



**RED**  
**ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

**Comentarios a la propuesta de umbrales de capacidad máxima de los módulos de generación de electricidad del Reglamento (UE) 2016/631 sobre requisitos de conexión de generadores a la red**

Julio de 2017



## Índice

|          |                                                                                                                           |           |
|----------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b> | <b>INTRODUCCIÓN</b>                                                                                                       | <b>3</b>  |
| <b>2</b> | <b>COMENTARIOS RECIBIDOS Y VALORACIONES DEL OPERADOR DEL SISTEMA</b>                                                      | <b>3</b>  |
| 2.1      | Comentarios recibidos de APPA                                                                                             | 4         |
| 2.2      | Comentarios recibidos de AEE                                                                                              | 4         |
| 2.3      | Comentarios recibidos de UNESA Generación                                                                                 | 4         |
| 2.3.1    | Comentario sobre el umbral A/B                                                                                            | 4         |
| 2.3.2    | Comentario sobre el umbral de tipo C                                                                                      | 8         |
| 2.3.3    | Comentario sobre el umbral de tipo D                                                                                      | 15        |
| 2.4      | Comentarios recibidos de ACOGEN                                                                                           | 16        |
| 2.4.1    | Determinación de significatividad y límites de los umbrales de los módulos de generación de electricidad de tipo B, C y D | 16        |
| 2.5      | Comentarios recibidos de COGEN                                                                                            | 19        |
| 2.5.1    | Comentario sobre el umbral C/D                                                                                            | 19        |
| 2.6      | Comentarios recibidos de UNEF                                                                                             | 21        |
| 2.6.1    | Comentario sobre el umbral A/B                                                                                            | 21        |
| 2.6.2    | Comentario sobre el umbral B/C                                                                                            | 21        |
| <b>3</b> | <b>REFERENCIAS</b>                                                                                                        | <b>23</b> |



## 1 Introducción

El presente documento tiene por objeto presentar de forma conjunta todos los comentarios recibidos a la propuesta de umbrales elaborada por REE en su papel de GRT de acuerdo al requerimiento desde el propio Reglamento (UE) 2016/631 de requisitos de conexión a la red para generadores [1]

La valoración de los comentarios realizados por los sujetos interesados ha sido realizada por REE y responde al consenso unánime alcanzado entre los gestores de red (transporte y distribución) en el seno del Grupo para la Coordinación de la Implementación (GCI) de los Reglamentos Europeos (UE) 2016/631, 2016/1388 y 2016/1447.

Hay que hacer mención a que en el pasado mes de abril, REE hizo pública la “Propuesta de umbrales de capacidad máxima del Reglamento (UE) 2016/631” [2] en la página web del Operador del Sistema para recepción de comentarios desde el 31 de marzo al 31 de mayo de 2017 (<https://www.esios.ree.es/es/pagina/codigos-red-conexion>). Dicha publicación se hizo al objeto que todos aquellos interesados que no están participando directamente en los grupos de trabajo del proceso de implementación pudiesen acceder al contenido de la misma y tener la oportunidad de hacer los comentarios oportunos. En cualquier caso, no se ha recibido ningún comentario a la propuesta por esta vía externa.

En los apartados siguientes, se explicitan todos los comentarios a la propuesta de umbrales recibidos de las asociaciones de generadores participantes en el Grupo de Trabajo de Generadores (GTGen) y la valoración de los mismos realizada por REE basándose en las discusiones y acuerdos alcanzados en el seno del Grupo de trabajo para la Coordinación de la Implementación (GCI).

Cabe señalar que tanto REE como los gestores de la red de distribución, consideran que las argumentaciones presentadas por los sujetos de interés para modificar la propuesta de umbrales [2], no son suficientes, habida cuenta de las razones justificativas que subyacen de la propuesta y que se exponen detalladamente en el documento “Límites de capacidad máxima de los módulos de generación de electricidad del Reglamento (UE) 2016/631 sobre requisitos de conexión de generadores a la red. Propuesta y justificación” [4].

## 2 Comentarios recibidos y valoraciones del Operador del Sistema

A los efectos de una mejor legibilidad e interpretación del presente documento, se ha utilizado el formato siguiente:

- Los comentarios de los agentes u asociaciones aparecen en letra azul y han sido recogidos en el presente documento en la literalidad exacta del documento original (adjunto en el dossier).
- La valoración del Operador del Sistema aparecerá en letra negra cursiva.
- “Las reproducciones de textos extraídos de la propuesta de desarrollo del Reglamento (de aquí en adelante nos referiremos de esta manera simplificada al Reglamento (UE) 2016/631) aparecerán siempre entre comillas y en letra negra, negrita y cursiva”.



## 2.1 Comentarios recibidos de APPA

No se han recibido comentarios desde la asociación APPA.

## 2.2 Comentarios recibidos de AEE

No se han recibido comentarios desde la asociación AEE.

## 2.3 Comentarios recibidos de UNESA Generación

De UNESA Generación se ha recibido como propuesta de umbrales situar el umbral A/B en 1 MW, el B/C en 25 MW.

### 2.3.1 Comentario sobre el umbral A/B

El umbral límite se establece en 1 MW por ENTSO-e, y la propuesta que presenta el GRT es de considerar un módulo de generación Tipo B a aquel que tenga una capacidad igual o superior a 100 kW.

Consideramos que esta propuesta supone un límite muy bajo y aquellos requisitos especialmente severos para la tecnología, el estado del arte actual y la viabilidad económica de un proyecto de un generador de esta potencia son:

- El control remoto de carga (Requisito 14.2.a) y la orden de salida de potencia activa (teledisparo de máquina, requisito 14.2.b) implica que la Central disponga de comunicación remota y telemando. Este requisito es razonable a nivel de agrupación de generadores en una Planta, con una potencia instalada mayor que ese umbral de 100kW. El equipamiento necesario es muy costoso para una Planta generadora tan pequeña.
- La estabilidad ante hueco de tensión (14.3.a.i-iii), tal y como se solicita, debe ser exigible pero siempre que la tecnología de la central pueda aportar esta robustez. Un generador pequeño, con excitación dependiente de la tensión en bornas del alternador, no va a poder aportar estabilidad en su AVR y regulador de turbina como para soportar este hueco sin verse afectado.
- Equipamiento de control para poder re-acoplarse la red (14.4), requiere un sistema de control con unas prestaciones más sofisticadas que las asumidas para un generador de una potencia del orden de magnitud propuesto por el GRT.
- Las funciones de protección citadas para un módulo de generación Tipo B, no coinciden con lo recomendado en la industria para una máquina de 100kW. (Ver CIGRE WGB5.04 "International Guide on the Protection of Synchronous Generators- 2010"). Se deduce que las máquinas que deben implementar las funciones de protección indicadas, deben tener una potencia mayor a 100 kW.
- Aportar regulación estable U-Q para tensiones entre 1,05 y 0,95 la tensión de referencia de la red. Contar con regulador con consigna de tensión (17.2.b), es esperable en máquinas de potencia superior a 100 kW.
- Recuperación de potencia tras una falta (requisito 17.3), puede no ser posible en generadores pequeños con excitación dependiente, lo cual es admisible para generadores de más potencia que la fijada.

Como referencia, indicar que los valores del umbral para Tipo B determinados en otros países de Europa son los reflejados en el Anexo A.



| Member State                                   |                        | Power Range    |                |               |         |
|------------------------------------------------|------------------------|----------------|----------------|---------------|---------|
|                                                |                        | Type A         | Type B         | Type C        | Type D  |
| Denmark                                        | TSD's proposal         | 800 W - 100 kW | 100 kW - 1 MW  | 1 MW - 25 MW  | > 25 MW |
|                                                | Danish Energy proposal | 800 W - 1 MW   | 1 MW - 10 MW   | 10 MW - 25 MW | > 25 MW |
| Finland                                        |                        | 800 W - 1 MW   | 1 MW - 10 MW   | 10 MW - 30 MW | > 30 MW |
| France                                         |                        | 800 W - 1 MW   | 1 MW - 18 MW   | 18 MW - 75 MW | > 75 MW |
| Germany                                        |                        | 800 W - 135 kW | 135 kW - 36 MW | 36 MW - 45 MW | > 45 MW |
| Great Britain<br>(2 options post consultation) | Medium                 | 800 W - 1 MW   | 1 MW - 10 MW   | 10 MW - 50 MW | > 50 MW |
|                                                | High                   | 800 W - 1 MW   | 1 MW - 50 MW   | 50 MW - 75 MW | > 75 MW |
| Ireland                                        |                        | 800 W - 100 kW | 100 kW - 5 MW  | 5 MW - 10 MW  | > 10 MW |
| The Netherlands                                |                        | 800 W - 1 MW   | 1 MW - 50 MW   | 50 MW - 60 MW | > 60 MW |
| Spain                                          |                        | 800 W - 100 kW | 100 kW - 5 MW  | 5 MW - 50 MW  | > 50 MW |

Tabla del anexo A

Con estas consideraciones, se propone elevar el umbral de Tipo B a 1MW.

