



COMITÉ OPERATIVO

MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD - PANAMÁ

CO-11-2025
9 de diciembre de 2025

9 DIC 2025 3:44

CND RECIBI

Ingeniero
Carlos A. Barretto
Director
Centro Nacional de Despacho
E. S. D.

Referencia: Informe del Comité Operativo sobre propuesta de la Metodología para la evaluación y validación técnica de los modelos dinámicos de equipos eléctricos que se interconecten al SIN (MVM).

Respetado ingeniero Barretto:

En atención a lo dispuesto en el literal b) del artículo 15.4.1.7 de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, tenemos a bien remitirle el Informe de este Comité relacionado a la nueva propuesta de metodología "Metodología para la evaluación y validación técnica de los modelos dinámicos de equipos eléctricos que se interconecten al SIN (MVM), la cual fue aprobada con modificaciones en la Sesión Extraordinaria No.4-2025, celebrada el 2 de diciembre de 2025.

Atentamente,

Dilsa Cedeño
Presidenta

**MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD
COMITÉ OPERATIVO**

Informe de Metodología No. CO-03-2025

**PROPUESTA DE LA NUEVA METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN Y VALIDACIÓN TÉCNICA DE
LOS MODELOS DINÁMICOS DE EQUIPOS ELÉCTRICOS QUE SE INTERCONECTEN AL SIN (MVM)**

Panamá, 9 de diciembre de 2025.

En la Sesión Ordinaria 574, celebrada el 21 de octubre de 2025, el Centro Nacional de Despacho (CND), sometió a consideración del Pleno del Comité Operativo la propuesta de una nueva Metodología para la Evaluación y Validación Técnica de los Modelos Dinámicos de Equipos Eléctricos que se interconecten al Sistema Interconectado Nacional (MVM).

ANTECEDENTES:

El CND indica que la presente propuesta de nueva metodología tiene como antecedente una consultoría realizada por el EOR en el año 2016, en la cual participaron algunas centrales de los países que conforman el Sistema Eléctrico Regional (SER), incluyendo Panamá. Con el resultado de esta consultoría, el CND gestiona una consultoría e incorpora nuevas unidades adicionales; sin embargo, aún quedan pendiente por homologar y validar sus modelos dinámicos el resto de las unidades que son parte de la capacidad instalada del sistema. También como producto de la referida consultoría, el CND obtiene la Guía Técnica de Validación de Modelos Dinámicos, la cual permitirá verificar y actualizar todos los modelos de las centrales existentes y validar los modelos dinámicos de las nuevas instalaciones.

El Centro Nacional de Despacho (CND), en su propuesta justifica la nueva metodología indicando que la misma tiene como objetivo validar y homologar el desempeño real de las unidades generadoras, parques de generación de Energía Renovable No Convencional (ERNC), Sistema de Almacenamiento de Energías basados en baterías (SAEb) o equipos de compensación estáticos y dinámicos, a través de su correcto modelado dentro de la base de datos sistémica con la cual cuenta el CND.

El CND plantea que, con la nueva metodología, se fortalecerá la confiabilidad y seguridad operativa del SIN así:

- **Confiabilidad del SIN y SER:** asegura que los modelos reflejen con precisión el comportamiento real de las unidades frente a perturbaciones, evitando simulaciones inexactas. Como se ha gestionado en los últimos años a nivel regional y nacional, tanto por el EOR y el CND.
- **Mejora en los estudios de seguridad:** permite análisis más robustos de estabilidad, oscilaciones y contingencias, reduciendo riesgos de colapso o desconexiones en cascada.
- **Homologación y estandarización:** unifica criterios técnicos entre distintos generadores y tecnologías, garantizando comparabilidad y consistencia de resultados.



Informe del Comité Operativo sobre la
nueva metodología MVM

- **Cumplimiento regulatorio y transparencia:** brinda un marco claro de responsabilidades tanto a nuevos como a actuales agentes de mercado, reduciendo vacíos normativos.

En la Sesión Ordinaria 574, luego de la presentación de la propuesta por el CND y la respuesta a los comentarios recibidos de la misma, el Pleno del Comité Operativo, considerando que el contenido de la propuesta era un tema nuevo, decidió que la propuesta fuese analizada en detalle por un SubComité y además, aprobó solicitar a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), la extensión del plazo establecido en las Reglas Comerciales para la presentación del Informe ante el CND; extensión de 30 días calendario adicionales, que fue aprobada mediante la Nota DSAN-No.3023-2023 de 27 de octubre de 2025.

En la Sesión Extraordinaria No.4-2025, celebrada el 2 de diciembre de 2025, el SubComité hizo la presentación de su Informe, modificando algunos artículos de la propuesta presentada por el CND, el cual se adjunta como anexo en el presente informe. Seguidamente, el pleno del Comité retoma la discusión de la propuesta presentada por el CND.

ACUERDOS:

Verificado previamente el cumplimiento de los requisitos establecidos en el numeral 15.4.1.5 de las Reglas Comerciales, las formalidades que señala el RIFCO y finalizada la discusión del proyecto de modificación, el pleno del Comité Operativo en la Sesión Extraordinaria No. 4-2025, celebrada el 2 de diciembre de 2025, **aprobó con modificaciones** la propuesta presentada por el CND.

Se firma como constancia de lo actuado, el nueve (9) de diciembre de dos mil veinticinco (2025):

DILSA CEDEÑO
REPRESENTANTE CND-**Presidenta**

MÁXIMO NÚÑEZ
REPRESENTANTE DISTRIBUIDOR 1- **Secretario**




ANEXOS

ANEXO A

PROPUESTA PRESENTADA POR EL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND)



CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

PROYECTO DE NUEVA METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN Y VALIDACIÓN TÉCNICA DE LOS MODELOS DINÁMICOS DE EQUIPOS ELÉCTRICOS QUE SE INTERCONECTEN AL SIN (MVM)

Panamá, 3 de octubre de 2025

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
PLANEAMIENTO Y ANÁLISIS.....	1
RESULTADOS Y VALORIZACIÓN.....	3
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	3
ANEXOS.....	3

INTRODUCCIÓN.

El objetivo es presentar la propuesta de la nueva Metodología para la Evaluación y Validación Técnica de los Modelos Dinámicos de Equipos Eléctricos que se interconecten al SIN (MVM).

Esta nueva metodología busca, validar y homologar el desempeño real de las unidades generadoras, parques de generación de Energía Renovable No Convencional (ERNC), Sistema de Almacenamiento de Energía basados en Baterías (SAEb) o equipos de compensación estáticos y dinámicos, a través de su correcto modelado dentro de la base de datos sistémica con la cual cuenta el CND.

Para dicha metodología se plantea la necesidad de la realización de ensayos en los sistemas de control de las diferentes unidades de generación y/o centrales de generación, con la finalidad de verificar su correcto desempeño y obtener registros reales que permitan homologar las respuestas obtenidas mediante simulación de los modelos matemáticos a desarrollar.

PLANEAMIENTO Y ANÁLISIS.

Antecedentes

El Ente Operador Regional, gestionó en el 2016, una serie de análisis de eventos, mediante los cuales pudo identificar que ciertos generadores se comportaban de diferente manera en las simulaciones versus su respuesta en los eventos. Por tal motivo, el EOR gestionó una consultoría en aras de validar y homologar los parámetros y modelos de equipos de control de centrales que no se comportaban de acuerdo con los modelos dinámicos presentados.



Varias centrales fueron escogidas en todos los países que conforman el Sistema Eléctrico Regional (SER), en Panamá fueron escogidas las siguientes centrales Fortuna, Bayano, Changuinola y Estí sumando un total de 874 MW en el 2016 y que representaban en su momento el 27% de la capacidad instalada en el SIN por parte del EOR.

Como resultado de este trabajo liderizado por el EOR, el CND gestiona una nueva consultoría con la Empresa Estudios Eléctricos, mediante la cual se amplió la validación a nuevas unidades adicionales a saber: Baitún, UEP I y II, Solar Penonomé, Costa Norte y dos STATCOM. Importante destacar, que actualmente faltaría el resto de la capacidad instalada gestione los análisis correspondientes para homologar y validar sus modelos dinámicos, en aras de evitar las situaciones encontradas anteriormente.

Así también, la consultoría liderizada por el CND se obtuvo además la Guía Técnica de Validación de Modelos Dinámicos, con la finalidad de poder verificar y actualizar todos los modelos de las centrales existentes y la gestión de las nuevas instalaciones, esto hace necesario establecer los mecanismos para atender las verificaciones, por lo que da como resultado la presente metodología.

Así también, a nivel de normativa vigente no exige a los generadores entregar modelos dinámicos validados en campo, lo que motiva la necesidad de actualizar el marco regulatorio y fortalecer la seguridad operativa del sistema, tanto nacional como regional.

PROBLEMÁTICA

A pesar de que en la consultoría liderizada por el CND, se analizó ciertas unidades que conforman el SIN, aún se mantiene una gran cantidad de centrales que mantienen comportamientos diferentes en las simulaciones versus su respuesta en campo; de acuerdo a lo entregado en su momento al CND. Estas condiciones, también han sido identificadas en el SER por el EOR, comprometiendo de esta manera la calidad de los resultados de las simulaciones y que a su vez puede impactar en la seguridad operativa del sistema.

BENEFICIOS

Sin lugar a duda, como operador del SIN, el beneficio principal de contar con una nueva metodología que busca la validación de modelos dinámicos de los equipos que conforman el sistema eléctrico, es poder fortalecer la confiabilidad y seguridad operativa este. En concreto poder:

- **Confiabilidad del SIN y SER:** asegura que los modelos reflejen con precisión el comportamiento real de las unidades frente a perturbaciones, evitando simulaciones inexactas. Como se ha gestionado en los últimos años a nivel regional y nacional, tanto por el EOR y el CND.
- **Mejora en los estudios de seguridad:** permite análisis más robustos de estabilidad, oscilaciones y contingencias, reduciendo riesgos de colapso o desconexiones en cascada.
- **Homologación y estandarización:** unifica criterios técnicos entre distintos generadores y tecnologías, garantizando comparabilidad y consistencia de resultados.



- **Cumplimiento regulatorio y transparencia:** brinda un marco claro de responsabilidades tanto a nuevos como a actuales agentes de mercado, reduciendo vacíos normativos.

RESULTADOS Y SU VALORACIÓN.

El resultado principal de esta nueva metodología es que se tendrá un procedimiento detallado que deben seguir los Agentes del Mercado propietarios de equipos tanto nuevos como existentes, para la evaluación y validación técnica de los modelos dinámicos de los equipos eléctricos que se conecten al SIN; y para el seguimiento a las acciones de desempeño que estos sistemas deben mantener, de tal forma que contribuya a una operación segura y confiable del Sistema Interconectado Nacional. Anexamos la nueva propuesta de metodología.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Con esta nueva propuesta de Metodología para la Evaluación y Validación Técnica de los Modelos Dinámicos de Equipos Eléctricos que se interconecten al SIN (MVM), el CND y los agentes de Mercados, nuevos y existentes, contarán con una metodología que busca poder gestionar los modelos dinámicos de sus respectivos equipos.

Metodología para la Evaluación y Validación Técnica de los Modelos Dinámicos de Equipos Eléctricos que se interconecten al SIN. (MVM)

(MVM.1) Objetivo

Definir el procedimiento de detalle que deben seguir los Agentes del Mercado propietarios de equipos tanto nuevos como existentes, para la evaluación y validación técnica de los modelos dinámicos de los equipos eléctricos que se conecten al SIN; y para el seguimiento a las acciones de desempeño que estos sistemas deben mantener, de tal forma que contribuya a una operación segura y confiable del Sistema Interconectado Nacional.

(MVM.2) Alcance

Aplica a todos los agentes del Sistema Interconectado Nacional (SIN) que operen o vayan a operar unidades generadoras, parques de generación de Energía Renovable No Convencional (ERNC), Sistemas de Almacenamiento de Energía basados en Baterías (SAEb) o equipos de compensación estáticos y dinámicos.

