



Escuela Universitaria de  
Ingeniería Técnica Industrial



# NUEVAS EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA GESTIÓN DE INSTALACIONES FV (RD 1565/2010)

Eduardo Collado  
Director Técnico  
ASIF

16 de Noviembre de 2011

Seminario  
MONITORIZACIÓN, TELEMEDIDA Y CALIDAD DE SISTEMAS FV

## Indice

1. **Modificaciones técnicas y económicas que introduce el RD 1565/2010**
2. **Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión**
3. **Adscripción a centros de control de generación y envío de teled medidas en tiempo real**
4. **Soluciones Técnicas de TTR.**
5. **Penalizaciones por energía reactiva**
6. **Seguimiento de consignas de tensión**
7. **CONCLUSIONES**

## 1. Modificaciones técnicas y económicas que introduce el RD 1565/2010

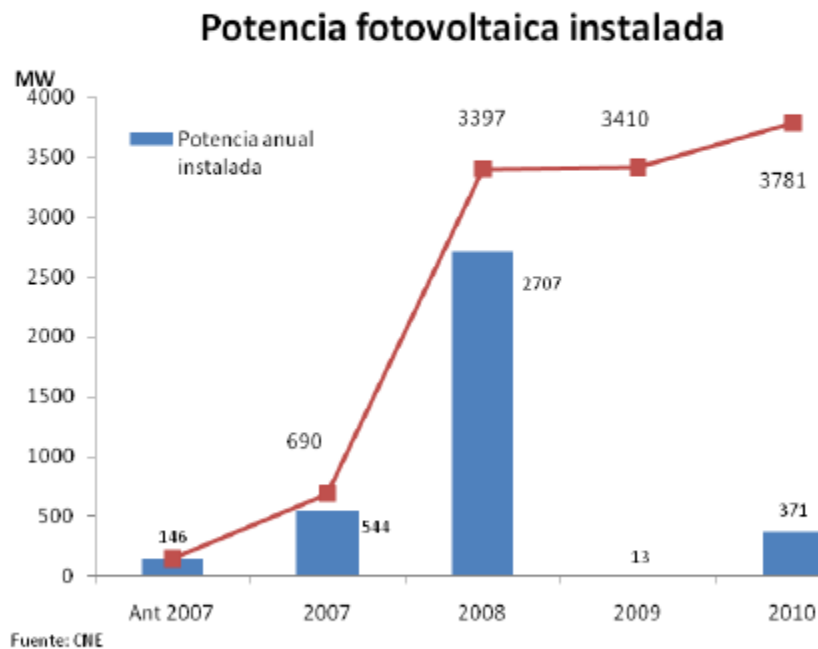
El Real Decreto 1565/2010, aprobado por el Consejo de Ministros el 19 de noviembre de 2010 y publicado en el Boletín Oficial del Estado nº 283 del 23 de noviembre de 2010, introduce una serie de modificaciones económicas y técnicas que afectan a instalaciones fotovoltaicas (FV) ya en funcionamiento bajo el marco jurídico y económico previsto por los Reales Decretos 661/2007, y 1578/2010.

**Modificaciones introducidas por el RD 1565/2010:**

- **Reducción del periodo de retribución**
- **Modificaciones técnicas**
  - **Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión**
  - **Adscripción a centros de control de generación y envío de telemidas en tiempo real**
  - **Penalizaciones por energía reactiva**
  - **Seguimiento de consignas de tensión**

# 1. Modificaciones técnicas y económicas que introduce el RD 1565/2010

- ¿Cuántas instalaciones se ven afectadas?



