

**RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA**

**Grupo de Trabajo de Supervisión de
la Conformidad de los Códigos de
Red de Conexión (CRC).
GTSUP Generadores**

21 de febrero de 2019

Agenda

Programación	Asunto
10:00h-10:30h	Introducción
10:30h-11:00h	Temas generales
11:00h-12:30h	Comentarios a V4 de la NTS
12:30h-12:45h	PAUSA
12:45h-15:00h	Comentarios a V4 de la NTS (cont.)
15:00h	Próximos pasos

Agenda

Programación	Asunto
10:00h-10:30h	Introducción
10:30h-11:00h	Temas generales
11:00h-12:30h	Comentarios a V4 de la NTS
12:30h-12:45h	PAUSA
12:45h-15:00h	Comentarios a V4 de la NTS (cont.)
15:00h	Próximos pasos

Miembros

APELLIDOS, NOMBRE	ASOCIACIÓN	EMPRESA
Alberto González	UNESA-D	GNF
Alberto Martínez	UNESA-G	NATURGY
Alberto Martín	APPA	ata
Álex Galarraga	ACOGEN	INDAR ELECTRIC
Clara María Combarros	AEE	Iberdrola Renovables
Consuelo Gómez		CNMC
Daniel Arranz	AEE y UNEF	SGS TECNOS (Ent. certificación)
Daniel Davi	UNESA-D	Endesa Distribución
Sergio Borrego	UNESA-D	Endesa Distribución
David Berenguel	AEE	GE
Francisco Pazos	UNESA-D	Iberdrola Distribución
Arancha Martínez	CIDE	CIDE
Francesc Brotons	ASEME	Electricalbaterense
Freddy Alcazar		GE
Giovanna Santamaría		JEMA
Gustavo Quiñonez	APPA	Acciona Energía
Ignacio León	AEE	Vestas
Iñaki Camino	AEE	4fores
Ion Etxarri	AEE	Ingeteam
Javier Baltasar		Aenor Internacional
Javier Lasa	APPA	
Joaquin Tejero		DNV GL
Miguel Soto		DNV GL
Jose Antonio Castro		CNMC
José Antonio Delgado		MINCOTUR
José Antonio Vega	UNESA-G	EDP
José Ferrer	UNESA-D	EDP
José Luis Alvarez		MINCOTUR
Jose Luís Borrego		ENAC
José Miguel Miranda	AEE	Gamesa
Juan Carlos Pérez	AEE	Iberdrola Renovables

APELLIDOS, NOMBRE	ASOCIACIÓN	EMPRESA
Omar Kalim		SGS Electronics
Miguel Martínez	APPA	Astrom Technical Advisor
Moisés Canales	UNESA-D	Viesgo
Nuno Taveira	AEE	Enercon
Olivia Infantes		ENGIE
Manuel Allo		ENGIE
Óscar Martínez	UNESA-G	Iberdrola Generación
Patricia Portillo		Aduriz
Rafael Rojas		Aenor Internacional
Roberto González	UNEF	Ingeteam
Roberto Paochi	UNESA-G	Enel Green Power
Rodrigo Álvarez	ACOGEN	
Manuel Soriano	COGEN	Iberdrola
Teófilo de Frutos		Aenor Internacional
Teresa Ibáñez		CNMC
Tomas Romagosa	AEE	
Victoria Azancot	UNEF	
Manuela Nieto	UNEF	
Virginia García		CNMC
David Cruañes	UNEF	SMA Iberica tecnología Solar SLU
Javier Fernández	UNEF	SMA Iberica tecnología Solar SLU
Miguel Ángel Jiménez		TECNALIA
Pere Santanach		GE
Alberto barrado	UNESA-G	ENDESA
Antonio Recas		Digsilent Ibérica
Ana Morales		Digsilent Ibérica
Sergio Martínez		REE
Luis Coronado		REE
Rosalía Rivas		REE
Francisco Rodríguez Bobada		REE
Sergio Pasero		REE
Andrés Sainz		REE
Miguel Ordiales		REE
Susana Bañares		REE
Fernando Torres		REE
Carmen Longás		REE

Actividades GTSUP tras reunión 29/11/2018

- **Diciembre 2018:**

- Formación grupo reducido de trabajo y reuniones telefónicas
- Distribución v4 (21/12)
- Reunión REE y Distribuidores con MINCOTUR (5/12)

- **Enero 2019:**

- Finalización plazo comentarios (30/1)

- **Febrero 2019:**

- Procesado de comentarios: REE y Distribuidores (19/2)
- Continuación de reuniones telefónicas grupo reducido
- Distribución de NTS V5 para reunión GTSUP

Novedades regulatorias

- **Octubre 2018:**

- REE remitió al MITECO una actualización de las propuestas de procedimientos de operación 12.1 y 12.2 con motivo de las diferentes mejoras identificadas resultado del trabajo continuo de los grupos de trabajo de implementación.
- Las propuestas se encuentran disponibles en la página web (que se ha actualizado) sobre la implementación de los códigos de red de conexión:
<https://www.esios.ree.es/es/pagina/codigos-red-conexion>
- No disponemos de más información

Agenda

Programación	Asunto
10:00h-10:30h	Introducción
10:30h-11:00h	Temas generales
11:00h-12:30h	Comentarios a V4 de la NTS
12:30h-12:45h	PAUSA
12:45h-15:00h	Comentarios a V4 de la NTS (cont.)
15:00h	Próximos pasos

Notas de los GRD respecto a la v5

- Apartados 4.2.1, 4.2.2 y 4.2.3.1: Cambios en la redacción (ver documento con control de cambios).
- Definición 10: Eliminar referencia a Tipo B para mantener una coherencia con los apartados anteriores.
- «**Certificado final de MGE**»: documento que certifica que el **MGE** cumple con todos los requisitos técnicos del **Reglamento** a evaluar. Será emitido por un **certificador autorizado**, acreditado de acuerdo a la norma UNE EN ISO/IEC 17065, acreditado para esta **Norma Técnica**, para un **MGE** de los tipos **B, C o D**, que recopila los certificados individuales (emitidos por un **certificador autorizado**) para cada requisito técnico de esta Norma Técnica y, si procediera, la conformidad por escrito del GRP con los requisitos que hayan sido evaluados por éste, conforme al esquema detallado en la **Figura 2**. El **certificado final de MGE** lo proporcionará el propietario del **MGE** al GRP.

TODO ESTO SE INCORPORARÁ en la V6 de la semana siguiente

Supervisión de la Conformidad MGE Tipo A

La evaluación de la conformidad a través de **certificados de equipo (UGE)**, la realizará:

- un **instalador autorizado**, si el PCR es en baja tensión, o
- una **empresa instaladora**, si es en alta tensión,

con la inspección que corresponda de acuerdo a los reglamentos electrotécnicos.

Adicionalmente, cuando el **MGE tenga esquemas de protección adicionales a las protecciones del propio UGE** (protecciones de cabecera, sistemas anti-vertido, etc.), deberá revisarse su funcionamiento y los ajustes implementados para garantizar que se cumplen todos los requisitos técnicos de [1], [2] y [3].

En cualquier caso, el propietario del MGE, o su representante a efectos oportunos, siempre remitirá al **GRP los certificados de equipo** dentro el **Documento de Instalación**, en virtud de lo indicado en el artículo 30 del **Reglamento**.

Adicionalmente, el propietario del **MGE** remitirá la conformidad a las protecciones adicionales (a las protecciones del propio **MGE**) incluyendo un resumen de los ajustes implementados.

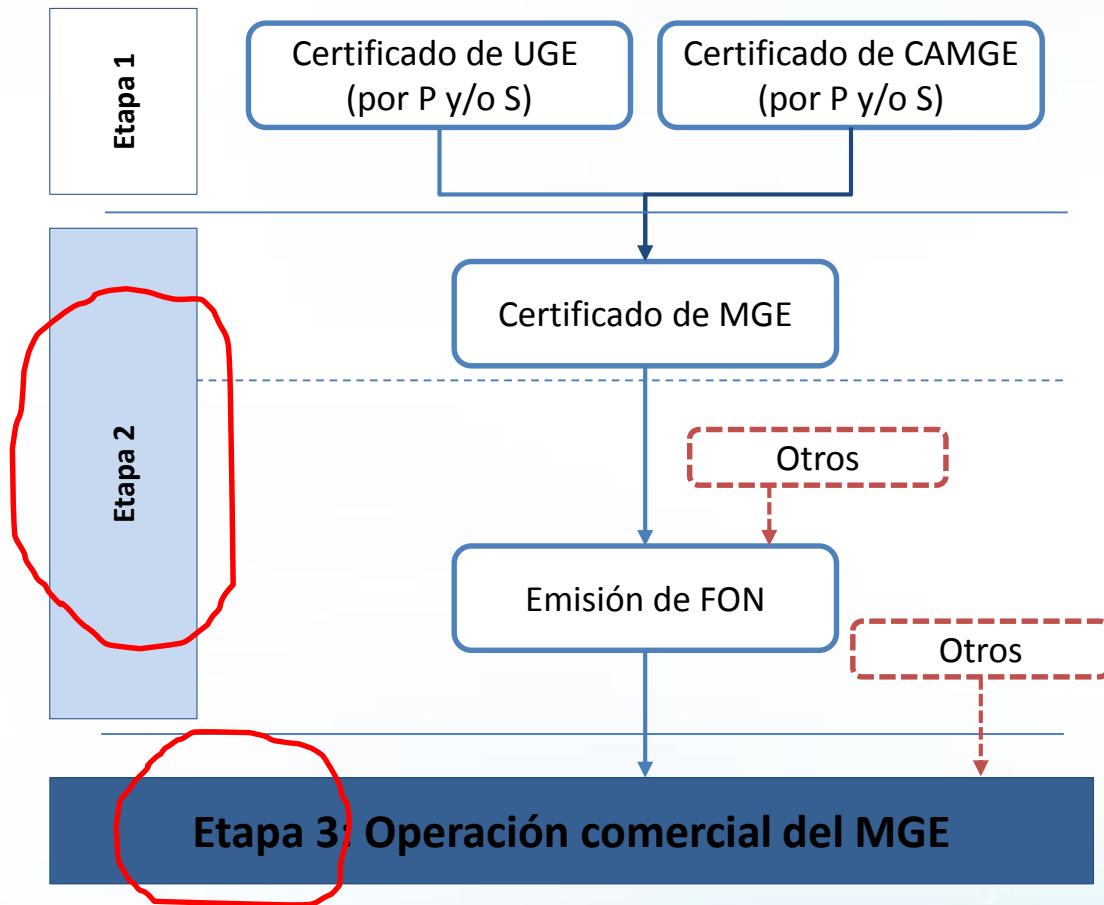
Supervisión de la Conformidad MGE Tipo B

La evaluación de la conformidad a través de certificados de equipo se realizará de la siguiente forma:

- **MGE sin CAMGE:** un **instalador autorizado o empresa instaladora**, según proceda, recogerá los certificados de equipo de las UGE para enviarlos como **certificado final de MGE**.
- **MGE con CAMGE:** un **certificador autorizado** evaluará los certificados de equipo de los CAMGE y las UGE para emitir el **certificado final de MGE**. En el caso de no disponer de certificados de equipo de los CAMGE, el MGE tendrá que demostrar el cumplimiento del requisito a través de las pruebas y/o simulaciones según la Tabla 1.