#### Valoración de los comentarios de UNESA-G:

En este caso, debido a la extensión del comentario, se procede a responder de forma secuencial presentando párrafos concretos bajo el correspondiente formato de comentario seguido de la respuesta también en su correspondiente formato:

- El control remoto de carga (Requisito 14.2.a) y la orden de salida de potencia activa (teledisparo de máquina, requisito 14.2.b) implica que la Central disponga de comunicación remota y telemando. Este requisito es razonable a nivel de agrupación de generadores en una Planta, con una potencia instalada mayor que ese umbral de 100kW. El equipamiento necesario es muy costoso para una Planta generadora tan pequeña.

*Este requisito, en cuanto a la necesidad de comunicación, ya se pide para el tipo A de forma exhaustiva por el Reglamento (Art. 13.6). En el caso de los B, la diferencia estriba en que en lugar de una señal de parada de la producción llegaría una señal con valor de limitación de potencia activa. Por lo tanto, las necesidades a las que alude UNESA-G en su comentario no son evitables independientemente del umbral en el que se sitúe el tipo B.*

- La estabilidad ante hueco de tensión (14.3.a.i-iii), tal y como se solicita, debe ser exigible pero siempre que la tecnología de la central pueda aportar esta robustez. Un generador pequeño, con excitación dependiente de la tensión en bornas del alternador, no va a poder aportar estabilidad en su AVR y regulador de turbina como para soportar este hueco sin verse afectado.

*En este comentario, UNESA Generación reconoce que el requisito debe exigirse tal y como se solicita, no obstante, según su parecer, está declarando un problema específico de la generación síncrona de pequeña potencia con un tipo concreto de excitación.*



*El Reglamento ya considera esta dificultad técnica de los síncronos pequeños y por eso impone, de forma exhaustiva, unos rangos de exigencia a escoger por el GRT menos exigentes que a los generadores síncronos de tipo superior y que de otras tecnologías (MPE) de tipo igual o superior.*

*Si la tecnología de excitación indicada no pudiera soportar el hueco no tendría sentido su utilización en el tipo de sistema eléctrico que se espera a futuro debiendo escogerse otros sistemas de excitación. Es más, la necesidad de que los generadores soporten huecos de tensión deberían alcanzar incluso al tipo A a tenor de los contingentes de generación en la RdD y en autoconsumo que se espera a futuro.*

*Aunque el Reglamento no considera el requisito de capacidad para soportar huecos de tensión para el tipo A hoy en día, es bastante probable que la evolución del sistema conlleve a analizar la posibilidad de extensión de este requisito (análisis que ya se está llevando a cabo en otros países de nuestro entorno).*

*Por otro lado, hay que considerar que no se espera que la generación distribuida que se pueda instalar a futuro se base en generadores síncronos (y menos en los valores de potencia a los que se refiere este umbral) y, en particular, con excitación dependiente de la tensión, sino que se basará mayoritariamente en electrónica de potencia con fuentes de energía renovable.*

- Equipamiento de control para poder re-acoplarse la red (14.4), requiere un sistema de control con unas prestaciones más sofisticadas que las asumidas para un generador de una potencia del orden de magnitud propuesto por el GRT.

*El artículo 14.4 el Reglamento versa textualmente como sigue:*

***“a) el GRT pertinente deberá especificar las condiciones en las que un módulo de generación de electricidad es capaz de volver a conectarse a la red después de una desconexión accidental provocada por una perturbación en la red, y***

***b) la instalación de sistemas de reconexión automática estará sujeta tanto a la autorización previa del gestor de red pertinente como a las condiciones de reconexión especificadas por el GRT pertinente”.***

*Como se puede leer en el texto del Reglamento insertado, el Reglamento **no obliga** a tener capacidad de reconexión automática y, en consecuencia, no requiere la instalación del equipamiento de control indicado. No obstante, si el generador quiere reconectarse rápidamente después de un disparo **de modo totalmente voluntario**, se le permite bajo unas condiciones de seguridad que debe de cumplir, como es obvio, siendo este último extremo lo que regula dicho artículo.*

*En resumen, la reconexión automática es una opción voluntaria del generador por lo que no interfiere con los valores seleccionables de los umbrales.*

- Las funciones de protección citadas para un módulo de generación Tipo B, no coinciden con lo recomendado en la industria para una máquina de 100kW. (Ver CIGRE WGB5.04 “International Guide on the Protection of Synchronous Generators- 2010”). Se deduce que las máquinas que deben implementar las funciones de protección indicadas, deben tener una potencia mayor a 100 kW.

*En el artículo 14.5.b aparece una lista de esquemas de protección que no es exhaustiva. El Reglamento dice textualmente **“los esquemas de protección pueden cubrir los siguientes aspectos...”**, es decir, no se trata de una **obligación** de incorporar todas las protecciones de la lista. Al ser los requisitos acumulativos, es decir, que lo que se le pide al tipo B lo deberán cumplir el tipo C y D, es lógico que la lista de las **posibles** protecciones que se puedan incorporar aparezcan al establecer el requisito en el tipo B. Lo lógico es que se incorporen las protecciones propias adecuadas al tamaño del generador y, en ese sentido, será similar a lo que ya se viene*



*instalando en los generadores existentes en función de su tamaño y que coincidirá en gran medida con lo recomendado en la industria como no puede ser de otra manera. En el sentido de lo último expresado, está el siguiente texto del Reglamento en este mismo artículo: “El gestor de red pertinente deberá especificar los esquemas y ajustes necesarios para proteger la red, teniendo en cuenta las características del módulo de generación de electricidad”.*

*En consecuencia, este comentario no interfiere con el valor de selección del umbral de potencia para el tipo B.*

- Aportar regulación estable U-Q para tensiones entre 1,05 y 0,95 la tensión de referencia de la red. Contar con regulador con consigna de tensión (17.2.b), es esperable en máquinas de potencia superior a 100 kW.

*No conocemos la fuente utilizada por UNESA Generación para indicar que la regulación de tensión sólo es esperable para máquinas de potencia superior a 100 KW. En cualquier caso, este requisito está actualmente regulado a nivel nacional para los generadores síncronos más pequeños. A continuación, se incluye un recorte del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) que establece el requisito de capacidad de potencia reactiva requerida y el correspondiente control de la misma que es de aplicación en nuestro país desde hace muchos años a los generadores síncronos más pequeños que se puedan instalar en las redes de distribución de baja tensión.*

Los generadores síncronos deberán tener una capacidad de generación de energía reactiva suficiente para mantener el factor de potencia entre 0,8 y 1 en adelanto o retraso. Con objeto de mantener estable la energía reactiva suministrada se instalará un control de la excitación que permita regular la misma.

*Otras tecnologías no síncronas no han informado de ningún problema al respecto para el mismo tamaño de generación.*

- Recuperación de potencia tras una falta (requisito 17.3), puede no ser posible en generadores pequeños con excitación dependiente, lo cual es admisible para generadores de más potencia que la fijada.

*Como ya se ha explicado en comentario anterior para la capacidad de soportar huecos, el perfil tensión-tiempo exigido ya contempla una relajación específica para los generadores síncronos pequeños (tipo B) que no disfrutaban otras tecnologías. Por otro lado, este requisito está redactado considerando las condiciones de soportar los huecos de tensión, en consecuencia, ante condiciones de hueco más relajadas también se estará en condiciones más relajadas para recuperar la potencia tras la falta.*

*Adicionalmente, tras el cierre del GTGen, el requisito de recuperación de la potencia activa se ha modificado incluyendo una relajación para el caso de los huecos más severos, permitiendo estrategias de control de la potencia mecánica durante la falta por lo que no debería haber problema para soportar huecos de tensión, incluso, en el caso de excitación dependiente de la tensión.*

*Por otro lado, hay que considerar que no se espera que la generación distribuida que se pueda instalar a futuro se base en generadores síncronos (y menos en los valores de potencia a los que se refiere este umbral) y, en particular, con excitación dependiente de la tensión, sino que se basará mayoritariamente en electrónica de potencia con fuentes de energía renovable.*

- Como referencia, indicar que los valores del umbral para Tipo B determinados en otros países de Europa son los reflejados en el Anexo A.



