red eléctrica
Una empresa de Redeia

Validación de Modelos Dinámicos para el PO9

Versión - Fecha	Comentarios
V0 – 09/04/2025	Primera versión (borrador)
V1 – 01/10/2025	Publicación en la web externa

Contenido

1 Objetivo 3
2 Alcance 3
2.1 Marco normativo 3
2.2 Responsabilidad 3
2.3 Agrupaciones e Hibridaciones 3
2.4 Almacenamiento con baterías 5
2.5 Habilitación para servicios de ajuste 5
3 Recepción de la información 5
4 Documentación a entregar 5
4.1 Modelos certificados 5
4.2 Modelos de usuario no certificados 6
4.3 Modelos de librería 6
4.4 Modelos de Red Eléctrica 6
5 Informe de validación 7
6 Instalaciones con varios fabricantes 7
7 Hibridaciones 8
8 Dispositivos FACTS 9
9 Requisitos de los modelos dinámicos 9
10 Confirmación de la validación 10
11 Cartas previas emitidas por Red Eléctrica 10
12 ¿Tienes más preguntas? 10
13 Glosario 11

1 Objetivo

El propósito de este documento es resumir cómo debe realizarse la validación de modelos dinámicos requeridos durante el proceso de puesta en servicio de instalaciones de generación.

2 Alcance

Los modelos dinámicos son un requisito para la obtención de la Notificación Operacional Definitiva (FON) de aquellas instalaciones de generación que se conecten a la Red de Transporte (RdT). También si se conectan a la Red de Distribución (RdD) y tienen una **capacidad máxima** (definición según Reg UE 2016/631) superior a 10 MW en el sistema eléctrico peninsular (SEPE) o 1 MW en los sistemas eléctricos no peninsulares (SENP).

2.1 Marco normativo

El marco normativo por el cual se sustenta este requerimiento está recogido en el procedimiento de operación para el sistema eléctrico 9: Información intercambiada por el operador del sistema, i.e. *P.O.9 y P.O. SENP 9*. Los modelos recibidos están sujetos a las condiciones de confidencialidad de la información establecida en dicha normativa.

2.2 Responsabilidad

El cumplimiento de este requisito es responsabilidad del propietario de la instalación de generación de electricidad, aunque se facilita la colaboración entre fabricantes y Red Eléctrica para simplificar el proceso.

2.3 Agrupaciones e Hibridaciones

Para agrupaciones, se aplica el criterio del apartado 2 a la suma de capacidad de las instalaciones del mismo tipo de módulo de generación de electricidad (MGE) para determinar si debe aportar el modelo dinámico. Se distinguen dos tipos de módulos de generación: Módulo de Parque Eléctrico (MPE) y Módulo de Generación de Electricidad Síncrono (MGES).

Si existiesen varias instalaciones agrupadas de fuentes de energía diferentes, pero del mismo tipo de módulo, se tendrá como referencia para aplicar el criterio del apartado 2 la suma de las **capacidades máximas** de las instalaciones que conforman dicho tipo de módulo. No obstante, en el caso de hibridaciones, si la **capacidad máxima** del conjunto hibridado no supera el umbral del apartado 2, no se pedirá el modelo dinámico de ninguna de las instalaciones que conforman dicha hibridación.

Ejemplo 1: si una nueva planta eólica (MPE) de 20 MW conectada a la Red de Distribución en SEPE se hibrida con una nueva planta fotovoltaica (MPE) de 5 MW, se solicitará el modelo dinámico tanto de la planta eólica como de la planta fotovoltaica por ser del mismo tipo de módulo y sumar una potencia superior a 10 MW (ver Figura 1). No obstante, si se hubiera hibridado con una planta de generación síncrona de 5 MW, no se requeriría el modelo dinámico del MGES por ser otro tipo de módulo que individualmente no supera el umbral de 10 MW (ver Figura 2).