Adicionalmente, para las **UGE con esquemas de protección adicionales a las protecciones del propio MGE** (protecciones de cabecera, o de sistemas anti-vertido), deberá revisarse su funcionamiento y los ajustes implementados para garantizar el cumplimiento de los requisitos técnicos de [1], [2] y [3]. Dicha revisión consistirá en una verificación realizada por el instalador autorizado o empresa instaladora con la inspección que resulte de aplicación de acuerdo a la regulación vigente.

Esquema general de supervisión



MGE: módulo de generación de electricidad

UGE: unidad de generación de electricidad

CAMGE: componentes adicionales del MGE

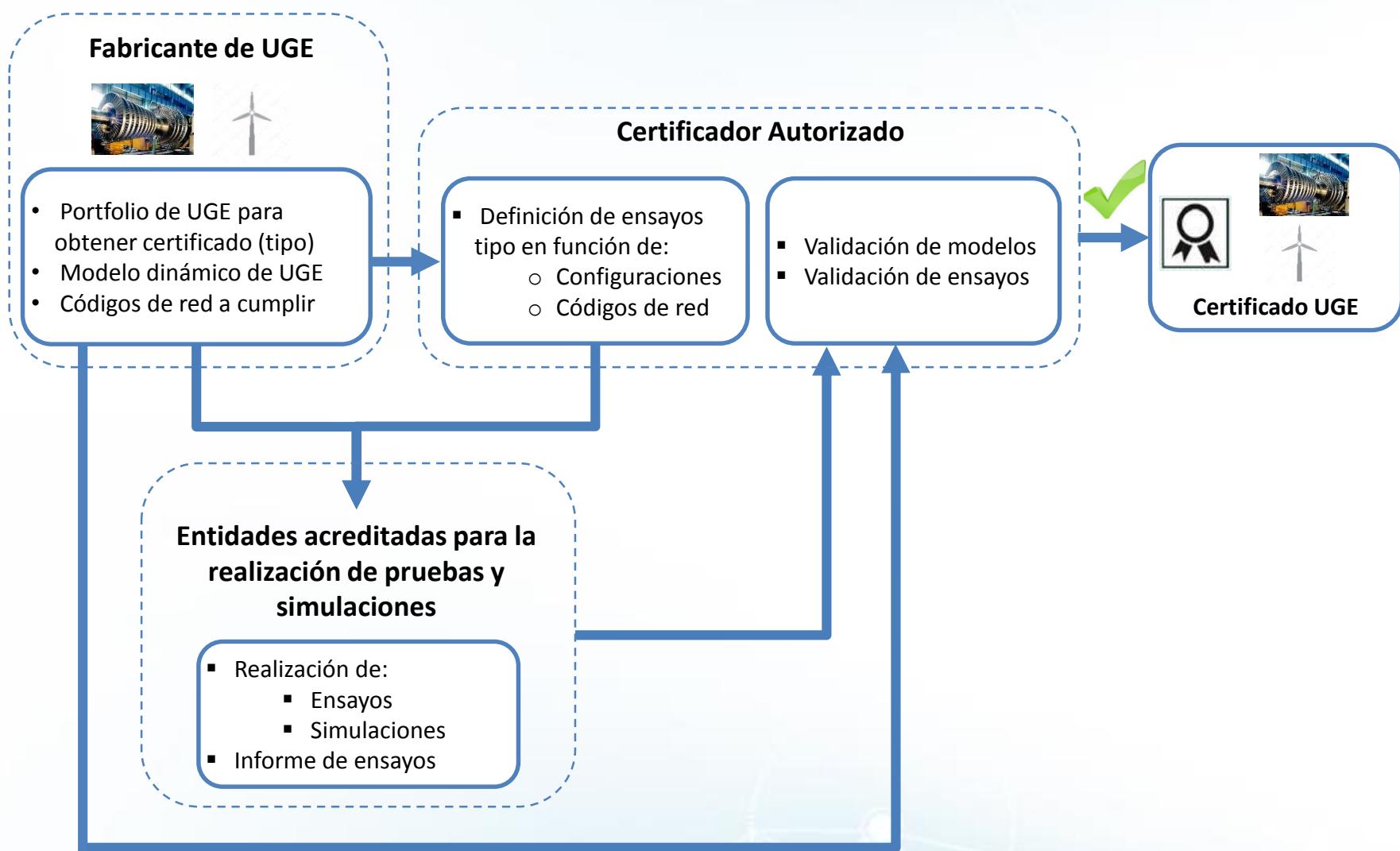
Requisitos de aplicación:

- Propuesta PO 12.2
- Propuesta UNESA(AELEC)
- Reglamento UE 2016/631

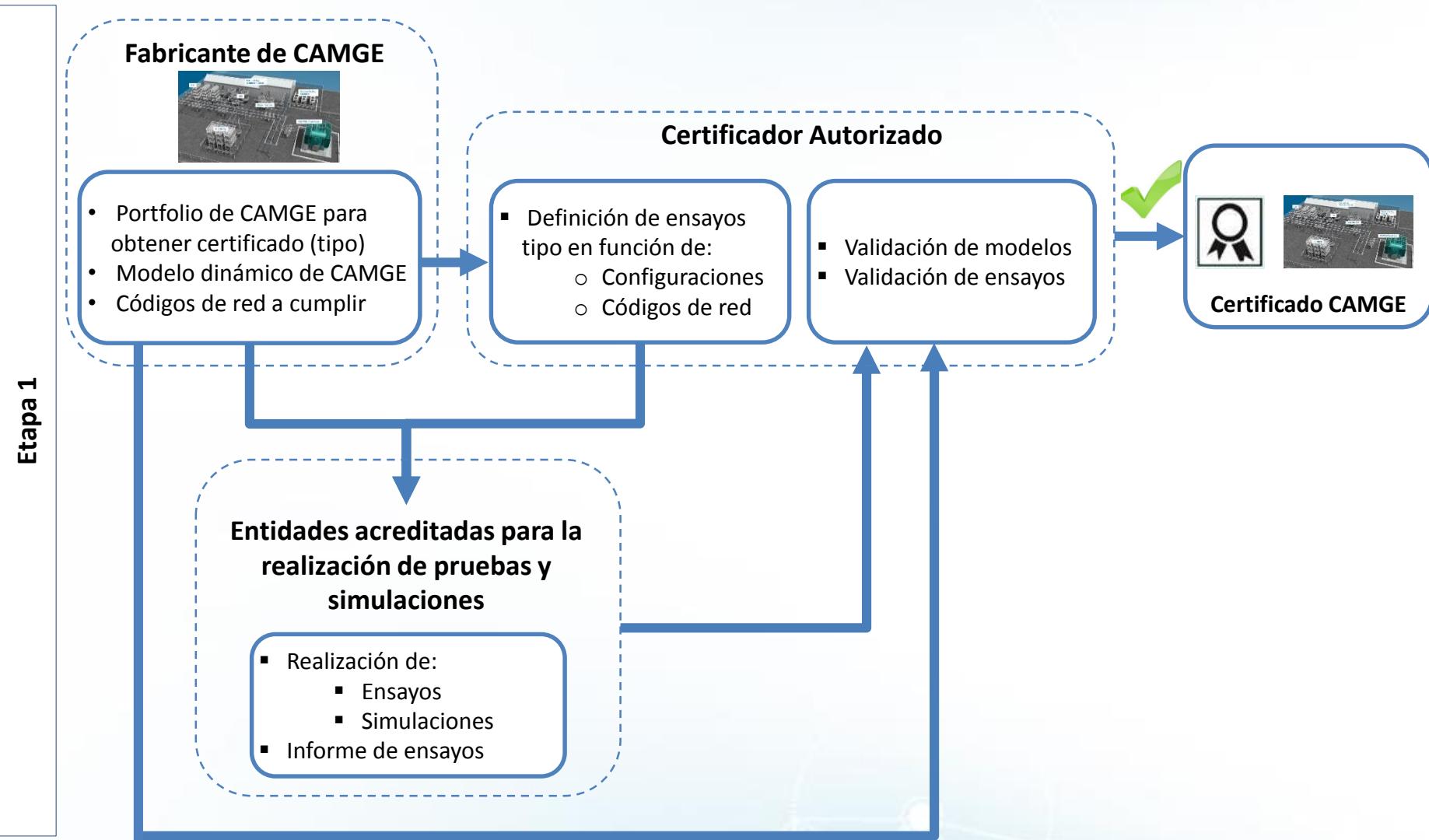
Otros: requisitos de información, técnicos y operativos no cumplimentados en la fase previa a la Notificación Operacional de Energización-EON- y a la Notificación Operacional Provisional -ION-, como información estructural, pruebas de control de producción -PCP-, etc...