*En la actualidad, junio de 2017, únicamente en Rumania ha concluido el proceso de consulta y la autoridad reguladora pertinente ha aprobado los umbrales siguientes: A/B: 1 MW: B/C: 5 MW y C/D: 20MW*

*La tabla presentada por UNESA Generación corresponde a propuestas de GRT de distintas áreas síncronas y en muchos casos ni siquiera confirmadas. Como se puede observar en dicha tabla, los países con más desarrollo actual en la integración de renovables y, particularmente, de fotovoltaica en las redes de distribución en media y baja tensión como Dinamarca y Alemania, proponen el umbral A/B del mismo orden de magnitud que la propuesta española, dada la apuesta decidida por la integración de renovables ya llevada a cabo en dichos países así como por la que se espera en horizontes futuros a medio y largo plazo.*

- Con estas consideraciones, se propone elevar el umbral de Tipo B a 1MW.

*El GCI considera que no se le han presentado argumentos inevitables que justifiquen elevar la propuesta de umbral A/B un orden de magnitud y, en este sentido, se mantiene su propuesta basada en garantizar la operabilidad futura del sistema en unas condiciones para las del que no hay experiencia previa a tenor del reto que supondrá operar un sistema con cada vez menos grandes generadores síncronos, menos inercia y con la necesidad de controlar el sistema desde pequeños generadores en las redes de distribución además de coincidir de una manera natural con el límite actual del ámbito del RD de pequeña potencia.*

### 2.3.2 Comentario sobre el umbral de tipo C

El umbral límite establecido por ENTOS-e es de 50MW y la propuesta presentada por GRT es considerar un módulo de generación Tipo C a aquel que tenga una capacidad igual o superior a 5MW.

El listado de requisitos para módulos de generación Tipo C, se puede resumir en los siguientes conceptos:

- Contar con sistema de control de potencia AGC (Requisitos 15.2.a-b). Esto implica un equipamiento de comunicaciones a la planta con una frecuencia de muestreo suficiente y con una garantía de comunicación permanente. Muchas de las instalaciones con módulos de generación de 5MW son centrales hidráulicas con ubicaciones remotas, de difícil acceso y con soporte de comunicaciones limitado, y proyectos futuros presentarán situaciones similares.
- Regulador con P-f, con estatismo (2-12%), reserva de regulación y con tiempo de respuesta inferior a  $t < 2\text{seg.}$  (15.2.c). Se necesita disponer de un regulador de turbina que corresponde con un equipo de altas prestaciones, que no se corresponde con criterios habituales de diseño de instalaciones de 5MW. Indicar que muchos generadores hidráulicos, dependiendo de la tecnología, no se cuenta con capacidad de reserva de regulación.
- Se requiere regulador de turbina para control de frecuencia (MRPF) con monitorización remota a centro de control del GRT (15.2.g) con telecontrol de parámetros de consigna de potencia, estatismo, y banda muerta desde despacho. Estos requisitos estarían disponibles con un soporte de comunicaciones adecuado, que no es el que habitualmente se encuentra en emplazamientos donde se sitúan plantas de generación de 5MW, como puede ser el caso de grupos de mini-centrales hidráulicas. Por otro lado, los equipos de regulación deben permitir estas prestaciones de acceso a su configuración y ajuste en remoto, lo que no es viable en equipos actuales, y a futuro los reguladores que lo permitan serán costosos para generadores tan pequeños. Adicionalmente, este reajuste remoto necesitará supervisión de personal in situ, algo que no encaja con la operación telemandada de centrales mini-hidráulicas de potencias tan bajas.
- A solicitud del GRT, el modulo generador dispondrá de arranque autónomo (15.5.a.i-iii). A los grupos a los que se les solicite arranque autónomo, se les pide que sean capaces de hacerlo en rango amplio de frecuencia (Apdo 13.1.a) y tensión (16.2), con capacidad para soportar huecos de tensión (15.5.a.v) y regulación frecuencia (MRPFL-O (13.2), MRPFL-U (15.2.c), en isla hasta plena carga. Adicionalmente, se solicita que los tiempos de arranque autónomo sean inferiores a 15 minutos y que el módulo de generación sea capaz de



mantener este funcionamiento tras arranque autónomo más de 2 horas. El arranque autónomo requiere una infraestructura y equipamiento en servicios auxiliares, en sistemas de control y en regulación, de elevado coste para el proyecto de la Central, y que dependiendo de la tecnología, puede poner en riesgo su viabilidad, siendo en algunos casos, imposible según la tecnología de generación. En todo caso, esta es una prestación económicamente viable, a priori, para máquinas de potencia mucho mayor a 5 MW.

- A solicitud del GRT, el generador deberá poder funcionar “en isla” (15.5.b), operando en márgenes de frecuencia (13.1.a) y márgenes de tensión que requiera la red de Distribución, regulando MRPFL (15.2.d), y MRPFL-O(13.2), MRPFL-U(15.2.c). Este requisito es de difícil cumplimiento para ciertas tecnologías y requiere un equipamiento en servicios auxiliares, en sistemas de control y regulación, de elevado coste para el proyecto de la Central. En el caso de grupos hidráulicos pequeños (5 MW), el control de admisión a turbina, a baja carga, contra SSAA o una isla de demanda, es de muy difícil cumplimiento con la calidad de respuesta que se requiere. Esto es factible en generadores de mayor salto hidráulico, y en consecuencia, de mayor potencia instalada.
- En caso de que la central no pueda re-sincronizar en un tiempo inferior a 15 minutos (15.5.c.ii), se requiere que el grupo quede en funcionamiento “en isla” contra sus SSAA desde cualquier punto de funcionamiento de su diagrama P-Q. Hay que valorar que debido a la baja inercia en generadores síncronos de baja potencia, es fácil que no sea posible. Se considera que este requisito es más factible en generadores de mayor potencia, siendo un requisito que se ha exigido con éxito con anterioridad en grupos de mayor capacidad.
- Se solicita que un generador Tipo C dispare por pérdida de estabilidad angular (15.6.a). Atendiendo a lo recomendado en diseño actual de Centrales (CIGRE WGB5.04 04 “International Guide on the Protection of Synchronous Generators- 2010”) la función de vigilancia de estabilidad se recomienda para grandes generadores, con potencia superiores a 200 MW. La función de protección específica está disponible en protecciones digitales de alta gama, las cuales se implementan en generadores de mayores potencias, típicamente por encima de 100 MW.
- Se requiere la instalación de equipos de oscilografía y de un registrador para la monitorización de señales en el punto de conexión, atendiendo a especificación y frecuencia de muestreo indicados por el GRT (15.6.b.i-iv). Este tipo de equipamiento para monitorización dinámica de magnitudes eléctricas, análisis de calidad de suministro y registro de eventos, requiere una frecuencia de muestreo elevada y tiene un coste importante, para un generador pequeño. A su vez, estos requisitos requieren una infraestructura en comunicaciones que permita la conexión remota con estos equipos y la extracción de dicha información a distancia, lo cual también tiene un coste considerable considerando su ubicación en Planta (p.ej., en caverna, en el caso de grupos hidráulicos). Con esto se considera, que solo es razonable en aplicación para módulos de generación de una determinada potencia, habitualmente en máquinas grandes, en potencia superiores a 50 MW.
- Se requiere control de reactiva (18.2.b.i-ii) en un amplio rango de tensiones entre 1,10 pu y 0,875 pu sobre tensión de referencia. Esto establece unos valores de rango de tensión de operación, aunque aún no están propuestos ni establecidos de acuerdo al requisito de tensiones para Tipo C según apdo 15.3. Se requiere una respuesta rápida de control Q-U entre estos valores de tensión. Se excluye para los módulos de generación Tipo C el uso de cambiadores de toma en carga en los transformadores de potencia de grupo.

Revisados en su conjunto, se entiende que todos estos requisitos planteados por ENTSO-e buscan facilitar al Gestor de la Red medios para pedir que los módulos de generación contribuyan al control de frecuencia, permitan el funcionamiento en isla y en su caso, den soporte a arranques desde cero de tensión. En los límites máximos establecidos de referencia por ENTSO-e, se apunta a un valor de 50 MW para los módulos de generación Tipo C, y este valor de potencia está acorde al estado del arte en el diseño de instalaciones de generación. La propuesta de 5 MW como umbral para los módulos de generación Tipo C, teniendo en cuenta los requisitos que se les pide, es un valor excesivamente bajo, y lleva a un equipamiento excesivo para máquinas muy pequeñas. En el Anexo A se recogen los valores de umbral Tipo B propuestos en otros países de Europa. Es habitual en proyectos de construcción o rehabilitación de Centrales de generación establecer 20-30 MW como límite de potencia por módulo de generación, como umbral de tratamiento de un “grupo generador mediano”. Este límite establece que la Planta se diseñará con criterios de regulación, telecontrol y equipamiento de protecciones similares a los establecidos en este Reglamento para los Tipo C.