	Número de instalaciones	%
Andalucía	6.477	12%
Aragón	1.493	3%
Asturias	82	0%
Baleares	683	1%
Canarias	1.106	2%
Cantabria	118	0%
Castilla- la Mancha	11.006	20%
Castilla y León	4.831	9%
Cataluña	2.836	5%
Ceuta y Melilla	1	0%
Comunidad Valenciana	4.506	8%
Extremadura	3.887	7%
Galicia	527	1%
La Rioja	530	1%
Madrid	1.368	3%
Murcia	4.542	8%
Navarra	8.650	16%
País Vasco	1.470	3%
<b>Total</b>	<b>54.113</b>	<b>100%</b>

# 1. Modificaciones técnicas y económicas que introduce el RD 1565/2010

## INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS A DIC 2010

RANGO_POTENCIA	Potencia Instalada (MW)	Nº de expedientes
$0 < P \leq 0,005 \text{ MW}$	60	12.697
$0,005 < P \leq 0,1 \text{ MW}$	975	21.772
$P = 0,1 \text{ MW}$	1.920	19.200
$0,1 < P \leq 1 \text{ MW}$	144	276
$1 < P \leq 2 \text{ MW}$	113	71
$2 < P \leq 5 \text{ MW}$	198	51
$5 < P \leq 10 \text{ MW}$	359	45
$10 < P \leq 15 \text{ MW}$	14	1
<b>TOTAL 2010</b>	<b>3.782</b>	<b>54.113</b>

- Hasta **Noviembre 2010** no aplicaba a ninguna de las plantas fotovoltaicas instaladas.
- Se crea la figura “**Agregación**” en el PO 9
- Se crea la figura “**Agrupación**” en el RD 1565
- Se extiende el nivel de “superior a 10 MW” del RD 661 para adscripción a Centro de control también a **agrupaciones**. 1 MW en islas y ciudades autónomas
- Se establece la obligación de **enviar telemidas en tiempo real a partir de 1 MW**
- Se obliga a las Distribuidoras a comunicar Qué instalaciones están agrupadas s/ Orden ITC/3353/2010 de 28 de diciembre
- El plazo de **implementación termina el 30 de junio 2011**

## 1. Modificaciones técnicas y económicas que introduce el RD 1565/2010

**Admitiendo la segmentación entre los escalones de 1 y 10 MW, y desde un punto de vista puramente técnico, puede decirse:**

- Para instalaciones nuevas parece incuestionable
- Para instalaciones existentes **aporta muy poco**, pues la gestionabilidad de esta tecnología es escasa y representará menos del 1% del total del Sistema.
- En general, las plantas y sus puntos frontera se ubican en la red de Distribución.
- Se desconoce a cuántos expedientes y a cuales va a aplicar.
- No está resuelto como gestionar los expedientes existentes, cuando se supere la potencia agrupada por entrada de un nuevo productor al mismo nudo o parcela.
- Los conjuntos de grandes instalaciones con líneas dedicadas en exclusiva ya eran leídos (o pueden serlo) por el Distribuidor desde las posiciones de llegada en las Subestaciones sufragadas en su día por los promotores.
- Los conjuntos de grandes instalaciones ya cuentan con tele-disparo, bien en la instalación o en la posición de llegada a la SET.
- Permitirá contabilizar una parte de la producción instantánea que se entrega en puntos intermedios de la Red de Distribución

## 2. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión

**Párrafo e) del artículo 18 del RD661/2007 MODIFICADO por el punto cinco del artículo uno del RD1565/2010**

e) Las instalaciones eólicas y las instalaciones o agrupaciones de instalaciones fotovoltaicas de potencia superior a 2 MW, de acuerdo con la definición de agrupación establecida en el párrafo d) de este artículo, están obligadas al cumplimiento de lo dispuesto en el procedimiento de operación P.O. 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas, aprobado mediante Resolución de 4 de octubre de 2006 de la Secretaría General de Energía. A estos efectos, la verificación de su cumplimiento se regulará en el procedimiento correspondiente. Dicho procedimiento de operación será de aplicación igualmente en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, en tanto en cuanto no sea desarrollado un procedimiento específico, sin perjuicio del resto de requisitos técnicos que pudieran ser exigibles en cada caso.