Certificado de UGE

Etapa 1



Certificado de CAMGE



Certificado de MGE

Etapa 2

Fabricante de UGE



Modelo
Certificado



Certificado
UGE

Certificador Autorizado

- Simulaciones complementarias con modelo de MGE, UGE y CAMGE y equivalentes de red
- Evaluación de certificados

Fabricante de CAMGE



Modelo
Certificado



Certificado
CAMGE

Propietario MGE

- Configuración del MGE
- Equipamiento y protecciones
- Modelo del MGE
- **Simulaciones complementarias* con modelo de MGE, UGE y CAMGE y equivalentes de red**

GRP



Información de la red
en el PCR

Emisión de Notificación Operacional (FON)

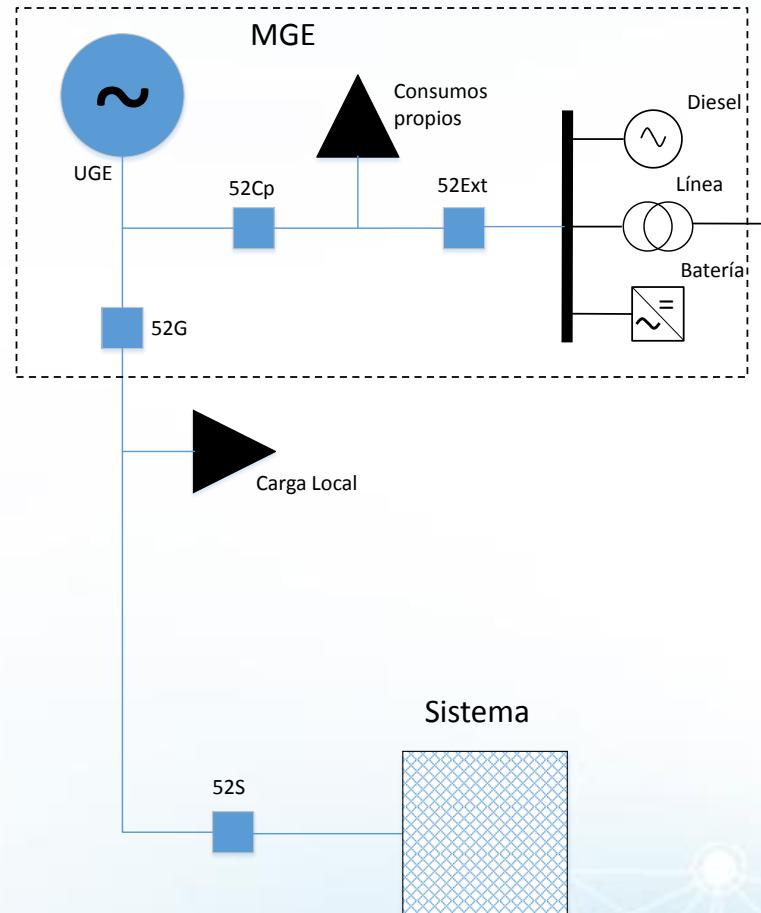
Etapa 3

Desarrollo del documento de trabajo

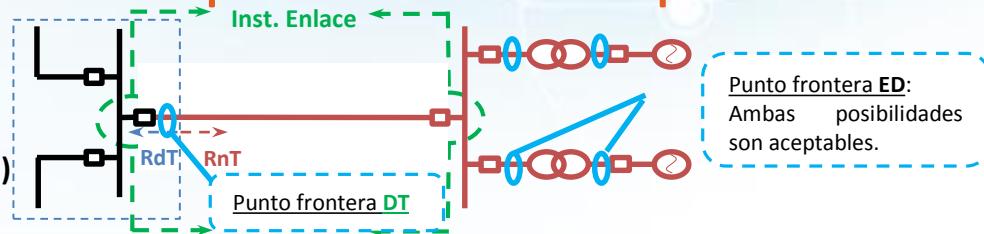
REQUISITO				FORMA DE EVALUACIÓN	
Artículo [1]	Definición del Requisito	Tipo MGE	Apartado de la Norma Técnica	MPE	MGES
13.2	Modo regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O)	≥A	5.3	(S y P) o C ²	(S y P) o C ²
15.2.(a) y (b)	Capacidad de control y el rango de control de la potencia activa en remoto	≥C	5.7	P o C	N/A
15.2.e	Control de potencia-frecuencia	≥C	5.6	P o C	P o C
15.2.d	Modo regulación potencia-frecuencia (MRPFF)	≥C	5.5	(S y P) o C ²	(S y P) o C ²
15.2.c	Modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U)	≥C	5.4	(S y P) o C ²	(S y P) o C ²
21.2	Emulación de inercia durante variaciones de frecuencia muy rápidas ¹	≥C	5.8	S o C	N/A
17.3	Recuperación de la potencia activa después de una falta	≥B	5.13	N/A	S o C
14.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los generadores síncronos conectados por debajo de 110 kV	≥B	5.13	N/A	S o C
16.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los generadores síncronos conectados por encima de 110 kV	D	5.13	N/A	S o C
20.3	Recuperación de la potencia activa después de una falta	≥B	5.13	S o C	N/A
14.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los MPE conectados por debajo de 110 kV	≥C	5.13	S o C	N/A
16.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los MPE conectados por encima de 110 kV	D	5.13	S o C	N/A
15.5.a	Arranque autónomo ¹	≥C	5.14	N/A	P o C
15.5.b	Capacidad de participar en el funcionamiento en isla ¹	≥C	5.15	S o C	S o C
15.5.c	Capacidad de resincronización rápida	≥C	5.16	N/A	P o C
18.2.b	Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima	≥C	5.9	N/A	(S y P) o C ²
18.2.c	Capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima	≥C	5.9	N/A	(S y P) o C ²
19.2	Control de amortiguamiento de oscilaciones de potencia	D	5.11	N/A	S o C
20.2.b y 20.2.c	Inyección rápida de corriente de falta en el punto de conexión en caso de faltas (trifásicas) simétricas	≥B	5.13	S o C	N/A
21.3. b	Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima	≥C	5.9	(S y P) o C ²	N/A
21.3.c	Capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima	≥C	5.9	(S y P) o C ²	N/A
21.3.d	Modos de control de la potencia reactiva	≥C	5.10	P o C	N/A
21.3.f	Control de amortiguamiento de oscilaciones	≥C	5.12	S o C	N/A

Requisitos técnicos no desarrollados para la v4 (sí en v5)

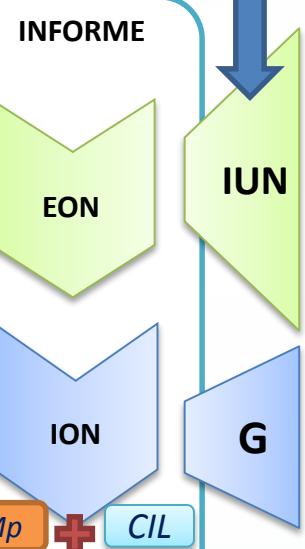
- Requisitos de restablecimiento del sistema (ver más adelante, en aptdo 5)



Procedimiento de notificación operacional. Requisitos PES



INTERLOCUTOR



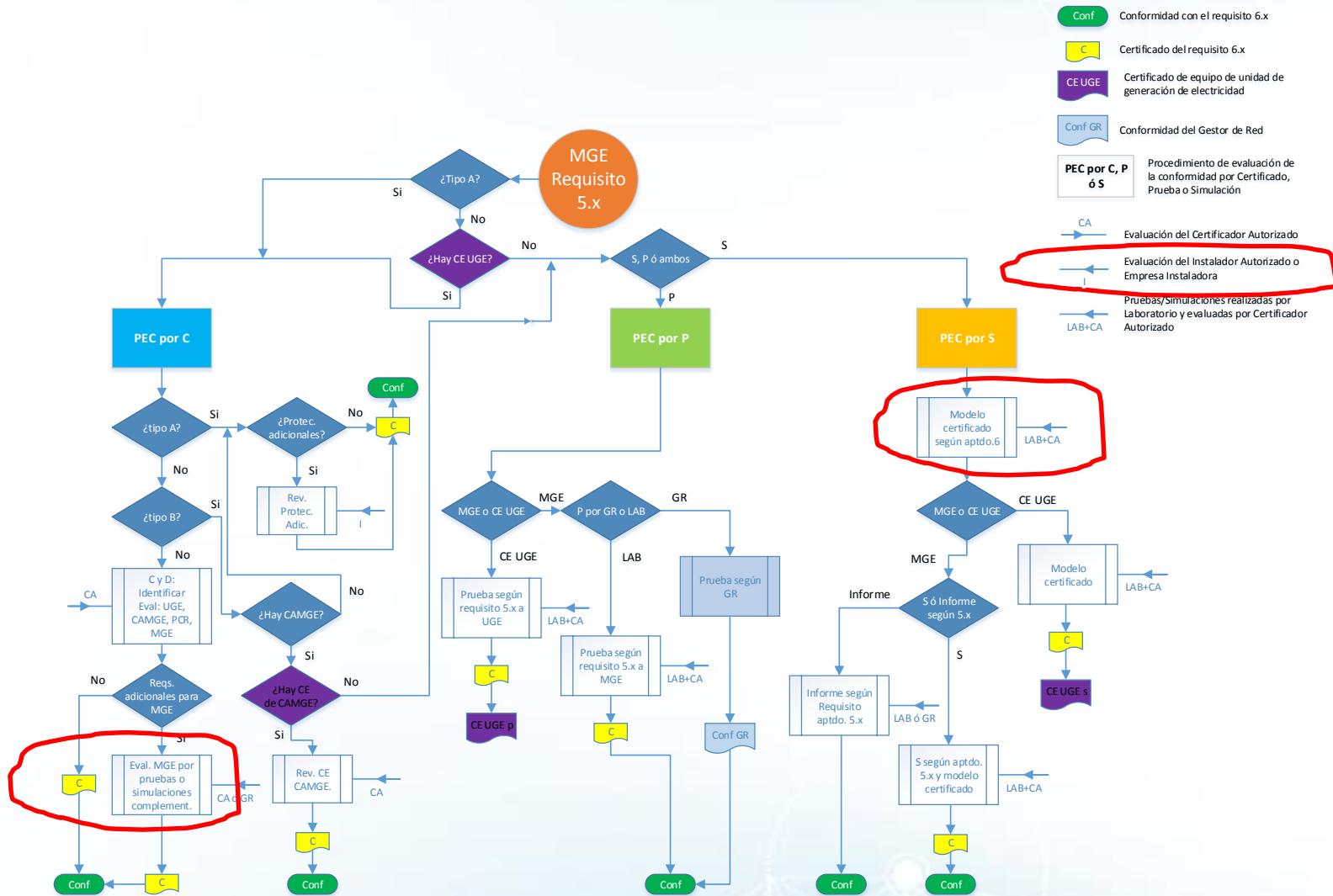
Información	Definición requisito	Información	Canal / Contacto
R E Q U I S I T O S	EON Solicitud EON. Permite energizar red de conexión -pruebas vacío TR- y carga –consumo SSAA-	Formulario PES	@ accesored@ree.es
	AutConex Permisos de Acceso y Conexión (RdT) / Informe Aceptabilidad (RdD)	Formulario T243	✉ app Mi Acceso / accesored@ree.es
	CTA Firma Contrato Técnico de Acceso (RdT)	Permisos AyC y AA	✉ conexiónred@ree.es
	RUPM Cumplimiento del Reglamento Unificado de Puntos de Medida	Formulario "Alta punto frontera DT"	@ App SIMEL / simel@ree.es
	IE Cumplimentación Información Estructural instalación de enlace	Formulario T243	@ Infoestructural@ree.es
	TR Alta en el Sistema de Medidas de Tiempo Real instalación de enlace	Señales disponibles en despacho	@ bd_scada@ree.es
	PM Procedimiento para la ejecución de maniobras en instalaciones frontera	Solicitud CCG	@ GestionCecre@ree.es
	ION Solicitud ION para RAIPEEp según (Art. 39 RD413/2014 –SEPE-) Otorga derecho para energizar en pruebas por periodo limitado	Solicitud formal	✉ Dirección Desarrollo del Sistema
	RUPM Cumplimiento del Reglamento Unificado de Puntos de Medida	Formulario "Alta punto frontera ED"	@ App SIMEL / simel@ree.es
	IE Cumplimentación Información Estructural (si disponible) inst. gen.	Formulario T243	@ Infoestructural@ree.es
	TR Alta en el Sistema de Medidas de Tiempo Real a través de un CC habilitado en REE de inst. gen.	Formulario X015	@ GestionCecre@ree.es