(MVM.3) Definiciones y Abreviaturas

Sigla / Término	Definición
CND	Centro Nacional de Despacho. Encargado de coordinar y supervisar el proceso de validación y homologación de modelos dinámicos.
RMS	Modelo de transcendentales electromecánicos (Root Mean Square).
PSS®E	Herramienta utilizada para la simulación de sistemas eléctricos en dominio fasorial (Power System Simulator for Engineering.).
PDT	Modelo orientado a simulaciones de estabilidad con variables promedio (Phasor Domain Type.).
RAT	Regulador Automático de Tensión. Sistema que controla el voltaje de salida del generador.
RAV	Regulador Automático de Velocidad/carga. Controla la

	frecuencia o la potencia activa del generador.
PSS	Estabilizador que mejora el amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas (Power System Stabilizer).
PPC	Controlador a nivel planta que regula potencia activa/reactiva, tensión y factor de potencia (Power Plant Controller).
SAEb	Sistema de Almacenamiento de Energía basado en baterías. Equipo que permite la inyección o absorción controlada de potencia activa/reactiva.
STATCOM	Sistema de compensación dinámica de potencia reactiva con respuesta rápida (Static Synchronous Compensator).
FSNLin	Condición de prueba sin carga para curva de saturación (Full Speed No Load).
Modelo validado	Modelo matemático cuya respuesta simulada ha sido verificada frente a datos reales de campo.
Modelo homologado	Modelo que cumple con los requisitos de estructura y documentación establecidos por la guía técnica.
Ensayo en campo	Prueba real ejecutada en la instalación bajo condiciones controladas para obtener mediciones dinámicas.
Informe de homologación	Documento técnico que compara los resultados medidos y simulados, y respalda la validez del modelo entregado.
FRT	Fault Ride Through. Capacidad de soportar fallas eléctricas sin desconectarse.

(MVM.4) Generales

(MVM.4.1) Período Transitorio para agentes existentes

Con el objetivo de facilitar la implementación de la metodología, se establece un período transitorio de adecuación para agentes con instalaciones ya existentes al momento de la entrada en vigor de esta. Durante este período:

1. Los agentes deberán presentar un cronograma de actualización de modelos al CND.
2. El período transitorio máximo será de **12 meses**, a partir de la fecha de aprobación de la presente metodología.
3. El CND, priorizará la homologación de los modelos dinámicos, de aquellas instalaciones que se encuentren en las siguientes situaciones:
 - Las instalaciones que no cuenten con modelos actualizados o cuyas condiciones operativas hayan cambiado significativamente.
 - Las instalaciones que cuenten con modelos desactualizados, de acuerdo con las normativas internacionales, indicadas por el Ente Operador Regional en su informe Diagnóstico de las causas estructurales, fortalezas y debilidades del Sistema Eléctrico Regional (SER) y del Mercado Eléctrico Regional (MER), asociados al origen de eventos o contingencias en cascada en el SER, propuestas y soluciones.
 - Las instalaciones, que, al inicializar el modelo, arroje mensajes de advertencias o errores en la convergencia numérica, identificado por el CND.
4. Las instalaciones que hayan entregado modelos homologados anteriormente podrán ser sometidas a revisión documental, si se reportan cambios relevantes.
5. Las instalaciones que formaron parte de los procesos de validación y homologación de modelos, realizados por el EOR y por el CND no deberán cumplir con este requerimiento si no han sufrido cambios en su instalación. De tener alguna actualización o reemplazo de alguno de sus equipos, incluidos en los modelos, deben informarlo al CND y presentar la actualización correspondiente, del elemento actualizado de acuerdo con la Guía Técnica de Validación de Modelos.

(MVM.4.2) Modelos matemáticos requeridos

El desarrollo de modelos matemáticos tiene como propósito representar el comportamiento dinámico y estacionario de los equipos conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Estos modelos serán incluidos en la base de datos sistémica del CND para evaluar el desempeño de las instalaciones en estudios de estabilidad y contingencias del sistema eléctrico.

Los modelos entregados deben cumplir con las siguientes características mínimas:

1. Ser del tipo **PDT (phasor domain transients)** o **RMS**, compatibles con **PSS®E** versión indicada por el CND, que permitan el estudio y análisis de estabilidad de fenómenos transitorios electromagnéticos.
2. Representar adecuadamente el comportamiento dinámico de la instalación, incluyendo:
 - Modelo de la planta (.sav, .dyr, .seq, .raw y .sld)
 - El archivo .sav debe incluir modelo de generador, transformador y línea, y / o cualquier otro elemento eléctrico que mejor represente la instalación.
 - Cada subsistema representado (generador, AVR o RAT, GOV o RAV, PSS, OEL, UEL, etc.).
 - Estabilizadores (PSS).
 - Limitadores y protecciones internas.
 - Lógicas de control avanzadas (PPC, SoC, droop, etc.).
 - Inclusión del archivo fuente en formato FLECS o FORTRAN (.flx o .for) en caso de modelos de usuario.
 - Manual técnico detallado (diagramas de bloques, descripción de parámetros y variables).
 - Lista completa de constantes (CONs, ICONs, VARs, STATEs).
 - Para modelos de centrales de ERNC, deben entregar modelos homologados válidos tanto para pequeña como para gran señal. En caso de no disponerse de un modelo abierto provisto por el fabricante, se puede validar la respuesta a gran señal basándose en la comparativa de un modelo de librería contra el modelo encriptado del fabricante.
3. Ser validados frente a datos medidos en campo, mediante el proceso de homologación.

4. Los modelos deben estar debidamente compilados y ser independientes de bibliotecas externas.
5. Incluir los diagramas funcionales de sus equipos asociados a su instalación.
6. Los modelos deberán actualizarse bajo las siguientes condiciones:
 - Cada cinco (5) años desde la última validación.
 - Ante cualquier modificación o modernización de los sistemas de control o equipos que alteren el comportamiento dinámico o estacionario.
 - Cuando se identifique un desempeño deficiente del modelo en simulaciones o análisis operacionales. Se requiere que, de presentarse el desempeño deficiente, se debe actualizar el modelo.

(MVM.4.3) Cumplimiento de la Guía Técnica de Validación de Modelos

Los Agentes de Mercado están obligados a seguir íntegramente los lineamientos establecidos en la Guía Técnica de Validación de Modelos, incluyendo:

1. Requisitos técnicos para la ejecución de los ensayos.
2. Plazos formales para notificación, entrega de documentación y validación de modelos.
3. Condiciones operativas mínimas para la instalación bajo prueba.
4. Cualquier desviación o excepción deberá ser debidamente justificada y aprobada por el CND, siguiendo el procedimiento técnico correspondiente.

(MVM.5) Planificación y Coordinación de Ensayos

La planificación y coordinación de ensayos es una etapa clave y de obligatorio cumplimiento del proceso de validación de modelos dinámicos. Esta etapa debe ser gestionada por el Agente del Mercado en coordinación con el Centro Nacional de Despacho (CND), y debe cumplir con los siguientes puntos:

(MVM.5.1) Cronograma de Ensayos

1. El Agente debe elaborar un cronograma detallado para cada unidad de generación síncrona, central de ERNC o equipo de compensación reactiva o activa que será ensayado.

2. El cronograma debe ser enviado al CND para su aprobación. De no ser aprobado, emitirá al agente los ajustes correspondientes.
3. Debe ser remitido con un mínimo de 45 días hábiles de antelación respecto a la fecha prevista de inicio de los ensayos.
4. El CND lo incorporará a la herramienta de planeamiento semanal y en el módulo de libranzas.
5. El agente nuevo debe tener presente los tiempos que se indique en la Metodología de Operación Comercial (MOC).

(MVM.5.2) Procedimientos de Ensayos

1. El nuevo Agente de Mercado debe incluir en el cronograma de pruebas al que se refiere la MOC.4.1.2. el procedimiento de ensayo y remitir al CND la siguiente información:
 - La información técnica del equipo o instalación a ensayar.
 - La lista de especialistas responsables de ejecutar las pruebas.
 - El programa detallado de ensayos, incluyendo:
 - Actividades por realizar.
 - Equipos de medición a utilizar.
 - Certificados de calibración o contrastación vigentes de dichos equipos.
2. El CND puede realizar observaciones técnicas al procedimiento propuesto, las cuales deben ser atendidas oportunamente, dentro un período de siete (7) días hábiles de acuerdo con el numeral MOC.4.1.2 numeral c.
3. Los Agentes de Mercado existentes, deben enviar el cronograma detallado con el tiempo de duración de las pruebas, y no podrá ser mayor a diez (10) días.
4. Una vez analizado y revisado el cronograma propuesto por los agentes existentes, el CND en un plazo no mayor a 10 días hábiles, le notificará al agente la aceptación del cronograma, para la coordinación de la(s) solicitud(es) de la(s) libranza(s) correspondiente(s).

(MVM.5.3) Entrega Posterior a los Ensayos

1. Una vez finalizados positivamente todos los ensayos:
 - El Agente dispone de 45 días hábiles para enviar los modelos matemáticos y el informe de homologación al CND.
 - Estos deben estar en el formato definido por el CND.
2. De no contar con el visto bueno del CND; el agente debe realizar las adecuaciones correspondientes para gestionar nuevamente los ensayos, en caso de requerirse.

(MVM.5.4) Revisión de los Modelos

1. El CND tiene 30 días hábiles para revisar los modelos y emitir observaciones.
2. Una vez recibidos los comentarios por el CND, el Agente debe responder dichas observaciones en 15 días hábiles.
3. Si el CND presenta nuevas observaciones, ambas partes disponen de 10 días hábiles para resolverlas.

(MVM.5.5) Revalidación Periódica

1. El proceso completo de validación debe repetirse cada cinco (5) años a partir de la Disponibilidad para el Despacho o de la Operación Comercial, lo que ocurra primero, o bien antes si hay modificaciones a los ajustes configurados de la central o modernización de los equipos o controles.

(MVM.5.6) Entregables del proceso de validación

1. Los agentes de mercado nuevos o existentes deben presentar la documentación que se indica en la Guía técnica de Validación, contemplando los formatos, y entregar al CND la documentación y archivos resultantes del proceso de validación de modelos dinámicos, de acuerdo con lo especificado en esta.

(MVM.6) Tipos de Equipos

Deben realizarse ensayos para validar modelos dinámicos de los siguientes tipos de equipos conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN):

(MVM.6.1) Unidades o Centrales de generación sincrónica

1. Las centrales de generación con tecnología síncrona nuevas o existentes, deberán realizar el proceso de validación de modelos matemáticos según lo establecido en la Guía Técnica de Validación de Modelos y presentar al CND los resultados de dicho proceso.

(MVM.6.2) Las Unidades o Centrales de generación de Energía Renovables No Convencionales (ERNC)

1. Las centrales renovables no convencionales nuevas o existentes, deberán presentar al CND sus modelos dinámicos homologados según lo establecido en la "Guía Técnica de Validación de Modelos".

(MVM.6.3) Equipos de Compensación de Energía Reactiva (FACTS) y Equipos de Compensación de Energía Activa (SAEb)

1. Los Agentes de Mercado que vayan a instalar equipos de compensación reactiva y/o activa nuevos o existentes, deben presentar sus modelos dinámicos homologados según lo establecido en la Guía Técnica de Validación de Modelos.

(MVM.7) Ejecución de las pruebas por Tipo de Equipos

1. La ejecución de pruebas es un componente importante, en la validación de modelos dinámicos, y debe adaptarse al tipo de instalación. Las pruebas deben realizarse cuando la instalación esté completamente operativa, con sistemas de control definitivos y configuraciones finales. Se debe seguir los lineamientos de la Guía de Validación de Modelos, a saber:

(MVM.7.1) Generadores Sincrónicos

1. Obtener parámetros eléctricos y de control (excitación, velocidad, PSS) para validar el comportamiento dinámico del generador.
2. Pruebas principales:
 - Curva de saturación y parámetros en vacío.
 - Constante de inercia mediante rechazo de carga.
 - Ensayos al regulador automático de tensión (RAT) y sus limitadores (OEL, UEL, V/Hz, etc.).
 - Validación del PSS: amortiguamiento de modos de oscilación, prueba de ganancia, interacción con otros controladores.
 - Pruebas al control de carga/velocidad (RAV): respuesta a escalones de frecuencia, variaciones normales y tasa de carga.

(MVM.7.2) Centrales de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) – Fotovoltaicas y Eólicas

1. Homologar el desempeño dinámico de los inversores/aerogeneradores y del PPC (control conjunto de planta).

Pruebas principales:

- A nivel **inversor/aerogenerador**:
 - Respuesta a escalones en potencia activa/reactiva.
 - Verificación de la curva de capacidad (P vs Q).
- A nivel **planta (PPC)**:
 - Respuesta a cambios en consignas de potencia activa/reactiva, factor de potencia y tensión.
 - Ensayos de control de frecuencia/potencia (modo droop).