Con todo esto, se propone establecer el umbral de módulos de generación Tipo C en 25MW.

#### Valoración de los comentarios de UNESA-G:

Se procede a responder de forma secuencial presentando párrafos concretos bajo el correspondiente formato de comentario seguido de la respuesta también en su correspondiente formato.

- Contar con sistema de control de potencia AGC (Requisitos 15.2.a-b). Esto implica un equipamiento de comunicaciones a la planta con una frecuencia de muestreo suficiente y con una garantía de comunicación permanente.

*Al día de hoy, en el sistema eléctrico peninsular español, el límite umbral de potencia para la obligatoriedad legal de adscribirse a un centro de control de generación (CCG) y dotar a la planta de la adecuada capacidad de observación y control es 5 MW. Es precisamente por dicho motivo por lo que se ha escogido el valor de 5 MW como umbral inferior para el tipo C. Es más, las telemidas se deben enviar hoy en día a partir de 1 MW, requiriéndose a partir de este último valor un canal de comunicaciones.*

*Es decir, es una realidad que al día de hoy se están dotando las plantas con más de 5 MW con los equipos de comunicaciones y control. No es necesario abundar en el enorme desarrollo y facilidad que en los últimos años han mostrado los equipos de comunicaciones y control cuando todos los sistemas están tendiendo a reducirse a capacidades de software ya desarrolladas.*

*No parece lógico ni procedente modificar el actual marco legal para retroceder en estos aspectos cuando la tendencia es que aumente la generación distribuida de bajos niveles de potencia y disminuyan las grandes plantas de generación en las redes de alta tensión requiriéndose a futuro posiblemente, incluso, reducir los umbrales de potencia cada vez más en aras a la suficiente observabilidad y controlabilidad en las redes de distribución del futuro.*

- Muchas de las instalaciones con módulos de generación de 5MW son centrales hidráulicas con ubicaciones remotas, de difícil acceso y con soporte de comunicaciones limitado, y proyectos futuros presentarán situaciones similares.

*No parece que el futuro de la generación vaya a ir por la senda de la mini hidráulica cuando los enclaves con aprovechamiento hidroeléctrico están prácticamente todos ya ocupados. Adicionalmente, los sistemas de comunicaciones se están desarrollando y abaratando a pasos agigantados en los últimos años por lo que no se pueda asegurar que las comunicaciones vayan a ser un serio problema para una mini-hidráulica con una ubicación remota. En cualquier caso, cabe señalar que el propio Reglamento establece mecanismos para poder excepcionar el cumplimiento de requisitos a determinadas instalaciones, de manera que no tiene sentido que potenciales problemas particulares de una planta de generación concreta lleve a modificar un valor de umbral definido con la visión global de las necesidades del sistema eléctrico en su conjunto.*

- Regulador con P-f, con estatismo (2-12%), reserva de regulación y con tiempo de respuesta inferior a  $t < 2\text{seg.}$  (15.2.c). Se necesita disponer de un regulador de turbina que corresponde con un equipo de altas prestaciones, que no se corresponde con criterios habituales de diseño de instalaciones de 5MW.



*El vigente P.O.7.1 obliga a que todo generador independientemente de su tamaño participe en el servicio complementario obligatorio de la regulación primaria potencia-frecuencia<sup>1</sup>. No obstante, el Reglamento está requiriendo este requisito a partir del tipo C, por lo que, de forma exhaustiva, se estaría relajando lo actualmente regulado en el sistema eléctrico peninsular español.*

*No se entiende que los rangos de ajuste entre el 2 y el 12 % para el estatismo sean valores de ajuste problemáticos. Lo típico es ajustar hoy en día en el 4 y 5% pero, en cualquier caso, si lo problemático es alcanzar ajustes del 12% (más alejado de los valores más típicos) esto significaría modular a la baja la exigencia de entrega de potencia para un mismo desvío de frecuencia, lo que a la postre no es una capacidad técnica requerida a los generadores sino al software de control.*

*El que el Reglamento solicite rangos más amplios deriva del reto que va a suponer a futuro regular un sistema eléctrico cada vez más diferente conceptualmente para el que, sin duda, se requerirá de los generadores, mayores capacidades de adaptación.*

*En relación con la velocidad de respuesta UNESA Generación indica que el tiempo de respuesta debe ser menor a 2 s. Esta afirmación no es precisa y debe derivar de una mala interpretación. El tiempo de respuesta se ha establecido a priori en  $t_2=12$  segundos en el GCI. Si bien, cabe señalar, que este valor está en discusión en el seno de ENTSO-E, al ser un requisito que requiere coordinación a nivel de área síncrona. En cualquier caso, los valores de respuesta sobre los que se está discutiendo en ENTSO-E en ningún caso son del orden de los 2 s. Lo que no debe demorarse más de dos segundos es la activación inicial de la respuesta ( $t_1$  en el Reglamento) que se refiere al retraso máximo para **empezar a dar la respuesta** en lugar de **dar la totalidad de la respuesta** requerida para el correspondiente desvío de frecuencia.*

*Se concluye por tanto que el comentario de UNESA Generación no interfiere con el valor de selección del umbral de potencia para el tipo C.*

- *que muchos generadores hidráulicos, dependiendo de la tecnología, no se cuenta con capacidad de reserva de regulación.*

*Se entiende que lo indicado aquí por UNESA Generación no se refiere a la limitación tecnológica sino a la limitación que impone el recurso primario, como, por ejemplo, centrales hidroeléctricas fluyentes. Se interpreta que este comentario no representa ninguna limitación que lleve a cuestionar la selección del umbral a tenor de lo indicado textualmente por el Reglamento al efecto:*

***“la provisión real de la respuesta en potencia activa ante variaciones de frecuencia depende de las condiciones ambientales y de funcionamiento del módulo de generación de electricidad cuando se activa la respuesta, en particular las limitaciones de funcionamiento próximas a la capacidad máxima a frecuencias bajas de conformidad con el artículo 13, apartados 4 y 5, y las fuentes de energía primaria disponibles”***

*En consecuencia, se entiende que el Reglamento no obliga a proveer dicha reserva si el recurso primario no lo permite.*

- *Se requiere regulador de turbina para control de frecuencia (MRPF) con monitorización remota a centro de control del GRT (15.2.g) con telecontrol de parámetros de consigna de potencia, estatismo, y banda muerta desde despacho. Estos requisitos estarían disponibles con un soporte de comunicaciones adecuado, que no*

---

<sup>1</sup> El PO establece que en el caso en que técnicamente no sea posible contar con el equipamiento adecuado, el servicio complementario deberá ser contratado directamente por los titulares de las instalaciones obligadas a su prestación a otros agentes que puedan prestarlo.



es el que habitualmente se encuentra en emplazamientos donde se sitúan plantas de generación de 5MW, como puede ser el caso de grupos de mini-centrales hidráulicas. Por otro lado, los equipos de regulación deben permitir estas prestaciones de acceso a su configuración y ajuste en remoto, lo que no es viable en equipos actuales, y a futuro los reguladores que lo permitan serán costosos para generadores tan pequeños. Adicionalmente, este reajuste remoto necesitará supervisión de personal in situ, algo que no encaja con la operación telemática de centrales mini-hidráulicas de potencias tan bajas.