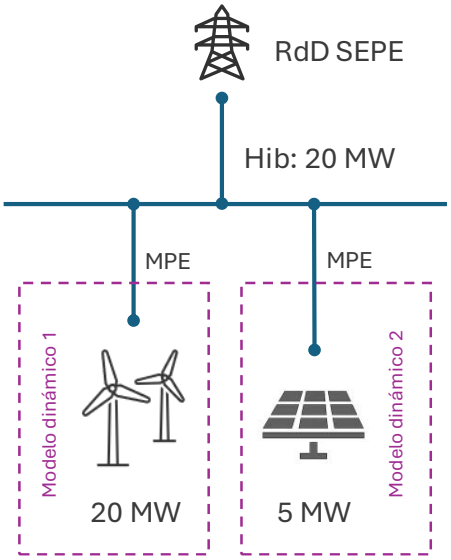

Figura 1: Ejemplo 1 – Hibridación con fotovoltaica

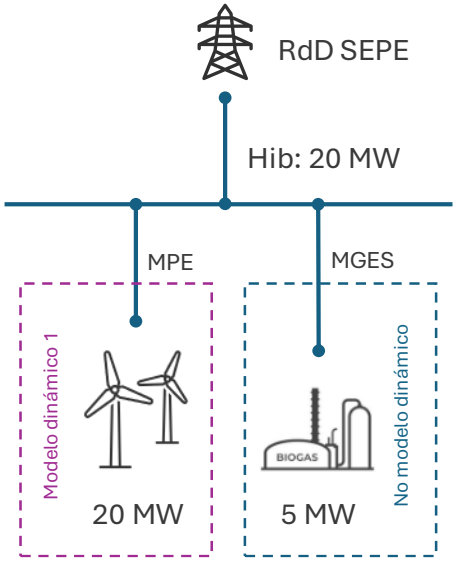

Figura 2: Ejemplo 1 – Hibridación con MGES

Ejemplo 2: una nueva planta híbrida de tecnología eólica y fotovoltaica con capacidad máxima del conjunto hibridado de 8 MW en SEPE, conectada a la Red de Distribución, no tendrá que aportar modelo dinámico de ninguna de sus partes independientemente de la capacidad de cada una de ellas (ver Figura 3) porque la capacidad máxima del conjunto es inferior a 10 MW.

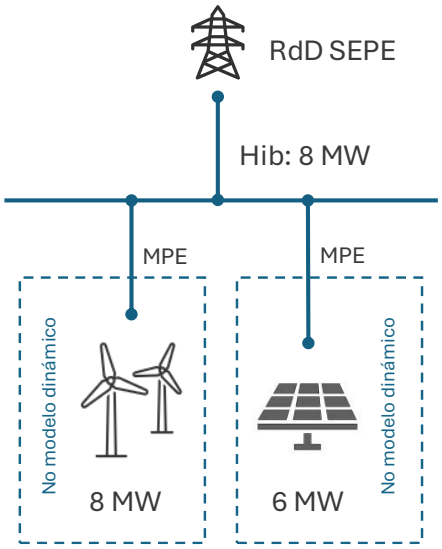

Figura 3: Ejemplo 2 – Hibridación

Por último, si un nuevo MGE se hibrida con una instalación existente, se tendrán en cuenta los mismos criterios para determinar si debe entregar modelo dinámico, pero en ningún caso se solicitará el modelo dinámico de la instalación existente.

2.4 Almacenamiento con baterías

Actualmente, no existe una regulación específica que defina los requisitos técnicos para estos equipos, por lo que no es obligatorio normativamente la presentación de un certificado NTS para las baterías. De igual manera, no es obligatorio proporcionar un modelo dinámico para las baterías (stand alone o hibridada). Sin embargo, el modelo dinámico puede presentarse de forma voluntaria bajo las mismas condiciones aplicables a un MPE.