Inscripción previa en RAIPEE (Ministerio)

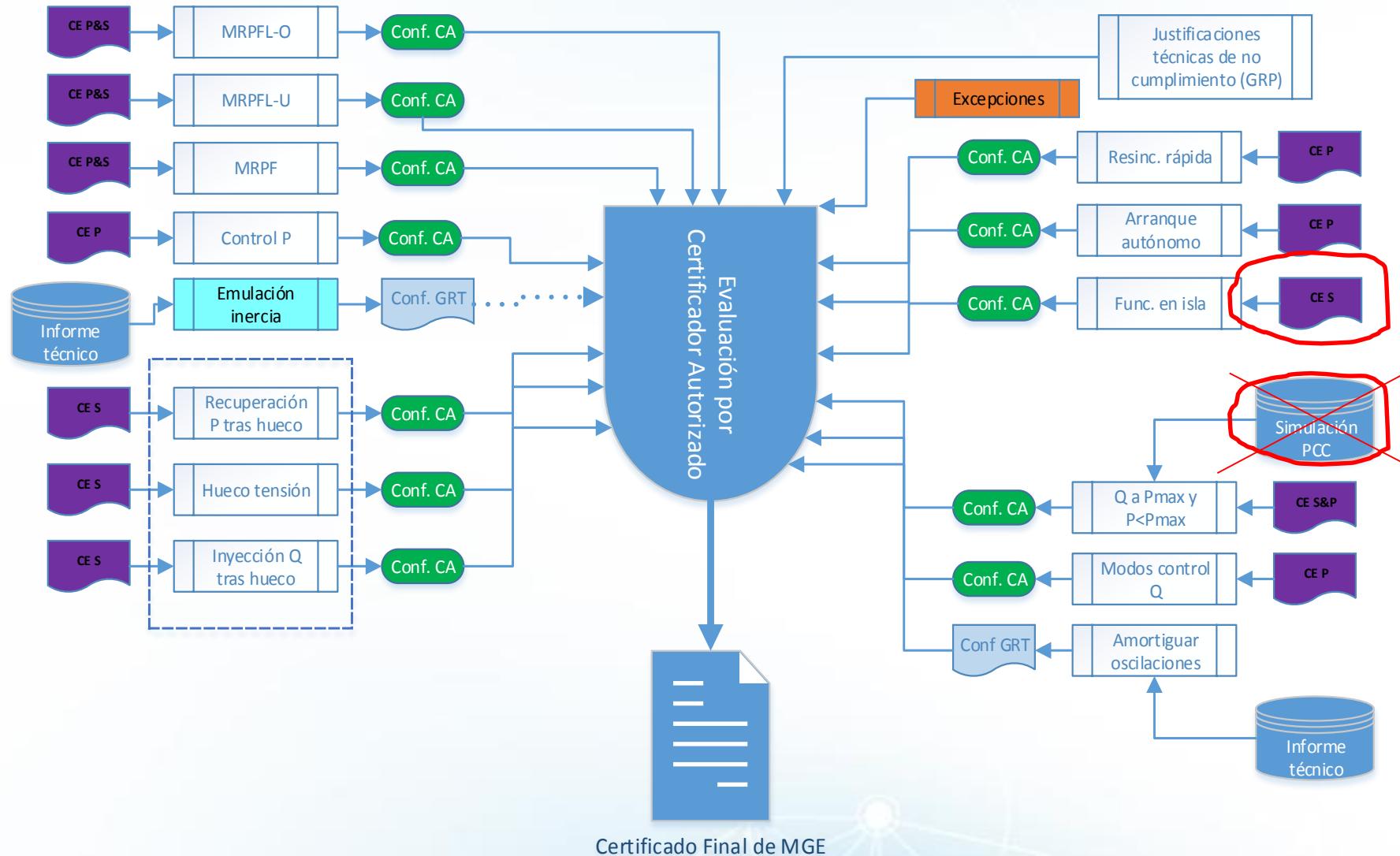
APEsp	APEsp Solicitud APEsp según PO3.8. Permite PESp efectiva	Info RAIPEE	GestionCecre@ree.es
+ R	CIL Código de la Instalación de producción a efectos de liquidación	Formulario "Solicitud certificado CIL"	@ App SIMEL / simel@ree.es
+ R	LIQ Verificación del alta de la unidad de venta de energía	Registro PF-CIL	@ Liquidaciones_OS@ree.es
FON	FON Solicitud FON para RAIPEEd. PES Comercial	Solicitud formal	✉ Dirección Desarrollo del Sistema
+ R	IE Información estructural no acreditada en informes previos	Formulario T243	@ Infoestructural@ree.es
iRT NC	Certificado de MGE	Formulario T243	@ Infoestructural@ree.es
PCP	PCP Validación de pruebas de control de la producción	Solicitud CCG	@ GestionCecre@ree.es

Inscripción definitiva en RAIPEE

Esquema general



Certificado final de MGE



Anexo sobre documentación a generar

- El modelo de certificado final de MGE de cumplimiento de requisitos técnicos lo establecerá cada GRP y se incluirá en la NTS en el aptdo. 7 en un Anexo.
- Por parte de los Distribuidores, estamos a la espera de la publicación del nuevo RD de Acceso y Conexión para definir, si procediera, el formato y contenido de:
 - **Documento de Instalación** para Tipo A (Art. 30)
 - **Documento Módulo de Generación de Electricidad (DMGE)** para Tipo B-C (Art. 32).
- El formato del resto de documentación que no se va a remitir al GRP: informe de ensayos, certificado de UGE y CAMGE, etc... se acordará entre las partes involucradas, quedando fuera del ámbito de este documento.

Agenda

Programación	Asunto
10:00h-10:30h	Introducción
10:30h-11:00h	Temas generales
11:00h-12:30h	Comentarios a V4 de la NTS
12:30h-12:45h	PAUSA
12:45h-15:00h	Comentarios a V4 de la NTS (cont.)
15:00h	Próximos pasos

Comentarios recibidos (adicionales al grupo reducido)

- Iberdrola Generación
- UNEF
- ACOGEN
- Digsilent Ibérica
- COGEN está de acuerdo con comentarios de Iberdrola Gen. y ACOGEN
- AEE
- Norvento.
- M.O.E.

Gestión de los comentarios

- Incorporación directa a la V5 y contestaciones en el mismo formato.

¿Cómo tratamos los comentarios en esta reunión?

Se han extraído los más relevantes en las diapositivas siguientes, no obstante estamos abiertos a discutir cualquier punto durante la reunión o posteriormente.

Comentarios a apartados 1-4

- Tabla 1: corregir alguna errata, identificar req. no obligatorios, sim. complementarias
- ¿quién realiza las simulaciones? ¿y las simulaciones complementarias?
- Introducción esquemas etapas
- Aportación del certificado al GRP
- Corrección, en cuanto a GRT, evaluación protecciones
- Acreditación y Certificados de equipo
- ¿CAMGE a evaluar por cada requisito?
- Realización de pruebas por parte del GRP ¿acreditación?
- Sustituir en el PEC por S, EMT/RMS por modelo simplemente
- UGE tipo: asimetría variación Pmax MGES vs. MPE
- Normas IEC

Tabla 1: corregir alguna errata, identificar req. no obligatorios, sim. complementarias

REQUISITO				FORMA DE EVALUACIÓN	
Artículo [1]	Definición del Requisito	Tipo MGE	Apartado de la Norma Técnica	MPE	MGES
13.2	Modo regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O)	≥A	5.3	(S y P) o C ²	(S y P) o C ²
15.2.(a) y (b)	Capacidad de control y el rango de control de la potencia activa en remoto	≥C	5.7	P o C	N/A
15.2.e	Control de potencia-frecuencia	≥C	5.6	P o C	P o C
15.2.d	Modo regulación potencia-frecuencia (MRPF)	≥C	5.5	(S y P) o C ²	(S y P) o C ²
15.2.c	Modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U)	≥C	5.4	(S y P) o C ²	(S y P) o C ²
21.2	Emulación de inercia durante variaciones de frecuencia muy rápidas ¹	≥C	5.8	S o C	N/A
17.3	Recuperación de la potencia activa después de una falta	≥B	5.13	N/A	S o C
14.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los generadores síncronos conectados por debajo de 110 kV	≥B	5.13	N/A	S o C
16.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los generadores síncronos conectados por encima de 110 kV	D	5.13	N/A	S o C
20.3	Recuperación de la potencia activa después de una falta	≥B	5.13	S o C	N/A
14.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los MPE conectados por debajo de 110 kV	≥C	5.13	S o C	N/A
16.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los MPE conectados por encima de 110 kV	D	5.13	S o C	N/A
15.5.a	Arranque autónomo ¹	≥C	5.14	N/A	P o C
15.5.b	Capacidad de participar en el funcionamiento en isla ¹	≥C	5.15	S o C	S o C
15.5.c	Capacidad de resincronización rápida	≥C	5.16	N/A	P o C
18.2.b	Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima	≥C	5.9	N/A	(S y P) o C ²
18.2.c	Capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima	≥C	5.9	N/A	(S y P) o C ²
19.2	Control de amortiguamiento de oscilaciones de potencia	D	5.11	N/A	S o C
20.2.b y 20.2.c	Inyección rápida de corriente de falta en el punto de conexión en caso de faltas (trifásicas) simétricas	≥B	5.13	S o C	N/A
21.3. b	Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima	≥C	5.9	(S y P) o C ²	N/A
21.3.c	Capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima	≥C	5.9	(S y P) o C ²	N/A
21.3.d	Modos de control de la potencia reactiva	≥C	5.10	P o C	N/A
21.3.f	Control de amortiguamiento de oscilaciones	≥C	5.12	S o C	N/A