- Medición de tasas de carga/descarga.
- Curva de capacidad en el Punto de Conexión (POI por sus siglas en inglés).

Nota: Si no se cuenta con suficiente recurso primario, puede ensayarse, previa justificación y coordinación con el CND, con valores por encima del 70% de la potencia disponible.

(MVM.7.3) Equipos de Compensación de Energía Reactiva (SVC, STATCOM)

Validar el sistema de control de tensión y potencia reactiva.

Pruebas principales:

- Escalones de consigna de potencia reactiva o tensión ($\pm 20\%$).
- Respuesta ante perturbaciones reales de red (maniobras, tap de transformador, conexión de bancos).
- Verificación de la curva de capacidad en el POI.

(MVM.7.4) Equipos de Compensación de Energía Activa (SAEb – Baterías)

Validar la respuesta dinámica del sistema de almacenamiento de energía basado en baterías tanto a nivel de inversor como de planta.

Pruebas principales:

- A nivel inversor:
 - Respuesta a escalones de potencia activa/reactiva.
 - Curva de capacidad para diferentes niveles de carga (positivo, nulo y negativo).
- A nivel PPC:
 - Control de potencia activa y reactiva.
 - Control de frecuencia/potencia en modo droop.
 - Ensayo de descarga y recarga completa para validar el estado de carga (SoC por sus siglas en inglés).
 - Curva de capacidad en el POI en múltiples niveles de potencia.

(MVM.7.5) Aspectos Comunes

1. Todos los registros deben incluir: tensión, corriente, frecuencia, potencia activa y reactiva.
2. La frecuencia de muestreo recomendada es de al menos 100 muestras por segundo para eventos dinámicos.
3. Se puede utilizar el registrador del sistema de control si cumple con las especificaciones de resolución y frecuencia.

(MVM.8) Equipos de Medición y Señales a registrar

Para la ejecución de los ensayos de validación de modelos dinámicos, los equipos de medición deben cumplir con especificaciones técnicas indicadas en la **Guía Técnica de Validación de Modelos** que aseguren la fidelidad y resolución adecuadas para el análisis comparativo entre mediciones reales y resultados simulados, que a continuación se describen:

(MVM.8.1) Requisitos Generales

1. Todos los equipos de medición utilizados deben contar con certificado de calibración o contrastación vigente, con antigüedad no mayor a la indicada en el certificado o, en su defecto, de un año máximo.
2. La frecuencia de muestreo debe adecuarse a la naturaleza de las variables registradas:
 - ≥ 100 muestras/seg para variables dinámicas (tensión, corriente, potencia, frecuencia).
 - ≥ 10 muestras/seg para controles de velocidad o caudal.
 - 1 muestra/seg para condiciones de régimen permanente.

(MVM.8.2) Variables Eléctricas Mínimas a Registrar

Durante los ensayos de homologación, se deben registrar variables eléctricas críticas que permitan validar el comportamiento dinámico y estacionario de las instalaciones. Estas varían según el tipo de equipo:

- Tensión y corriente en terminales del generador/inversor/compensador.
- Potencia activa y reactiva.
- Frecuencia eléctrica.
- Señales internas de control (excitación, válvulas, PSS, RAV, SoC, etc.).

(MVM.8.3) Consideraciones por Tecnologías

(MVM.8.3.1) Unidades Sincrónicas

- Medición en vacío (FSNL) y sincronizado a red.
- Variables adicionales: corriente/tensión de excitación, posición de válvulas, caudal, presión y temperatura, según aplique.

(MVM.8.3.2) Centrales ERNC

- Variables adicionales: Tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva y frecuencia eléctrica, tanto en bornes de inversor/aerogenerador como en el POI.

- Usar registros del sistema de control, si cumplen con la resolución y frecuencia requeridas.

(MVM.8.3.3) Equipos con Control Digital

Se aceptan registros obtenidos directamente desde los registradores del sistema de control siempre que se garantice:

- Frecuencia de muestreo adecuada.
- La resolución con que se almacenan valores debe estar acorde a lo indicado en la Guía.

Empresa	ETESA
País	República de Panamá
Proyecto	Centro Nacional de Despacho
Descripción	Anexo - Guía técnica de validación de modelos



CÓDIGO DE PROYECTO EE-2021-108
CÓDIGO DE INFORME EE-EN-2023-0309
REVISIÓN A

29 nov. 23



Este documento **EE-EN-2023-0309-RA** fue preparado para ETESA por el Grupo Estudios Eléctricos.

Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Andrés Capalbo
Sub-Gerente Dpto. Ensayos
andres.capalbo@estudios-electricos.com

Ing. Claudio Celman
Sub-Gerente Dpto. Ensayos
claudio.celman@estudios-electricos.com

Ing. Pablo Rifrani
Gerente Dpto. Ensayos
pablo.rifrani@estudios-electricos.com

Informe realizado en colaboración con todas las empresas del grupo: **Estudios Eléctricos S.A., Estudios Eléctricos Chile, Estudios Eléctricos Colombia y Electrical Studies Corp.**

Este documento contiene 36 páginas y ha sido guardado por última vez el 29/11/2023 por Federico Deledda; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Revisión	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	29.11.2023	Para presentar.	FD	FDR	PR

Todas las firmas digitales pueden ser validadas y autenticadas a través de la web de Estudios Eléctricos; <http://www.estudios-electricos.com/certificados>.





INTRODUCCIÓN

El presente documento es un Anexo al “Informe de recomendaciones a la normativa vigente” elaborado por Estudios Eléctricos a solicitud del Centro Nacional de Despacho. Su objetivo principal es presentar una “Guía técnica de validación de modelos” que permita al CND contar con un primer borrador inicial de la normativa que establezca los requerimientos mínimos que deberán cumplir los modelos dinámicos de las centrales de generación para asegurar su correcto desempeño y validación mediante ensayos.

La presente guía técnica busca consolidar los lineamientos generales y los ensayos que debe llevar a cabo un Agente de Mercado para poder desarrollar, validar y proporcionar los modelos dinámicos de sus instalaciones, de acuerdo con los requisitos del CND y en cumplimiento de la normativa vigente.

Los aspectos fundamentales que quedan definidos dentro de esta guía técnica son:

- Planificación y programación de los ensayos en terreno.
- Ejecución de ensayos en terreno.
- Desarrollo y entrega de modelos matemáticos e informes de homologación.
- Evaluación y aceptación de los modelos matemáticos.



GUIA TÉCNICA DE VALIDACIÓN DE MODELOS



ÍNDICE

1	NOMENCLATURA Y DEFINICIONES.....	3
	1.1 Nomenclatura	3
	1.2 Definiciones	4
2	GUÍA TÉCNICA DE VALIDACIÓN DE MODELOS	6
	2.1 Objetivo	6
	2.2 Alcance del proceso de validación de modelos.....	7
	2.2.1 Unidades y parques existentes	7
	2.2.2 Unidades y parques nuevos.....	7
	2.3 Plazos de ejecución.....	8
	2.4 Equipos de medición y señales a registrar.....	9
	2.5 Asistentes a las pruebas de homologación	10
	2.6 Ensayos requeridos para la validación de modelos.....	10
	2.6.1 Ensayos requeridos para unidades o centrales de generación sincrónica.....	11
	2.6.2 Ensayos requeridos para centrales ERNC (parques fotovoltaicos y eólicos).....	14
	2.6.3 Ensayos requeridos para equipos de compensación de energía reactiva	17
	2.6.4 Ensayos requeridos para equipos de compensación de energía activa	18
	2.7 Modelo matemático.....	21
	2.7.1 Características, rangos de operación y validez de los modelos.....	21
	2.7.2 Conformación del modelo	22
	2.7.3 Implementación.....	22
	2.7.4 Desempeño del modelo	23
	2.7.5 Validación del modelo	23
	2.7.6 Actualización de modelos.....	24
	2.8 Entregables del proceso de validación de modelos dinámicos.....	25
	2.8.1 Procedimiento de ensayos.....	25
	2.8.2 Informe de homologación.....	26
	2.8.3 Registros de ensayos.....	28
	2.8.4 Archivos de simulación	28
	2.9 Plantilla para el manual de modelos de usuarios en PSS®E	30
3	REFERENCIAS	32



1 NOMENCLATURA Y DEFINICIONES

1.1 Nomenclatura

Tag	Descripción
CND	Centro Nacional de Despacho
SIN	Sistema Interconectado Nacional
RAT	Regulador Automático de Tensión
PSS	Estabilizador de Sistemas de Potencia
RAV	Regulador automático de velocidad/carga
V/Hz	Limitador de sobreflujo
OEL	Limitador de sobreexcitación
UEL	Limitador de subexcitación
MEL	Limitador de mínima corriente de excitación
IGLIM	Limitador de máxima corriente estática
FSNL	Velocidad nominal en vacío (por sus siglas en inglés "Full Speed No Load")
PPC	Controlador conjunto de planta (por sus siglas en inglés "Power Plant Controller")
ERNCL	Energía Renovable No Convencional
POI	Punto de Interconexión (por sus siglas en inglés "Point of Interconnection")
SVC	Compensador Estático (por sus siglas en inglés "Static Var Compensator")
STATCOM	Compensador Sincrónico (por sus siglas en inglés "Static Synchronous Compensator")
SAEb	Sistema de Almacenamiento de Energía por medio de Baterías
SoC	Estado de carga (por sus siglas en inglés "State of Charge")
FRT	Lógica de 'Fault Ride Through'
RMS	Modelo de trascendentes electromecánicos (por sus siglas en inglés 'Root-Mean Square')
PTD	Modelo de trascendentes fasoriales (por sus siglas en inglés 'Phasor-Domain Transients')
AT	Alta tensión
MT	Media tensión

Tabla 1-1 – Nomenclatura utilizada



1.2 Definiciones

Carga baja: Despacho de la unidad o conjunto generador a mínimo técnico, con dos excepciones:

- Para el ensayo al control de carga/velocidad o frecuencia/potencia se debe dejar un margen suficiente para que la respuesta del lazo no esté limitada por la mínima generación de la unidad.
- Para el caso de unidades de generación cuya fuente primaria de energía sea variable, y sus controles puedan funcionar sin la disponibilidad del recurso primario, se deberá definir un valor por encima de dicha potencia activa nula.

Carga media: Despacho de la unidad en un valor intermedio entre el mínimo técnico y la potencia máxima.

Carga alta: Despacho de la unidad o conjunto generador entre un 90% y 100% de la potencia máxima, con dos excepciones:

- Para el ensayo al control de carga/velocidad o frecuencia/potencia se debe dejar un margen suficiente para que la respuesta del lazo no esté limitada por la máxima generación de la unidad.
- Para el caso de unidades de generación cuya fuente primaria de energía sea variable, se debe buscar en el pronóstico de la semana dentro del periodo en el cual se harán los ensayos, el día y hora de mayor disponibilidad del recurso.

Potencia Máxima: Máximo valor de potencia activa que puede sostener una unidad generadora durante un determinado tiempo.

Centro Nacional de Despacho (CND): Dependencia de ETESA encargada de la prestación del servicio público de operación integrada.

Diagrama PQ: En el contexto de unidades generadoras convencionales, aerogeneradores o convertidores fotovoltaicos, se trata de un diagrama que representa en un plano P vs Q, la región de operación admisible de la unidad, considerando el rango permitido de tensiones en bornes y las restricciones de potencia activa.

Para parques eólicos o fotovoltaicos, este diagrama ilustra en un plano P vs Q la región de operación admisible del parque en su totalidad, abarcando la compensación reactiva disponible (bancos de capacitores, por ejemplo). Dichas variables eléctricas se miden en el POI al SIN para tensión nominal y en condiciones permanentes.

Equipo de Compensación de Energía Activa: Dispositivo o equipo electrónico capaz de almacenar, inyectar y mantener potencia activa en la red durante un período predefinido, adaptándose a las variaciones de frecuencia eléctrica dentro de todos los rangos aceptables de un Sistema de Potencia. Dentro de estos equipos se encuentran los Sistemas de Almacenamiento de Energía por medio de Baterías (SAEb)

Equipo de Compensación de Energía Reactiva: Dispositivo o equipo electrónico capaz de inyectar y mantener potencia reactiva en la red durante un período predefinido, adaptándose a las variaciones de tensión dentro de todos los rangos aceptables de un Sistema de Potencia. Dentro de estos equipos se encuentran los compensadores estáticos (SVC) y los compensadores sincrónicos (STATCOM)

Estabilizador de Sistemas de Potencia (PSS): Elemento de control que permite el amortiguamiento los modos electromecánicos presentes en la potencia activa de un Sistema de Potencia.