2.5 Habilitación para servicios de ajuste

Aquellas plantas existentes que deseen habilitarse para la participación en servicios de ajuste deben cumplir el *P.O.9 y P.O. SENP 9*. En consecuencia, será necesario proporcionar un modelo dinámico bajo las mismas condiciones que una planta que se encuentra en el proceso de puesta en servicio. Sin embargo, debido a las dificultades extraordinarias que puedan surgir, debidamente justificadas, para la creación y validación del modelo, se podrán permitir ciertas simplificaciones en el procedimiento, siempre que sean previamente discutidas con Red Eléctrica.

3 Recepción de la información

La recepción de la información se realizará a través del buzón de correo electrónico *infoestructural-modelos@ree.es*. Dicha entrega podrá realizarse por parte de cualquiera de los agentes implicados y deberá consistir en un único fichero comprimido. Además, se deberá incluir la **Ficha de Validación de Información de Modelos Dinámicos.**

4 Documentación a entregar

Todos los modelos deberán ser compatibles con la herramienta de simulación **PSS®E.** Existen cuatro opciones para validar los modelos dinámicos. Según la opción elegida, la documentación a entregar puede ser diferente.

Es necesario describir las diferentes variantes de combinaciones de UGE y CAMGE que se considerarán para la validación, así como cualquier diferencia entre las mismas. Todas las variantes que se incluyan en la misma validación deberán tener el mismo comportamiento dinámico. Dicho compromiso se asegurará a través de una declaración responsable del fabricante de los equipos o aportando un certificado NTS que lo garantice.

No se establece un número específico de modelos dinámicos necesarios para representar el comportamiento dinámico de una planta o agrupación. Para cada uno de ellos, se deberá elegir una de las siguientes alternativas:

4.1 Modelos certificados

Se podrán enviar modelos certificados según NTS. Se deberá incluir:

- Certificados de los modelos entregados que garanticen haber superado la supervisión de la conformidad satisfactoriamente.

- Archivo de datos dinámicos (.dyr) parametrizado de acuerdo con la normativa española de aplicación.
- Un caso de ejemplo (.sav y .dyr) preparado para realizar simulaciones dinámicas.

4.2 Modelos de usuario no certificados

Se deberá incluir:

- Archivo de datos dinámicos (.dyr) parametrizado de acuerdo con la normativa española de aplicación.
- Un informe de validación que demuestre la idoneidad del modelo (ver apartado 5).
- Un caso de ejemplo (.sav y .dyr) preparado para realizar simulaciones dinámicas.

4.3 Modelos de librería

Se podrá utilizar un modelo disponible en la librería de modelos en PSSE si aparece en el *listado de modelos admitidos por red eléctrica*. Esta opción no es aplicable a un MPE. Se deberá incluir:

- Archivo de datos dinámicos (.dyr) o listado de parámetros de acuerdo con la normativa española de aplicación.
- Un informe de validación que demuestre la idoneidad del modelo (ver apartado 5). En caso de que el mismo modelo esté disponible en la librería de otro software, se permitirá realizar las simulaciones en una herramienta distinta a PSS®E. En dicho caso, **se deberá indicar de forma clara la equivalencia entre los parámetros del modelo en la herramienta seleccionada y el modelo en PSS®E.**

4.4 Modelos de Red Eléctrica

En el caso de un MPE, se da la posibilidad de utilizar un modelo dinámico desarrollado en Red Eléctrica, que se tendrá que parametrizar para que se ajuste a la dinámica de los equipos para los que se está realizando la validación. Se deberá incluir:

- Archivo de datos dinámicos (.dyr) parametrizado de acuerdo con la normativa española de aplicación.
- Un informe de validación que demuestre la idoneidad del modelo (ver apartado 5).

En caso de utilizar esta opción, se deberá solicitar la documentación del modelo a través del buzón de correo electrónico *infoestructuralmodelos@ree.es*.

Independientemente de la opción elegida, se deberá incluir la siguiente información:

- Curva Potencia Activa – Potencia Reactiva (PQ) de la UGE, límites de potencia activa y reactiva para el caso estático de partida, y potencia aparente en MVA.
- Resistencia y reactancia subtransitoria del generador a indicar en el caso estático. Dichos valores se proporcionarán en por unidad utilizando como base la potencia aparente del equipo.