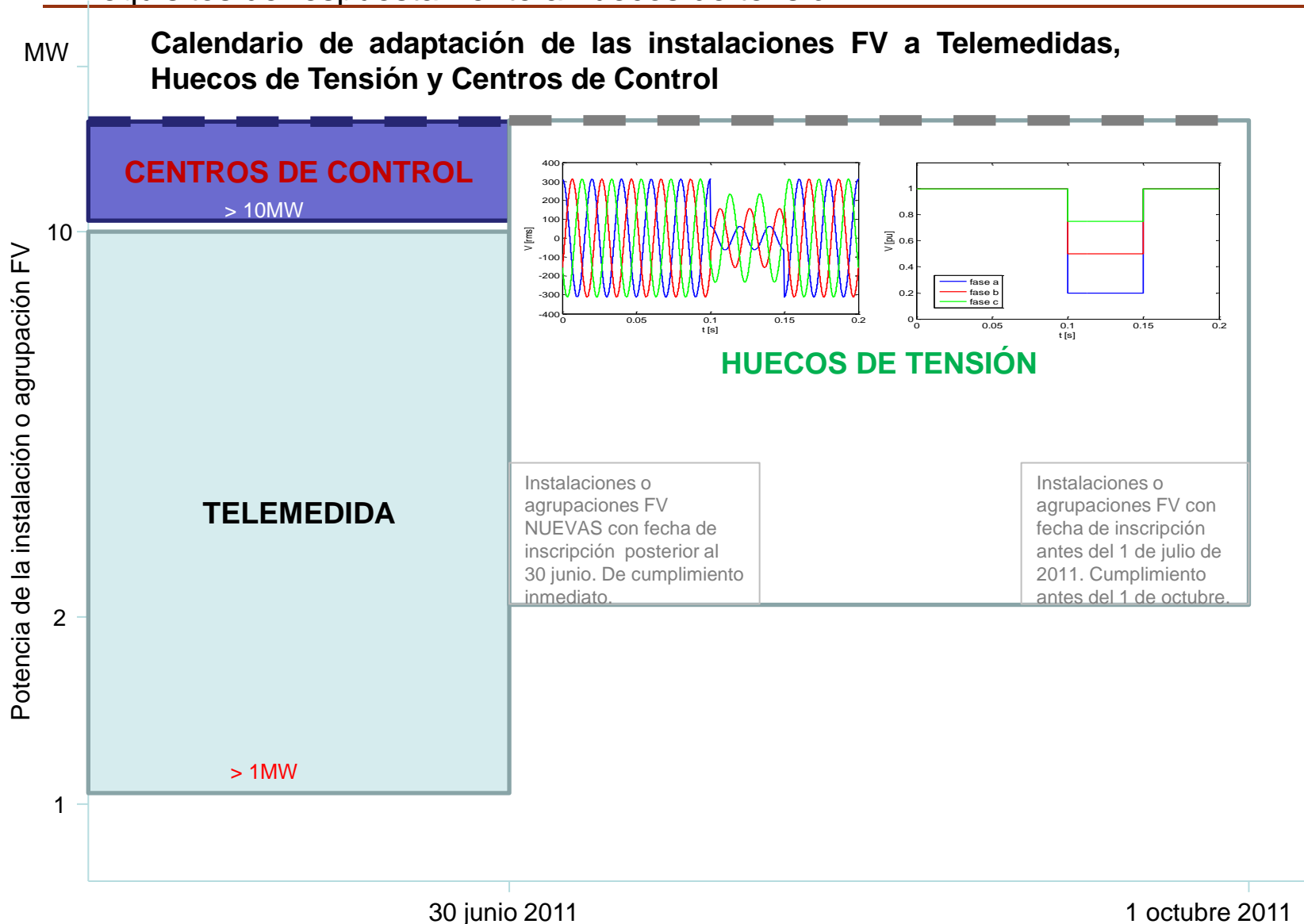
**Párrafo AÑADIDO al apartado 1 de la disposición transitoria quinta del RD661/2007 por el punto quince del artículo uno del RD1565/2010**

[...] En tanto no se desarrollen **procedimientos de operación específicos**, los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión que deban cumplir las instalaciones fotovoltaicas a las que les corresponda, de acuerdo con lo previsto en el articulado del presente real decreto, serán los previstos en el procedimiento de operación peninsular relativo a los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas, siendo de aplicación en los siguientes plazos:

- i) para las instalaciones fotovoltaicas con fecha de inscripción definitiva posterior al 30 de junio de 2011, desde su fecha de inscripción definitiva;
- ii) para las instalaciones fotovoltaicas con fecha de inscripción definitiva anterior al 1 de julio de 2011, a partir del 1 de octubre de 2011.

