



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

Abril 2019



Agenda

1. Introducción

2. Temas generales

3. Comentarios a V6 de la NTS

4. Pausa

5. Comentarios a V6 de la NTS (cont.)

6. Próximos pasos

Introducción - 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 Martinez	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	
Joaquín 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 Luis Borrego		ENAC
José Miguel Miranda	AEE	Gamesa
Juan Carlos Pérez	AEE	Iberdrola Renovables
Luis Díez Maroto		Norvento
Omar Kalim		SGS Electronics
Miguel Martínez	APPA	Astrom Technical Advisor
Moisés Canales	UNESA-D	Viesgo
Nuno Taveira	AEE	Enercon

APELLIDOS, NOMBRE	ASOCIACIÓN	EMPRESA
Olivia Infantes		ENGIE
Manuel Allo		ENGIE
Patricia P. Muñoz Seco		ENGIE
Fernando González		ENGIE
Óscar Martínez	UNESA-G	Iberdrola Generación
Patricia Portillo		Aduriz
Roberto González	UNEF	Ingeteam
Roberto Paiocchi	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	X-Elio
Virginia García		CNMC
David Cruaños	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
Felipe Molinero		TUV
Santiago Parés	AEE	UL
Alejandro Ojeda		ARTECHE
Enrique Pérez		ARTECHE
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
Juan Francisco Vico Zafra		REE

Introducción – Actividades GTSUP post 21/2/2019

- Distribución de NTS V6 para comentarios (19/2)
- Continuación de reuniones telefónicas del grupo reducido
- Procesado de comentarios: REE y Distribuidores
 - ACOGEN
 - AEE
 - UNEF
 - Artech
 - Digsilent Ibérica
- Contacto con FGW para coordinación

Introducción – Novedades Regulatorias

- Aplicación del Reglamento 2016/631 el 27 de abril, sin la publicación a nivel nacional de la implementación del mismo. Por este motivo:
 - Carta REE a Dirección de Política Energética y Minas (DGPEM) del MITECO

Por estos motivos, el operador del sistema propone mantener la aplicabilidad de los requisitos técnicos y, en caso necesario, ampliar los plazos para su supervisión de forma compatible con la fecha de aprobación efectiva de los desarrollos normativos nacionales y con los tiempos necesarios para **desarrollar de manera ordenada los procesos de certificación requeridos.**

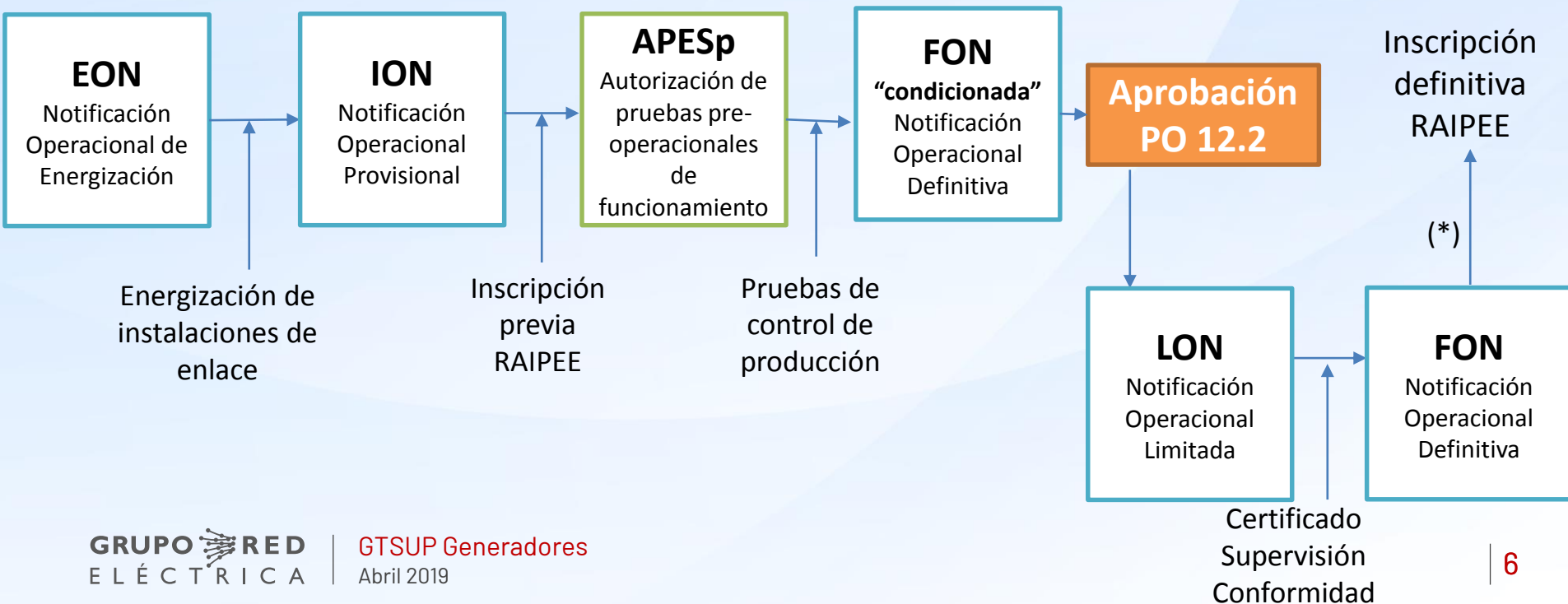
- Carta AELEC y otras asociaciones europeas a ACER y CE

Temas Generales – Propuesta de Notificación Operacional

REE emite FON informando que el Reglamento (UE) 2016/631 resulta de aplicación e indicando que, tras la aprobación de la normativa nacional para los distintos requisitos (propuesta de PO 12.2), dicha Notificación emitida pasaría a tener la consideración de LON hasta que se acreditara para la planta el cumplimiento de los requisitos técnicos a través del certificado de supervisión conforme a la NTS.

- Plazo máximo de vigencia LON: 12 meses con posibilidad de prorrogarse por periodo igual.
- El plazo de la LON comienza a contar desde que se aprueba el PO 12.2.

Necesario revisar esquema propuesto en función de reciente propuestas reglamentarias



Introducción – Novedades Regulatorias

- 24/4/2019: MITECO comunica a los GTI:

Os informamos de que recientemente se ha publicado en la página de participación pública del MITECO el conjunto de propuestas que integran el paquete normativo desarrollado con el objeto de llevar a cabo la implementación de los códigos de red de conexión.

Podréis acceder a la propuesta normativa a través del siguiente enlace:

<https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/propuesta-normativa-codigos-red-europeos.aspx>

El plazo para formular alegaciones vence el día 20 de mayo de 2019.

- Propuesta de RD por el que se Regulan Aspectos Necesarios para la Implementación de los Códigos de Red Europeos de Conexión y Propuesta de Orden por la que se Establecen los Requisitos Técnicos de Conexión a la Red.
 - En relación con las tareas exclusivas del GTSUP, se considera necesario introducir una referencia a la NTS en esta propuesta de RD

Introducción – ENAC

- Desde el origen del GTSUP se ha mantenido una estrecha colaboración con ENAC para el desarrollo de esta NTS
- ENAC ha revisado la última versión de la NTS y ha introducido comentarios y ha proporcionado su valoración a los GRP
- Durante la reunión de hoy, contaremos con la asistencia de ENAC para cualquier tipo de aclaración que se considere pertinente por parte de los miembros del GTSUP
- Podéis dirigir vuestras consultas a José Luis Borrero: jborrego@enac.es

Q compartidos



Agenda

1. Introducción
- 2. Temas generales**
3. Comentarios a V6 de la NTS
4. Pausa
5. Comentarios a V6 de la NTS (cont.)
6. Próximos pasos

Temas Generales – Consultas Asesoría Jurídica

○ Confidencialidad

- En el caso de que el GRP delegue a terceros la ejecución de la supervisión de la conformidad, el GRP, tal y como señala el artículo 41.5 tiene la obligación de seguir garantizando la confidencialidad prevista en el artículo 12 del Reglamento, incluyendo los compromisos de confidencialidad con el cesionario.
- Ello implicaría que puesto que el GRP sigue siendo garante de la confidencialidad, debe poner todos los medios a su alcance para que esta obligación de confidencialidad se cumpla por los terceros a los que delegue.

*“Toda información confidencial recibida, intercambiada o transmitida en virtud de esta Norma Técnica, así como de la propuesta de P.O. 12.2, la propuesta de AELEC y el propio Reglamento 631/2016 anteriormente referidos y sobre cuya base se elabora la presente Norma Técnica, por parte de los sujetos involucrados en la supervisión de la conformidad está sujeta al secreto profesional y, en general, a la obligación de confidencialidad contemplada en los apartados 2, 3 y 4 del artículo 12 del **Reglamento**. Dichos sujetos deberán garantizar la confidencialidad de la referida información y adoptarán todas las medidas necesarias para ello, siendo responsables de las consecuencias de su incumplimiento”.*

Temas Generales – Consultas Asesoría Jurídica

- Definiciones Certificador autorizado y entidad acreditada
- «**Entidad acreditada para la realización de ensayos y simulaciones**»: entidad que dispone de acreditación de acuerdo a la norma **UNE EN ISO/IEC 17025**, para la realización de ensayos en campo o bancada de **UGE** o **CAMGE**, o para la realización de simulaciones con modelos informáticos de **UGE, MGE** o **CAMGE**, por la Entidad Nacional de Acreditación (**ENAC**) o por cualquier otro organismo acreditador con el que ENAC tenga acuerdo mutuo (**ILAC**) . Con carácter general se hará referencia a esta figura como “**entidad acreditada**” a lo largo de esta **Norma Técnica**.
- Certificador autorizado → Definición del **Reglamento**

Temas Generales – Consultas Asesoría Jurídica

- Necesidad de referir la NTS en la regulación– Antecedentes, P012.3

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

18485 *RESOLUCIÓN de 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas.*

Vista la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Visto el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Vista la propuesta realizada por el Operador del Sistema del procedimiento de operación del sistema, P.O. 12.3, de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Esta Secretaría General, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, ha adoptado la presente resolución:

Primero.–Se aprueba el procedimiento de operación P.O. 12.3 «Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas», que figura como anexo de la presente resolución.