Además, **para los casos en los que alguno de los modelos entregados sea de usuario**, se deberá incluir la siguiente información:

- Código fuente (ficheros fortran) e instrucciones de compilación si fuese necesario.

- Información técnica relevante para entender el funcionamiento del modelo. Dicha información deberá incluir al menos el manual de usuario.
- Completar el Anexo I de la Ficha de Validación de Información de Modelos Dinámicos.

5 Informe de validación

El informe de validación consiste en una comparación gráfica en el dominio del tiempo de la evolución de las principales variables eléctricas: tensión, corriente activa y reactiva, potencia activa y reactiva, y frecuencia. Esta comparación debe realizarse entre los resultados obtenidos de ensayos prácticos (ya sea en campo o en laboratorio) y sus respectivas simulaciones en **PSS®E** (excepto si se trata de un modelo de librería, que se permitirá hacerse en otro software). Alternativamente, se puede utilizar como referencia comparativa las simulaciones obtenidas mediante un modelo certificado en cualquier otro software, siempre que se aporten los certificados NTS correspondientes.

El informe de validación debe incluir al menos tres eventos: un hueco de tensión con activación del control de inyección rápida de corriente, y un evento de sub y sobre frecuencia con activación de la banda de regulación potencia-frecuencia. Se debe describir el procedimiento y modelado de cada caso. Las simulaciones deben abarcar una ventana temporal que demuestre que se alcanza el régimen permanente tras la perturbación.

En el caso de utilizar un modelo certificado en el informe de validación, se deberá de utilizar la versión final del modelo certificado. Es decir, no se admitirán cambios en ninguno de sus parámetros. Sin embargo, si la parametrización de dicho modelo certificado es diferente a la usada en la planta real, se adjuntará una lista de parámetros completa adicional donde se puedan observar las diferencias.

No es necesario modelar en detalle todos los elementos de la planta hasta el punto de conexión. Se permiten realizar simplificaciones y agregar los inversores o aerogeneradores en un único generador.

Nota: En caso de que, debido a dificultades justificadas al tomar medidas en campo o laboratorio, no se disponga de la información completa para una falta y/o evento de frecuencia, será necesario contactar con Red Eléctrica para determinar cómo debe realizarse el informe de validación.

6 Instalaciones con varios fabricantes

En caso de que una planta disponga de fabricantes diferentes para UGE y CAMGE, se deberán emplear ambas fuentes de información para representar el comportamiento dinámico de la planta que tenga instalados ambos dispositivos. Se podrá elegir cualquiera de las opciones de entrega descritas en el apartado 4 de manera independiente para cada uno de los modelos. También se podrá utilizar un único modelo que represente el comportamiento del MGE, i.e. UGE + CAMGE en su totalidad. A continuación, se muestran algunos ejemplos:

Figura 4: Ejemplo 1 – Se dispone de modelos certificados en PSS®E para UGE y CAMGE