Libranza: Autorización especial que concede el CND para realizar los trabajos necesarios sobre equipos e instalaciones del SIN; "en estos casos se dice que estará en libranza el equipo".



Limitador: Dispositivo que no permite a una unidad o conjunto generador incrementar o disminuir determinada variable eléctrica por encima o por debajo de la fijada en éste.

Protección: Conjunto de relevadores y aparatos asociados que disparan los interruptores necesarios para separar equipo en falla u operando fuera de los límites preestablecidos, o que hacen operar otros dispositivos (válvulas, extintores y alarmas), para evitar que el daño aumente de proporciones o que se propague.

Punto de Conexión (POI): Barra o punto inicial en una línea de transmisión donde se interconectan instalaciones. En el contexto de la conexión de una central generadora al Sistema Interconectado Nacional (SIN), el Punto de Conexión se refiere a la barra de alta tensión de los transformadores de potencia asociados a dicha central.

Regulador Automático de Tensión: En el contexto de una unidad generadora sincrónica, este dispositivo desempeña la función de controlar la tensión en los terminales de la unidad o en un punto remoto. Su tarea consiste en detectar cualquier desviación de la tensión con respecto a un valor de referencia y en consecuencia ajustar la corriente del campo que provee el sistema de excitación.

En el contexto de un parque eólico o fotovoltaico, este dispositivo cumple la función de controlar la tensión en el Punto de Conexión del parque al Sistema Interconectado Nacional (POI). Su función principal es identificar cualquier desviación de la tensión con respecto a un valor de referencia y tomar acciones tanto en los equipos de generación como en los equipos de inyección de potencia reactiva.

Regulador Automático de Velocidad/Carga: En el contexto de una unidad generadora sincrónica, este dispositivo desempeña un papel crucial al posibilitar el control de la potencia mecánica y/o velocidad de la unidad. Su tarea consiste en identificar desviaciones en la frecuencia y potencia eléctricas con respecto a valores de referencia, actuando directamente sobre el comando de la turbina. Para garantizar una distribución estable de la potencia entre unidades en sincronismo, los reguladores automáticos de velocidad/carga están diseñados de manera de aumentar o disminuir la potencia activa en bornes del generador cuando la frecuencia disminuye o aumenta respectivamente.

En el contexto de un parque eólico, fotovoltaico o Equipo de Compensación de Energía Activa, este dispositivo se encarga de modificar la generación de potencia activa de la instalación en función de la frecuencia en el Punto de Conexión al Sistema Interconectado Nacional (POI). Su función principal consiste en detectar desviaciones de frecuencia con respecto a un valor de referencia y tomar acciones sobre el sistema de control de la potencia activa generada.

Tiempo de crecimiento: Intervalo de tiempo que demora una determinada variable eléctrica de la unidad o conjunto generador para pasar del 10% al 90% de su valor final, respecto de la amplitud del escalón aplicado en su consigna de control.

Tiempo de establecimiento: Intervalo de tiempo que demora una determinada variable eléctrica de la unidad generador en alcanzar la banda de $\pm 10\%$ del valor final o de régimen, respecto de la amplitud del escalón aplicado en su consigna de control.

Sobrevalor (sobreooscilación): Se define como la amplitud máxima de la primera oscilación que registra una determinada variable eléctrica de la unidad o conjunto generador en porcentaje sobre el valor final de referencia, respecto de la amplitud del escalón aplicado en su consigna de control.



2 GUIA TÉCNICA DE VALIDACIÓN DE MODELOS

2.1 Objetivo

El objetivo de esta guía técnica es establecer los lineamientos generales del proceso de ensayos y validación de modelos dinámicos de las unidades de generación sincrónicas, parques de generación ERNC y equipos de compensación que se encuentren conectados al SIN en cumplimiento con lo establecido en los puntos MOM.1.35, MOM.1.36, NIS.2.6 y NIS.4.2 del Reglamento de Operación [1], en los puntos B.10 y B.11 del Código de Red Fotovoltaico [2] y en los puntos D.3 y D.4 del Código de Red Eólico [3]. Esto permitirá disponer de modelos matemáticos confiables que representen en mayor grado el desempeño real de cada una de las unidades generadoras o equipos de compensación dentro de la base de datos que posee el CND. Disponer de una base de datos completa y representativa de la realidad permitirá obtener resultados que permitan establecer condiciones adecuadas para la seguridad y la calidad del servicio.

Para la validación de modelos, la presente guía establece los ensayos mínimos y obligatorios que cada uno de los Agentes de Mercado debe realizar en sus respectivas instalaciones con el objetivo de verificar su correcto desempeño y obtener registros reales que permitan luego validar las respuestas obtenidas mediante simulación de los modelos matemáticos a desarrollar.

A su vez, la presente guía técnica establece los plazos de ejecución obligatorios para cada uno de los hitos dentro del proceso de desarrollo y validación de modelos matemáticos.

Por último, se especifican los requerimientos mínimos con los que deben cumplir los modelos dinámicos para asegurar su correcto desempeño y validación mediante ensayos, como así también los lineamientos para el desarrollo y entrega de documentos e informes necesarios para sustentar el proceso de validación.

Lo anterior se puede resumir dentro de los siguientes puntos:

- Planificación y programación de los ensayos en terreno.
- Ejecución de ensayos en terreno.
- Desarrollo y entrega de modelos matemáticos e informes de homologación.
- Evaluación y aceptación de los modelos matemáticos.



2.2 Alcance del proceso de validación de modelos

2.2.1 Unidades y parques existentes

Los Agentes del Mercado propietarios de unidades generadoras convencionales, centrales eólicas, centrales solares fotovoltaicas y/o equipos de compensación de potencia reactiva o activa que se encuentren en operación comercial a la fecha de entrada en vigor de esta guía técnica y que se encuentren alcanzadas por la obligatoriedad de realizar ensayos en sus activos según lo especificado en los puntos MOM.1.35 y MOM.1.36 del Reglamento de Operación [1].

2.2.2 Unidades y parques nuevos

Según lo especificado NIS.2.6 y NIS.4.2 del Reglamento de Operación [1], en los puntos B.10 y B.11 del Código de Red Fotovoltaico [2] y en los puntos D.3 y D.4 del Código de Red Eólico [3], los Agentes del Mercado, propietarios de unidades generadoras convencionales, centrales eólicas, centrales solares fotovoltaicas y/o equipos de compensación de potencia reactiva o activa que tengan programado su ingreso de operación comercial en fecha posterior a la entrada en vigor de esta guía técnica, deberán realizar los ensayos para la validación de modelos una vez finalizadas todas las tareas de puesta en marcha, es decir, cuando la instalación esté completamente en servicio y sus sistemas de control se encuentren operativos y con los ajustes definitivos.



2.3 Plazos de ejecución

A continuación, se definen los plazos estipulados dentro del proceso de validación del modelo que tiene carácter obligatorio tanto para el Agente del Mercado como para el CND:

- Cronograma de ensayos:

El Agente del Mercado deberá definir un cronograma que involucre todas las unidades de generación, parques de generación o equipos de compensación que requiera ensayar para obtener la validación de el/los modelo/s a desarrollar. Este cronograma deberá ser remitido al CND para su aprobación y posterior programación en la herramienta de planificación de la libranza correspondiente, en un plazo no menor a los 45 días hábiles de la fecha propuesta para el comienzo de los ensayos.

- Procedimientos de ensayos:

El Agente del Mercado remitirá al CND, en un plazo no mayor a 15 días hábiles previos a la fecha establecida para el inicio de ensayos, la información técnica de cada unidad de generación, parque de generación o equipo de compensación bajo prueba. A su vez deberá remitir información relacionada con los especialistas responsables de la ejecución de las pruebas como así también un programa o procedimiento de ensayos que contenga la descripción de actividades a desarrollar y de los equipos de medición que serán utilizados durante las pruebas; los cuales deberán contar con sus certificados de calibración o contrastación vigentes.

El CND podrá formular observaciones al procedimiento de ensayos en caso de que lo requiera.

- Informe de homologación y modelos matemáticos:

El Agente del Mercado remitirá al CND, en un plazo no mayor a 45 días hábiles una vez culminados de forma positiva la totalidad de los ensayos programados, los modelos matemáticos desarrollado para cada unidad de generación, parque de generación o equipo de compensación en el formato de la herramienta de simulación definida por el CND.

La entrega de estos modelos deberá estar acompañada de un informe de homologación donde se muestre la validación de las respuestas de los modelos contra los ensayos realizados en terreno y de los registros utilizados para tal fin.

- Revisión de los modelos matemáticos por parte del CND:

El CND revisará los modelos matemáticos y el informe de homologación entregado por el Agente del Mercado en un plazo no mayor a 30 días hábiles. Producto de dicha revisión el CND podrá formular observaciones a dichos documentos.

A su vez el Agente del Mercado tendrá en un plazo no mayor a 15 días hábiles una vez recibida las observaciones realizadas por el CND para absolverlas a satisfacción del CND.

En una nueva iteración para absolver observaciones al modelo y/o informe ambas partes tendrán un plazo de 10 días hábiles para revisar o resolver convenientemente.

- Periodicidad de revisión de los modelos matemáticos:

El Agente del Mercado deberá volver a ejecutar el proceso de ensayos y validación de modelos en cada una de sus unidades de generación, parques de generación o equipos de compensación periódicamente luego de transcurrido 5 años calendarios de la última revisión, salvo que se produzca alguna modificación o modernización según lo establecido en el capítulo 2.7.6 de la presente guía técnica.



2.4 Equipos de medición y señales a registrar

El equipo de medición a utilizar durante las pruebas de homologación es recomendable que tenga las siguientes capacidades y características de manera de poder registrar las señales que se indican a continuación.

- **Unidades o centrales de generación sincrónicas:**

- Para todas las pruebas definidas en el capítulo 2.6 se deberán poder registrar las variables eléctricas como ser la tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva y frecuencia eléctrica del generador.
- Para las pruebas al sistema de excitación de las unidades sincrónicas se deberá registrar además la tensión de excitación o de campo, corriente de excitación o de campo y, siempre que estén disponibles, la señal de control del PSS y de los limitadores.

Se recomienda una frecuencia de muestreo de al menos 100 muestras por segundo.

- Para las pruebas del sistema de control de velocidad/potencia de las unidades sincrónicas se deberá registrar además la apertura o posición de válvulas o distribuidor y, dependiendo de la tecnología, se recomienda agregar caudal y presión de la tubería, temperatura y presión ambiente, temperatura y presión del vapor, entre otros.

Se recomienda una frecuencia de muestreo de al menos 10 muestras por segundo.

- En general, para el registro de cualquier respuesta dinámica se requiere una frecuencia de muestreo acorde con las constantes de tiempos asociadas a sus controladores. En caso de no poder definirse, se recomienda 100 muestras por segundo.
- Para pruebas correspondientes a características de régimen permanente, como ser el relevamiento de puntos de operación normal, se puede registrar una muestra por segundo.
- El equipo de medición debe poseer un certificado de calibración o contrastación vigente con una antigüedad no mayor a la indicada en el mismo certificado o en su defecto un año.
- En los casos en los que los sistemas de control sean de tecnología digital, se podrán utilizar los registros tomados directamente desde este, siempre y cuando se verifique que la frecuencia de muestreo y la resolución con que se almacenan los valores estén de acuerdo con lo indicado en esta sección.

- **Centrales de generación de energías renovables no convencionales (ERNC)**

- Según las pruebas definidas en el capítulo 2.6 se deberán poder registrar las variables eléctricas como ser la tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva y frecuencia eléctrica ya sea del inversor/aerogenerador o en el punto de interconexión (POI).
- Para las pruebas a los distintos modos de control de los inversores/aerogeneradores se recomienda una frecuencia de muestreo de al menos 100 muestras por segundo.
- Para las pruebas a los distintos modos de control del control conjunto de planta (PPC) se recomienda una frecuencia de muestreo de al menos 10 muestras por segundo o aquella acorde con las constantes de tiempos asociadas a sus controladores.
- Para pruebas correspondientes a características de régimen permanente, como ser relevar la curva de capacidad de un parque, se puede registrar una muestra por segundo.