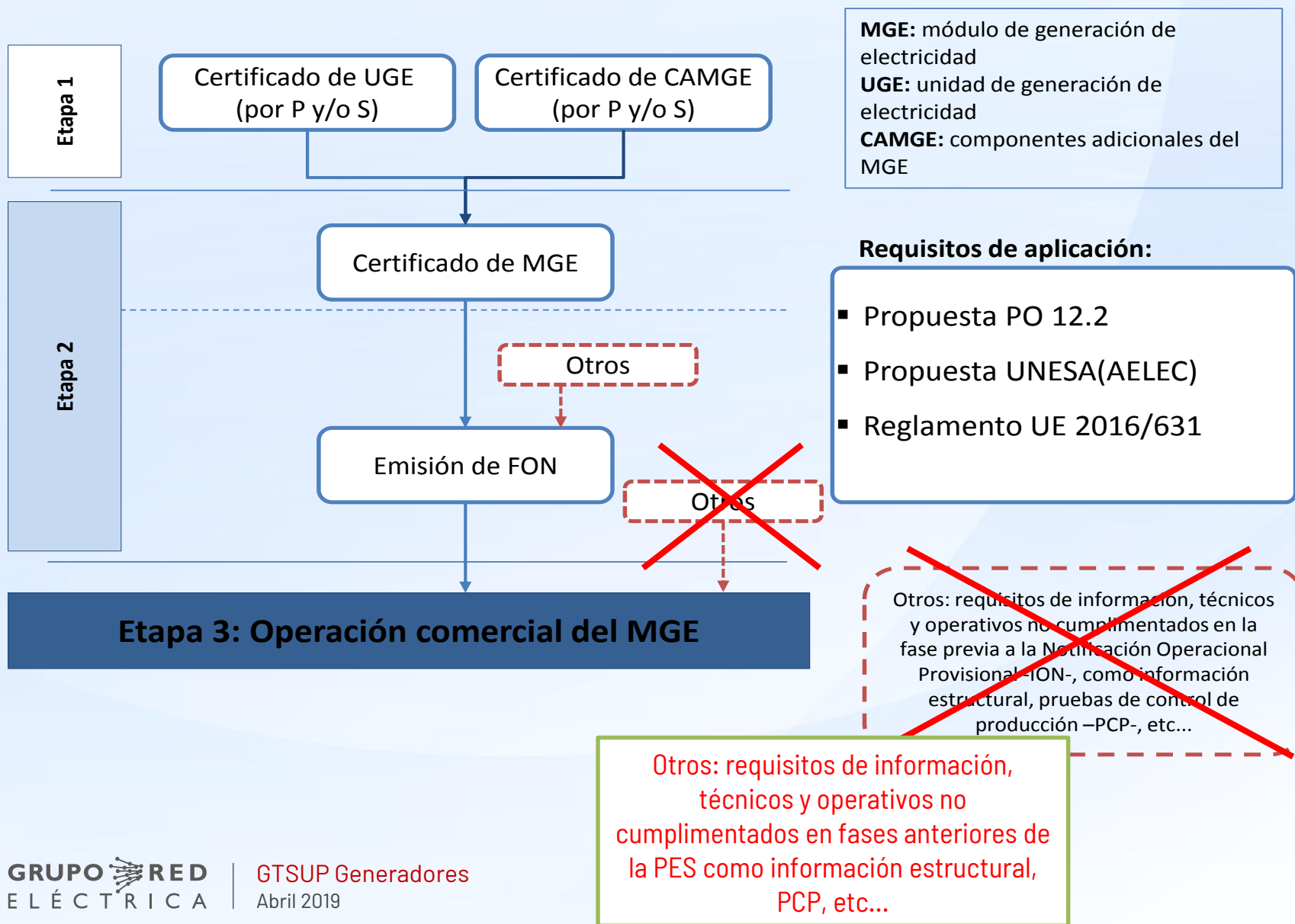
Segundo.–Al objeto de verificar el cumplimiento de los requisitos especificados en este procedimiento de operación, se desarrollará un sistema de certificación de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 2200/1995, de 28 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de la Infraestructura para la Calidad y la Seguridad Industrial.

Temas Generales – Consultas Asesoría Jurídica

- Necesidad de referir la NTS en la regulación – Borrador de párrafo

Al objeto de la evaluación de los requisitos técnicos especificados en (*RD, OM, etc que contenga PO12.2 y requisitos AELEC*), y para cumplir con lo previsto en el Título IV del Reglamento 2016/631, los gestores de red desarrollarán una norma técnica de supervisión.

Temas Generales – Etapas esquema gral. de supervisión



[illegible]

Temas Generales – UGE Tipo

Propuesta AEE:

- Potencia nominal del $\pm 25\%$ al $\pm 50\%$ (como FV)
- Se considerarán válidas las agrupaciones de varias etapas de potencia (sistemas modulares), sin ser necesaria la repetición de ensayos

Propuesta ACOGEN:

- Para motores de gas: Incremento de este valor hasta el valor indicado en TRx-FGW

Temas Generales – Cambio de parámetros

Propuesta ACOGEN:

La validez de los certificados de equipo de las **UGE** y los **CAMGE** está condicionada a la no modificación posterior a la certificación de los parámetros usados en el proceso de evaluación **que tengan impacto relevante** en las funcionalidades de control necesarias para el cumplimiento de los requisitos de esta **Norma Técnica**.

ACOGEN: En caso de que se cambien los parámetros en puesta en marcha para ajuste adecuándose al MGE quedará el certificado invalidado? Ej. Parametrización del AVR por diferente text o t'do...

Respuesta: Se modifica en este sentido. El certificador evaluará si la modificación de los parámetros afecta a la respuesta y esa afección implica una variación significativa en cuanto al cumplimiento del requisito en cuestión. No es posible que en esta norma hagamos una descripción de todos los parámetros en un MGE y discriminemos cuáles tienen impacto y cuáles no, y qué variación es significativa y cuál no.

Temas Generales – CAMGE Tipo

Propuesta conjunta AEE-UNEF para STATCOM

Propuesta de Arteche para bancos de condensadores

Propuesta AEE para PPC: seguir TR8 FGW

Temas Generales – Apartado 5 (párrafo introducción)

Adicionalmente también se considerarán los **siguientes aspectos** para los equipos de medida e instrumentación:

- La exactitud del equipo utilizado como fuente de tensión y frecuencia en las pruebas que lo requieran será asegurada y verificada por el equipo de medida, requiriendo un THD < 1% (IEC 61000-3-7) y una asimetría inferior a $\mu < 0,5 \%$ (IEC 61000-3-13) en funcionamiento estable (sin transitorios de cambio).
- ~~• Los equipos estarán calibrados por una **entidad acreditada** de acuerdo con la norma ISO 17025 y con el periodo de validez correspondiente. Alternativamente se permite el uso de calibraciones internas si esta recogida dentro del alcance de la acreditación del laboratorio acreditado según la ISO 17025.~~
- ~~• El personal, los equipos y la documentación asociada a los ensayos siempre cumplirán los requisitos definidos en la norma ISO 17025~~

Eliminado por ENAC: Requisitos inherentes a la condición de acreditados y, por tanto, se evalúan en los procesos de acreditación

Temas Generales

AEE: NECESIDAD DE DEJAR VÍA ABIERTA PARA VERIFICACIÓN DE CUMPLIMIENTO POR MEDIO DE ENSAYOS A NIVEL DE PARQUE (“S y P o C” debería ser “S o P o C”)

Entendemos que la verificación del cumplimiento mediante ensayos a nivel de parque se utilizará de forma excepcional, pero sí puede ser muy útil para nuevos desarrollos tecnológicos y como plan B para el desarrollo de proyectos en curso, durante el periodo de transición. Para obtener un análisis de riesgos financieros que no perjudique la bancabilidad de los proyectos, es necesario contar con una alternativa que permita conectar los proyectos sin retrasos excesivos. Esta alternativa es el ensayo a nivel de parque. En otros países (léase UK, por ejemplo) un ensayo a nivel de parque es considerado prueba suficiente de cumplimiento, más allá de otros requisitos de documentación que se puedan exigir. Aunque este tema ya se ha tratado anteriormente en el GTSup, entendemos que la reiteración de prueba + simulación no tiene sentido técnico. La verificación mediante pruebas a nivel MPE es igualmente garantista y debería poder contemplarse dentro de la NTS.



Agenda

1. Introducción
2. Temas generales
- 3. Comentarios a V6 de la NTS**
4. Pausa
5. Comentarios a V6 de la NTS (cont.)
6. Próximos pasos

Comentarios a la V6 de la NTS

- Requisitos relacionados con la frecuencia

- LFSM-0:

- Introducción del valor de t_a en las tablas
 - No se producen oscilaciones no amortiguadas (sin especificar el 5%)
 - Los MPE con PPC (que afecte a la regulación proporcionada por el MRPFL-0) realizarán sus pruebas y simulaciones a nivel MGE → revisar
 - Punto de funcionamiento para MPE (cos phi)
 - Propuesta de simulaciones complementarias (AEE); también para FSM y LFSM-U

- LFSM-U:

- Nivel mínimo de regulación vs. nivel mínimo técnico (ACOGEN)
 - Para MGES cuya tecnología utiliza turbinas de gas o motores de gas, se considerará, en cuanto a la posible reducción de la potencia activa desde su capacidad máxima con la caída de frecuencia, lo establecido en el apartado 5.1.4 de [2].

Comentarios a la V6 de la NTS

- Requisitos relacionados con la frecuencia

- FSM:

- Tabla 11: para comprobar la banda muerta, con un 5% de error máximo admisible no es posible (ACOGEN)
 - Este modo de respuesta en frecuencia no puede estar implementado y habilitado por defecto en los parques, porque supondría operar por debajo de la potencia disponible con la consecuente pérdida de producción. Debería eliminarse esta comprobación, o aclarar que los ajustes del modo MRPFL-U pueden estar definidos como se requiere pero deshabilitados. (AEE)

- Capacidad de control P-f (secundaria) → voluntario (AEE)

- Capacidad y rango de control de P

- Se eliminan alusiones al RD413
 - Realización conforme a IEC 61400-21, con la necesidad de definir settling time y error

Comentarios a la V6 de la NTS

- Requisitos relacionados amortiguamiento de oscilaciones

- MGES: se requiere que el PSS amortigüe las oscilaciones

- Se han recibido algunos comentarios desde fuera del GTSUP que no cambian sustancialmente la forma de evaluación propuesta, pero contribuirán a mejorar la propuesta

- MPE: : no se requiere que el MPE amortigüe las oscilaciones, únicamente que no contribuye a deteriorar el amortiguamiento existente entre 0,1 y 1,5 Hz

- AEE:

- Eliminar este punto
 - Creación GT

- REE:

- Sí a trabajar conjuntamente con los grupos de interés
 - El requisito existe en el P.O.12.2 y el Reglamento requiere su evaluación
 - Tanto para MPE como MGES, esta evaluación no se hará a través de una certificación

Comentarios a la V6 de la NTS

- Requisitos relacionados con la robustez

- Hueco: En general, y tras haberlo acordado, se ha optado por la compatibilidad con la metodología de TR3 FGW
 - AEE: Ensayos consecutivos (no referir a estándares internacionales). Estándar internacional es IEC 61400-21, por ejemplo. Compatibilidad entre huecos a $>$ y $<$ de 110 kV
 - ACOGEN: modificación error admisible (5%)
 - AEE/DNV: faltan algunas definiciones de tiempos
 - DNV: incorporar la comprobación de sobretensiones transitorias en las tablas
- Inyección de reactiva :
 - AEE: medida de I_r por debajo de 15%
 - Pendiente evaluar compatibilidad con TR3 y figuras
 - Criterio de signos empleado
- Recuperación de activa:
 - DNV: modificación puntos a evaluar debido al error del 5% admisible