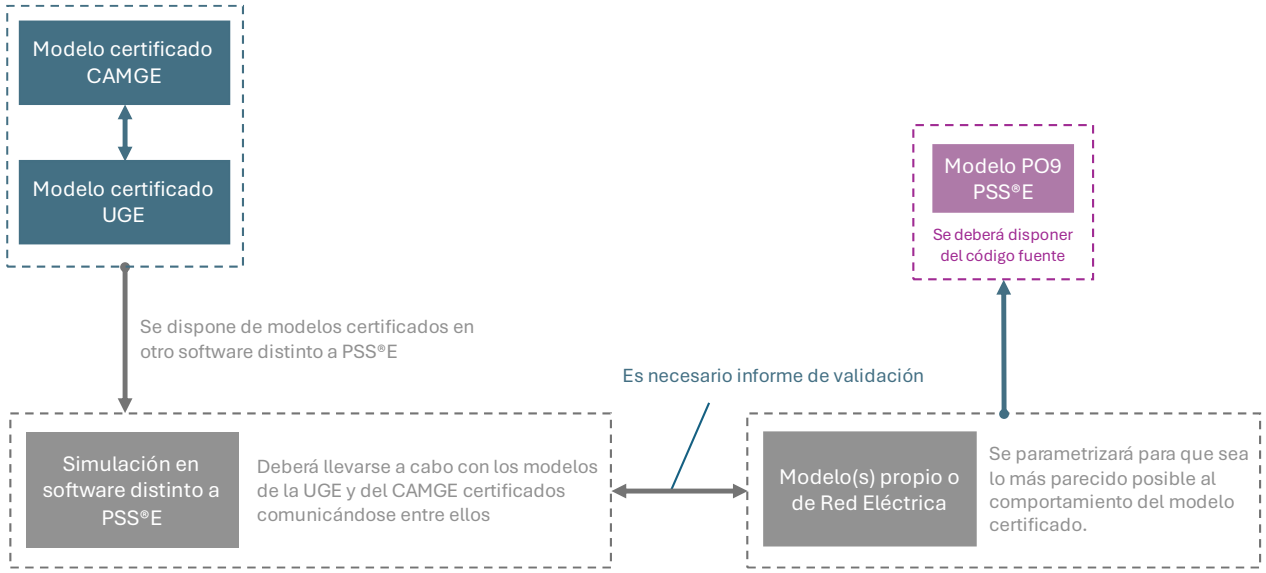

Figura 5: Ejemplo 2 – Se dispone de modelos certificados en otro software distinto a PSS®E para UGE y CAMGE

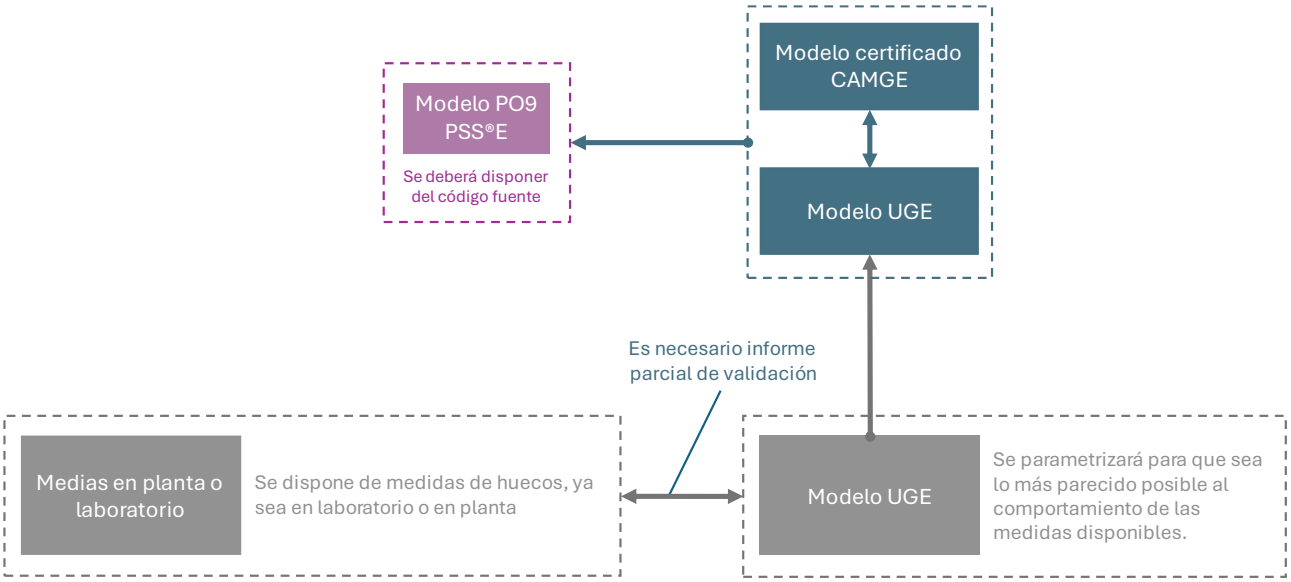

Figura 6: Ejemplo 3 – Se dispone de modelo de UGE y de CAMGE en PSS®E, pero únicamente se cuenta con el certificado del CAMGE. Posible solución si se disponen de medidas de huecos.