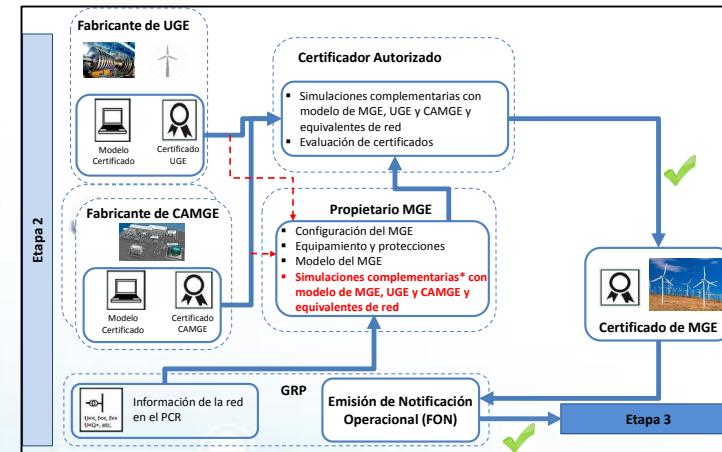
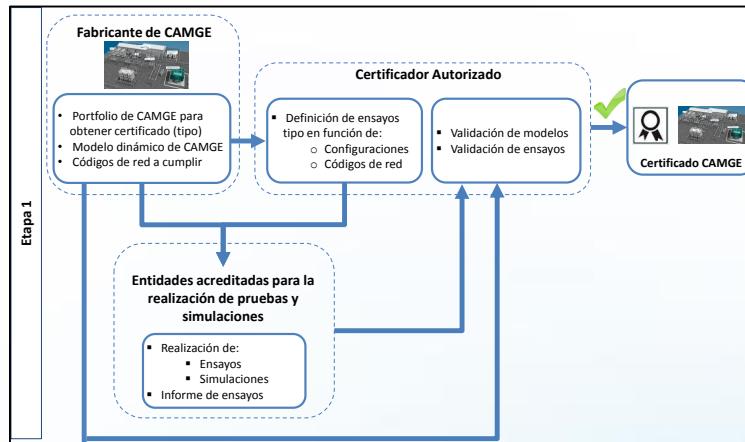
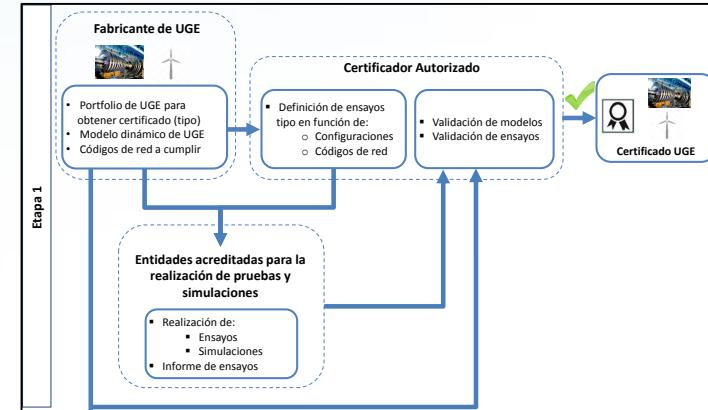
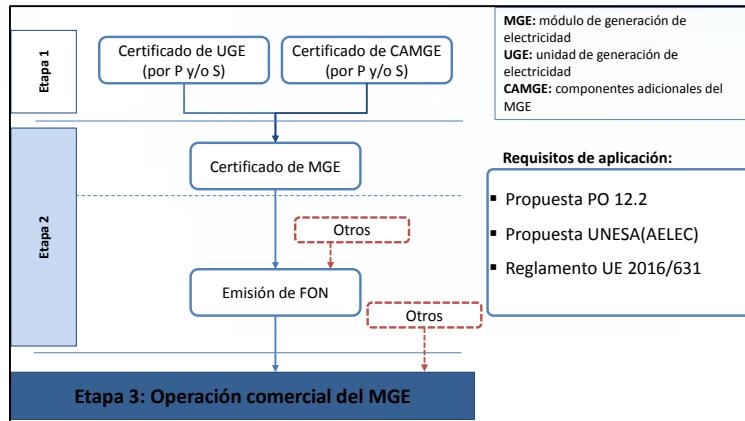
Leyenda:

- En la columna “Tipo de MGE”, el texto **≥A** significa que aplica para los **MGE** Tipos A, B, C y D. El mismo criterio aplica para el resto. En la columna “Forma de Evaluación”: **S** significa simulación de conformidad, **P** prueba de conformidad, **C** certificado de equipo y **N/A** no aplica.
- ¹: Requisito no obligatorio conforme a [1], [2] y [3].
- ²: Requiere de realización de simulaciones complementarias para su evaluación, conforme a lo desarrollado en el apartado correspondiente de esta Norma Técnica.

¿quién realiza las simulaciones? ¿y las simulaciones complementarias?

- Simulaciones para la evaluación de requisitos por simulación (PEC por S): entidad acreditada para realizar simulaciones (ver definiciones).
- Simulaciones (ó flujo de cargas) COMPLEMENTARIAS: se ha acordado en el grupo reducido no exigir que sea una entidad acreditada la que realice las simulaciones.

Introducción esquemas etapas



Aportación del certificado al GRP

- Tipos A y B: será el propietario del MGE, o su representante a efectos oportunos.
- Tipos C y D: será el propietario de la instalación.

Evaluación de protecciones

3) La implementación de los ajustes de los sistemas de protección, salvo para MGE que se conecten a la red de transporte, será revisada por el certificador autorizado con el objetivo de verificar que todos los ajustes indicados en los certificados de equipo se han implementado correctamente y que los elementos de maniobra responden correctamente a las órdenes de los correspondientes sistemas de protección en virtud de lo indicado en el artículo 32.2 del Reglamento.

Para MGE que se conecten a la red de transporte, la implementación de los ajustes de los sistemas de protección será suministrada por el propietario del MGE al GRT y será revisada por el GRT, conforme a lo establecido en el BOE Nº 155 (procedimiento de operación 11.1), con el objetivo de verificar que todos los ajustes se han implementado correctamente y que los elementos de maniobra responden correctamente a las órdenes de los correspondientes sistemas de protección en virtud de lo indicado en el artículo 32.2 del Reglamento.

3) La implementación de los ajustes de los sistemas de protección será revisada por el certificador autorizado con el objetivo de verificar que todos los ajustes indicados en los certificados de equipo se han implementado correctamente y que los elementos de maniobra responden correctamente a las órdenes de los correspondientes sistemas de protección en virtud de lo indicado en el artículo 32.2 del Reglamento.

Acreditación y Certificados de equipo

- Muchos comentarios en las definiciones de certificados de MGE, entidad de acreditación, etc... Es necesario un consenso en la formulación antes de que lo revise ENAC.
- Comentario de MOE:

we have received the document "Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631" from one of our customers.

In this document, accredited testing laboratories according to DIN EN ISO/IEC 17025 are determined, which have to provide evidence in the form of measurements and simulations. In principle, we welcome these requirements in your document because they ensure independent verification and thus compliance with the requirements of Regulation (EU) 631/2016.

In addition, the regulation (EU 631/2016) requires equipment certificates (Article 2 No. 47, Article 32 Para. 2 d), which must be issued by an accredited certification body according to DIN EN ISO/IEC 17065. In our opinion, it would make sense to include equipment certificates in your document. (see ENTSO-E guidance document, GENERAL GUIDANCE ON COMPLIANCE TESTING AND MONITORING, 6 March 2017)

With regard to the simulation, the Regulation has named certification bodies accredited in accordance with DIN EN ISO/IEC 17065 as possible bodies in Article 15(6)(c)(i) - last sentence. In our opinion, this circumstance should also be mentioned in your document.

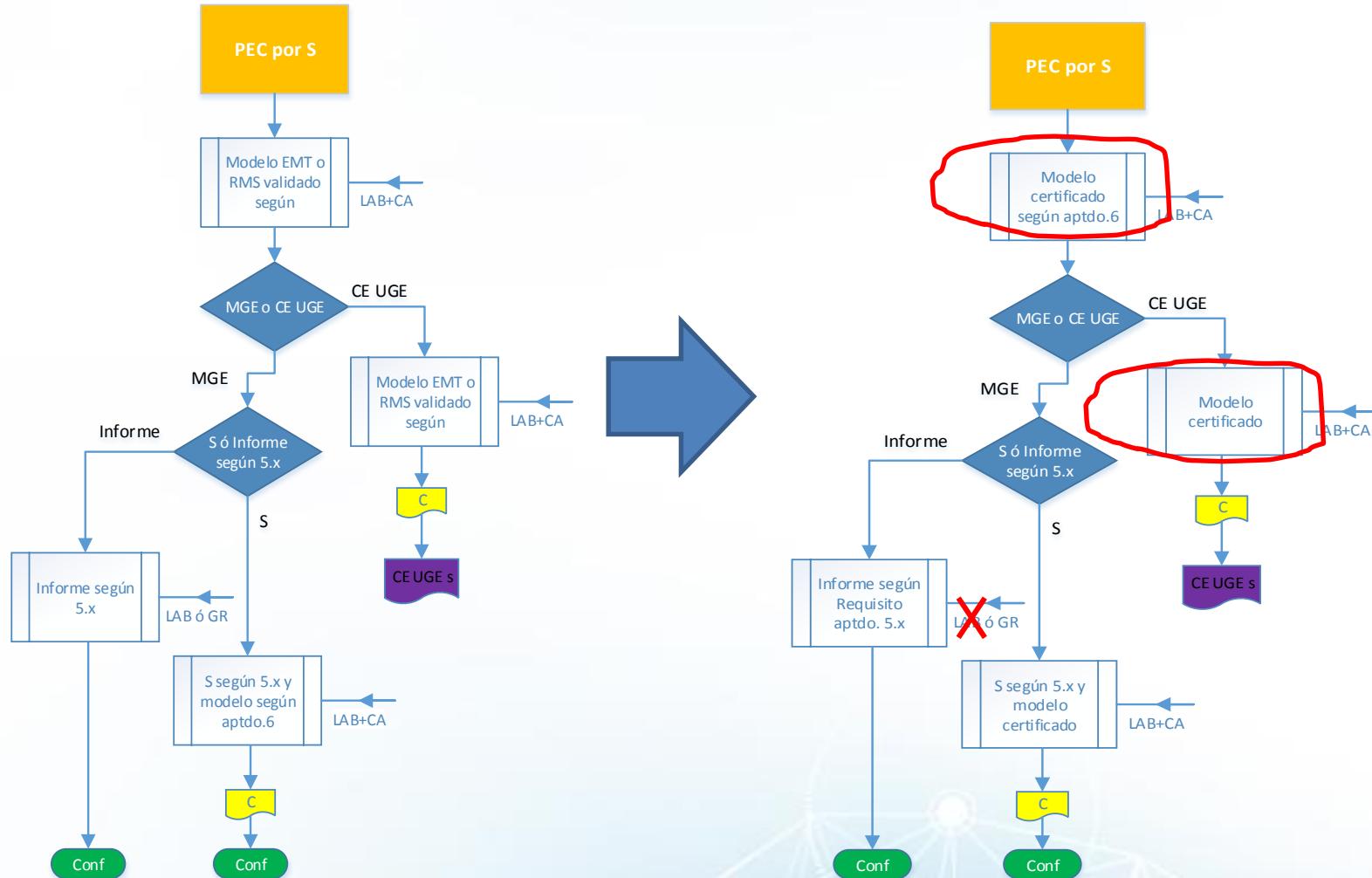
¿CAMGE a evaluar por cada requisito?