Agenda

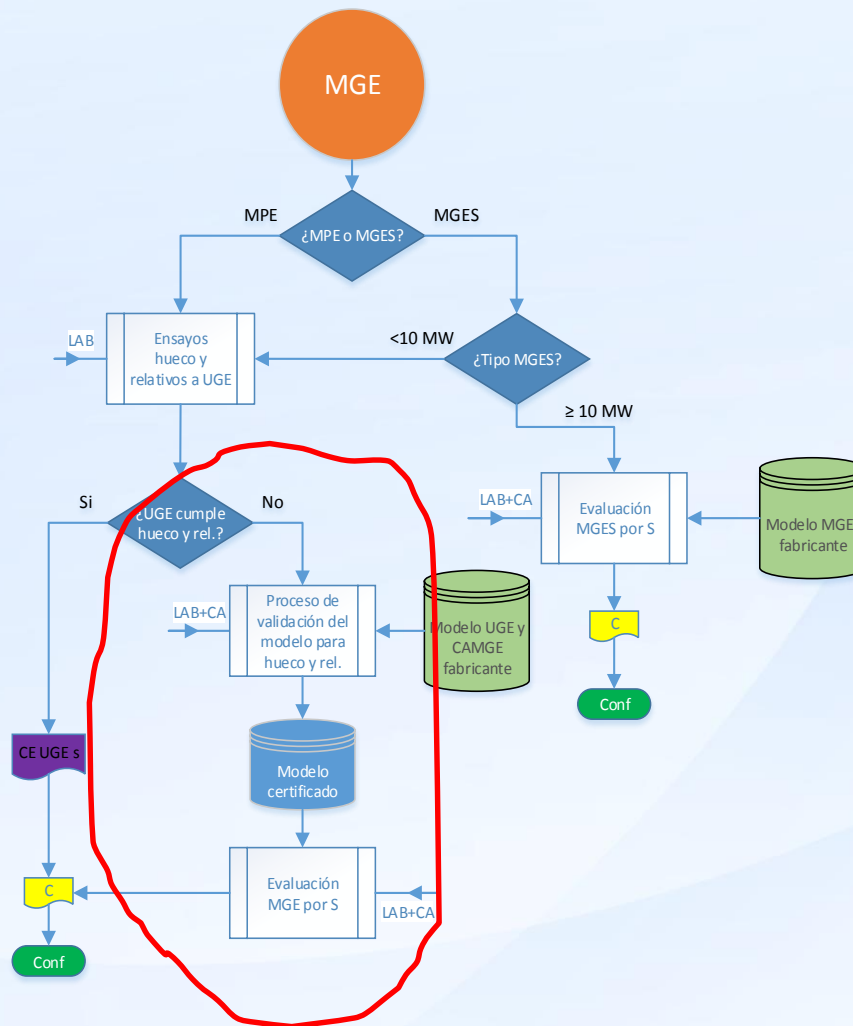
1. Introducción
2. Temas generales
3. Comentarios a V6 de la NTS
- 4. Pausa**
5. Comentarios a V6 de la NTS (cont.)
6. Próximos pasos



Agenda

1. Introducción
2. Temas generales
3. Comentarios a V6 de la NTS
4. Pausa
- 5. Comentarios a V6 de la NTS (cont.)**
6. Próximos pasos

Comentarios – Modelos de Simulación (Apartado 6)



Comentarios – Modelos de Simulación (Apartado 6)

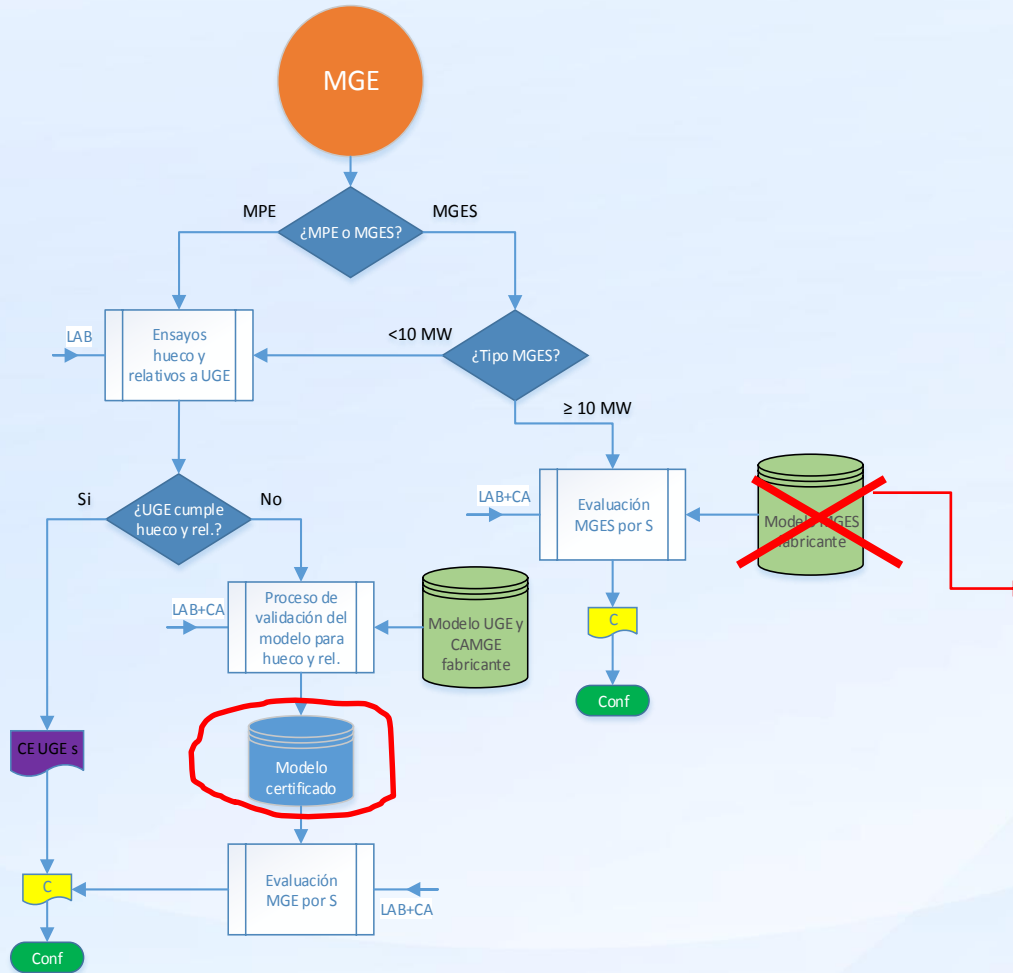
Validación del modelo de simulación:

- Acordado en la última reunión y en las reuniones del grupo reducido:

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.

- Alternativa: Mientras no se consigne una metodología y unos valores de desviación admisibles en **un estándar internacional**, se empleará de manera **transitoria** la metodología empleada en TG4-FGW alemana "Demands on modelling and validating simulating models ..." revisión 09 de 1/2/2019 en su Apartado 5. Esto debe quedar así reflejado en la NTS.
 - Se pretende aceptar los modelos certificados bajo TG4 de cara a la evaluación de requisitos técnicos por simulación conforme a NTS.
 - Esta validación se realiza a través de ensayos de hueco, asumiéndose por tanto que para los requisitos relacionados con la frecuencia (LFSM, FSM,...) se utilizará este modelo y no será necesario por tanto certificar un modelo expresamente para dichos requisitos, tal y como está en el apartado 6.2 de la NTS.
 - Se modificará el apartado 6.3 en el sentido indicado, por tanto.

Comentarios – Modelos de Simulación (Apartado 6)



¿Modelo MGES ≥ 10 MW?

Necesidad de certificación en base a pruebas diferentes a huecos de tensión, dada la no viabilidad técnica de las mismas.

Comentarios – Modelos de Simulación (Apartado 6)

Propuesta de pruebas para la certificación del modelo de MGES $\geq 10\text{MW}$ (I):

- **Sistema de excitación:** estando la unidad de generación a velocidad nominal, circuito abierto (o potencia limitada y constante, ambas opciones son válidas) y tensión de referencia igual a V_{REF} :
 - escalón de tensión de $+\Delta V$ (de V_{REF} a $V_{\text{REF}} + \Delta V$)
 - escalón de tensión de $-\Delta V$ (de $V_{\text{REF}} + \Delta V$ a V_{REF})

Por ejemplo, el valor de ΔV puede ser 5-10%. Se debe registrar la tensión en terminales del generador (E_{trm}) y la tensión de excitación (E_{fd}).

Alternativas: Pruebas especificadas en las versiones más recientes de:

- **IEEE Std 421.2** "Guide for identification, testing, and evaluation of the dynamic performance of excitation control systems",
- **NERC Reliability Guideline** – Power plant model verification and testing for synchronous machines

Comentarios – Modelos de Simulación (Apartado 6)

Propuesta de pruebas para la certificación del modelo de MGES $\geq 10\text{MW}$ (II):

- **Regulador de velocidad-turbina:** estando la unidad de generación a velocidad nominal, potencia constante y frecuencia igual a f_0 :
 - escalón de frecuencia de $+\Delta f$ Hz (de f_0 a $f_0 + 0,2$ Hz)
 - escalón de frecuencia de $-\Delta f$ Hz (de $f_0 + 0,2$ Hz a f_0)
 - escalón de frecuencia de $-\Delta f$ Hz (de f_0 a $f_0 - 0,2$ Hz)
 - escalón de frecuencia de $+\Delta f$ Hz (de $f_0 - 0,2$ Hz a f_0)