7 Hibridaciones

Cuando se requiere entregar modelos dinámicos de dos o más instalaciones que forman parte de la misma hibridación según lo dispuesto en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre (como en el ejemplo de la Figura 1), la entrega se podrá realizar de manera independiente, sin tener en cuenta que pueden existir controles de parque de jerarquía superior que puedan mandar consignas coordinadas para cumplir con los requerimientos que le sean de aplicación. No obstante, también

se da la posibilidad de entregar un modelo más preciso que tenga en cuenta dicha coordinación entre instalaciones diferentes.

8 Dispositivos FACTS

En función de la arquitectura de control implementada en la planta, se podrá requerir un modelo adicional para los dispositivos de compensación dinámica (FACTS). Por ejemplo, si el control del dispositivo FACTS no está incluido dentro del lazo de control del MPE se deberán proporcionar dos modelos dinámicos independientes. Si por el contrario los controles del MPE y dispositivo FACTS están integrados en un lazo de control superior, únicamente será necesario proporcionar un modelo dinámico que represente el comportamiento de la planta en su conjunto.

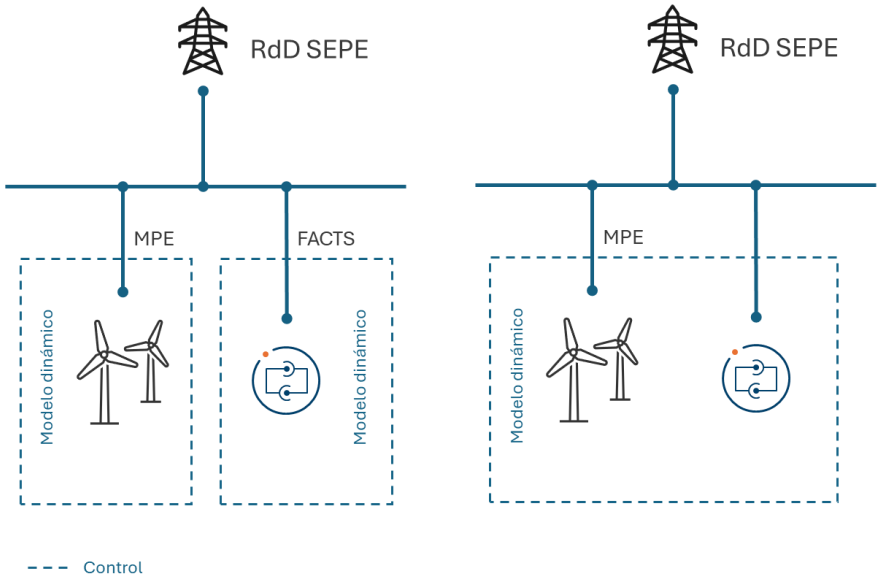

Figura 7: Ejemplo 4 – Si los controles del MGE y del dispositivo FACTS son independientes (izquierda) se deberá de proporcionar dos modelos dinámicos diferentes. En el caso de que estén integrados (derecha) se deberá proporcionar un único modelo que refleje el comportamiento dinámico de la planta completa.