*La necesidad legal actual de comunicaciones y adscripción a un CCG ya existe hoy en día justo a partir del umbral de 5 MW. El RFG sólo establece que se requiera la capacidad de ser reajustables los parámetros de estatismo y banda muerta. Adicionalmente, el Reglamento no establece que dichos ajustes deban poder modificarse remotamente o telemáticamente. El OS no tiene ninguna necesidad de que dicho ajuste sea telemático ni en pocos segundos. Lo normal será que si el GRT identifica una necesidad de reajuste de dichos parámetros, se solicite por escrito y se otorgue un plazo razonable permitiendo los reajustes de forma manual por lo que no requeriría de personal in situ de forma permanente. La modificación de estos parámetros de control no es una práctica habitual. De hecho el OS no ha necesitado modificar el valor de dichos parámetros hasta el día de hoy y es probable que no se necesiten cambiar en muchos años más. De ahí la no necesidad de esta capacidad, y por tanto no aplicaría el comentario de UNESA.*

- A solicitud del GRT, el modulo generador dispondrá de arranque autónomo (15.5.a.i-iii). A los grupos a los que se les solicite arranque autónomo, se les pide que sean capaces de hacerlo en rango amplio de frecuencia (Apdo 13.1.a) y tensión (16.2), con capacidad para soportar huecos de tensión (15.5.a.v) y regulación frecuencia (MRPFL-O (13.2), MRPFL-U (15.2.c), en isla hasta plena carga. Adicionalmente, se solicita que los tiempos de arranque autónomo sean inferiores a 15 minutos y que el módulo de generación sea capaz de mantener este funcionamiento tras arranque autónomo más de 2 horas. El arranque autónomo requiere una infraestructura y equipamiento en servicios auxiliares, en sistemas de control y en regulación, de elevado coste para el proyecto de la Central, y que dependiendo de la tecnología, puede poner en riesgo su viabilidad, siendo en algunos casos, imposible según la tecnología de generación. En todo caso, esta es una prestación económicamente viable, a priori, para máquinas de potencia mucho mayor a 5MW.

*El Reglamento establece que este requisito **no es obligatorio**. Lo lógico es que el GRT lo solicite puntualmente a aquel generador de la tecnología concreta y emplazamiento que puedan interesar desde el punto de vista de una reposición de servicio y no se plantea en ningún caso como de aplicación general a las instalaciones más pequeñas. En cualquier caso, el propio Reglamento regula convenientemente el mecanismo para requerir este requisito (Art. 15.5 a):*

***“ en cuanto a la capacidad de arranque autónomo:***

- i) la capacidad de arranque autónomo no es obligatoria, sin perjuicio de los derechos del Estado miembro de introducir normas obligatorias para garantizar la seguridad del sistema,***
- ii) los propietarios de instalaciones de generación de electricidad deberán, a instancias del GRT pertinente, proporcionar una oferta de suministro de la capacidad de arranque autónomo. El GRT pertinente puede realizar dicha solicitud si considera que la seguridad del sistema está en riesgo debido a una falta de capacidad de arranque autónomo en su zona de control,”***

*En consecuencia, este requisito no colisiona con la selección de umbral tipo C.*

- A solicitud del GRT, el generador deberá poder funcionar “en isla” (15.5.b), operando en márgenes de frecuencia (13.1.a) y márgenes de tensión que requiera la red de Distribución, regulando MRPFL (15.2.d), y MRPFL-O (13.2), MRPFL-U (15.2.c). Este requisito es de difícil cumplimiento para ciertas tecnologías y requiere un equipamiento en servicios auxiliares, en sistemas de control y regulación, de elevado coste para el proyecto de la Central. En el caso de grupos hidráulicos pequeños (5MW), el control de admisión a turbina, a baja carga, contra SSAA o una isla de demanda, es de muy difícil cumplimiento con la calidad de respuesta



que se requiere. Esto es factible en generadores de mayor salto hidráulico, y en consecuencia, de mayor potencia instalada.

*No se entiende la afirmación de UNESA Generación de dificultad de cumplimiento si el requerimiento establecido por el Reglamento es el mismo que si se estuviese funcionando modo normal dado que los márgenes de frecuencia y tensión, así como los mecanismos de control requeridos son los mismos que si se funcionase en modo normal.*

*Otra cuestión sería el nivel de potencia mínima exigida, no obstante, el reglamento establece de forma exhaustiva lo siguiente:*

***“En caso de un excedente de energía, los módulos de generación de electricidad deberán ser capaces de reducir la salida de potencia activa desde un punto de funcionamiento anterior a cualquier nuevo punto de funcionamiento dentro del diagrama de capacidad P-Q. En ese sentido, el módulo de generación de electricidad deberá ser capaz reducir a lo máximo técnicamente posible la salida de potencia activa de manera inherente, pero como mínimo hasta el 55 % de su capacidad máxima”.***

*A este respecto, se entiende que potencias del orden del 55% de su capacidad máxima no se puede calificar de demasiado bajas independientemente de la tecnología de generación. En consecuencia, no se esperan problemas de cumplimiento a este respecto ni sobrecostos por capacidades adicionales requeridas dado que no las hay.*

*Se concluye que este aspecto tampoco puede cuestionar la selección de umbral del tipo C.*

- En caso de que la central no pueda re-sincronizar en un tiempo inferior a 15 minutos (15.5.c.ii), se requiere que el grupo quede en funcionamiento “en isla” contra sus SSAA desde cualquier punto de funcionamiento de su diagrama P-Q. Hay que valorar que debido a la baja inercia en generadores síncronos de baja potencia, es fácil que no sea posible. Se considera que este requisito es más factible en generadores de mayor potencia, siendo un requisito que se ha exigido con éxito con anterioridad en grupos de mayor capacidad.

*Ningún generador pequeño que se instale a futuro tendrá problemas para resincronizar en menos de 15 minutos si las condiciones de la red lo permiten. Por lo tanto, nunca le aplicaría este requisito. Como es obvio, sólo los generadores de centrales térmicas de elevado tamaño con grandes inercias térmicas son las que pueden tener problemas para re sincronizar en menos de 15 minutos. En consecuencia, sólo sería a dichas grandes centrales que se instalen a futuro a las que les aplicaría en la práctica este requisito.*

- Se solicita que un generador Tipo C dispare por pérdida de estabilidad angular (15.6.a). Atendiendo a lo recomendado en diseño actual de Centrales (CIGRE WGB5.04 04 “International Guide on the Protection of Synchronous Generators- 2010”) la función de vigilancia de estabilidad se recomienda para grandes generadores, con potencia superiores a 200MW. La función de protección específica está disponible en protecciones digitales de alta gama, las cuales se implementan en generadores de mayores potencias, típicamente por encima de 100MW.

*El Reglamento establece:*

***“en cuanto a la pérdida de estabilidad angular o a la pérdida de control, un módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de desconectarse automáticamente de la red para ayudar a mantener la seguridad del sistema o para evitar daños al módulo de generación de electricidad. El propietario de la instalación de generación de electricidad y el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, deberán acordar los criterios de detección de pérdida de estabilidad angular o de pérdida de control”***



De acuerdo al texto del Reglamento arriba insertado no se exige una protección con “función de vigilancia de estabilidad” a un generador pequeño como indica UNESA Generación en su comentario. Lo que se exige es **acordar un criterio de detección** de la pérdida de control o de estabilidad angular para desconectar el generador de la red en su caso. Naturalmente, dicha desconexión se hace más perentoria en la medida de que el generador en pérdida de sincronismo sea más grande. De acuerdo al Reglamento, **los criterios de detección se acordarán** entre el generador y el GRP en coordinación con el GRT. Ante la tesitura de establecer un **criterio de detección** de la pérdida de control o estabilidad angular, para disparar el generador pequeño, no sería necesaria dicha “función de vigilancia de estabilidad”, ya que bastaría la protección de sobrevelocidad o “embalamiento” que es un relé que suele incorporar todos los generadores para protegerse estructuralmente del embalamiento y que no representa sobre coste alguno al deberlo montar todo generador como protección propia. Para el caso de generadores de potencias claramente por encima del umbral propuesto para el tipo C se podría instalar la función de vigilancia de estabilidad recomendada y aludida por UNESA Generación.

En resumen, los acuerdos del generador con el gestor de la red pertinente, en coordinación con el GRT, no tienen que alejarse de la práctica habitual de hoy en día no significando un incremento del nivel de requerimiento a este respecto y, en consecuencia, no se cuestiona donde se establezca el umbral del tipo C.

- Se requiere la instalación de equipos de oscilografía y de un registrador para la monitorización de señales en el punto de conexión, atendiendo a especificación y frecuencia de muestreo indicados por el GRT (15.6.b.i-iv). Este tipo de equipamiento para monitorización dinámica de magnitudes eléctricas, análisis de calidad de suministro y registro de eventos, requiere una frecuencia de muestreo elevada y tiene un coste importante, para un generador pequeño. A su vez, estos requisitos requieren una infraestructura en comunicaciones que permita la conexión remota con estos equipos y la extracción de dicha información a distancia, lo cual también tiene un coste considerable considerando su ubicación en Planta (p.ej., en caverna, en el caso de grupos hidráulicos). Con esto se considera, que solo es razonable en aplicación para módulos de generación de una determinada potencia, habitualmente en máquinas grandes, en potencia superiores a 50MW.