## 2. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión

### Calendario de adaptación de las instalaciones FV a Telemedidas, Huecos de Tensión y Centros de Control



## 2. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión



### I. DISPOSICIONES GENERALES

#### MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

**17891** Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.

En su disposición final cuarta se modifican los plazos para cumplimiento de requisitos técnicos a las instalaciones FV tanto de centros de control, telemedida como huecos de tensión pues dice:

Modificación del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

En el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se introducen las siguientes modificaciones:

Uno. Se modifica el segundo párrafo de la disposición transitoria cuarta que queda redactado como sigue:

«Las instalaciones a las que sean de aplicación las obligaciones previstas en el artículo 18.d de este Real Decreto, excepto las instalaciones individuales de potencia superior a 10 MW, dispondrán de un periodo transitorio **hasta el 31 de marzo de 2012** inclusive, durante el cual no le será de aplicación la penalización establecida en el quinto párrafo del artículo 18.d.»

Dos. Se modifican los párrafos i e ii, del apartado 1 de la disposición transitoria quinta que quedan redactados como sigue:

**«i. para las instalaciones fotovoltaicas con fecha de inscripción definitiva posterior al 31 de diciembre de 2011, desde su fecha de inscripción definitiva;**

**ii. para las instalaciones fotovoltaicas con fecha de inscripción definitiva anterior al 1 de enero de 2012, a partir del 31 de diciembre de 2012.»**

## 2. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión

### PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN QUE DEBEN SATISFACER LOS PRODUCTORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

*Disposición final cuarta. Modificación del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*

En el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se introducen las siguientes modificaciones:

**Uno.** Se modifica el segundo párrafo de la disposición transitoria cuarta que queda redactado como sigue:

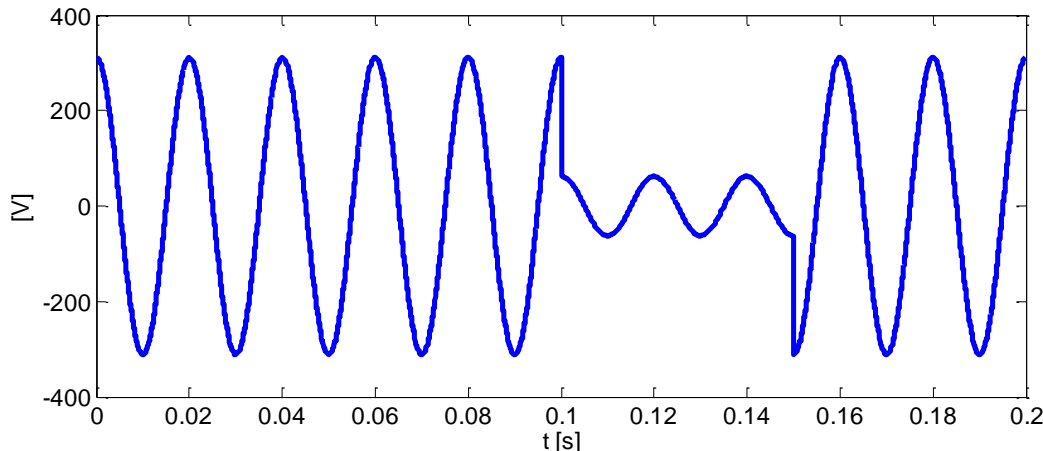
“Las instalaciones a las que sean de aplicación las obligaciones previstas en el artículo 18.d de este Real Decreto, excepto las instalaciones individuales de potencia superior a 10 MW, dispondrán de un periodo transitorio hasta el 31 de marzo de 2012 inclusive, durante el cual no le será de aplicación la penalización establecida en el quinto párrafo del artículo 18.d.”

## 2. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión

Esta modificación obliga a realizar (antes del 1 de octubre de 2011) cambios en las instalaciones o agrupaciones FV de más de 2 MWn construidas con antelación a la publicación del RD1565/2010 para que cumplan con el Procedimiento de Operación 12.3 de Red Eléctrica de España sobre requisitos de respuesta frente a huecos de tensión.