9 Requisitos de los modelos dinámicos

- En la medida de lo posible, los modelos deberán considerar todas las dinámicas implicadas (mecánicas y eléctricas) con influencia en el sistema eléctrico cuyas constantes de tiempo sean igual o superiores a 5 ms, y descartar aquellas que sean más rápidas.
- Deberán representar los controles y reguladores que actúen sobre las variables eléctricas en función de tensión y/o de la frecuencia (corriente activa y reactiva, potencia activa y reactiva) tanto durante el régimen perturbado como en el régimen cuasi estacionario, de acuerdo con la normativa.
- En el caso de representar un MGES, el modelo deberá representar, si dispone de ellos, los siguientes elementos: generador, turbina o elemento motriz, regulador de velocidad, sistema de excitación (excitatriz y AVR), limitadores de la tensión de excitación y/o corriente de excitación, y estabilizador de potencia para el amortiguamiento de oscilaciones. Dichos modelos deberán de estar alineados con lo dispuesto en normas o recomendaciones técnicas relevantes en la industria, e.g. IEEE Std 421.5 *Recommended Practice for Excitation System*

Models for Power System Stability Studies, o PES-TR1: *Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies.*

- En la medida de lo posible, la utilización del modelo debe ser independiente del resto de elementos físicos representados en un caso de PSS®E.
- Las operaciones de lectura/escritura en el disco duro durante el proceso de simulación no están permitidas.
- Se deberán poder activar y desactivar los relés de protección cuya actuación pueda desconectar la instalación total o parcialmente.
- La utilización del modelo debe ser independiente del nivel de tensión donde se ubique, así como del identificador de máquina que se le asigne.
- El modelo deberá inicializar con todas las derivadas temporales nulas y los datos necesarios para su inicialización serán los correspondientes al estado eléctrico inicial del nudo de PSS®E donde la planta esté modelada.
- Ningún modelo generará llamadas en las rutinas de conexión CONET/CONET de PSS®E.
- El modelo deberá ser compatible con el entorno de PSS®E utilizado por el OS y en la medida de lo posible, su funcionamiento deberá ser independiente de la versión de PSS®E y compilador utilizado. Actualmente se utiliza la versión 35.3.

10 Confirmación de la validación

En caso de que la validación haya sido realizada por un fabricante de equipo, recibirán una carta de validación con una referencia para compartir con sus clientes. Estos la usarán en el formulario de información estructural **durante la fase FON** de la puesta en servicio, a través del Portal de Servicios a Clientes. Si lo entrega un promotor, la validación aplicará solo a su instalación y no se emitirá ninguna carta.

La referencia tiene la estructura DDS.DFSE.XX_XXXX y los promotores deben incluirla en el apartado de información estructural ralativo a Modelos dinámicos para cumplimiento P.09 (Referencia de modelo dinámico e informe validado por fabricante) a través del Portal de Servicios a Clientes cuando proceda.

Una referencia se aplica a una combinación de UGE (con posibilidad de incluir variantes) y CAMGE concretos en un sistema específico (SEPE o SENP).

11 Cartas previas emitidas por Red Eléctrica

Todas las cartas emitidas por Red Eléctrica antes de la elaboración de este documento sobre la validación de modelos dinámicos seguirán siendo válidas, incluso si se utiliza una metodología diferente. No obstante, se podrán solicitar correcciones o aclaraciones si los comportamientos de las plantas difieren de lo esperado según la respuesta dinámica de los modelos.

12 ¿Tienes más preguntas?

Puedes realizar una consulta a través del Portal de Servicios a Clientes en “Contacta con Nosotros”, en el grupo Puesta en Servicio > Información estructural > Modelos dinámicos.

13 Glosario

- RdT: Red de Transporte
- RdD: Red de Distribución
- NTS: Norma de Técnica de Supervisión
- MGE: Módulo de Generación Eléctrica
- MGE: Módulo de Generación Eléctrica Síncrono
- MPE: Módulo de Parque Eléctrico
- FON: Notificación Operacional Definitiva
- OS: Operador del Sistema
- UGE: Unidad Generadora de Electricidad
- CAMGE: Componentes Adicionales MGE
- FACTS: Flexible Alternating Current Transmission Systems
- PPC: Power Plant Controller
- SEPE: Sistema Eléctrico Peninsular
- SENP: Sistemas Eléctricos no Peninsulares