A este respecto, el Reglamento establece textualmente lo siguiente:

**“las instalaciones de generación de electricidad deberán estar dotadas de equipos que permitan el registro de faltas y la monitorización dinámica del comportamiento del sistema. Esta instalación registrará los siguientes parámetros:**

- **tensión,**
- **potencia activa,**
- **potencia reactiva, y**
- **frecuencia,**

**El gestor de red pertinente tendrá derecho a especificar los parámetros de calidad del suministro que se deberán cumplir a condición de que se notifique con una antelación razonable,”**

Si bien el Reglamento establece de forma exhaustiva la instalación de un equipo de registro de las cuatro variables eléctricas indicadas, no se especifican las características del mismo ni unos mínimos en cuanto a sus prestaciones por lo que, en el aspecto que podría tener más relevancia en el coste del equipo de registro, este requisito **no es exhaustivo**. En este sentido, las prestaciones del equipo serán acorde al tamaño del módulo de generación por lo que no tiene que cuestionarse donde se establezca el umbral.

En cualquier caso, hay que tener en cuenta que los equipos de registros serían independientes de la tecnología de generación. En este sentido merece la pena indicar que no se ha recibido ningún comentario desde asociaciones eólicas o fotovoltaicas cuestionando el umbral del tipo C propuesto motivados por este requisito concreto.



- Se requiere control de reactiva (18.2.b.i-ii) en un amplio rango de tensiones entre 1,10pu y 0,875pu sobre tensión de referencia. Esto establece unos valores de rango de tensión de operación, aunque aún no están propuestos ni establecidos de acuerdo al requisito de tensiones para Tipo C según apdo 15.3. Se requiere una respuesta rápida de control Q-U entre estos valores de tensión. Se excluye para los módulos de generación Tipo C el uso de cambiadores de toma en carga en los transformadores de potencia de grupo.

*Este comentario ya no aplica dado que finalmente en los grupos de trabajo, se concretó el requisito del control aludido en este comentario. Como resultado el desarrollo final del mismo, se repartió el rango de tensiones en dos sub rangos, el primero ( $0,95 \leq V \leq 1,05$ ) a gestionar directamente por los generadores requiriendo la correspondiente alta velocidad de respuesta y el resto del rango extendido a gestionar por un cambiador de tomas en carga, en caso de que éste exista, permitiéndose una velocidad de respuesta más lenta acorde al estado del arte en su caso. En consecuencia, este requisito ya no cuestiona el umbral del tipo C dado que el rango extendido de tensión aplicará a generadores tipo C cuya potencia y tensión de generación justifique la dotación del transformador con cambiador de tomas en carga, lo cual es independiente del nivel de potencia en el que se establezca el umbral.*

- Revisados en su conjunto, se entiende que todos estos requisitos planteados por ENTSO-e buscan facilitar al Gestor de la Red medios para pedir que los módulos de generación contribuyan al control de frecuencia, permitan el funcionamiento en isla y en su caso, den soporte a arranques desde cero de tensión. En los límites máximos establecidos de referencia por ENTSO-e, se apunta a un valor de 50MW para los módulos de generación Tipo C, y este valor de potencia está acorde al estado del arte en el diseño de instalaciones de generación. La propuesta de 5MW como umbral para los módulos de generación Tipo C, teniendo en cuenta los requisitos que se les pide, es un valor excesivamente bajo, y lleva a un equipamiento excesivo para máquinas muy pequeñas.

En el Anexo A se recogen los valores de umbral Tipo B propuestos en otros países de Europa.

Es habitual en proyectos de construcción o rehabilitación de Centrales de generación establecer 20-30MW como límite de potencia por módulo de generación, como umbral de tratamiento de un “grupo generador mediano”.

Este límite establece que la Planta se diseñará con criterios de regulación, telecontrol y equipamiento de protecciones similares a los establecidos en este Reglamento para los Tipo C.

Con todo esto, se propone establecer el umbral de módulos de generación Tipo C en 25MW.

*El GCI considera que no se le han presentado argumentos inevitables que justifiquen elevar la propuesta de umbral B/C y, en este sentido, se mantiene su propuesta de 5 MW basada en el límite umbral de potencia para la obligatoriedad legal actual de adscribirse a un centro de control de generación y dotar a la planta de generación de la adecuada capacidad de observación y control.*

### 2.3.3 Comentario sobre el umbral de tipo D

El umbral límite se establece por ENTSO-e en módulos de generación de 75MW o instalaciones conectadas a niveles de tensión iguales o superiores a 110kV, y la propuesta es de considerar un módulo de generación Tipo D en aquellas conectadas a redes de 110kV o superiores, o módulos de generación de 50MW.

UNESA-Generación considera que el umbral de potencia para Tipo D de 50MW es válido.

#### Valoración de los comentarios de UNESA-G:

No requiere respuesta, al estar UNESA de acuerdo con la propuesta del GCI.



## 2.4 Comentarios recibidos de ACOGEN

De ACOGEN se ha recibido como propuesta de umbrales situar el umbral A/B en 1 MW, el B/C en 50 MW y el C/D en 75 MW.

### 2.4.1 Determinación de significatividad y límites de los umbrales de los módulos de generación de electricidad de tipo B, C y D

ACOGEN propone establecer en 50 MW el límite del umbral de capacidad máxima a partir del cual un módulo de generación de electricidad se considera de tipo C. Ello, conforme al valor máximo establecido por el Reglamento 2016/631 en la tabla I, artículo 5, para el caso de Europa continental. Con ello se pretende evitar posibles desventajas competitivas respecto a otros Estados Miembros, como puede apreciarse en la siguiente tabla:

### National implementation, RfG input Summary by Sebastien Grenard



| Member State                                   |                        | Power Range    |                |               |         |
|------------------------------------------------|------------------------|----------------|----------------|---------------|---------|
|                                                |                        | Type A         | Type B         | Type C        | Type D  |
| Denmark                                        | TSO's proposal         | 800 W - 100 kW | 100 kW - 1 MW  | 1 MW - 25 MW  | > 25 MW |
|                                                | Danish Energi proposal | 800 W - 1 MW   | 1 MW - 10 MW   | 10 MW - 25 MW | > 25 MW |
| Finland                                        |                        | 800 W - 1 MW   | 1 MW - 10 MW   | 10 MW - 30 MW | > 30 MW |
| France                                         |                        | 800 W - 1 MW   | 1 MW - 18 MW   | 18 MW - 75 MW | > 75 MW |
| Germany                                        |                        | 800 W - 135 kW | 135 kW - 36 MW | 36 MW - 45 MW | > 45 MW |
| Great Britain<br>(2 options post consultation) | Medium                 | 800 W - 1 MW   | 1 MW - 10 MW   | 10 MW - 50 MW | > 50 MW |
|                                                | High                   | 800 W - 1 MW   | 1 MW - 50 MW   | 50 MW - 75 MW | > 75 MW |
| Ireland                                        |                        | 800 W - 100 kW | 100 kW - 5 MW  | 5 MW - 10 MW  | > 10 MW |
| The Netherlands                                |                        | 800 W - 1 MW   | 1 MW - 50 MW   | 50 MW - 60 MW | > 60 MW |
| REE                                            |                        | 800 W - 100 kW | 100 kW - 5 MW  | 5 MW - 50 MW  | > 50 MW |
| ACOGEN                                         |                        | 800 W - 1 MW   | 1 MW - 50 MW   | 50 MW - 75 MW | > 75 MW |

Con los valores máximos de la propuesta de Acogen, la gran mayoría (> 98%) de las plantas de cogeneración sería del tipo A o B. Sin embargo, con la propuesta de REE de situar el límite de umbral en 5 MW, la mayor parte de las plantas de cogeneración sería del tipo C. Este hecho tiene repercusiones económicas y técnicas muy importantes a la hora de aplicar el artículo 4.1, ya que éste sólo se aplica a las plantas tipo C y D.

Por otro lado, es de señalar que el tiempo que esté parada la planta de cogeneración para realizar los cambios pertinentes y para verificar que los requisitos exigidos se cumplen, puede traer como consecuencia parar la planta industrial, con el deterioro económico que esto conlleva. Si fuese éste el caso, no se llevaría a cabo ninguna modernización de la cogeneración.

Adicionalmente, y al objeto de evaluar lo adecuado de los umbrales propuestos por REE en la implementación del código de red de generadores, se propone efectuar una revisión de los umbrales establecidos pasados tres años de su adopción.