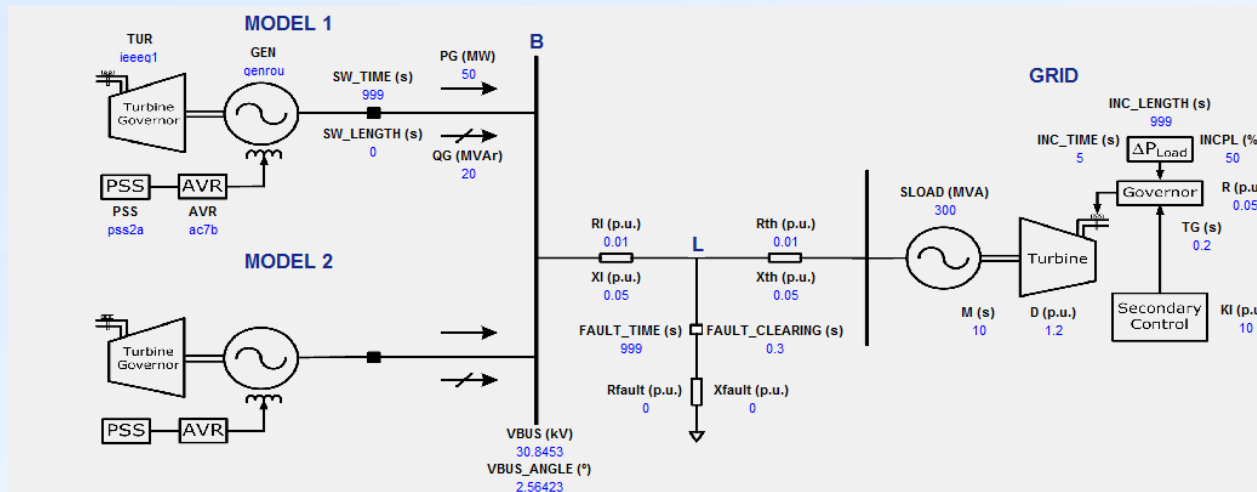
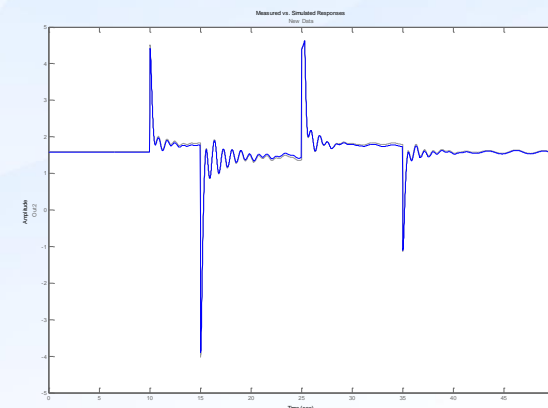
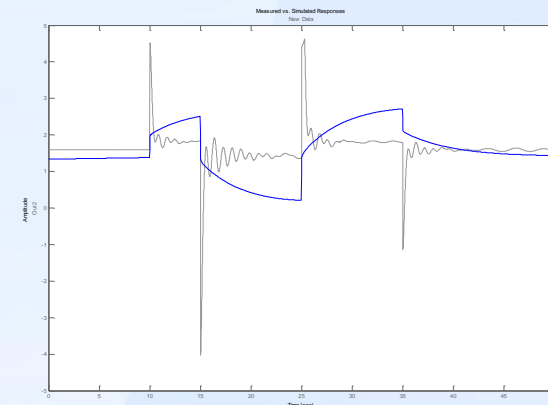
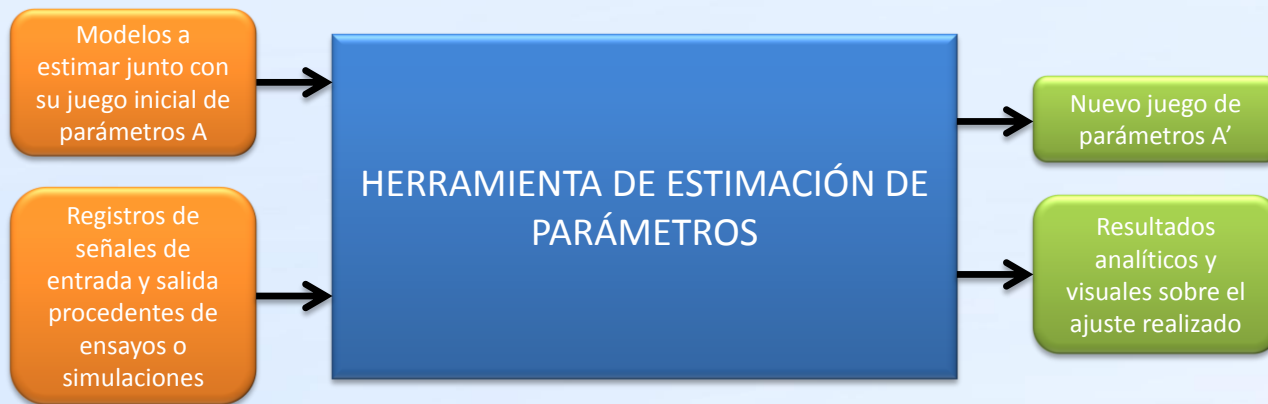
Por ejemplo, el valor de Δf puede ser 0.2 Hz. Siempre debe ser un valor superior a la banda muerta del regulador. Se debe registrar la frecuencia vista por el controlador y la potencia del generador.

Alternativas: Pruebas especificadas en las versiones más recientes de:

- **IEEE Std 1207** "Guide for the application of turbine governing systems for hydroelectric generating units"
- **NERC Reliability Guideline** – Power plant model verification and testing for synchronous machines

Comentarios – Modelos de Simulación (Apartado 6)

Herramientas para la identificación paramétrica de modelos:





Comentarios – Red de pruebas

- Anexo: Red de pruebas propuesta en el PVVC
- Comentarios muy numerosos por parte de Digsilent Ibérica

Comentarios – Modelos de informe– grupo certificadores

Propuesta de modelos para:

- UGE de MPE eólico
 - UGE de MPE fotovoltaico
 - UGE de MGES
 - CAMGE
- 
- Certificados a intercambiar entre certificadores autorizados → formato recomendado
-
- Certificado Final de MGE
- 
- GRP**
-
- Adicionalmente, DNV ha propuesto un anexo sobre el formato de intercambio de datos



Agenda

1. Introducción
2. Temas generales
3. Comentarios a V6 de la NTS
4. Pausa
5. Comentarios a V6 de la NTS (cont.)
- 6. Próximos pasos**

Próximos pasos

- Se evaluarán los comentarios, ya que no ha sido posible hacerlo en esta ocasión previo a la reunión por el retraso general en los envíos, y se implementarán. Se generará la versión v7 de la NTS.
- Próxima reunión (última antes de publicar NTS): **20 de junio.**
- Posteriormente REE y GRD publicarán la 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.
- El GTSUP será un grupo que permanecerá activo, y por tanto se deberían establecer reuniones periódicas.



Reactiva en "Nudos Compartidos"
Reunión GTSup 25/04/2019

Abril 2019

Antecedentes

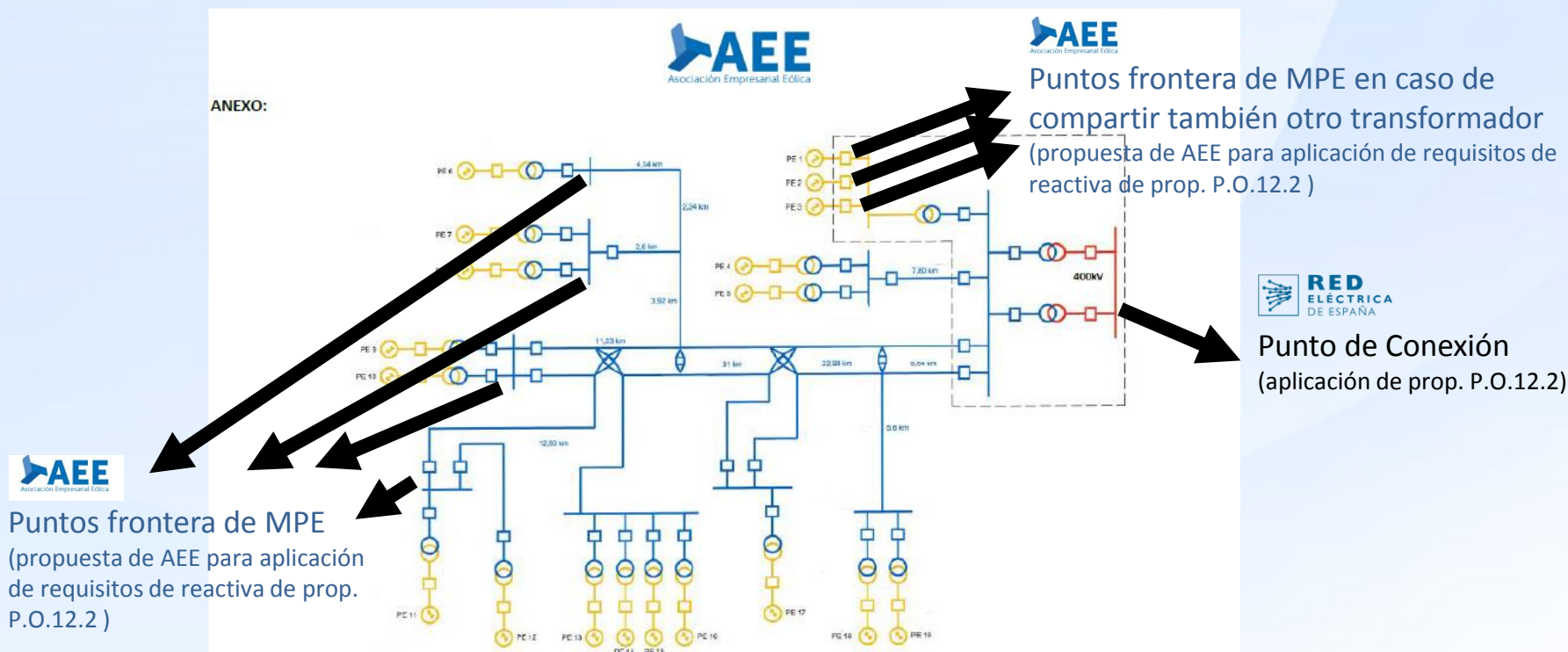
- En la Propuesta de P.O. 12.2 elaborada durante la actividad de los grupos de trabajo de la Implementación CRC se establecen requisitos de potencia reactiva en el Punto de Conexión.
- El Punto de Conexión se define en el Reglamento UE 631/2016:

15. «punto de conexión»: la interfaz a la que el módulo de generación de electricidad, la instalación de demanda, la red de distribución o el sistema HVDC está conectado a una red de transporte, una red en alta mar, una red de distribución, incluidas las redes de distribución cerradas, o un sistema HVDC, según se determine en el acuerdo de conexión;

- Teniendo en cuenta la definición, el Punto de Conexión es el punto de conexión a la RdT o RdD.
- En ocasiones existen entre el punto frontera del MPE (donde están los equipos de medida del MPE) y el Punto de Conexión redes de conexión de los MPE que no son ni RdT ni RdD y son compartidas entre varios MPE.
- Establecer requisitos de potencia reactiva y modos de control de tensión en el Punto de Conexión implica que los MPE deben compensar el consumo y generación de reactiva de dichas redes compartidas.