- El equipo de medición debe poseer un certificado de calibración o contrastación vigente con una antigüedad no mayor a la indicada en el mismo certificado o en su defecto un año.
- En caso de que el sistema de control de los inversores/aerogeneradores o el control conjunto de planta (PPC) tengan disponible un registrador de señales se podrán utilizar los registros tomados directamente desde este, siempre y cuando se verifique que la frecuencia de muestreo y la resolución con que se almacenan los valores estén de acuerdo con lo indicado en esta sección.

2.5 Asistentes a las pruebas de homologación

Durante los ensayos de homologación deberán participar los siguientes representantes:

- El Experto Técnico Ejecutor de las Pruebas, especializado en pruebas de validación de modelos. Será responsable de decidir los aspectos técnicos relacionados con las mediciones y la ejecución de las pruebas, teniendo la facultad de alterar el procedimiento de pruebas establecido en caso de ser necesario.
- Un representante designado por el Titular de la Instalación. Será responsable de la operación de los equipos bajo prueba conforme al programa de ensayos, garantizar la correcta ejecución de las pruebas y otorgar las facilidades necesarias para la culminación del trabajo.
- Opcionalmente, un representante designado por el CND en calidad de veedor
- Opcionalmente, un especialista o persona que tenga amplio conocimiento de los sistemas de control bajo prueba. Será responsable, en caso de que se requiera, de modificar parámetros, realizar registros de tendencias, realizar modificaciones dentro del software/hardware de los sistemas de control bajo prueba, etc. A su vez, es recomendable que personal de técnico de planta dé soporte durante los ensayos. Serán responsable de brindar soporte para instalar los equipos de medición utilizados y de realizar tareas varias que faciliten la ejecución de los ensayos.

2.6 Ensayos requeridos para la validación de modelos

A continuación, se presenta una guía de ensayos para la realización de las pruebas necesarias para obtener los modelos dinámicos homologados según el tipo de instalación que se interconecte al SIN:

- Unidades o centrales de generación sincrónicas (hidráulicas y térmicas)
- Centrales de generación ERNC (parques fotovoltaicos y eólicos)
- Equipos de compensación de energía reactiva (SVC y STATCOM)
- Equipos de compensación de energía activa (SAEb)

El procedimiento concreto para realizar los ensayos en cada instalación dependerá de las características de esta y se detallará en los protocolos específicos que se requieren presentar al CND previo a su realización.

Los ensayos deberán realizarse cuando la instalación esté completamente en servicio y sus sistemas de control se encuentren operativos y con los ajustes definitivos. Durante la ejecución de los ensayos es recomendable que se cuente con la participación de un especialista o persona de amplio conocimiento de los sistemas de control bajo prueba para brindar apoyo al Experto Técnico.



En el caso de que no se pudiera efectuar algún ensayo de los definidos en este capítulo, el Agente del Mercado en conjunto con el Experto Técnico podrá proponer alternativas, técnicamente justificadas, con el objetivo de evaluar el desempeño de la central ante eventos de maniobra o perturbaciones en la red eléctrica, como los siguientes:

- Maniobras de conexión/desconexión de unidades de generación o cargas propiedad del Agente de Mercado o que se encuentren en cercanías de la central bajo ensayo.
- Desconexión de bancos de capacitores o shunts instalados en la red o de propiedad del Agente de Mercado (cuando aplique).
- Respuesta frente a variaciones de la tensión de red ante maniobras operativas.

Estos eventos de maniobra o perturbaciones en la red deberán estar previamente aprobados por el CND en base a que las condiciones operativas del SIN sean las adecuadas para la ejecución de las pruebas.

2.6.1 Ensayos requeridos para unidades o centrales de generación sincrónica

Los ensayos que se detallan en esta sección tienen por finalidad obtener los parámetros del generador sincrónico y de los sistemas de control (sistema de excitación, estabilizador de sistema de potencia y control de carga/velocidad) para homologar un modelo matemático que represente el comportamiento dinámico de cada una de las unidades de la central de generación. Los ensayos sincronizados a la red requieren ser realizados en tres niveles de potencia: carga baja (despacho de la unidad generadora en mínimo técnico), carga media (despacho de la unidad generadora en un valor intermedio entre mínimo técnico y potencia máxima) y carga alta (despacho de la unidad generadora entre un 90% y un 100% de la potencia máxima que posee declarada).

- **Ensayos al generador**

- Verificación de la curva de saturación:

Con el generador operando en vacío a velocidad nominal (condición FSNL), se registrarán la tensión de armadura, tensión de excitación (de campo o excitatriz según corresponda) y la corriente de excitación (de campo o de excitatriz según corresponda) a medida que se varía la consigna de esta última. El rango de excursión de la tensión en bornes del generador deberá estar comprendido, en la medida de lo posible, entre 0.0 p.u. y 1.15 p.u.

- Verificación de los puntos de operación en régimen permanente:

Con el generador operando sincronizado a la red, se registrarán los valores de tensión de armadura, potencia activa, potencia reactiva, tensión de excitación (de campo o de excitatriz según corresponda) y corriente de excitación (de campo o de excitatriz según corresponda) del generador variándose la consigna de tensión / potencia reactiva. La obtención de los puntos de operación del generador permitirá determinar sus parámetros estáticos.

- Determinación de la constante de inercia del conjunto turbina-generador (H):

Con el generador operando sincronizado a la red, se realizará un rechazo de carga de al menos el 30% de la potencia aparente nominal de la unidad. Se registrarán la tensión



de armadura, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica o velocidad de giro. Se recomienda que la maniobra de rechazo de carga no tenga asociada un disparo de turbina que impida la aceleración de la unidad. En caso de que la maniobra de rechazo de carga tenga asociado un disparo, se deberá verificar que el rechazo realizado sea adecuado para la determinación de la constante de inercia.

- **Ensayos al sistema de excitación**

- Techos de excitación:

Con el generador operando en vacío a velocidad nominal (condición FSNL), se registrarán la tensión de armadura, tensión de excitación (de campo o excitatriz según corresponda) y la corriente de excitación (de campo o de excitatriz según corresponda) al aplicar una variación del tipo "escalón" de gran amplitud (típicamente >15%) en la referencia de tensión del RAT de manera de alcanzar los techos de excitación.

- Respuesta temporal del regulador de tensión:

Con el generador operando en vacío a velocidad nominal (condición FSNL), se obtendrá la respuesta temporal del regulador de tensión registrando la tensión de armadura, tensión y corriente de excitación (de campo o excitatriz según corresponda) al aplicar una variación del tipo "escalón" en la referencia de tensión del regulador. A partir de la respuesta obtenida, se determinará el tiempo de crecimiento, tiempo de establecimiento y sobrevalor.

Se repetirá el mismo ensayo con el generador operando sincronizado a la red para niveles de carga baja, media y alta, incorporando el registro de la potencia activa, potencia reactiva, corriente de armadura y frecuencia eléctrica.

- Limitadores:

Se realizarán ensayos para provocar la activación de los diferentes limitadores de excitación con los que cuente la unidad. Se registrará la tensión y corriente de armadura, la tensión y corriente de excitación (de campo o excitatriz según corresponda), la potencia activa, la potencia reactiva, y la frecuencia eléctrica.

En caso de que las condiciones operativas no permitan absorber o inyectar la potencia reactiva necesaria para lograr la actuación de los limitadores, se podrá modificar momentáneamente los ajustes de los limitadores para corroborar el correcto desempeño de:

- Limitador de flujo magnético (V/Hz): ensayo con la unidad en vacío con la tensión y la velocidad en sus valores nominales (condición FSNL) tal que ante la aplicación de un escalón positivo en la referencia de tensión del RAT se genere la actuación del limitador.
- Limitador de sobreexcitación (OEL): ensayo con la unidad operando sincronizado a la red en un nivel de carga alta y en condiciones de despacho de potencia reactiva tal que ante la aplicación de un escalón positivo en la referencia de tensión del RAT se genere la actuación del limitador. En caso de aplicar, se deben probar tanto el limitador de actuación instantánea como el de actuación temporizada.
- Limitador de subexcitación (UEL): ensayo con la unidad operando sincronizado a la red en un nivel de carga alta y en condiciones de despacho de potencia reactiva tal que ante la aplicación de un escalón negativo en la referencia de tensión del RAT se excite el limitador.
- Limitador de corriente de estator (IGLIM): ensayo con la unidad operando



sincronizado a la red en un nivel de carga alta y en condiciones de despacho de potencia reactiva tal que ante la aplicación de un escalón positivo/negativo en la referencia de tensión del RAT se genere la actuación del limitador.

- v. En caso de que el equipo bajo prueba presente algún otro tipo de limitación operativa intencional no contemplada en los casos anteriores (como por ejemplo el limitador de mínima corriente de campo MEL) y que se disponga de suficiente información para su modelado, se sugiere realizar las pruebas que evidencien su desempeño y permitan la posterior validación del modelo.

- **Ensayos al Estabilizador de Sistemas de Potencia (PSS)**

- Medición del amortiguamiento del modo local:

Con la unidad despachada a carga alta y diferentes niveles de potencia reactiva, con y sin el PSS en servicio para verificar su contribución al amortiguamiento, se aplicará una variación del tipo escalón entre el 2% y 5% a la referencia de tensión del RAT que permita excitar de manera apreciable el modo local de oscilación. Se registrará la tensión de armadura, la tensión de excitación (de campo o excitatriz según corresponda), la corriente de excitación (de campo o de excitatriz según corresponda), la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica.

- Ensayo de máxima ganancia del PSS:

Con la unidad despachada a carga alta se aumentará progresivamente la ganancia principal del PSS hasta observar inestabilidad en las variables eléctricas de la unidad generadora. Luego se restablece el valor original de ganancia. El objetivo de este ensayo es comprobar que un valor de ganancia 3 veces superior al valor original no inestabiliza el regulador de tensión. Se registrará la tensión de armadura, la tensión de excitación (de campo o excitatriz según corresponda), la corriente de excitación (de campo o de excitatriz según corresponda), la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica.

- Variaciones rápidas de la potencia mecánica:

Con la unidad despachada a carga alta, se aumentará y/o reducirá la consigna de potencia activa del RAV, primero con el estabilizador conectado y luego desconectado, para verificar que el PSS no introduzca excesivas perturbaciones a la regulación de tensión/potencia reactiva cuando se realizan maniobras operativas de variación de carga. Se registrará la tensión de armadura, la tensión de excitación (de campo o excitatriz según corresponda), la corriente de excitación (de campo o de excitatriz según corresponda), la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica.

- Interacciones con los limitadores:

Se repetirán los ensayos definidos en el punto "Limitadores" pero en este caso con el PSS en servicio y se registrará la respuesta obtenida en cada uno de los limitadores que se encuentren habilitados.

- **Ensayos al control de carga/velocidad**

- Ensayos de respuesta al escalón en la frecuencia vista por el control:

Con la unidad operando sincronizada a la red en modo 'droop' y para los tres niveles de carga definidos al comienzo de la sección, se deberá aplicar un cambio del tipo escalón en la referencia o medición de frecuencia del RAV de amplitud tal que provoque al menos una variación de potencia activa en el orden del 5%. A partir de la respuesta obtenida, se determinará el tiempo de establecimiento. Se registrará la potencia activa y la frecuencia eléctrica vista por el control.



- Ensayo de respuesta ante variaciones normales de la frecuencia de la red:

Con la unidad operando sincronizada a la red en modo 'droop' y para los tres niveles de carga definidos al comienzo de la sección, se verificará la respuesta de la unidad ante las propias variaciones de la frecuencia de la red. A partir de ella, se medirá la banda muerta y el estatismo. Se registrará la potencia activa y la frecuencia eléctrica.

- Determinación la tasa de incremento y reducción de carga:

Con la unidad operando sincronizada a la red se aumentará/reducirá la potencia generada del grupo a la máxima velocidad permitida por sus controles. Se registrará la posición de válvulas/distribuidor, la potencia activa y la frecuencia eléctrica. A partir de este ensayo se determinará el gradiente de variación de carga de la unidad (MW/minutos).

- Centrales hidroeléctricas:

Determinación de la constante de tiempo del agua o de la tubería (T_w):

El parámetro puede estimarse mediante su cálculo directo en función de la geometría de la presa/tuberías.

Para su determinación experimental, con la unidad operando sincronizada a la red se producirá un escalón en la referencia de la apertura del distribuidor y se registrará la potencia activa suministrada por la unidad, evidenciándose el efecto de respuesta transitoria inversa.