**Valoración de los comentarios de ACOGEN:**

Se procede a responder de forma secuencial presentando párrafos concretos bajo el correspondiente formato de comentario seguido de la respuesta también en su correspondiente formato.

- ACOGEN propone establecer en 50 MW el límite del umbral de capacidad máxima a partir del cual un módulo de generación de electricidad se considera de tipo C. Ello, conforme al valor máximo establecido por el Reglamento 2016/631 en la tabla I, artículo 5, para el caso de Europa continental. Con ello se pretende evitar posibles desventajas competitivas respecto a otros Estados Miembros, como puede apreciarse en la siguiente tabla:

*El valor de 50 MW para comienzo del tipo C sería inviable desde el punto de vista de las necesidades cada vez mayores de regulación a futuro a tenor de las previsiones de fuertes desplazamiento de generación que evacúa en la red de transporte hacia las redes de distribución, incluso en media y baja tensión con la correspondiente reducción de la potencia de los generadores. En consecuencia, la provisión de los servicios de regulación deberá pasar necesariamente a contingentes de generadores más pequeños y distribuidos en redes de media y baja tensión. En este sentido, la normativa actual española ya estipula la necesidad de adscripción a un CCG a partir de los 5 MW de potencia, lo que proporciona la posibilidad de comunicación para la adecuada capacidad de controlabilidad y observabilidad por parte de los gestores de red. Con el nivel de energía de origen renovable (electrónica de potencia) ya integrado en el sistema y las previsiones de generación distribuida no parece razonable elevar el nivel de 5 MW actualmente regulado.*

- Con los valores máximos de la propuesta de Acogen, la gran mayoría (> 98%) de las plantas de cogeneración sería del tipo A o B. Sin embargo, con la propuesta de REE de situar el límite de umbral en 5 MW, la mayor parte de las plantas de cogeneración sería del tipo C. Este hecho tiene repercusiones económicas y técnicas muy importantes a la hora de aplicar el artículo 4.1, ya que éste sólo se aplica a las plantas tipo C y D.

*La propuesta de umbrales se ha realizado en base a las necesidades a futuro del sistema eléctrico y teniendo en cuenta las características y estado del arte de los futuros generadores que se conecte al sistema. En este comentario, ACOGEN está haciendo referencia al contingente de cogeneración actualmente instalada. Se aprovecha a recordar que el Reglamento no aplica, a priori, a los cogeneradores existentes, salvo “modificación substancial” (artículo 4.1.a) de los tipo C y D. En este sentido, es cierto que el establecimiento del umbral B/C en 5 MW, en vez de en 50 MW (que es el valor que propone ACOGEN) implicará que un mayor número de instalaciones de cogeneración podrían verse afectadas por el reglamento en el caso de modernizaciones, si bien, los gestores de red estiman que esta razón no es suficiente para incrementar el umbral B/C. Un umbral B/C de 50 MW implicaría reducir notablemente las capacidades futuras disponibles en el sistema, por ejemplo en relación con regulación potencia-frecuencia. Las capacidades técnicas de los generadores tipo C resultan esenciales para el correcto funcionamiento del sistema y garantizar la seguridad de suministro del mismo, tanto más teniendo en cuenta la evolución del sistema hacia un sistema con mayor generación distribuida y sin inercia.*

*Por otro lado, el reglamento recoge mecanismos para excepcionar el cumplimiento de requisitos en caso de inviabilidades técnicas y/o económicas a las que podrían acogerse las cogeneraciones “modernizadas” en caso de estimarlo necesario.*

- Por otro lado, es de señalar que el tiempo que esté parada la planta de cogeneración para realizar los cambios pertinentes y para verificar que los requisitos exigidos se cumplen, puede traer como consecuencia parar la planta industrial, con el deterioro económico que esto conlleva. Si fuese éste el caso, no se llevaría a cabo ninguna modernización de la cogeneración.



*En cualquier caso, a la alusión al tiempo requerido de parada de planta para la modernización hay que señalar que el Reglamento **no obliga** a que se modernice un módulo de generación. Si se realiza una modernización es decisión plenamente voluntaria del propietario y los problemas económicos derivados de la afección al proceso industrial asociado serán independientes de los umbrales propuestos. Las labores de la supervisión de la conformidad se podrán hacer en paralelo con la modernización para ciertos requisitos cuya verificación se realice mediante simulaciones. Para el resto de ensayos que deban verificarse con el generador conectado al sistema se entiende que no ocasionarían retraso al requerir que previamente el generador ya esté funcionando.*

*En este comentario, ACOGEN hace referencia a una circunstancia durante un proceso de modernización que versa sobre la aplicabilidad a generadores existentes de tipo C y D que sufran en su caso modificaciones substanciales. En consecuencia, se remite a ACOGEN a la lectura del documento relativo a la aplicabilidad del Reglamento a la generación existente [3].*

- *Adicionalmente, y al objeto de evaluar lo adecuado de los umbrales propuestos por REE en la implementación del código de red de generadores, se propone efectuar una revisión de los umbrales establecidos pasados tres años de su adopción.*

*No cabe duda que la evaluación de los umbrales cada tres años va a ser un ejercicio necesario a futuro, principalmente, para garantizar la operabilidad futura del sistema en unas condiciones para las del que no hay experiencia previa a tenor del reto que supondrá operar un sistema con cada vez menos grandes generadores síncronos, menos inercia y con la necesidad de controlar el sistema desde pequeños generadores en las redes de distribución.*



## 2.5 Comentarios recibidos de COGEN

De COGEN se ha recibido como propuesta de umbrales situar el umbral A/B en 0,1 MW, el B/C en 45 MW y el C/D en 75 MW.

### 2.5.1 Comentario sobre el umbral C/D

Teniendo en cuenta el importante aumento de requisitos solicitados al pasar a tipo C (con las implicaciones económicas derivadas de ellos) nos parece crítico fijar dicho umbral en un nivel de potencia que permita equilibrar las necesidades del sistema con la viabilidad económica y técnica de nuevos proyectos.

Requisitos como:

- criterios estrictos de control de potencia/frecuencia (15.2)
- oscilógrafo / monitorización dinámica (15.6)
- protección estabilidad angular (15.6)
- criterios estrictos de control de reactiva (18.2)

implican diseños normalmente asociados a máquinas y plantas de elevada potencia y su implementación en plantas de tamaño mediano llevarían a dificultar la viabilidad de las mismas.

La nueva definición de Módulo de Generación que implica la suma de potencias de todos los grupos incluidos en un mismo RAIPE hace que generadores de menor tamaño estén afectados por los requisitos de este tipo C. Por ello, consideramos necesario aumentar dicho umbral.

Se propone en este caso establecer el umbral para plantas tipo C en 45MW, más cercano al límite de referencia establecido por ENTSO-e (50MW) y en línea con el implementado en otros países de la Comunidad.

Otra razón para subir el límite hasta 45 MW es por la gran flota instalada existente entre 25 y 45 MW, pudiendo estar constituida por varios equipos como hemos comentado, no siendo lógico a los menores de ellos tratarles de forma diferente que a los mismos incluidos en plantas con un Raipre de menor potencia, cuando todas fueron diseñadas bajo unos mismos criterios originalmente. El valor final del límite del tipo C determinará si el código aplica o no en el caso de una renovación sustancial a todos los equipos.

### Valoración de los comentarios de COGEN:

Se procede a responder de forma secuencial presentando párrafos concretos bajo el correspondiente formato de comentario seguido de la respuesta también en su correspondiente formato.

- Teniendo en cuenta el importante aumento de requisitos solicitados al pasar a tipo C (con las implicaciones económicas derivadas de ellos) nos parece crítico fijar dicho umbral en un nivel de potencia que permita equilibrar las necesidades del sistema con la viabilidad económica y técnica de nuevos proyectos.

Requisitos como:

- criterios estrictos de control de potencia/frecuencia (15.2)
- oscilógrafo / monitorización dinámica (15.6)
- protección estabilidad angular (15.6)
- criterios estrictos de control de reactiva (18.2)

implican diseños normalmente asociados a máquinas y plantas de elevada potencia y su implementación en plantas de tamaño mediano llevarían a dificultar la viabilidad de las mismas.