- Complicado, el cumplimiento dependerá de la estrategia del fabricante y será necesario ver si el requisito se cumple sin o con CAMGE en el PCR.
 - A decidir por certificador caso por caso.
- El CAMGE deberá ser certificado junto con las UGE para ver la respuesta global. El certificado del CAMGE debe especificar qué equipos se han probado

Realización de pruebas por parte del GRP ¿acreditación?

- En este momento los GRP no nos planteamos realizar pruebas o su evaluación directa como las PCP y regulación secundaria, respectivamente.
- Se definirá posteriormente en función de los futuros servicios a desarrollar.

Sustituir en el PEC por S, EMT/RMS por modelo simplemente



UGE tipo: asimetría variación Pmax MGES vs. MPE

Annex H **Transmission of test reports for Type 1 CEs (definition in accordance with TC 2007)**

H.2.3 MANUFACTURER-INDEPENDENT GENERIC MODEL (AGREED INDUSTRY MODEL FOR CES)

FRT measurements for several rated powers must be performed to verify the validity of the model for the PGU with variable rated powers. This must happen independently of the manufacturer. The precondition is that all PGUs have to have the same torque behaviour during the voltage dip.

An FRT measurement for any rated power P_n thereby validates the model for the rated power range of

$$\sqrt{10}^{-1} P_n \text{ bis } \sqrt{10} P_n \quad (\text{H-1}).$$

An FRT test series, in accordance with TG 3, of a PGU can be transmitted to the model validated, as per TG 4, for application to the PGU in the rated power range according to the equation (H-1).

Example 1: The model validated according to TG 4 for an FRT tested PGU of 4 MW can be transmitted with the suitably adapted parameters from the SMT test plus the manufacturer's data sheets for the application to a PGU with a rated power between 1.27 MW and 12.64 MW.

In the range between $0.5 P_n$ and $2 P_n$ the FRT measurement with manufacturer's information can be transferred for parametrisation. Additional SMT tests must be performed compliant with TG 3 for transferability outside of the $0.5 P_n$ to $2 P_n$ range. The SMT measurements must lie in a range $\sqrt{10}^{-1} P_n$ to $\sqrt{10} P_n$.

If the validated model is an EMT model, the short-circuit current contributions in accordance with Chapter 3.1.7.5 are determined using a simulation with these models. With all other models, the short-circuit current contributions in accordance with BDEW 2008, Chapter 2.5.2 are estimated to be 8 times that of the rated power.

Normas IEC

- La norma técnica de certificación del requisito es europea (por ejemplo, CENELEC) o reconocida internacionalmente (por ejemplo, IEC, IEEE).
- Las normas IEC deberían ser igualmente válidas

Comentarios a apartado 5 (requisitos técnicos)

- Eliminación subapartado 5.2 sobre metodología de ensayos
- Equipos de medida e instrumentación
- Estructura de la NTS para cada requisito
- Requisitos Frecuencia (5.1-5.6)
- Requisitos Q y control U (5.7-5.8)
- Requisitos Amortiguamiento (5.9-5.10)
- Requisitos Robustez (5.11)
- Requisitos Restablecimiento (5.12-5.14)

Eliminación subapartado 5.2 sobre metodología de ensayos

- No aporta nada, ya que en cada requisito se especifica este método e incluye, si es necesario, particularidades

5.2. ~~Métodos de ensayo~~

~~Cada requisito técnico tiene su propia metodología de ensayo. Sin embargo la metodología general de ensayo de los requisitos definidos en el apartado 6 de la presente Norma Técnica se podrá desagregar así:~~

- 1) ~~Ensayo de la UGE: bien se podrá conectar una fuente de alimentación o bien a la red, y un equipo de medida en los bornes de la UGE para comprobar el cumplimiento del requisito por parte de la UGE.~~
- 2) ~~Ensayo del CAMGE (si hubiera):~~
 - a. ~~PPC: se conectarán una fuente de alimentación y un equipo de medida en los bornes del PPC para comprobar el cumplimiento del requisito por parte del PPC.~~
 - b. ~~Dispositivo FACTS: se conectarán una fuente de alimentación y un equipo de medida en los bornes del FACTS para comprobar el cumplimiento del requisito por parte del FACTS.~~
- 3) ~~Ensayo del MGE: Se ensayarán todo el conjunto midiendo en el PCR, si así fuera requerido en cada caso.~~

Equipos de medida e instrumentación

- La precisión requerida corresponde con la normativa actual (TR3 p.ej.)
- Validez de los equipos de calibración: se eliminan los 2 años, aunque es lo habitual en manuales de calidad de entidades acreditadas. Se refiere a la ISO 17025.

	Measurement uncertainty (k=2)
Voltage (fundamental frequency)	$\leq 0.5\%$ of U_n
Current (fundamental frequency)	$\leq 0.5\%$ of I_n
Harmonic currents up to 9 kHz	
$\geq 0.1\% I_n$	$\leq 30\%$ relative to the measured value
$< 0.1\% I_n$	$\leq 0.03\%$ of I_n
Setpoint signals	$\leq 0.5\%$ of the reference variable (e.g. 20 mA corresponding to P_n)
Flicker	$\leq .85\%$ relative to $P_{st} = 1$
Grid protection	Specified voltage $\leq 0.5\%$ of U_n Specified frequency $\leq 0.01\%$ of f_n
Rotor angle:	$\leq 4^\circ$ el.

Note regarding flicker measurement uncertainty: IEC 61000-4-15 relates to a tolerance (accuracy) of $<5\%$. Based on the assumption that the tolerance follows a rectangular distribution, the simple uncertainty is: $(5\%)/\sqrt{3} = 2.89\%$. This results in an extended uncertainty at $k=2$ of 5.8%.

Table 3-2: Measurement uncertainties

Current and voltage transformers must correspond to Class 1 compliant with EN 61869-3 (for voltage transformers) and EN 61869-2 (for current transformers).

Estructura de la NTS para cada requisito (I) → Nuevo

1. Objetivo

- Aplicabilidad a MPE/MGES/UGE
- Referencias a requisitos técnicos: Reglamento, PO12.2, AELEC,...
- Referencias a los requisitos de P/S del Reglamento
- Posibilidad de aceptación a nivel de MGE de P/S a nivel UGE. Controles a nivel superior.
- Necesidad de P/S complementarias

2. Evaluación a Nivel UGE para obtención de certificado de la UGE

• Método de ensayo **de la UGE**

- Conceptos
- Secuencia de acciones: habilitación de controles, fuente de alimentación, etc...
- Condiciones iniciales
- ¿qué medir y cómo?. Tablas para registros

• Criterio de aceptación de ensayos **de la UGE**

- Amortiguamiento, Tolerancias, Emisión de certificados

Estructura de la NTS para cada requisito (II) → Nuevo

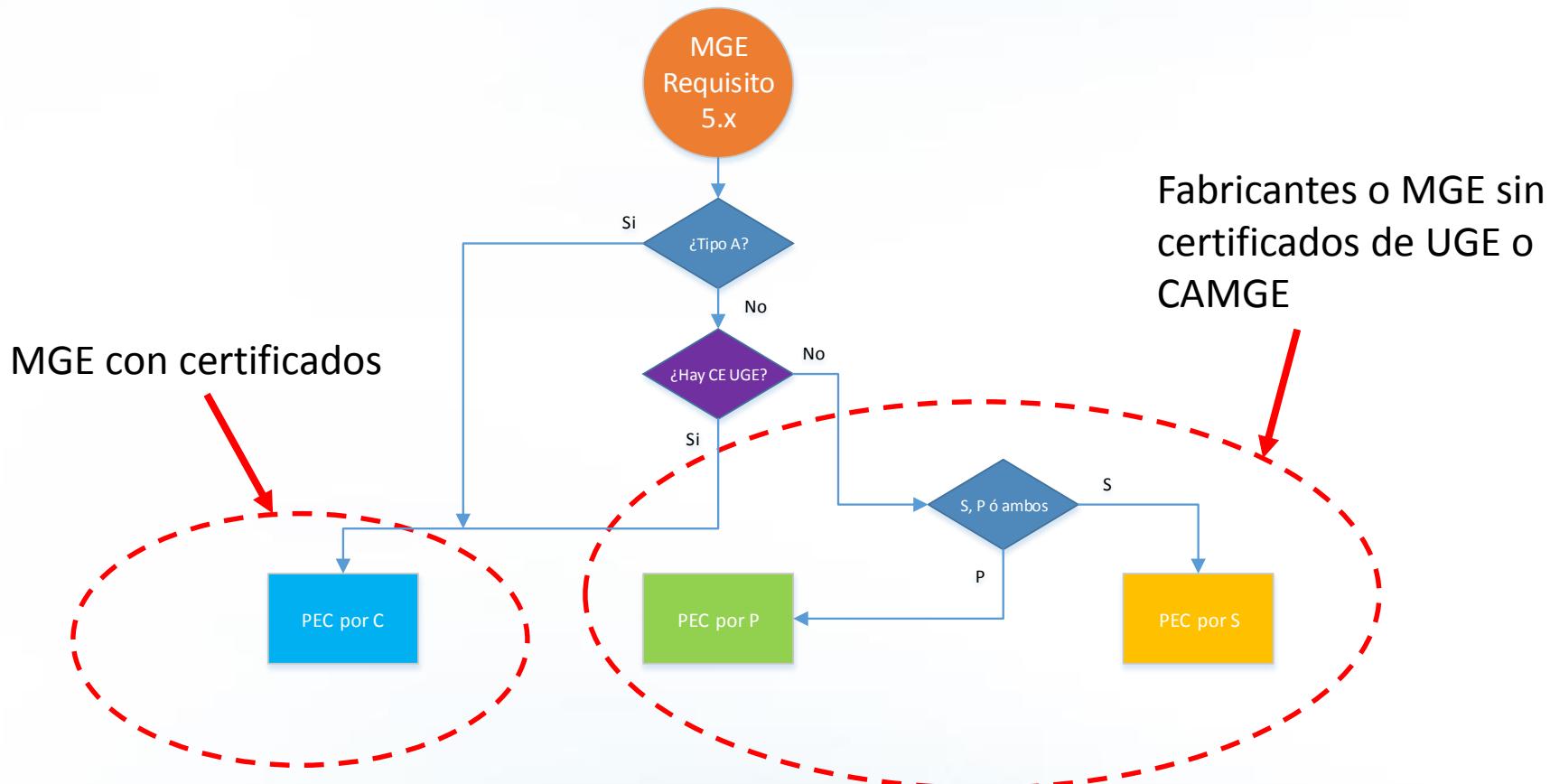
- Método de simulación **de la UGE**
 - Red y modelo a utilizar
 - Condiciones iniciales
 - ¿qué medir y cómo?. Canales a incluir.
 - Cómo crear la perturbación
- Criterio de aceptación de las simulaciones **de la UGE**
 - Amortiguamiento
 - Tolerancias
 - Emisión de certificados

3. Simulaciones complementarias (si procede)

4. Evaluación a Nivel MGE para obtención de certificado de MGE

- Se realizan las mismas simulaciones y pruebas que para UGE, pero a nivel MGE (ya que en estos casos lo que puede suceder es que no se dispone de certificado UGE) y no es necesario, obviamente, la realización de simulaciones complementarias.

