 3) Por simplicidad en la elaboración del caso de estudio se utilizó solo un equivalente de corto circuito en la barra cuestecitas 500 kV, por tanto, en las simulaciones y observaciones no se incluyeron fenómenos debido a oscilaciones mecánicas en generadores cercanos o en el área de influencia. La inclusión en el caso de estudio, de elementos que inyecten dinámicas de frecuencia y oscilaciones electromecánicas, será el objeto de futuros trabajos.
- 4) Durante la evaluación del comportamiento del parque eólico Irraipa frente a eventos de sub y sobre tensión, se evidenció desviaciones con respecto al desempeño esperado, por lo que en futuras revisiones de este documento se realizará una verificación mucho más a fondo de las lógicas de operación LVRT y HVRT.
- 5) En trabajos futuros se espera poder validar los modelos de control simulados con mediciones de comportamiento de plantas reales.

9. REFERENCIAS

- [1] CREG, "RESOLUCIÓN No. 060 DE 2019," 4 julio 2019. [Online]. Available: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/ca640edbe4b7b5100525842d0053745d?OpenDocument>.
- [2] ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, "WECC Second Generation Wind Turbine Models," EPRI, USA, 2014.
- [3] CREG, "Resolución 025 de 1995," 13 julio 1995. [Online]. Available: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/3a940408d14bf2e80525785a007a653b?OpenDocument>.
- [4] CNO, "Procedimiento de Pruebas de las características del control de potencia activa/frecuencia de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR," septiembre 2019. [Online]. Available: http://cnostatic.s3.amazonaws.com/cno-public/archivosAdjuntos/anexo_acuerdo1224.pdf.
- [5] CNO, "Pruebas requeridas para verificar las funcionalidades de control de tensión de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR," 15 agosto 2019. [Online]. Available: http://cnostatic.s3.amazonaws.com/cno-public/archivosAdjuntos/anexo1_acuerdo_1223.pdf.
- [6] CNO, "Procedimiento General para la Realización de Pruebas de Verificación de la curva de capacidad," septiembre 2019. [Online]. Available: https://cnostatic.s3.amazonaws.com/cno-public/archivosAdjuntos/anexo1_acuerdo1225.pdf.
- [7] L. V. Lesyani T, D. S. N. Francisco de Assis and M. Vilaragut Llanes, "Análisis y modelado del generador de inducción doblemente alimentado," *Energética*, vol. 35, no. 2, pp. 101-111, 2014.
- [8] J. C. González, N. J. Castrillón and S. Hincapié, "Applications and Validation of WECC Model for Type 4 Wind Generator Controller for the Colombian Power System," *XM*.
- [9] WECC Renewable Energy Modeling Task Force, "Generic Solar Photovoltaic System Dynamic Simulation Model Specification," 2012.
- [10] G. Lammer, L. D. Pabón Ospina, P. Pourbeik, D. Fetzer and M. Braun, "Implementation and Validation of WECC Generic Photovoltaic System Models in DigSILENT PowerFactory," *IEEE*, 2016.