Antecedentes

- En diciembre de 2018, AEE remite a REE una propuesta de aplicación de requisitos de potencia reactiva y de modos de control de tensión en la que, resumidamente, AEE propone que los requisitos expuestos en la propuesta de P.O. 12.2 apliquen directamente en el punto frontera del MPE.
- Se representa gráficamente en el siguiente esquema (proveniente de AEE):

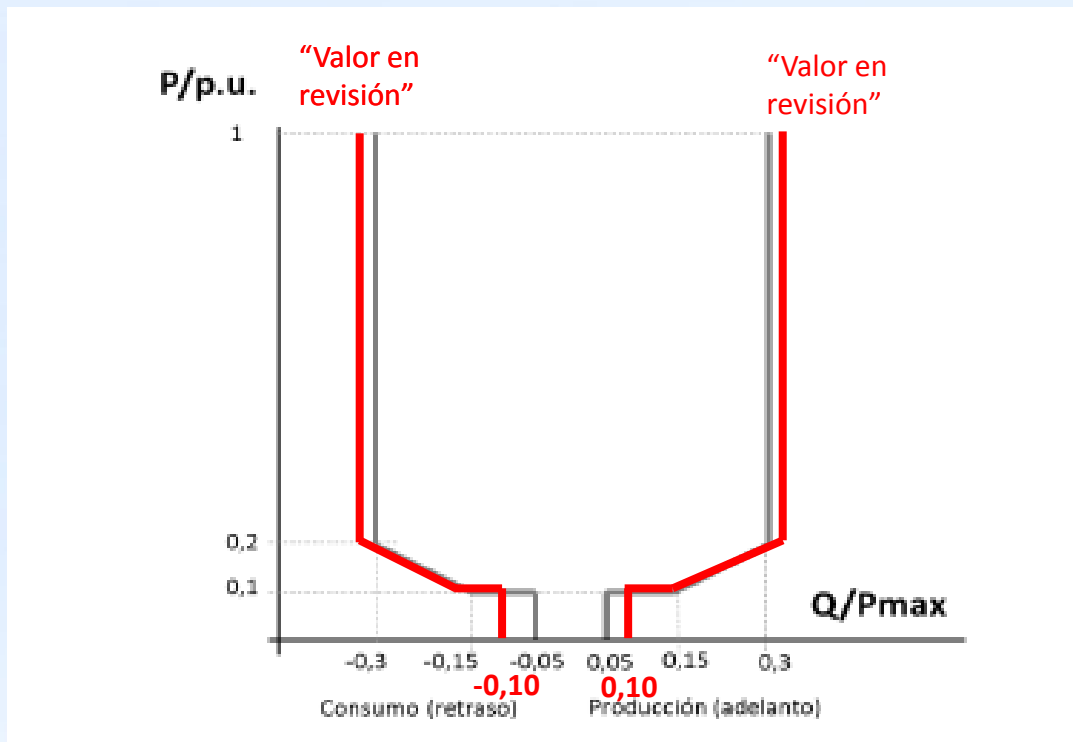


Antecedentes

- REE entiende y comprende:
 - La complejidad de las redes de conexión de los MPE al Punto de Conexión, que además, según ha comentado AEE, tenderán a ser más largas y complejas en el futuro.
 - La no existencia actualmente (y complicación de instalación en el futuro) de elementos de medida del Punto de Conexión que posibiliten la regulación de tensión de los MPE según parámetros del Punto de Conexión
 - La complejidad para establecer entre todos los MPE conectados a un Punto de Conexión un reparto de la capacidad de reactiva para compensar la red de conexión acorde con evolución temporal de las Instalaciones y el no cumplimiento de las existentes. Dicha complejidad se pone de manifiesto más aún durante el proceso de supervisión de la conformidad.
- REE propone en febrero de 2019 una alternativa simplificada para el caso de estos “Nudos Compartidos” que consiste en trasladar los valores de la propuesta P.O.12.2 al punto frontera de MPE mayorando la capacidad de reactiva, tal como se muestra en la figura, para compensar la red de conexión, pero de una forma equitativa y sencilla.

Antecedentes

- Se representa en rojo la capacidad alternativa propuesta por REE a considerar en el lado de alta del transformador.



- En abril de 2019 AEE envía comentarios a la propuesta y pidiendo una reunión con REE para clarificar las necesidades de reactiva.

Justificación

- Con el parque generador instalado actualmente, REE observa situaciones en los “Nudos compartidos” en los que la red de conexión de los MPE introducen gran consumo o generación de potencia reactiva
 - En situaciones de baja producción de los MPE ($P \sim 0$), la red de conexión genera gran cantidad de potencia reactiva por comportarse como un condensador (a mayor tensión de instalación, mayor impacto)
 - En situaciones de elevada producción de los MPE ($P \sim 100\%$), la red de conexión absorbe gran cantidad de potencia reactiva
- Este hecho ocasiona que sea complicado para el Operador del Sistema el mantener las tensiones en la RdT dentro de los rangos admisibles
- En el futuro, con “Nudos compartidos” más complejos y menor número de generadores síncronos controlando la tensión en la RdT, el control de la tensión en la RdT se prevé más difícil todavía.
- A continuación se muestran ejemplos concretos actuales.

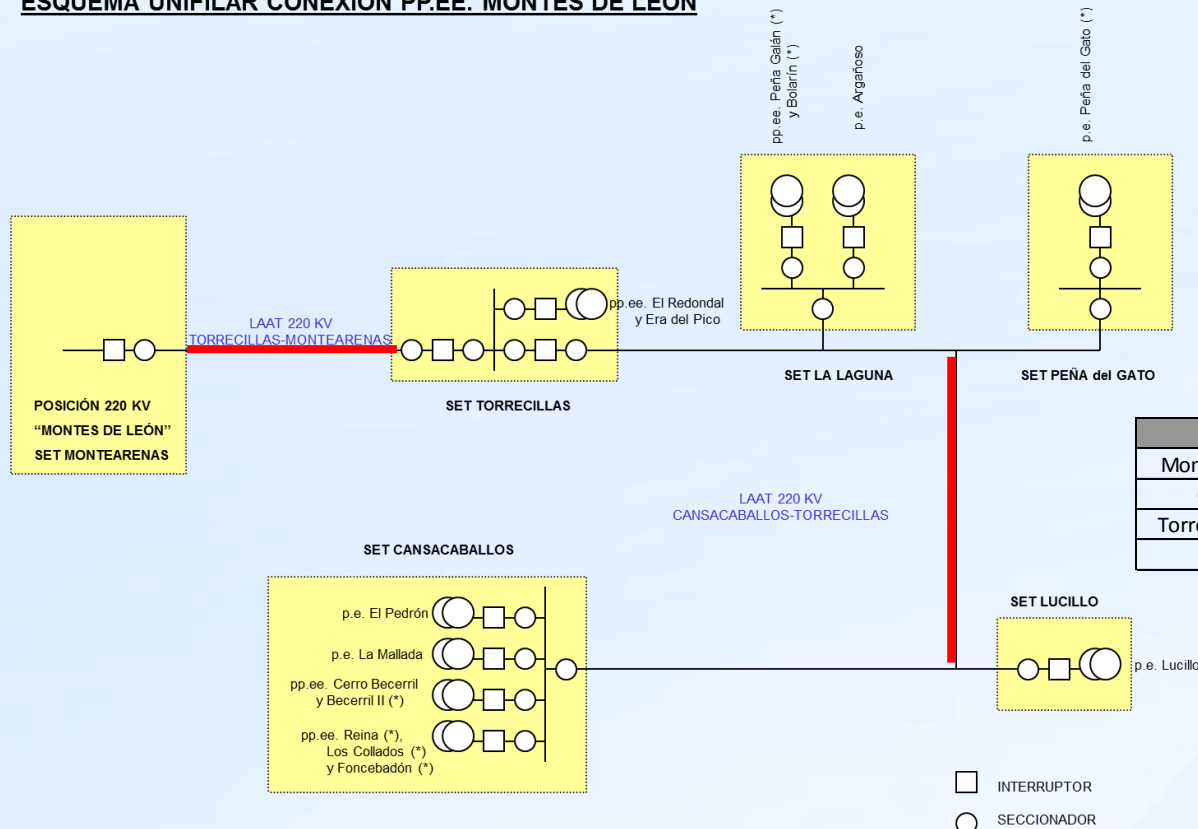
Justificación

Ejemplos de nudos en los que el Centro de Control observa que los PPEE contribuyen a elevar las tensiones (selección aleatoria):

- Mazaricos: inyecta hasta 28 MVar (5% de los parques 18 MVar) - RdD!
- Montes de León: inyecta hasta 18 MVar (5% de los parques 9 MVar)
- Albarellos: inyecta hasta 13 MVar (5% de los parques 8 MVar)
- Pinilla: inyecta hasta 36 MVar (5% de los parques 36 MVar)
- Facinas: inyecta hasta 30 MVar (5% de los parques 20 MVar)
- Tajo Encantada: inyecta hasta 24 MVar (5% de los parques 16 MVar)
- Fuentes de la Alcarria: inyecta hasta 33 MVar (5% de los parques 25 MVar)

Justificación

ESQUEMA UNIFILAR CONEXIÓN PP.EE. MONTES DE LEÓN



$P_{\text{instalada}} = 184.5 \text{ MW}$

La red de conexión a compensar se trata básicamente de 2 líneas de 220 kV y dos tramos de cable

Topología	Configuración	Distancia (km)
Montearenas-Torrecillas	línea	11.5
Cable Torrecillas	cable	0.4
Torrecillas-Cansacaballos	línea	21
Cable La Laguna	cable	0.1