Procedimiento de evaluación de la conformidad



Requisitos relacionados con la frecuencia

REQUISITO				FORMA DE EVALUACIÓN	
Artículo [1]	Definición del Requisito	Tipo MGE	Apartado de la Norma Técnica	MPE	MGES
13.2	Modo regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O)	≥A	5.3	(S y P) o C ²	(S y P) o C ²
15.2.(a) y (b)	Capacidad de control y el rango de control de la potencia activa en remoto	≥C	5.7	P o C	N/A
15.2.e	Control de potencia-frecuencia	≥C	5.6	P o C	P o C
15.2.d	Modo regulación potencia-frecuencia (MRPF)	≥C	5.5	(S y P) o C ²	(S y P) o C ²
15.2.c	Modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U)	≥C	5.4	(S y P) o C ²	(S y P) o C ²
21.2	Emulación de inercia durante variaciones de frecuencia muy rápidas ¹	≥C	5.8	S o C	N/A

MRPFL-O: modo de reg. P-f limitado sobre frecuencia

- Ejemplo CAMGE no ayuda. Se ha corregido
- Capacidad a ensayar:
 - Ensayo OS2F2: $s_2=2\%$ y $\Delta f=0,2$ Hz
 - Ensayo OS2F5: $s_2=2\%$ y $\Delta f=0,5$ Hz
 - Ensayo OS12F2: $s_2=12\%$ y $\Delta f=0,2$ Hz
 - Ensayo OS12F5: $s_2=12\%$ y $\Delta f=0,5$ Hz
- Ajuste a evaluar: $s_2=5\%$ y $\Delta f=0,2$ Hz
- Referencia errores a Pmax
- Pruebas y simulaciones
 - Posibilidad de utilizar fuente de alimentación, generador de señales o modificación del valor de referencia de la frecuencia en el sistema de control → se ha aclarado este aspecto, introduciendo pruebas conectado o desconectado de la red
 - P inicial suficientemente elevada para comprobar las reducciones requeridas en el PO12.2
 - Tiempos de 1 minuto en cada escalón
- Puntos de funcionamiento (fdp) de UGE de MGES y de MPE

MRPFL-O: modo de reg. P-f limitado sobre frecuencia

- Se han corregido las frecuencias de las tablas, para que no colisionen con los límites de frecuencia.
- Se han corregido los escalones, introduciendo aquellos cambios de P más grandes para comprobar tiempos de respuesta
- No se ha considerado en este momento continuar P y S a variaciones de f (en sentido contrario al inicial)
- ¿Adaptación a IEC 61400-21?
- Procedimiento de simulación abierto, no restringido a ningún software
- **¿Posibilidad de realizar más escalones de frecuencia en la simulación si se deshabilitan las protecciones?**
- Simulación complementaria para evaluar el MGE en su conjunto y el funcionamiento del PPC, con modelo dinámico certificado → Es necesario que la redacción sea más cerrada, del estilo del resto del documento

MRPFL-U: modo de reg. P-f limitado subfrecuencia

- Análogo al MRPFL-O,
- Como las pruebas MRPFL-O, MRPFL-U y MRPF son para verificar el control de potencia activa, el requisito de permanecer sub-excitado puede quedar exento o cambiarse como "factor de potencia de la unidad".

Propuesta a: realizar pruebas de MFRL en el factor de potencia de la unidad.
"Cuando la UGE forme parte de un MGES, se verifica el ensayo en modo de control de factor de potencia en el punto de Factor de potencia consigna = 1".

MRPF: modo de reg. P-f

- Análogos a MRPFL-O y MRPFL-U
- Corrección tabla para considerar la precisión de 10 mHz
- Simulación complementaria para evaluar el MGE en su conjunto y el funcionamiento del PPC, con modelo dinámico certificado → Es necesario que la redacción sea más cerrada, del estilo del resto del documento

Capacidad de control P-f

- Corrección errata sobre la ubicación de las pruebas:

Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. (Ver páginas 119927 hasta la 119934).

Capacidad y rango de control de la potencia activa

- Referencia a la 61400-21
- Tiene sentido añadir una tabla de resultados con el 5% de margen además de añadir los tiempos de regulación admisibles ¿propuestas?

Nº punto del ensayo	P reference (p.u.)	Settling	P ₁ (%) registrada	Desviación (%)	Rango potencia admisible (%). (Se considera error ±5% respecto a la P _{max})
1	1				95-105%
2	0.8				75-85%
3	0.6				55-65%
4	0.4				35-45%
5	0.2				15-25%

Emulación de inercia

- ¿se aceptan pruebas con variaciones rápidas de la f ?
 - El Reglamento indica que se realice por simulación. Se podría valorar, para el punto 1 únicamente, la alternativa de pruebas, ya que se trata de un requisito voluntario. En cualquier caso para el punto 2 será necesario un modelo para realizar el análisis modal
- Complicación validación modelo
- ¿rango de inercias en [s] en la base del MPE?

Requisitos relacionados con Q y control U

REQUISITO				FORMA DE EVALUACIÓN	
Artículo [1]	Definición del Requisito	Tipo MGE	Apartado de la Norma Técnica	MPE	MGES
18.2.b	Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima	≥C	5.9	N/A	(S y P) o C ²
18.2.c	Capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima	≥C	5.9	N/A	(S y P) o C ²
21.3. b	Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima	≥C	5.9	(S y P) o C ²	N/A
21.3.c	Capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima	≥C	5.9	(S y P) o C ²	N/A
21.3.d	Modos de control de la potencia reactiva	≥C	5.10	P o C	N/A

Q a Pmax y a P<Pmax

- Se ha modificado estructura del apartado:
 - Ensayo y Simulación a nivel UGE+ nivel CAMGE+ simulación complementaria
 - Ensayo y simulación a nivel MGЕ
- Simulación complementaria= flujo de cargas con la topología de MGЕ y hasta el PCR.
- Se divide por MPE y MGES: debido a que existe en el Reglamento diferenciación en la P/Pmax, debido al recurso primario.
- Tiempos largos de ensayo para registrar los valores de Q requeridos, por indicación del Reglamento. Son ensayos largos, pero se ha tratado de minimizar todo lo posible los puntos a ensayar.
- Temas a debatir:
 - ¿Cómo se modifica valor de U? → Indicación en TR3
 - Tolerancias en tablas se han eliminado, para indicar valor de Q, que puede ser mayor.
 - Ensayo a nivel CAMGE. ¿Hay algo más específico que “los estándares que ya existen (IEC, TR3)”—comAEE?

Modos de control de Q

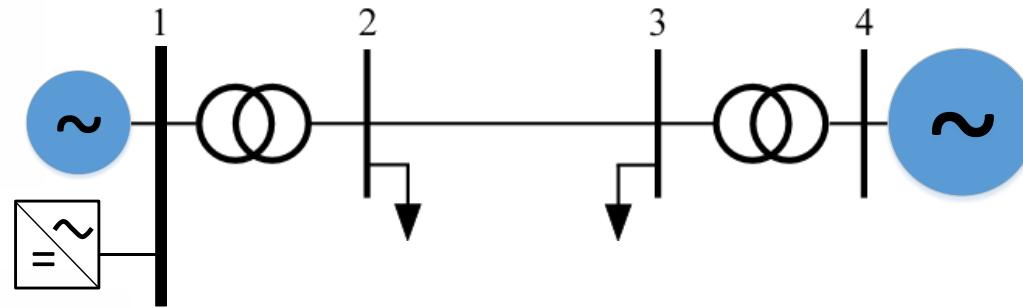
- En el documento se siguen revisando los comentarios. No se ha modificado todavía la estructura
- Modos de control de Q, consigna U y cosfi
 - Consignas Q: de 10%, 0% y -10% de Q/Pmax. Precisión Q medida y t medido, definida en Reglamento
 - Consigna U: ensayos para pendientes del 2% y 7%
 - Consigna cosfi: consignas desde 0,95 ind. a 0,95 cap. Tolerancia 1,5%
- En general 1 minuto para estabilización (no debería ser así a nivel UGE)
- Aquí sí hay tolerancias y para entenderlas hay que referirse a PO12.2, y Reglamento (consigna U)
- Temas a debatir:
 - Para control U: Se puede o bien modificar la tensión o modificar señal en sistema de control
 - Modelo de simulación para simulación complementaria de control de tensión?

Requisitos relacionados el amortiguamiento de oscilaciones

REQUISITO				FORMA DE EVALUACIÓN	
Artículo [1]	Definición del Requisito	Tipo MGE	Apartado de la Norma Técnica	MPE	MGES
19.2	Control de amortiguamiento de oscilaciones de potencia	D	5.11	N/A	S o C
21.3.f	Control de amortiguamiento de oscilaciones	≥C	5.12	S o C	N/A

Amortiguamiento de oscilaciones

- Proporcionar datos del unifilar
- Eliminar referencias a herramientas comerciales
- Para MPE:



- Tal como se ha trasladado ya a REE, el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia es un tema complejo del que no se dispone experiencia suficiente. Solicitar este tipo de estudios no procede en la actualidad. Proponemos la creación de un GT específico en el que se pueda definir una metodología apropiada.
- Posibilidad de envío de información fabricante → GRT
- Validación modelo ¿cómo?