*Todos los requisitos enumerados en este comentario para justificar un umbral más elevado en potencia han quedado respondidos de forma muy detallada, en este mismo documento en las respuestas a comentarios de*



*UNESA Generación al respecto de los mismos requisitos aquí indicados. En consecuencia, se remite a COGEN a su detenida lectura.*

- La nueva definición de Módulo de Generación que implica la suma de potencias de todos los grupos incluidos en un mismo RAIPE hace que generadores de menor tamaño estén afectados por los requisitos de este tipo C. Por ello, consideramos necesario aumentar dicho umbral. Se propone en este caso establecer el umbral para plantas tipo C en 45MW, más cercano al límite de referencia establecido por ENTSO-e (50MW) y en línea con el implementado en otros países de la Comunidad. Otra razón para subir el límite hasta 45 MW es por la gran flota instalada existente entre 25 y 45 MW, pudiendo estar constituida por varios equipos como hemos comentado, no siendo lógico a los menores de ellos tratarlos de forma diferente que a los mismos incluidos en plantas con un Raipre de menor potencia, cuando todas fueron diseñadas bajo unos mismos criterios originalmente. El valor final del límite del tipo C determinará si el código aplica o no en el caso de una renovación sustancial a todos los equipos

*La definición de Módulo de Generación de Electricidad de acuerdo al concepto de instalación de producción de energía eléctrica inscrita en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE), permite identificar unívocamente de manera clara, precisa y no discriminatoria, el concepto de MGE, no contemplado a priori en nuestra normativa, sin añadir mayor complejidad a la normativa actual. En este sentido, la instalación en su conjunto, de acuerdo a su capacidad máxima (o potencia instalada inscrita en el RAIPEE), es la que debe cumplir con los requisitos del reglamento (y no necesariamente cada generador individualmente).*

*Los gestores de red estiman que un umbral B/C en el valor que propone COGEN (45 MW), pondría en riesgo la operabilidad futura del sistema, ya que reducirían notablemente las capacidades futuras disponibles, habida cuenta de que los generadores tipo C, son los que soportan requisitos técnicos imprescindibles para el correcto funcionamiento del sistema, como son la regulación potencia-frecuencia a subir y bajar. Las previsiones de fuertes desplazamiento de generación que evacúa en la red de transporte hacia las redes de distribución, incluso en media y baja tensión, con la correspondiente reducción de la potencia de los generadores, hace necesario que generadores de menor tamaño dispongan de estas capacidades técnicas.*

*Por otro lado conviene remarcar, que el Reglamento no aplica, a priori, a los cogeneradores existentes, salvo “modificación substancial” (artículo 4.1.a) de los tipo C y D. En este sentido, es cierto que el establecimiento del umbral B/C en 5 MW, en vez de en 45 MW (que es el valor que propone COGEN) implicará que un mayor número de instalaciones de cogeneración podrían verse afectadas por el reglamento en el caso de modernizaciones, si bien, los gestores de red estiman que esta razón no es suficiente para incrementar el umbral B/C, ya que el reglamento recoge mecanismos para excepcionar el cumplimiento de requisitos en caso de inviabilidades técnicas y/o económicas a las que podrían acogerse las cogeneraciones “modernizadas” en caso de estimarlo necesario.*



## 2.6 Comentarios recibidos de UNEF

De UNEF se ha recibido como propuesta de umbrales situar el umbral A/B en 1 MW, el B/C en 10 MW.

### 2.6.1 Comentario sobre el umbral A/B

El paso de una instalación tipo A a B implica la necesidad de ser visibles para el operador del sistema.

La definición de cómo se va a hacer esta comunicación puede tener repercusiones importantes si el umbral entre las instalaciones A y B se mantiene en 100kW (como se ha propuesto hasta el momento). Se debería buscar un método que no suponga un sobrecoste para la instalación, más allá del de proporcionarle una conectividad a través de 3G, ADSL o fibra (normalmente disponible en las instalaciones).

El modelo requerido actualmente para comunicar datos al operador del sistema obligaría a las instalaciones a estar vinculados a un despacho delegado. A día de hoy, la visibilidad de instalaciones para el operador es solo para instalaciones de más de 1MW, de acuerdo al RD 2016/631.

A título de ejemplo con datos reales:

- Coste de suscripción a un despacho delegado: 100€/mes + comunicación 3G si no tuviera ADSL la instalación.
- Generación mensual de una planta de 100kW en un emplazamiento con 1800 horas anuales, un PR del 0,85 y un precio de energía de 0,06€/kWh:
  - Energía generada mensual:  $100 \times 1800 \times 0,85 / 12 = 12.750 \text{ kWh}$
  - Ahorro (suponiendo instalación de autoconsumo):  $12.750 \times 0,06 = 765 \text{ €}$

Como se puede ver la rentabilidad de una instalación de 100kW se reduce en un 15% si descontamos los 100€ del despacho delegado.

### Valoración de los comentarios de UNEF:

*Del comentario de UNEF se desprende que no existe problema técnico-económico asociado a la capacidad de comunicación de los módulos de generación, que es lo que exige el Reglamento, y que el coste vendría derivado del esquema de comunicaciones que operativamente se establezca. El mecanismo operativo para hacer uso de las capacidades de comunicación que deben disponer los módulos de generación tipo A, no es objeto del proceso de implementación nacional del Reglamento, ya que el alcance de este proceso se limita a la definición de las capacidades técnicas de los generadores. En ese sentido REE y los gestores de la red de distribución son sensibles al comentario de UNEF, y coinciden en que el sistema de comunicaciones que se considere deberá ser proporcional y coherente con el tamaño de los generadores y tener en cuenta los costes asociados, aprovechando los avances en comunicaciones al respecto. No obstante lo anterior, cabe señalar que la capacidad de observabilidad y controlabilidad son aspectos claves desde el punto de vista de la seguridad del sistema (como la capacidad de soportar huecos de tensión) a tenor de la tendencia a que aumente la generación distribuida de bajos niveles de potencia.*

### 2.6.2 Comentario sobre el umbral B/C

Considerando que los módulos de generación de electricidad tipo C, deberán responder ante los requisitos establecidos en el Reglamento, entre ellos, la capacidad de activar la respuesta total de potencia activa con la variación de frecuencia, creemos que se debe reconsiderar el umbral propuesto en 5 MW hasta los 10 MW, para que tengan más sentido las bandas de actuación de cada tipo de módulo de generación (así el tipo B iría de 1MW a 10 MW según la propuesta de UNEF), y además se puedan repercutir los sobre costes por el cumplimiento de estos requisitos más estrictos.

**Valoración de los comentarios de UNEF:**

*El vigente P.O.7.1 obliga a que todo generador independientemente de su tamaño participe en el servicio complementario obligatorio de la regulación primaria potencia-frecuencia<sup>2</sup>. No obstante, el Reglamento está requiriendo este requisito a partir del tipo C, por lo que, de forma exhaustiva, se estaría relajando lo actualmente regulado en el sistema eléctrico peninsular español. Por otro lado, las necesidades de comunicaciones que requeriría la prestación del servicio de regulación primaria MRPF estarían cubiertas con la regulación nacional actual que requiere la adscripción a un CCG justo a partir del umbral de 5 MW propuesto para el tipo C. En consecuencia, si se relaja hasta 10 MW el umbral para el tipo C, se estaría relajando la actual regulación vigente en materia de regulación primaria. Dicha relajación no estaría justificada si se considera que hay que garantizar la operabilidad futura del sistema en unas condiciones más exigentes con cada vez menos grandes generadores síncronos, menos inercia y con la necesidad de controlar el sistema desde pequeños generadores en las redes de distribución.*

---

<sup>2</sup> El PO establece que en el caso en que técnicamente no sea posible contar con el equipamiento adecuado, el servicio complementario deberá ser contratado directamente por los titulares de las instalaciones obligadas a su prestación a otros agentes que puedan prestarlo.



### 3 Referencias

- [1] REGLAMENTO (UE) 2016/631 DE LA COMISIÓN de 14 de abril de 2016 “Código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red”. Diario Oficial de la Unión Europea 27.04.2016
- [2] “Propuesta de umbrales de capacidad máxima del Reglamento (UE) 2016/631”. Abril de 2017. Red Eléctrica de España
- [3] “Propuesta de aclaración sobre aspectos de aplicabilidad y determinación de la significatividad del Reglamento (UE) 2016/631” Julio de 2017. Red Eléctrica de España
- [4] “Límites de capacidad máxima de los módulos de generación de electricidad del Reglamento (UE) 2016/631 sobre requisitos de conexión de generadores a la red. Propuesta y justificación” Julio de 2017. Red Eléctrica de España.



Paseo del Conde de los Gaitanes, 177  
28109 Alcobendas (Madrid)

Tel. 91 650 85 00 / 20 12

[www.ree.es](http://www.ree.es)