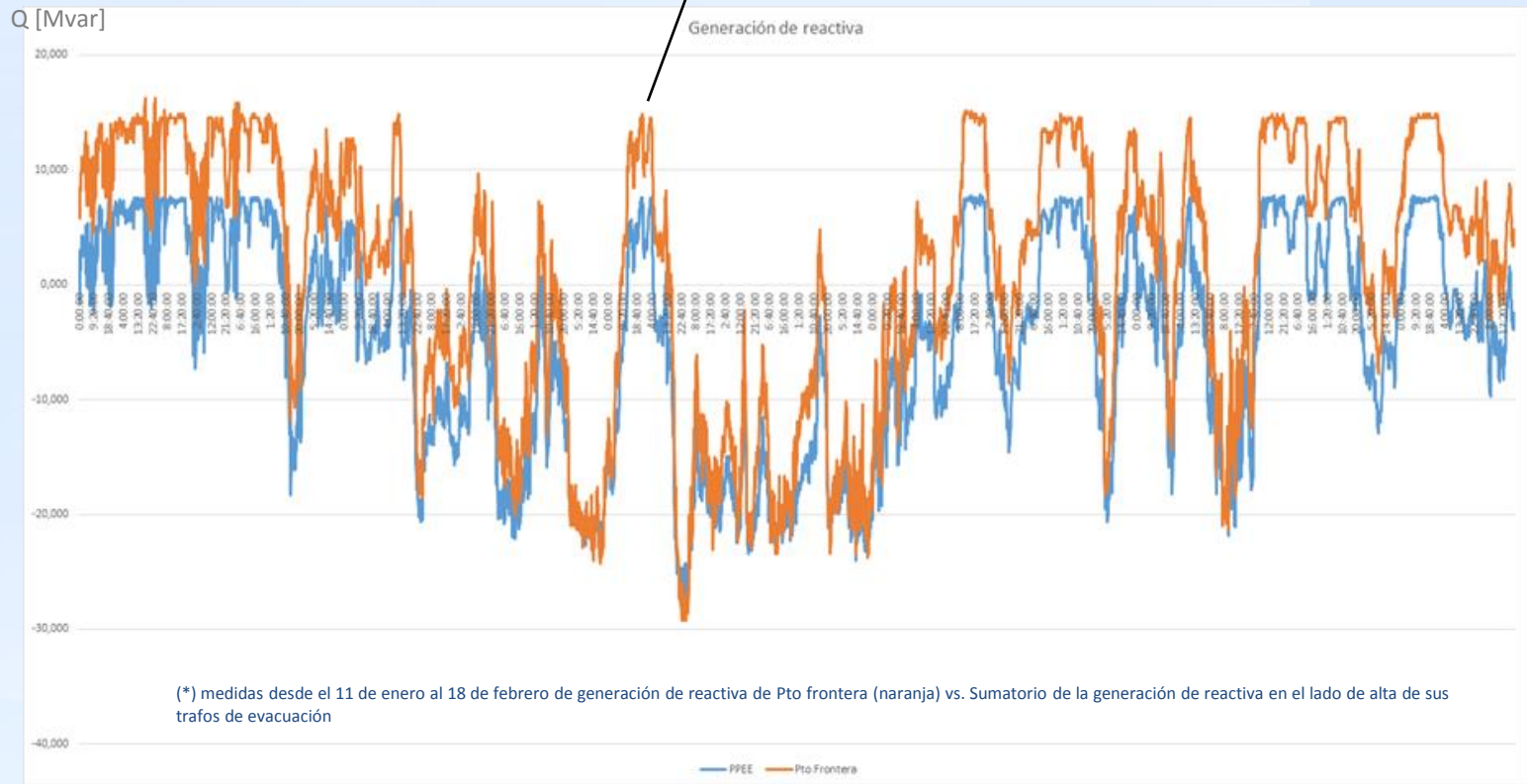
Nombre de la instalación	Centro de Control	Pot	B3	Posición RdT	SE Conexión
ARGAÑOSO	IBGEN	22	ARGANOSO	MONTES DE LEÓN	SE 220 kV LA LAGUNA
CERRO BECERRIL	EDPR	14.4	BECERRIL	MONTES DE LEÓN	SE 220 kV CANSACABALLOS
EL PEDRON	EDPR	43.2	ELPEDRON	MONTES DE LEÓN	SE 220 kV CANSACABALLOS
ERA DEL PICO	EDPR	11.9	ERADELPI	MONTES DE LEÓN	SE 220 kV TORRECILLA-MTES LEÓN
LUCILLO	EDPR	17.6	LUCILLO	MONTES DE LEÓN	SE 220 kV CANSACABALLOS
MALLADA	EDPR	44.8	MALLADA	MONTES DE LEÓN	SE 220 kV CANSACABALLOS
REDONDAL	GAMESA	30.6	PEREDOND	MONTES DE LEÓN	SE 220 kV TORRECILLA-MTES LEÓN

Justificación

Montes de León.

En situaciones de baja producción $P \sim 0$

En la RdT, el Operador del Sistema llega a ver inyecciones de potencia reactiva de hasta 18 Mvar



Cierto que no todo depende de la red de conexión: los MPE también se encuentran generando reactiva

Justificación

Montes de León.

En situaciones de baja producción $P \sim 0$

La diferencia entre la generación vista en la RdT y la generación del PPEE sería la generación de la red de conexión y se muestra en la figura:

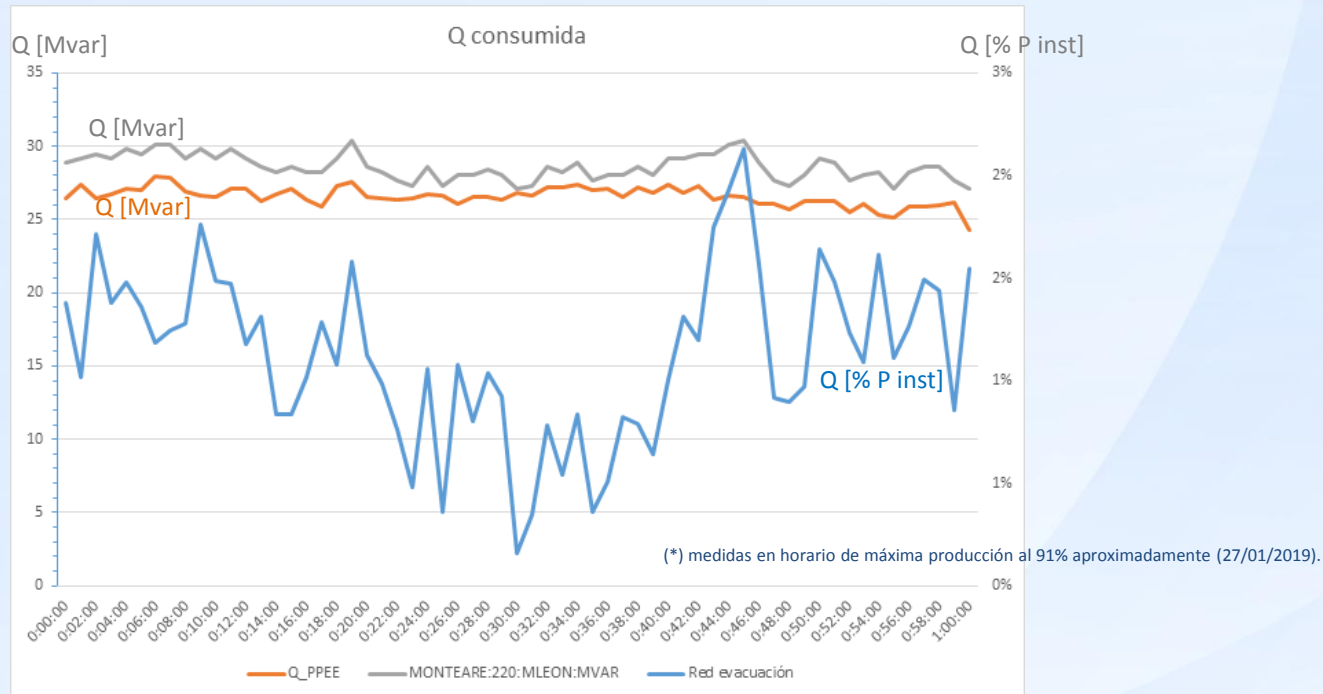


La red de conexión genera entre 7 y 8 Mvar $\sim 4\%$ \rightarrow El cumplimiento del 5% en bornas de central prácticamente sólo contribuiría a compensar la red de conexión ya instalada actualmente.

Justificación

Montes de León.

En situaciones de elevada producción $P \sim 100\%$



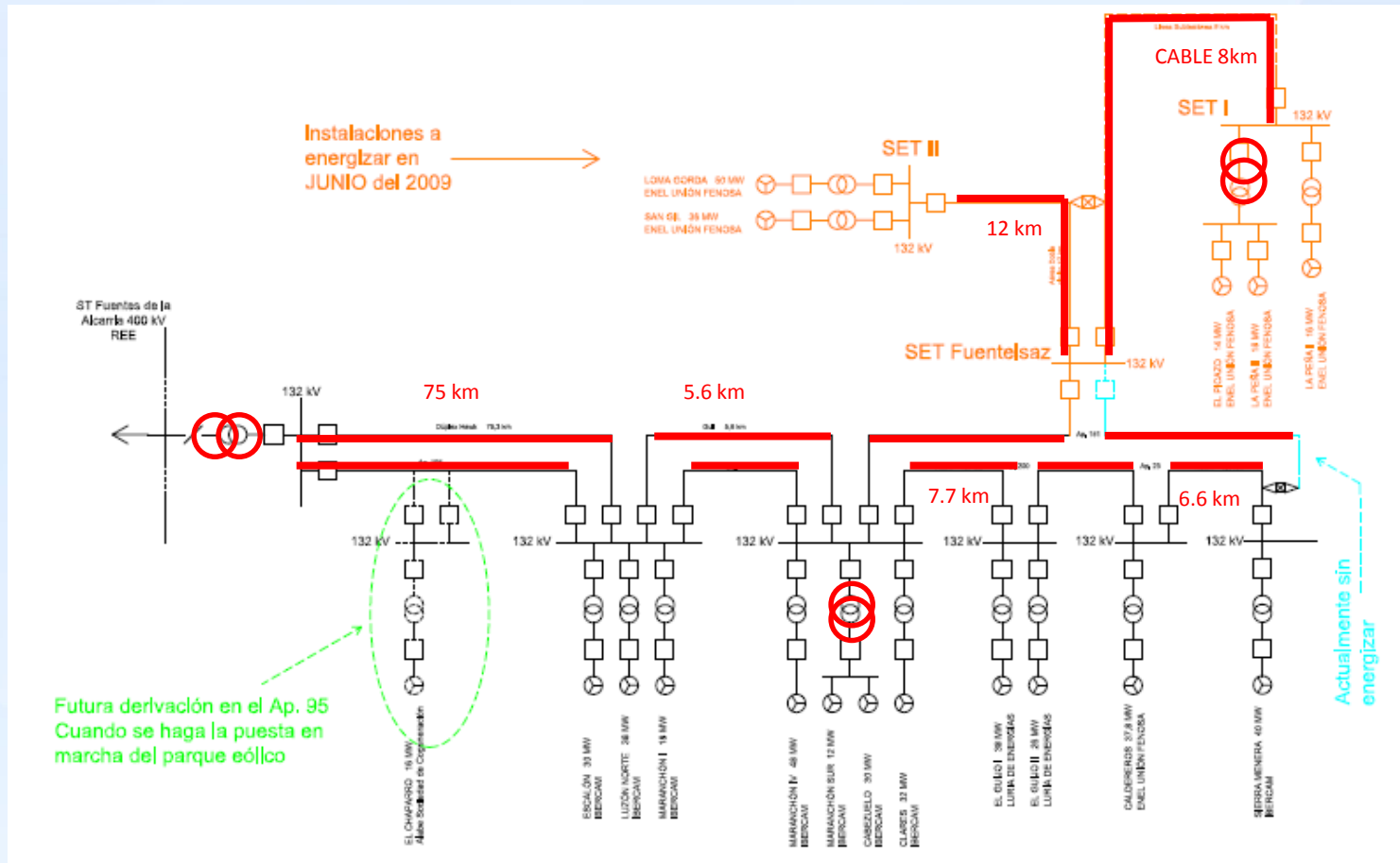
La red de conexión absorbe entre 1,5% y 2% de Q sobre P instalada → No es significativo, y es comprensible debido a que los transformadores de parque ya elevan a 220 kV, y sólo hay que compensar líneas, no transformadores

Justificación

Fuentes de la Alcarria.