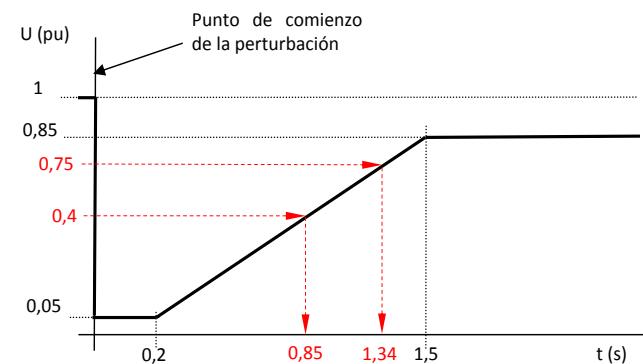
Requisitos relacionados con la robustez

REQUISITO				FORMA DE EVALUACIÓN	
Artículo [1]	Definición del Requisito	Tipo MGE	Apartado de la Norma Técnica	MPE	MGES
17.3	Recuperación de la potencia activa después de una falta	≥B	5.13	N/A	S o C
14.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los generadores síncronos conectados por debajo de 110 kV	≥B	5.13	N/A	S o C
16.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los generadores síncronos conectados por encima de 110 kV	D	5.13	N/A	S o C
20.3	Recuperación de la potencia activa después de una falta	≥B	5.13	S o C	N/A
14.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los MPE conectados por debajo de 110 kV	≥C	5.13	S o C	N/A
16.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los MPE conectados por encima de 110 kV	D	5.13	S o C	N/A
20.2.b y 20.2.c	Inyección rápida de corriente de falta en el punto de conexión en caso de faltas (trifásicas) simétricas	≥B	5.13	S o C	N/A

Simulación requisitos robustez

- Se unifican en el mismo ensayo
- Metodología TR3 para los 4 huecos. Acordado en grupo reducido.

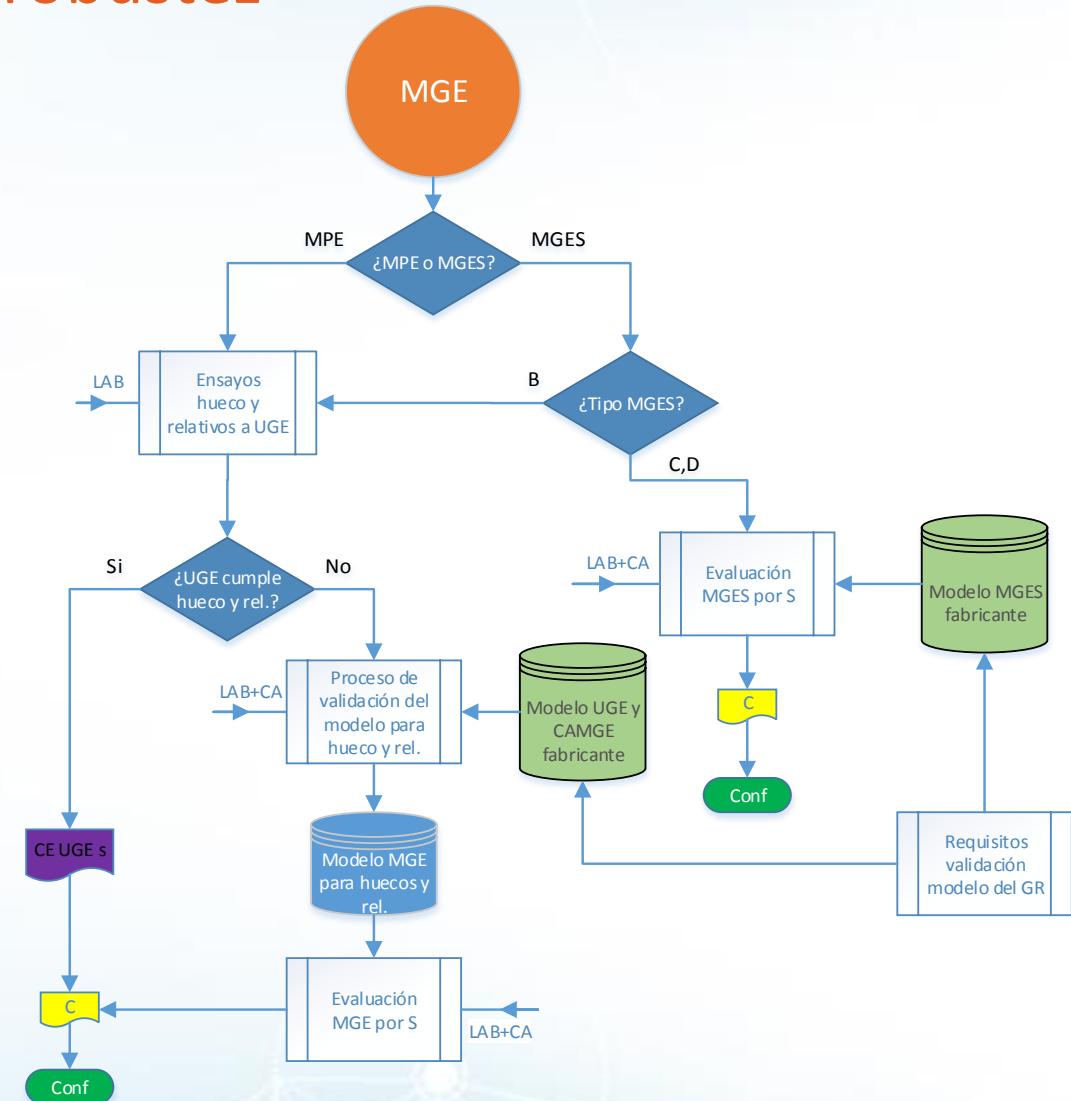
Tipo de Ensayo	U_{res} (p.u.)	T_f (ms)	Tipo de falta	Carga	Q/P_{max}	K^*
$U5TP_{max}$	5%Un ($\pm 5\%$)	≥ 200	Trifásico	Plena	$0 \pm 10\%$	$K_1=3.5$
$U5TP_{med}$				Parcial	$0 \pm 10\%$	$K_1=3.5$
$U5BP_{max}$			Bifásico	Plena	$0 \pm 10\%$	$K_2=3.5$
$U5BP_{med}$				Parcial	$0 \pm 10\%$	$K_2=3.5$
$U40TP_{max}$	40%Un ($\pm 5\%$)	≥ 850	Trifásico	Plena	$0 \pm 10\%$	$K_1=3.5$
$U40TP_{med}$				Parcial	$0 \pm 10\%$	$K_1=3.5$
$U40BP_{max}$			Bifásico	Plena	$0 \pm 10\%$	$K_2=3.5$
$U40BP_{med}$				Parcial	$0 \pm 10\%$	$K_2=3.5$
$U75TP_{max}$	75%Un ($\pm 5\%$)	≥ 1340	Trifásico	Plena	$0 \pm 10\%$	$K_1=3.5$
$U75TP_{med}$				Parcial	$0 \pm 10\%$	$K_1=3.5$
$U75TP_{med}Q_{max}$					Q_{max}/P_{max}	$K_1=3.5$
$U75TP_{med}Q_{min}$					Q_{min}/P_{max}	$K_1=3.5$
$U75TP_{min}$			Bifásico	P_{min}	$0 \pm 10\%$	$K_1=6$
$U75BP_{max}$				Plena	$0 \pm 10\%$	$K_2=3.5$
$U75BP_{med}$				Parcial	$0 \pm 10\%$	$K_2=3.5$
$U75BP_{min}$				P_{min}	$0 \pm 10\%$	$K_2=6$



• Según [2]: K se refiere a K_1 o K_2 , que son las ganancias del control de la inyección de corriente rápida, ajustables entre 2 y 6 pu. El valor por defecto de K_1 y K_2 será de 3,5 salvo indicación expresa del operador del sistema.

Simulación requisitos robustez

- Realización de simulaciones únicamente en el caso de no cumplimiento por parte de la UGE.
- Limitación de equipos de ensayo hasta 10 MW?
5MW? 3-4 MW?
- Entendemos que no ha habido tiempo suficiente para evaluar este apartado



Requisitos relacionados con el restablecimiento

REQUISITO				FORMA DE EVALUACIÓN	
Artículo [1]	Definición del Requisito	Tipo MGE	Apartado de la Norma Técnica	MPE	MGES
15.5.a	Arranque autónomo ¹	≥C	5.14	N/A	P o C
15.5.b	Capacidad de participar en el funcionamiento en isla ¹	≥C	5.15	S o C	S o C
15.5.c	Capacidad de resincronización rápida	≥C	5.16	N/A	P o C

- Apenas han llegado comentarios, únicamente relacionados con la posibilidad de evaluar por P/S aquello que se requiere por S/P.
- La metodología de las P y S se ha tomado de National Grid, parcialmente.
- Entendemos que no ha habido tiempo suficiente para evaluarlos.

Comentarios a apartado 6 (Modelo simulación)

- Apartado referido a la certificación del modelo, no a quién debe realizar las simulaciones con el mismo (para esto está el apartado 5)
- Coordinación con PO9 para no requerir informe de validación si el modelo ha sido certificado y cumple las condiciones requeridas por PO9
- **TEMA CRÍTICO:** Error máximo 10%. Se propone discutir este aspecto a nivel grupo reducido para plantear en la siguiente reunión, es suficientemente importante como para considerar que un simple 10% es correcto, dependerá de los tramos transitorios, etc... ver norma 61400-27.

Comentarios a apartado 7 (Anexos)

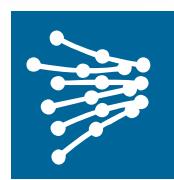
- Errata: en cuanto al formato del certificado final para GRP, se incluirá en la NTS.
- Modelo red equivalente
 - Problemas con el valor de SCR=5
 - Necesidad de pulir un poco más el Anexo II, no obstante es la red de simulación utilizada para el PVVC de los TNP

Agenda

Programación	Asunto
10:00h-10:30h	Introducción
10:30h-11:00h	Temas generales
11:00h-12:30h	Comentarios a V4 de la NTS
12:30h-12:45h	PAUSA
12:45h-15:00h	Comentarios a V4 de la NTS (cont.)
15:00h	Próximos pasos

Próximos pasos

- El grupo de trabajo formado por los GRD y REE enviará al GTSUP la v6 de la NTS para comentarios la semana 9 de 2019 (semana próxima), considerando los comentarios realizados durante la reunión de hoy y aquellos que consideren GRD y REE necesarios
- Se abre un plazo de comentarios a la NTS v6 que finalizará el 29 de marzo de 2019
 - Formato: plantilla habitual o comentarios sobre la NTS v6 y se enviarán a todo el GTSUP
- Se evaluarán los comentarios, se implementarán y se generará la **versión v7 de la NTS**. Se convocará al GTSUP el 25 de abril de 2019 para discusión del documento con todos los cambios implementados y cierre del mismo.
- REE y GRD publicarán esta NTS; REE actualizará la guía existente de PES adecuándola a la nomenclatura de los CRCs (notificaciones operacionales) e incluyendo el encaje de la supervisión en el proceso de PES.
- Se espera que a partir de la publicación NTS, sea posible acreditarse para esta NTS.
- El GTSUP será un grupo que permanecerá activo.



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

cuidamos tu energía

www.ree.es

Gracias por su atención