Existen tres soluciones técnicas para que las instalaciones FV cumplan con esta obligación:

- Actualización del firmware y/o del hardware de los inversores
- Instalación de un equipo tipo FACTS (Flexible AC Transmission System)
- Sustitución de los inversores por inversores nuevos



## 2. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión

### Actualización del firmware y/o del hardware de los inversores

Se han desarrollado soluciones específicas para algunos inversores que permiten adaptarlos a los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión mediante una actualización del firmware y/o del hardware.

-No todos los inversores del mercado cuentan con una solución de este tipo: depende de cada fabricante e incluso de cada modelo, pero por lo general los inversores trifásicos de tamaño medio o grande ( $> 5\text{kWn}$ ) sí se podrán actualizar, mientras que hay algunos inversores trifásicos pequeños y monofásicos para los cuales no se ha desarrollado este tipo de solución.

-Por lo general, se trata de la solución más económica, con un coste aproximado que podrá variar entre un 10% y un 20% del precio de los inversores (1,5 - 7,0 cEu/Wn)..

En el caso de Actualización del firmware y/o del hardware de los inversores, la única empresa capaz de suministrar una solución, es el mismo fabricante que suministró los inversores originales de la instalación.

Existe decenas de fabricantes de inversores FV presentes en el mercado español.



## 2. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión

---

### **Instalación de un equipo tipo FACTS (Flexible AC Transmission System)**

-Un FACTS es un sistema basado en dispositivos de electrónica de potencia y otros dispositivos estáticos que, situándose entre la instalación FV y el punto de conexión a red, puede utilizarse para compensar los efectos de los huecos de tensión.

-Los propietarios de plantas pueden optar por instalar un sistema tipo FACTS cuando no exista la posibilidad de actualizar los inversores o cuando la opción FACTS resulte más interesante desde un punto de vista económico.

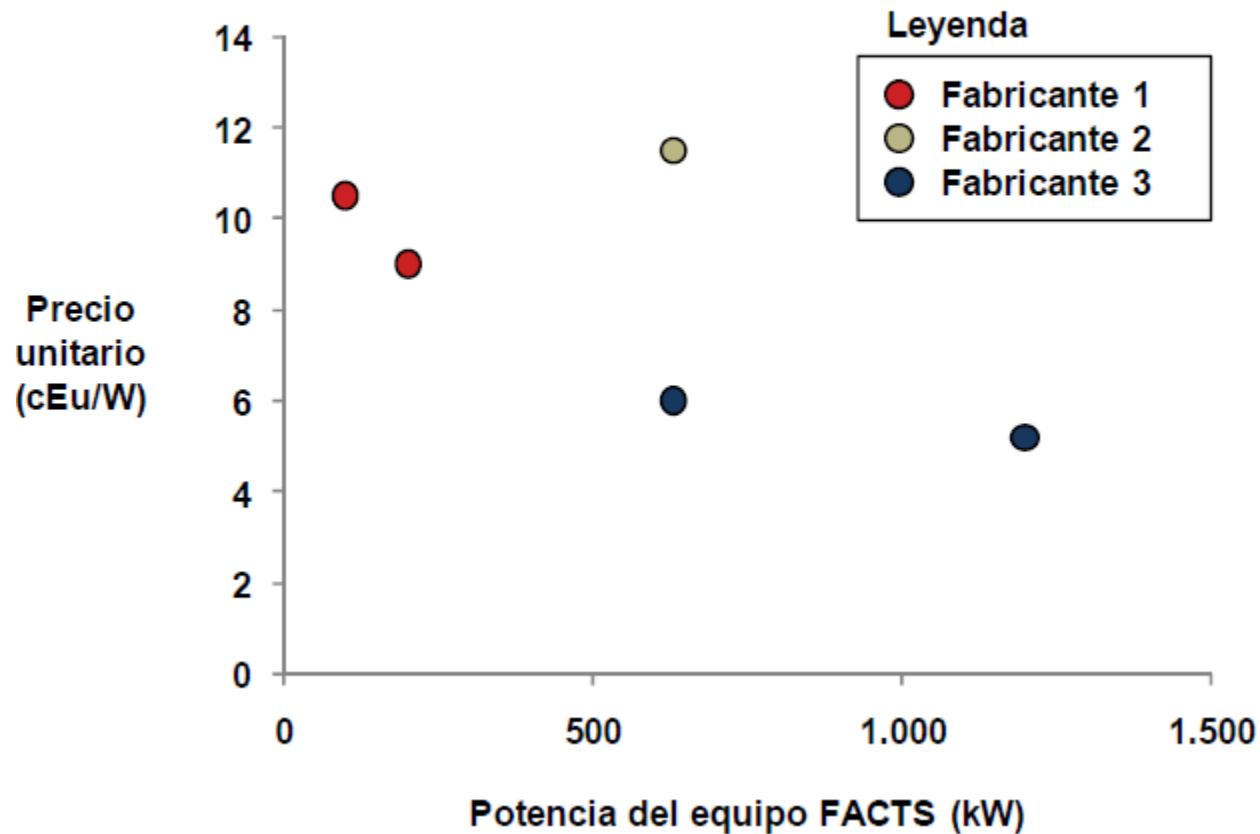
- Los precios varían sensiblemente en función del tamaño de la FACTS y del fabricante.