- Centrales térmicas:

Verificación de la operación de los limitadores de potencia:

Con la unidad operando sincronizada a la red se aumentará la potencia activa generada del grupo a la máxima velocidad permitida por sus controles. De esta manera se buscará activar la operación de los limitadores de potencia por control de presión de vapor (en el caso de turbinas a vapor) o por control de temperatura (en el caso de turbinas a gas).

2.6.2 Ensayos requeridos para centrales ERNC (parques fotovoltaicos y eólicos)

Los ensayos que se detallan en esta sección tienen por finalidad homologar la respuesta de los sistemas de control implementados en centrales eólicas y fotovoltaicas en un modelo matemático equivalente que represente el comportamiento dinámico de estas. Los ensayos sincronizados a la red requieren ser realizados en tres niveles de potencia: carga baja (despacho de la central en mínimo de operación estable), carga media (despacho de la central en un valor intermedio entre el mínimo y potencia máxima), carga alta (despacho de la central entre un 90% y un 100% de la potencia máxima que se encuentre declarada). En caso de que el recurso primario sea insuficiente para alcanzar los niveles de despacho requeridos, durante la ventana prevista para las pruebas, se podrá realizar ensayos a un nivel de carga menor siempre y cuando sea superior al 70%. En estos casos será necesario adjuntar el pronóstico de recurso para la semana de ensayos mostrando el sustento de esta limitación.

Todos los ajustes de los distintos lazos de control tanto a nivel inversor/aerogenerador como PPC deben que cumplir con lo especificado en el Código de redes fotovoltaico [2] y en el Código de redes eólico [3] según corresponda.



- **Ensayos a nivel inversor/aerogenerador:**

Las pruebas que se detallan a continuación se realizarán sobre al menos uno de los inversores o aerogeneradores del parque, el cual deberá estar desvinculado del PPC a la hora de los ensayos.

- Respuesta temporal de control de potencia activa: Se aplicará una variación del tipo escalón en la consigna de potencia activa de $\pm 10\%$ de la potencia nominal del inversor/aerogenerador.

Se registrará la tensión, la corriente, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en bornes del inversor/aerogenerador.

- Respuesta temporal de control de potencia reactiva: Se aplicará una variación del tipo escalón en la consigna de potencia reactiva de $\pm 10\%$ de la potencia nominal del inversor/aerogenerador.

Se registrará la tensión, la corriente, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en bornes del inversor/aerogenerador.

- Verificación de la curva de capacidad: Se variará el punto de operación del inversor/aerogenerador con el objetivo de verificar la capacidad de absorción e inyección de potencia activa/reactiva en régimen permanente en bornes del inversor/aerogenerador.

Se deberá verificar el punto de operación durante al menos un minuto tanto en el límite de inyección como de absorción de potencia reactiva para cada nivel de potencia activa definido al comienzo de la sección.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en bornes del inversor/aerogenerador.

- **Ensayos a nivel planta (PPC):**

Las pruebas que se detallan a continuación se realizarán sobre el control conjunto de planta (PPC) con la totalidad de los inversores/aerogeneradores en servicio.

- Ensayos al control de potencia activa:

Estos ensayos permiten verificar la capacidad de la central para aumentar o reducir la potencia activa en forma controlada.

- Respuesta temporal de control de potencia activa: Operando la central con suficiente margen de potencia activa, se aplicará un cambio del tipo escalón en la consigna de potencia activa del control conjunto de la planta (PPC) de $\pm 10\%$ de la potencia nominal de la central.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

- Medición de tasa de incremento y reducción de carga: Operando la central con carga reducida, se cambia la consigna de potencia activa en el sistema de control con la finalidad de poder evaluar la tasa de incremento y reducción de carga en [MW/min].

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

- Ensayos de respuesta al escalón operando en control de frecuencia/potencia (modo 'droop'): En caso de que el control conjunto de planta (PPC) disponga de control de frecuencia/potencia con estatismo u otro tipo de control que relacione la potencia activa con la frecuencia, se deberá aplicar un cambio del tipo escalón, tanto positivo como negativo, en la referencia o medición de frecuencia que permita la medición del tiempo de retardo, crecimiento y establecimiento. Este ensayo se deberá realizar para niveles



de carga baja, media y alta.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

- Ensayo de respuesta ante variaciones normales de la frecuencia de la red: En caso de que el control conjunto de planta (PPC) disponga de control de frecuencia/potencia con estatismo (modo 'droop'), se deberán obtener registros que muestren la variación de la potencia activa ante variaciones normales de la frecuencia de red con el objetivo de poder establecer el valor de la banda muerta y el estatismo del control de frecuencia/potencia. Este ensayo se deberá realizar para niveles de carga baja, media y alta.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

- Ensayos al control de potencia reactiva / tensión:

Estos ensayos permiten verificar el desempeño del control de tensión y potencia reactiva de la central para distintas condiciones de disponibilidad del recurso primario, considerando al menos, condiciones de carga baja, media y alta.

- Respuesta temporal del control de potencia reactiva: Operando la central con suficiente margen de potencia reactiva, se aplicará un cambio del tipo escalón en la consigna de potencia reactiva del control conjunto de la planta (PPC) de $\pm 10\%$ de la potencia nominal del parque.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

- Respuesta temporal del control de factor de potencia: Operando la central con suficiente margen de potencia reactiva, se aplicará un cambio del tipo escalón en la consigna de factor de potencia del control conjunto de la planta (PPC) de forma tal que produzca una variación de $\pm 10\%$ en la potencia reactiva del parque.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

- Respuesta temporal del control de tensión: Operando la central dentro del margen normal de tensión, se aplicará un cambio del tipo escalón en la consigna tensión del control conjunto de la planta (PPC) de aproximadamente $\pm 2\%$ de la tensión nominal del parque.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

En caso de que el control conjunto de planta (PPC) incluya otros modos de control de tensión, los mismos deberán ser ensayados utilizando los criterios establecidos anteriormente.

- Verificación de la curva de capacidad:

Se variará el punto de operación de la central con el objetivo de verificar la capacidad de absorción e inyección de potencia activa/reactiva en régimen permanente en el punto de interconexión POI.

Se deberá verificar el punto de operación durante al menos un minuto tanto en el límite de inyección como de absorción de potencia reactiva para cada nivel de potencia activa definido al comienzo de la sección.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en



el POI.

En caso de que la central no posea PPC, estos ensayos deberán realizarse sólo a nivel inversor/aerogenerador.

- **Lógicas 'Fault Ride-Trough':**

Para las lógicas FRT de tensión y de frecuencia no se requiere efectuar ensayos en terreno, sino que sólo será necesario adjuntar las certificaciones o los ensayos de fábrica, en donde se muestren claramente los valores de tensión, potencia activa, frecuencia y corriente activa y reactiva, y tiempos de desconexión de los inversores/aerogeneradores.

2.6.3 Ensayos requeridos para equipos de compensación de energía reactiva

Los ensayos que se detallan en esta sección tienen por finalidad obtener un modelo validado del sistema de control de los equipos de compensación reactiva como los CER, SVC, STATCOM, etc. que represente el comportamiento dinámico de estos.

- Ensayos al control de potencia reactiva / tensión:

Con el equipo operando con suficiente margen de potencia reactiva, se verificará el desempeño del control de potencia reactiva/tensión mediante la aplicación de un cambio del tipo escalón en la consigna de potencia reactiva y/o tensión en su controlador del 20% de la potencia nominal del equipo.

Se registrará la tensión, la corriente, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

- Transitorios ante perturbaciones en la red:

En caso de ser posible su coordinación con el operador del SIN, se registrará el desempeño del equipo ante eventos de maniobra o perturbaciones en la red eléctrica, como ser:

- Variaciones del tipo escalón en la referencia del control de tensión de instalaciones aledañas.
- Conexión/desconexión de bancos de capacitores shunt o reactores de compensación instalados en la red.
- Respuesta frente a variaciones de la tensión de red ante maniobras operativas como ser cambios de tap de transformador de salida.

Se registrará la tensión, la corriente, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

- Verificación de la curva de capacidad:

Se variará el punto de operación del compensador estático con el objetivo de verificar el cumplimiento de la capacidad de absorción e inyección de potencia reactiva en régimen permanente en función de la tensión en el Punto de Conexión del compensador con el SIN.

Se registrará la tensión, la corriente, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.



2.6.4 Ensayos requeridos para equipos de compensación de energía activa

Los ensayos que se detallan en esta sección tienen por finalidad obtener un modelo validado del sistema de control de los equipos de compensación de energía activa como los SAEb, que represente el comportamiento dinámico de estos.

- **Ensayos a nivel inversor:**

Las pruebas que se detallan a continuación se realizarán sobre al menos uno de los inversores del SAEb, el cual deberá estar desvinculados del PPC a la hora de los ensayos.

- Respuesta temporal de control de potencia activa: Se aplicará una variación del tipo escalón en la consigna de potencia activa de $\pm 10\%$ de la potencia nominal del inversor. Este ensayo se deberá realizar para niveles de carga baja, media y alta.

Se registrará la tensión, la corriente, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en bornes del inversor.

- Respuesta temporal de control de potencia reactiva: Se aplicará una variación del tipo escalón en la consigna de potencia reactiva de $\pm 10\%$ de la potencia nominal del inversor. Este ensayo se deberá realizar para niveles de carga baja, media y alta.

Se registrará la tensión, la corriente, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en bornes del inversor.

- Verificación de la curva de capacidad: Se variará el punto de operación del inversor con el objetivo de verificar la capacidad de absorción e inyección de potencia activa/reactiva en régimen permanente en bornes del inversor.

Se deberá verificar el punto de operación durante al menos un minuto tanto en el límite de inyección como de absorción de potencia reactiva para cada nivel de potencia activa definido al comienzo de la sección.

Estos ensayos deberán ser realizados en tres niveles de inyección de potencia activa: negativo, nulo y positivo.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en bornes del inversor.

- **Ensayos a nivel planta (PPC):**

Las pruebas que se detallan a continuación se realizarán sobre el control conjunto de planta (PPC) del SAEb con la totalidad de los inversores en servicio.

- Ensayos al control de potencia activa:

Estos ensayos permiten verificar la capacidad de la central para aumentar o reducir la potencia activa en forma controlada. Estos ensayos deberán ser realizados en tres niveles de inyección de potencia activa: negativo, nulo y positivo.

- Respuesta temporal de control de potencia activa: Operando la central con suficiente margen de potencia activa, se aplicará un cambio del tipo escalón en la consigna de potencia activa del control conjunto de la planta (PPC) del SAEb de $\pm 10\%$ de la potencia nominal de la central.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.



- Medición de tasa de incremento y reducción de carga: Operando con carga reducida, se deberá cambiar la consigna de potencia activa en el PPC del SAEb con la finalidad de poder evaluar la tasa de incremento y reducción de carga en [MW/min]. Los cambios de consigna deberán ser tanto positivo como negativo y de amplitud equivalente al menos del 10% de la potencia nominal del SAEb.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

- Ensayos de respuesta al escalón operando en control de frecuencia/potencia (modo 'droop'): En caso de que el control conjunto de planta (PPC) disponga de control de frecuencia/potencia con estatismo u otro tipo de control que relacione la potencia activa con la frecuencia, se deberá aplicar un cambio del tipo escalón, tanto positivo como negativo, en la referencia o medición de frecuencia de amplitud tal que genere la absorción como inyección de potencia activa desde y hacia el SIN respectivamente.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

- Ensayo de respuesta ante variaciones normales de la frecuencia de la red: En caso de que el control conjunto de la planta (PPC) del SAEb disponga de control de frecuencia/potencia con estatismo u otro tipo de control que relacione la potencia activa con la frecuencia, se deberán obtener registros que muestren la variación de la potencia activa ante variaciones normales de la frecuencia de red con el objetivo de poder establecer el valor de la banda muerta y el estatismo del control de frecuencia/potencia.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

- Ensayo de verificación del Estado de Carga (SoC): Operando el SAEb con un SoC cercano al 100%, se dejará conectado al SIN inyectando potencia activa hasta que comience a descargarse y llegue a un SoC de 0%. Una vez descargado, se deberá cargar el SAEb absorbiendo potencia activa hasta llegar a un SoC del 100%.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI, así como también estado de carga del SAEb desde algún sistema registrador de planta.

- Ensayos al control de potencia reactiva / tensión:

Estos ensayos permiten verificar el desempeño del control de tensión y potencia reactiva del SAEb para condiciones de inyección de potencia activa negativa, nula y positiva.