$$P_{\text{instalada}} = 500 \text{ MW}$$

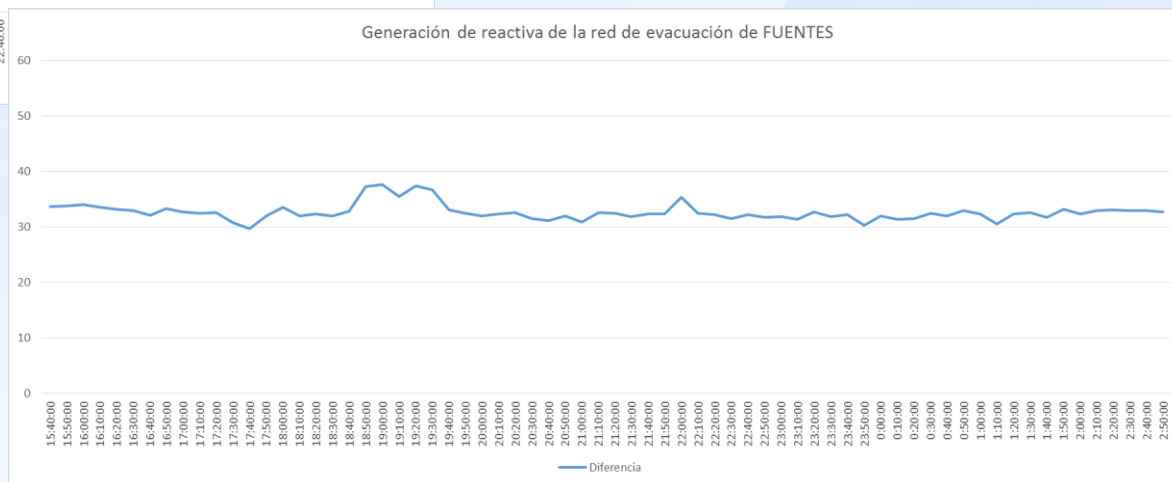
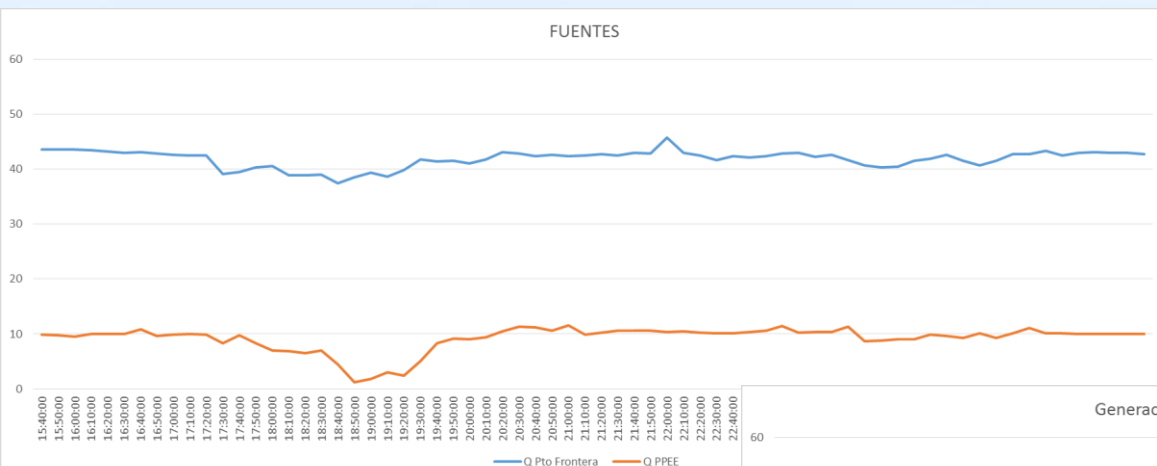
La red de conexión a compensar es más compleja y grande (se marca en rojo)



Justificación

Fuentes de la Alcarria.

En situaciones de baja producción P~0



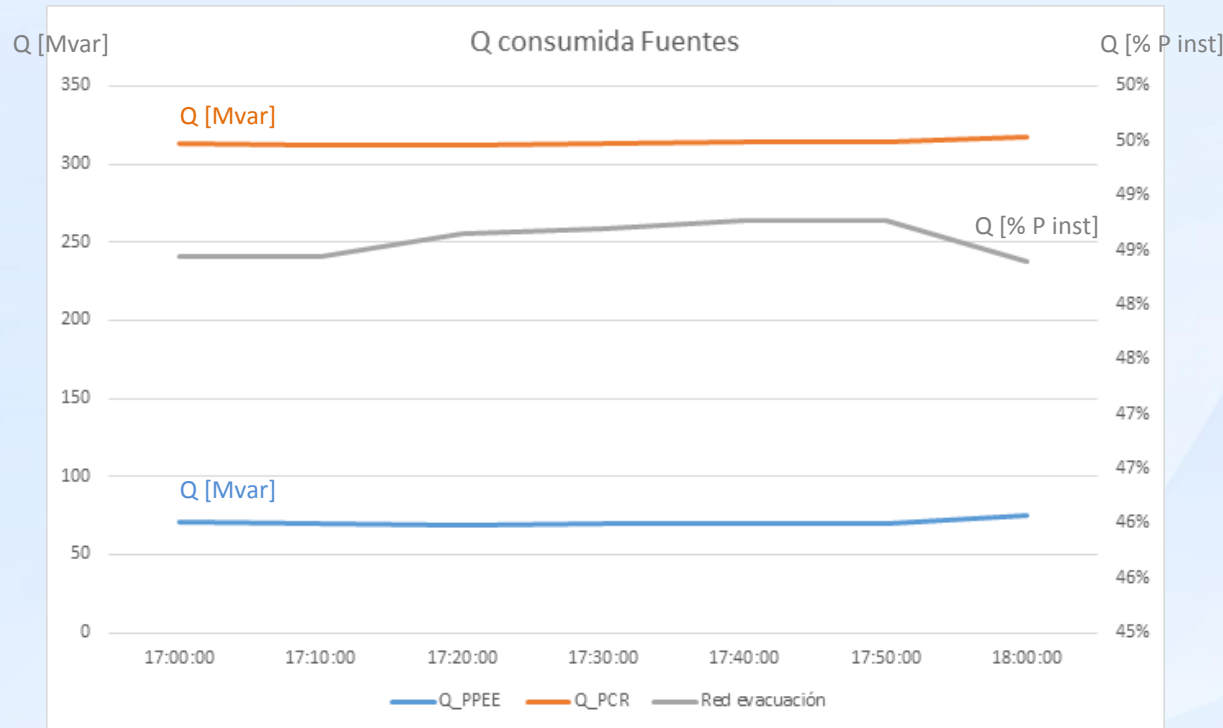
(*) medidas del 3 y 4 de enero

La red de conexión genera aproximadamente 35 Mvar ~ 7% → El cumplimiento del 5% en bornas de central ni siquiera bastaría para compensar la reactiva generada por la red de conexión

Justificación

Fuentes de la Alcarria.

En situaciones de elevada producción $P \sim 100\%$



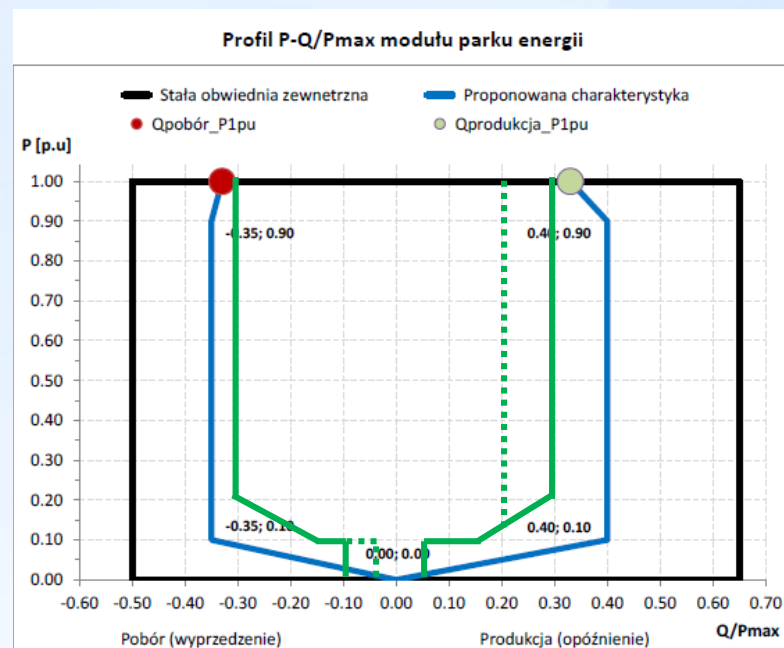
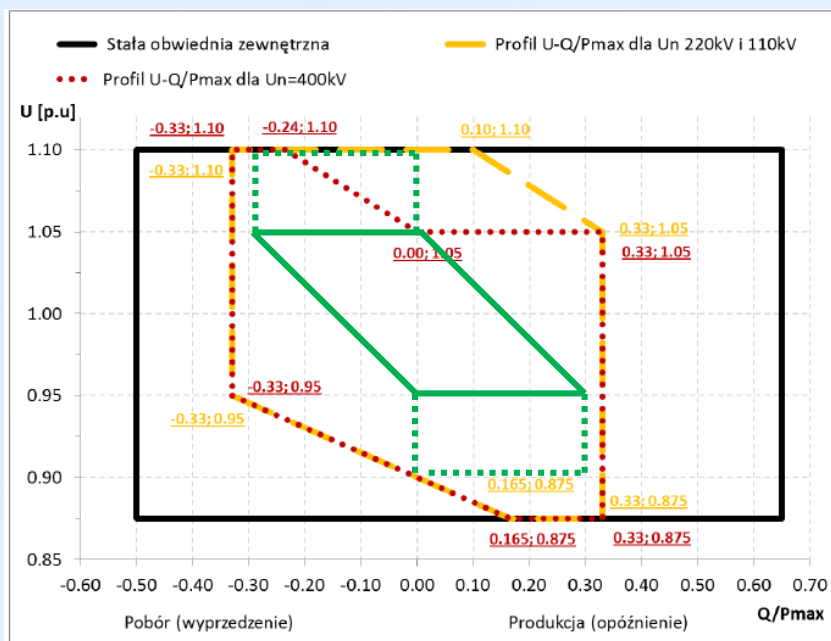
(*) medidas del 31/01/2019

La red de conexión absorbe entre aproximadamente el 49% de Q sobre $P_{\text{instalada}}$ → Aumentar la capacidad ni siquiera cubriría el consumo de la red de conexión. Se podría plantear una compensación a nivel de Punto de Conexión. Para compensar una Q del 49% de la P instalada, la compensación ascendería a 245 Mvar!!