- Respuesta temporal del control de potencia reactiva: Operando el SAEb con suficiente margen de potencia reactiva, se aplicará un cambio del tipo escalón en la consigna de potencia reactiva del control conjunto de la planta (PPC) de $\pm 10\%$ de la potencia nominal del SAEb. Esto se realizará para condiciones tanto de inyección como de absorción de reactivo.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.



- **Respuesta temporal del control de factor de potencia:** Operando el SAEb con suficiente margen de potencia reactiva, se aplicará un cambio del tipo escalón en la consigna de factor de potencia del control conjunto de la planta (PPC) de forma tal que produzca una variación de $\pm 10\%$ en la potencia reactiva del SAEb. Esto se realizará para condiciones tanto de inyección como de absorción de reactivo.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.
- **Respuesta temporal del control de tensión:** Operando el SAEb dentro del margen normal de tensión, se aplicará un cambio del tipo escalón en la consigna tensión del control conjunto de la planta (PPC) de aproximadamente $\pm 2\%$ de la tensión nominal del SAEb. Esto se realizará para condiciones tanto de inyección como de absorción de reactivo.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

En caso de que el control conjunto de planta (PPC) del SAEb incluya otros modos de control de tensión, los mismos deberán ser ensayados utilizando los criterios establecidos anteriormente.
- **Verificación de la curva de capacidad:**

Se variará el punto de operación de la central con el objetivo de verificar la capacidad de absorción e inyección de potencia activa/reactiva en régimen permanente en el punto de interconexión POI.

Se deberá registrar el punto de operación durante al menos un minuto tanto en el límite de inyección como de absorción de potencia reactiva para cada nivel de potencia activa definido al comienzo de la sección.

Estos ensayos deberán ser realizados en tres niveles de inyección de potencia activa: negativo, nulo y positivo.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

En caso de que la central no posea PPC, estos ensayos deberán realizarse sólo a nivel inversor.



2.7 Modelo matemático

A continuación, se presentan los lineamientos generales para el modelamiento matemático de instalaciones del SIN con el objeto de evaluar los modelos estáticos y dinámicos que deberán desarrollar y entregar los Agentes de Mercado.

El objetivo de los modelos matemáticos desarrollados es representar el comportamiento de la unidad de generación, parque de generación o equipo de compensación cuando se encuentra interconectada al SIN para su inclusión en la base de datos sistémica.

Los lineamientos y exigencias mínimas de modelamiento presentados no pretenden cubrir todos y cada uno de los aspectos relacionados con la implementación, comportamiento y validación de los modelos. Por lo tanto, será responsabilidad del Agente de Mercado que el modelo de su instalación, para los distintos tipos de estudios requeridos, sea desarrollado y validado de acuerdo con las mejores prácticas de ingeniería y estado del arte en la materia, y en cumplimiento con la normativa vigente.

Los modelos deben entregarse de forma abierta y descriptada en la herramienta de simulación requerida por el CND. Estos modelos pueden ser desarrollados 'ad hoc' o propios de la librería de la herramienta de simulación.

2.7.1 Características, rangos de operación y validez de los modelos

A continuación, se señalan aquellos requerimientos generales en lo relacionado con sus características principales, rangos de operación y validez:

- Los modelos serán del tipo RMS o PDT (por sus siglas en inglés '*Phasor-Domain Transients*') que permitan el estudio y análisis de estabilidad de fenómenos transitorios electromecánicos.
- Los modelos deberán reflejar las características específicas del sitio o punto de conexión y de control de la instalación tal como se conectará finalmente al SIN.
- Los modelos implementados deberán ser capaces de representar correctamente la operación de la instalación en todo el rango operativo declarado de la misma cuando se encuentren interconectada al SIN.
- Los modelos deberán representar el funcionamiento y respuesta de la instalación tanto en estado estacionario como ante perturbaciones del tipo electromecánicas. Entre las perturbaciones se deberán considerar, al menos, las siguientes:
 - Cambios de referencia/consigna en variables como tensión, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia, frecuencia, etc. de los principales sistemas de control de la instalación.
 - Fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas, balanceadas y desbalanceadas, con y sin impedancia de falla.
- Los modelos deberán incluir cualquier no linealidad relevante: límites, funciones aritméticas o matemáticas, bandas muertas o saturación, etc.
- Los modelos deberán ser autocontenidos, por lo que no deben existir referencias ni la



necesidad de usar bases de datos o archivos externos.

- Cualquier modo de control que dispongan los modelos deben poder ser activados/desactivados mediante un parámetro tipo booleano.

2.7.2 Conformación del modelo

El modelo deberá incorporar, como mínimo, la representación de todo el equipamiento relevante, y dependiendo del tipo de instalación y tecnología, al menos los siguientes:

- Transformador elevador AT/MT, indicando el tipo de cambiador de tomas (en vacío o bajo carga), el rango de posiciones disponibles y la posición de operación normal.
- Dependiendo de la tecnología: Generador sincrónico, equipo de compensación o equivalente eléctrico del conjunto de inversores/aerogeneradores/motores y su red de media tensión interna.
- Dependiendo de la tecnología: Control de tensión, potencia reactiva y/o factor de potencia en bornes del generador sincrónico o en el Punto de Conexión del parque.
- Dependiendo de la tecnología: Control de carga/velocidad del generador sincrónico o de frecuencia/potencia del parque.
- Para el caso de tecnologías basadas en convertidores electrónicos, se deben considerar las lógicas de 'Fault Ride Through' (LVRT, HVRT, etc.) y sus protecciones asociadas. Estas lógicas deben ser posible de desactivar dentro del modelo general, en caso de ser necesario.

2.7.3 Implementación

A continuación, se señalan algunos requerimientos específicos de la implementación de los modelos y deberá considerar al menos lo siguiente:

- La implementación de los modelos dinámicos debe realizarse en el software y versión que determine el CND. Actualmente se solicita la versión v.33 de PSS®E de Siemens PTI.
- Portabilidad de los modelos: Se debe garantizar la "portabilidad" de los modelos matemáticos, tanto a versiones futuras de PSS®E como a otros posibles simuladores digitales de transitorios electromecánicos. Es decir, no se aceptará un modelo compilado sin la estructura de archivos que permita compilarlo en otras versiones.
- En caso de entregar un modelo de usuario es necesario incluir el archivo fuente en formato FLECS o FORTRAN (.flx o .for) para cada subsistema representado (generador, RAT, RAV o RAV, PSS, OEL, UEL, etc.). Estos archivos deberán estar acompañados de su respectivo manual de usuario que contenga toda la información relacionada al modelo que representa, es decir, que se muestre el o los diagrama/s de bloque constitutivos como así también las hojas de parámetros y variables (CONS, ICONs, STATEs, VARs) juntamente con una descripción detallada de los mismos y sus unidades de medida, rango de validez de parámetros y toda otra información que permita el correcto uso e interpretación del funcionamiento de los modelos dinámicos de la nueva instalación. Esto asegura la portabilidad de los modelos a nuevas versiones de la herramienta de simulación.
- Modelos requeridos para parques ERNC: El Agente de Mercado debe entregar un modelo homologado válido tanto para pequeña como para gran señal. En caso de no disponerse de un modelo abierto provisto por el fabricante, se puede validar la respuesta a gran señal basándose en la comparativa de un modelo de librería contra el modelo encriptado del fabricante.
- En el caso particular en que no sea posible representar y homologar mediante un modelo de



librería PSS®E de Siemens PTI algún lazo de control o protección del modelo del fabricante en forma adecuada, el Agente de Mercado deberá entregar el código fuente del modelo del fabricante en formato FLECS o FORTRAN (.flx o .for), para el simulador PSS®E de Siemens PTI (en la versión que indique el CND). En este caso, no serán aceptados modelos en formato de archivos ya compilados (.dll, .lib, .obj).

- Si no fuese posible para el Agente de Mercado disponer del código fuente del modelo del fabricante deberá desarrollar, mediante un consultor especializado, un nuevo modelo de usuario (modelo desarrollado), para entregar y validar en forma completa su funcionamiento respecto del modelo del fabricante, de acuerdo con la metodología que se expone en los siguientes apartados.

2.7.4 Desempeño del modelo

El desempeño del modelo dinámico debe ser tal que se cumpla lo siguiente:

- Se debe garantizar que la inicialización del modelo para distintas condiciones operativas no arroje mensajes de advertencias ni errores de convergencia numérica.
- El modelo debe funcionar de manera óptima para pasos de integración definidos por el CND (se sugiere entre 2 ms y 5 ms).
- El modelo deberá ser numéricamente estable para un tiempo de simulación de hasta cinco minutos, demostrando que las magnitudes de tensión, frecuencia, potencia activa y potencia reactiva se mantengan constantes durante una simulación dinámica sin perturbaciones (simulación plana).
- Durante simulaciones dinámicas que presenten una perturbación originada por una contingencia simple, el modelo no debe arrojar errores de convergencia ni mensajes advertencias.

2.7.5 Validación del modelo

La validación de los modelos de cada unidad o parque de generación debe ser realizada de acuerdo con los lineamientos que se exponen a continuación y utilizando la herramienta de simulación definida por el CND.

- Unidades de generación sincrónica

Contra registros de ensayos en campo, simulando pequeñas perturbaciones (variaciones del tipo escalón en las referencias de tensión, potencia, frecuencia, etc.) según lo establecido en el capítulo 2.6.1.

- Parques de generación ERNC y equipos de compensación

En primer lugar, a nivel del modelo del aerogenerador/inversor equivalente:

- Contra registros de ensayos en campo, simulando pequeñas perturbaciones (escalones en las referencias de tensión, potencia, frecuencia, etc.) según lo establecido en el capítulo 2.6.
- En caso de corresponder, se deberá validar la respuesta en gran señal, principalmente mediante la simulación de fallas trifásicas, frente al modelo provisto por el fabricante.

En segundo lugar, a nivel del modelo del parque en su punto de conexión con la red (PPC):

- Contra registros de ensayos en campo, simulando pequeñas perturbaciones (escalones en las referencias de tensión, potencia, frecuencia, maniobras de capacitores, etc.) según lo establecido en el capítulo 2.6. Esta validación debe realizarse para todos los



posibles modos de control disponibles en el PPC del parque ERNC.

Por último, simulaciones de grandes perturbaciones cercanas al punto de conexión del parque ERNC:

- El Agente de Mercado deberá realizar simulaciones de “huecos de tensión”, cortocircuitos y grandes variaciones de frecuencia. Estas simulaciones deberán ser realizadas con el modelo matemático ya validado con el objetivo de verificar la robustez de este. Se deberán obtener gráficas que muestren la evolución temporal de las principales variables eléctricas en el punto de conexión del parque (potencia activa, potencia reactiva, tensión, corriente reactiva, corriente activa y frecuencia eléctrica).

2.7.6 Actualización de modelos

El Agente del Mercado deberá realizar una actualización de los modelos dinámicos en las unidades de generación, parques de generación o equipos de compensación según corresponda:

- Modernizaciones

En un plazo no mayor a 45 días hábiles luego de que una unidad, planta de generación o equipo de compensación fuera modernizado en alguno de sus sistemas de control de generación (estabilizador del sistema de potencia, sistema de control reactivo/tensión, sistema de excitación, sistema de control de frecuencia/potencia, etc.), se deberán realizar los ensayos correspondientes y validar los nuevos modelos matemáticos. Los modelos matemáticos que deberán enviarse corresponden al elemento modernizado. No será necesario revalidar los modelos matemáticos de aquellos elementos que no fueran modificados.

- Cambio de parámetros

En un plazo no mayor a 45 días hábiles luego de que una unidad, planta de generación o equipo de compensación sufra una modificación en el ajuste de alguno de los parámetros correspondiente a los sistemas de control de generación (estabilizador del sistema de potencia, sistema de control reactivo/tensión, sistema de excitación o sistema de control frecuencia/potencia, etc.) pero sin afectar la estructura de estos. En este caso, se acordará entre el Agente de Mercado y el CND las pruebas de validación necesarias dependiendo de los parámetros modificados y sólo se incluirá en el informe entregado al CND la validación de dichos parámetros.

- Desempeño inadecuado de modelos

Si se identifican diferencias entre la respuesta de las unidades de generación, parques de generación o equipos de compensación y sus modelos matemáticos declarados, el CND enviará un reporte al Agente del Mercado en el cual deberá detallar las condiciones operativas en las que se evidenció el desempeño inadecuado y los registros utilizados para dicha verificación. En este caso, se acordará entre el Agente de Mercado y el CND las pruebas de validación necesarias.



2.8 Entregables del proceso de validación de modelos dinámicos

Dentro del proceso de homologación de modelos dinámicos, se debe entregar al CND lo siguiente:

- Un procedimiento de ensayos previo a la realización de las pruebas.
- Un informe de homologación de modelos dinámicos que sustente todo el proceso.
- Los registros de los ensayos realizados y utilizados en el proceso de homologación.
- Un archivo, en el formato de la herramienta de simulación definida por el CND, que contenga los modelos dinámicos de la instalación en estudio.

2.8.1 Procedimiento de ensayos

El informe donde quede plasmado el procedimiento de ensayos se debe presentar en formato PDF.

El informe debe contener una descripción general de la instalación y de su ubicación dentro del SIN. Se deben indicar qué unidades estarán involucradas en los ensayos y sus principales características técnicas.

El informe debe tener bien especificada la metodología de ensayos a aplicar y cómo se van a adquirir los registros necesarios para la validación. Se debe hacer una breve explicación de los equipos de adquisición de datos a utilizar o de los sistemas de control cuyas tendencias sean posible de exportar a un formato del tipo texto plano para su posterior tratamiento. Se debe incluir una breve explicación de cómo deberán ser conectados los equipos de medición en caso de que se requieran.

Es necesario que queden especificados los roles y responsabilidades de cada uno de los participantes durante las pruebas como así también el personal de apoyo que se requiera.

Se deberá explicar cada uno de los ensayos que son factibles de realizar en la unidad o central de generación conforme a lo especificado en el capítulo 2.6 y de acuerdo con el tipo de prueba que se requiera, es decir, por ejemplo, con la unidad o central de generación sincronizada a la red o en vacío.

Cada uno de los ensayos propuestos deberá tener definido la magnitud (o rangos) de perturbación a aplicar y el tiempo aproximado de duración como así también cuáles son los sistemas de control que estarán involucrados en las pruebas. Se deberá indicar las condiciones operativas requeridas como ser niveles de potencia activa, potencia reactiva, tensión de terminales o en el POI.

Por último, se deberá adjuntar un cronograma diario tentativo donde se especifiquen los ensayos a realizar y la duración estimada de los mismos.



2.8.2 Informe de homologación

El informe de homologación de modelos dinámicos se debe presentar en formato PDF.

El informe debe partir con una descripción detallada de la instalación, su ubicación dentro del SIN y presentar los diagramas unifilares de la central. Además, se debe indicar el tipo de generación o equipo de compensación, modelo, fabricante y las principales características técnicas (potencia nominal aparente, factor de potencia nominal, velocidad nominal, potencia activa nominal, potencia máxima, mínimo técnico, tensión nominal, etc.).

En caso de centrales ERNC, se debe especificar además la cantidad y características de los aerogeneradores o paneles, números de inversores como así también su modelo y fabricante, longitud de los circuitos de conexión (sistema colector), características de los transformadores de conexión (de bloque) y descripción de los sistemas de control de planta.

Para el desarrollo, se recomienda presentar los temas en el mismo orden en el que se presentan a continuación, aunque se puede utilizar otra estructura mientras abarque todo lo requerido.

- Ejecución de ensayos

A lo largo del informe será necesario presentar los resultados obtenidos durante los ensayos. Para ello, se deberá considerar al menos los siguientes puntos:

- Fechas de ejecución de cada uno de los ensayos.
- Descripción del equipamiento utilizado para el registro de los ensayos.
- Nombre de la persona o las personas responsables de las pruebas de validación.
- El detalle de cada una de las maniobras realizadas, indicando los montos porcentuales o absolutos de los escalones aplicados, los cambios de consignas o valores de referencia, las modificaciones en los ajustes que se tuvieron que realizar, las conexiones/desconexiones de instalaciones, etc.
- El resultado de los ensayos, mostrando las variables eléctricas que permitan calcular los indicadores de desempeño y contrastar los registros con las simulaciones al modelo dinámico validado. Todas las gráficas deben tener un título claro, etiquetas en los ejes y unidades de medida, y una escala apropiada en ambos ejes.
- Para los ensayos al control de potencia activa se deben calcular y/o verificar al menos los siguientes indicadores: tiempo de establecimiento, tasa de incremento y reducción de carga, estatismo y banda muerta.
- Para los ensayos al control de potencia reactiva/tensión se deben calcular al menos los siguientes indicadores: tiempo de crecimiento y establecimiento, sobreoscilación o sobrevalor, bandas muertas y estatismo de potencia reactiva, según corresponda.

- Desarrollo de modelos matemáticos

En dicho/s capítulo/s se debe abordar el desarrollo de los modelos matemáticos que permitan tener una adecuada representación tanto estática como dinámica de la instalación y debe contener al menos los siguientes puntos:

- Aspectos generales de la instalación:



- Modelo, marca y hoja de datos de los principales equipos.
 - Diagramas de bloques funcionales de cada sistema de control provisto por el fabricante o especificada en alguna literatura técnica relacionada.
 - Documentación del fabricante utilizada para la modelación.
 - Los diagramas de bloques que implementa el modelo de cada controlador con una tabla que contenga los parámetros del modelo dinámico junto con una descripción, el valor final del modelo y las unidades de medida de cada uno de estos.
 - Descripción de cada modo de control disponible, indicando las limitaciones operacionales. Informar el modo de control durante la operación normal de la unidad o de la central.
 - En caso de haberse realizado una modificación temporal en algún ajuste de los sistemas de control durante los ensayos en terreno, se debe especificar los valores utilizados para la validación.
 - Incorporación de información suficiente que permita validar el modelo implementado. En el caso de utilizar supuestos, estos deben estar justificados.
- Validación de los modelos dinámicos

En este capítulo se debe abordar la implementación del modelo dinámico en el software PSS®E de Siemens PTI y debe contener al menos los siguientes puntos:

 - Comparación de los registros de ensayos con la respuesta del modelo simulado para cada una de las pruebas realizadas.
 - Valores de normalización de las unidades físicas a por unidad, tanto de las señales de entrada como las de salida de los diagramas de bloques.
 - En el caso de que un sistema de control disponga más de un modo de operación, indicar cuáles son los parámetros del modelo dinámico que deben modificarse para activar, desactivar y/o cambiar cada modo de control.
 - Anexos

En este capítulo se debe incluir toda aquella información utilizada para el desarrollo del informe y debe contener al menos los siguientes puntos:

 - Curvas características utilizadas para obtener parámetros de generador.
 - Datos de placa de generadores, transformadores, turbinas, etc.
 - Diagramas adicionales que sirvan para un mayor entendimiento de los sistemas de control.
 - Ajustes de las protecciones que puedan operar ante perturbaciones en el SIN.



2.8.3 Registros de ensayos

Los archivos con los registros de ensayos utilizados para la homologación de los modelos dinámicos deben ser adaptados para que su estructura y formato sean aptos poder ser reproducidos por cualquier software de procesamiento de datos. Para ello será necesario que los mismos tengan un formato numérico abierto como por ejemplo un archivo 'csv' (de sus siglas en ingles '*Comma Separated Values*'). Además, para poder comparar fácilmente los resultados de las simulaciones dinámicas con los registros de los ensayos, se solicita indicar las variables eléctricas o señales de control que representan cada una de las columnas de los archivos en los encabezados de estos o indicarlos en un archivo anexo como así también incluir dentro del informe de homologación una tabla donde se pueda correlacionar cada registro con su caso de validación correspondiente.

Se requerirá que todos los registros de ensayos que hayan sido utilizados para la validación de los distintos modelos y que se muestren dentro del informe de validación, sean entregados en el mismo formato especificado anteriormente.

2.8.4 Archivos de simulación

Se deberá entregar un archivo de simulación que contenga las pruebas con el modelo de la unidad o central de generación en estudio. A continuación, se detalla los requerimientos mínimos a considerar.

El archivo de simulación deberá contener sólo el modelo dinámico en estudio y un elemento equivalente para representar el resto del SIN (banco de prueba conocido como '*Single Machine Infinite Bus*'). Se deben respetar los siguientes lineamientos con el objetivo de normalizar la estructura de los archivos a entregar:

- Cada unidad o parque de generación deberá contar con su correspondiente juego de archivos PSS@E debidamente identificados, a saber:
 - Archivos de simulación estática: Se solicita incluir un banco de pruebas que incorpore el modelo equivalente del generador junto con sus distintos controladores en formato PSS@E. Este banco de pruebas será utilizado para llevar a cabo estudios de flujo de cargas y cortocircuitos. En el caso de los modelos de unidades sincrónicas, se requiere proporcionar un archivo .sav que contenga la información de la red de prueba.

Para los modelos de plantas fotovoltaicas y parques eólicos, además del archivo .sav, es necesario suministrar un archivo .sld que detalle la topología de la red interna de media tensión del parque. Esto es válido tanto para el modelo de la red desarrollada del parque como para el modelo de la red equivalente del parque. Todos estos archivos deben ser entregados dentro de una carpeta llamada "sav".
 - Archivos de simulación dinámica: Se requiere proporcionar los archivos de parámetros (archivo tipo 'dyr') correspondientes a los modelos dinámicos utilizados en el banco de pruebas. Estos archivos contienen los parámetros de los distintos modelos dinámicos utilizados en el proceso de validación en formato PSS@E. Estos archivos deben ser entregados dentro de una carpeta llamada "dyr".



- Archivos de automatización: Se requiere proporcionar un archivo en formato Python (archivo tipo *'py'*) apto para ser utilizado en PSS@E, que permita reproducir de manera automatizada las simulaciones realizadas sobre los modelos desarrollados. Estos archivos deben entregarse dentro de una carpeta denominada **"py"**.
- Si se proporciona un modelo de usuario, es imprescindible incluir el archivo fuente en formato FLECS o FORTRAN (archivos tipo *'fix'* o *'for'*). Estos archivos deben ir acompañados de un manual de usuario que describa cada uno de los bloques constitutivos. En el capítulo 2.9 de la presente guía se incorpora una plantilla modelo para poder generar el manual de usuario correspondiente. Para organizar estos archivos, deben incluirse en una carpeta denominada **"for"** o **"fix"**. Se deberán entregar los modelos compilados en un archivo de extensión *.dll* para su inmediata ejecución apto para la versión que disponga el CND.



2.9 Plantilla para el manual de modelos de usuarios en PSS®E

En caso de que se deba presentar un modelo de usuario desarrollado por alguna consultora, se requiere que el modelo venga acompañado de un manual donde se describan cada uno de los bloques que fueron implementados. Para cada bloque o sistema se deberá incluir los siguientes puntos:

- Nombre del modelo definido por el usuario:
- Descripción:
- Variables de entrada:
- Variables de salida:

Descripción de variables

Se deben adjuntar las siguientes tablas:

CONs	#	Valor	Descripción
J			
J+1			
J+2			
J+3			
J+4			
J+5			
J+6			
J+7			
J+8			
J+9			
J+...			
ICONs	#	Valor	Descripción
M			
M+1			
M+2			
M+3			
M+...			



STATES	#	Valor	Descripción
K			
K+1			
K+2			
K+3			
K+4			
K+5			
K+6			
K+7			
K+8			
K+9			
K+...			

VARs	#	Valor	Descripción
L			
L+1			
L+2			
L+3			
L+...			

Formato de especificación en el archivo .for o .flx

Ejemplo: IBUS, 'USRMDL', ID, MODEL_NAME, 0, N° ICONs, N° CONs, N° STATES, N° VARs, ICON(M) to ICON (M+...), CON(J) to CON(J+...), STATE(K) to STATE(K+...), VARs(L) to VARs(L+...)/

Diagrama en bloques

(Insertar el diagrama de bloques implementado en el modelo de usuario)



3 REFERENCIAS

- [1] Reglamento de Operación – CND
- [2] Código de redes fotovoltaico – Normas técnicas, operativas y de calidad, para la conexión de los sistemas de centrales solares y centrales solares con tecnología fotovoltaica al sistema interconectado nacional (SIN) – CND
- [3] Código de redes eólico – Normas técnicas, operativas y de calidad, para la conexión de la generación eléctrica eólica al sistema interconectado nacional (SIN) – CND
- [4] Reglamento del Mercado Eléctrico Regional – CRIE

ANEXO B

COMENTARIOS PRESENTADOS POR LOS REPRESENTANTES