Comparación internacional

POLONIA

Se marcan en verde las exigencias del P.O.12.2 español sobre la gráfica

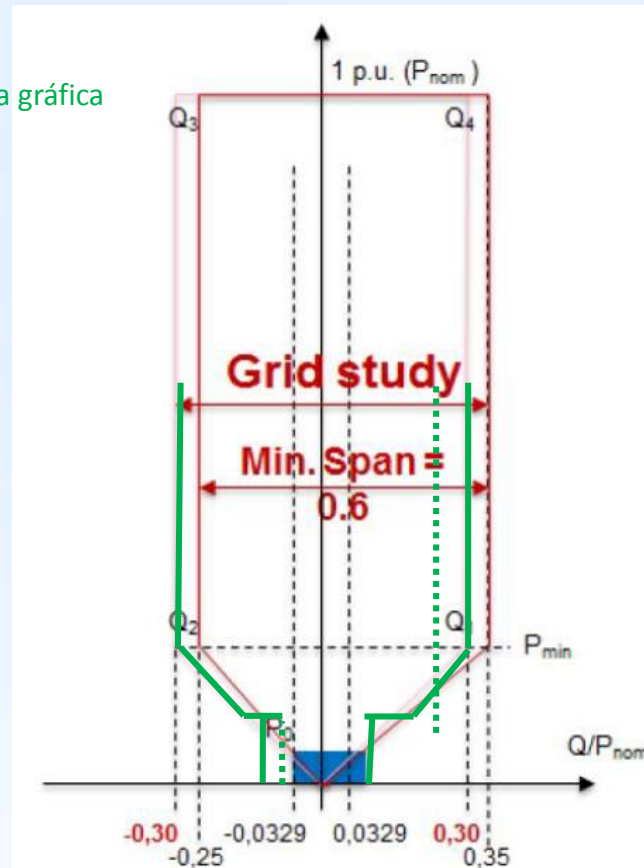
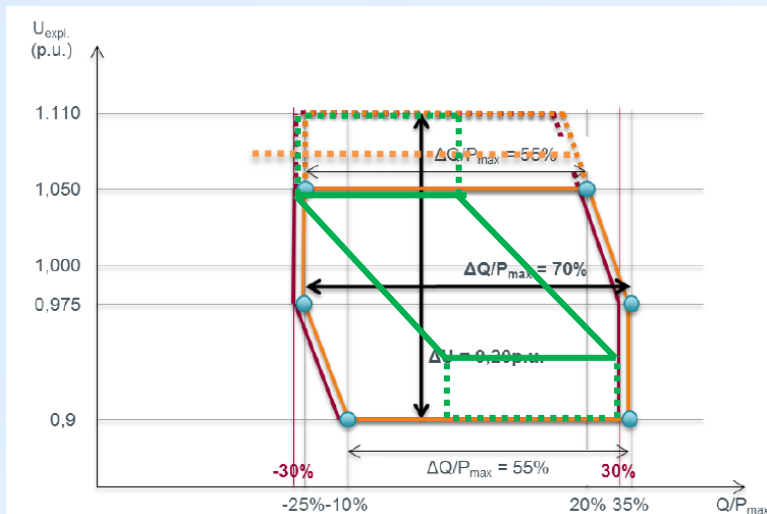


Comparación internacional

BÉLGICA

Se marcan en verde las exigencias del P.O.12.2 español sobre la gráfica

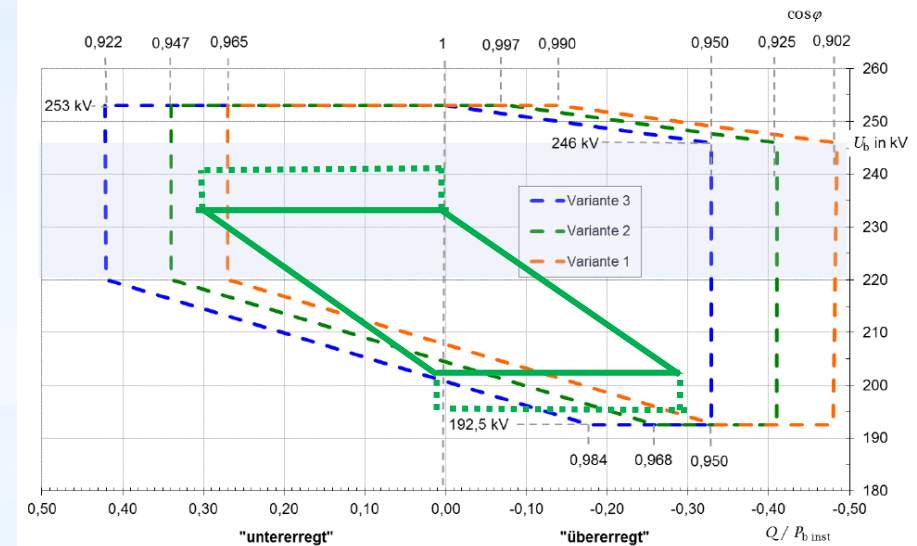
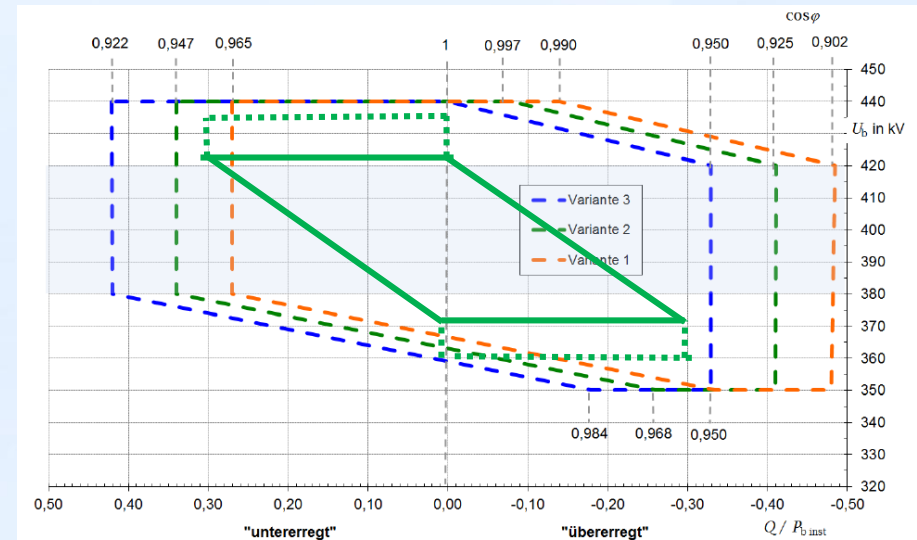
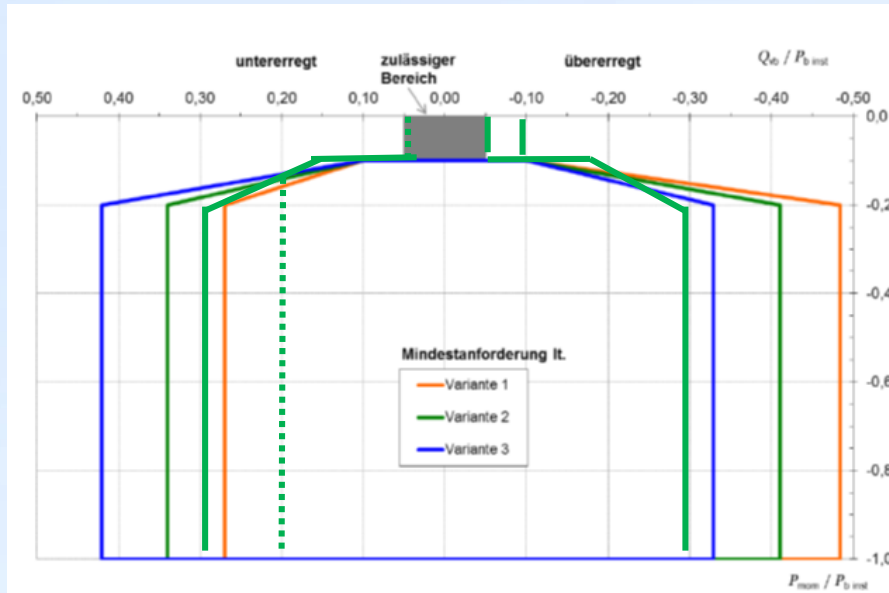
"This requirement should be met at the connection point"



This range has an obligated minimum span of 0.6 p.u. of P_{nom} , but can move within an area of $[-0.3$ p.u. of P_{nom} , $+0.35$ p.u. of $P_{nom}]$ when accepted by ELIA, based on the connection point, size and the characteristic of the installation.

Comparación internacional

ALEMANIA



Conclusiones

Necesidad de la red: el no compensar la red de evacuación contribuye a elevar las tensiones de la RdT en situaciones de baja producción, y absorbe gran porcentaje de la potencia reactiva en situaciones de elevada producción.

Es necesario que de alguna forma se compense la red de conexión.

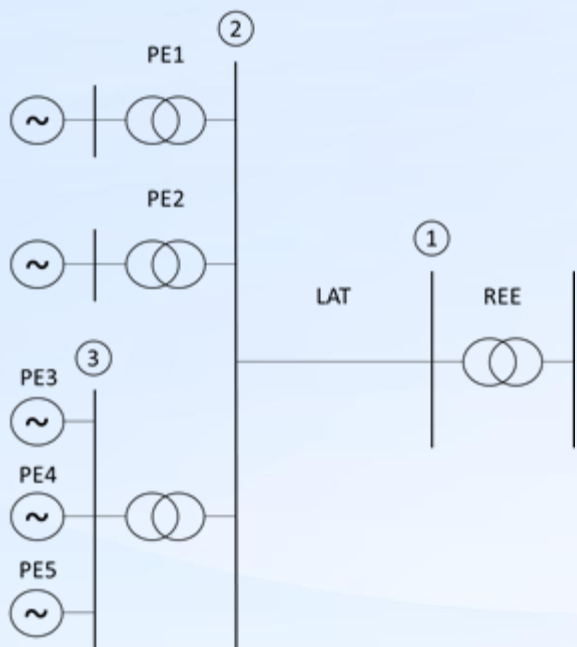
A $P \sim 0$, el problema es generalizado actualmente, y en el futuro tenderá a agudizarse ya que las redes de conexión, tal como ha indicado AEE, van a ser más complejas. → **Propuesta REE: compensar a $P=0$ únicamente en lado inductivo ($Q=-10\%$). Se haría a nivel NTS. En la OM de requisitos habría que introducir referencia expresa a NTS.**

A $P \sim 100\%$, se observa un problema, con tendencia a agudizarse en el futuro también. No obstante, REE entiende el impacto que podría tener en el dimensionamiento de la máquina. → **Propuesta REE: Acepta la proposición de AEE de hacer esta compensación en el punto de conexión. Habría que hacer mención específica en la normativa que regule el servicio complementario de Control de tensión o en la que surja donde regulando este concepto, y en OM de Req. Técnicos.**

Conclusiones

Situación específica para MPEs con transformadores de evacuación compartidos.

No se acepta que la capacidad del 30% se traslade a Barras de Central ya que se estaría perdiendo el 12-15% de consumo del transformador. Esto se considera inadmisibles teniendo en cuenta las necesidades de la red, y que este tipo de esquemas proliferarían en caso de aceptarlo.



→ Propuesta REE: para este caso específico, además de $Q = -10\%$ a $P = 0$, se requeriría a $P = 100\%$ una $Q = +40\%$. Se articularía a través de la NTS. Habría que hacer referencia explícita a la NTS en la OM de requisitos

Temas gales.



GRUPO RED
ELÉCTRICA

Comprometidos con la *energía inteligente*

Gracias por su atención

www.ree.es