Los precios de mercado, incluyendo tanto el coste del equipo como el coste de instalación, pueden variar en función de las características de cada planta, pero por lo general siempre dentro del rango de 2-4 cEu/W, aunque puede llegar a ser de 10-12 cEu/W .

- El número de fabricantes de equipos tipo FACTS, es sensiblemente inferior al de fabricantes de inversores.

## 2. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión

Precio unitario final (equipo + instalación) de las soluciones FACTS para instalaciones FV identificadas en el mercado

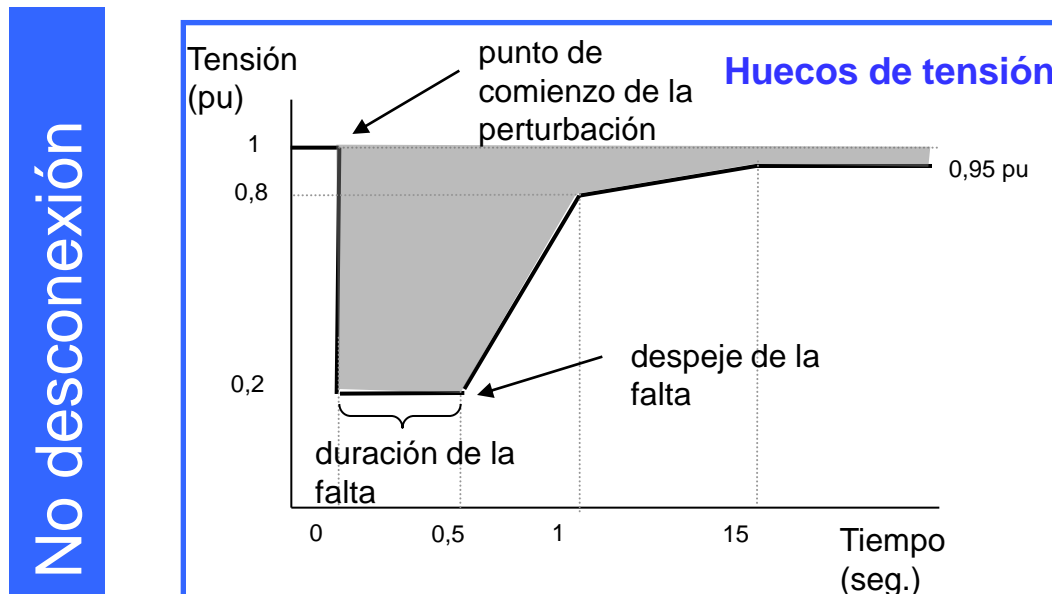


## 2. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión

### Sustitución de los inversores por inversores nuevos

-En los casos en los que las dos opciones anteriores (actualización de los inversores y FACTS) no sean viables (por falta de espacio, por cuestiones técnicas, económicas, etc.), los propietarios de la planta tendrán que cambiar los inversores de la instalación por inversores nuevos diseñados para cumplir con el P.O. 12.3.

- Se trata de la solución más costosa.



## 2. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión

---

### Problemas de abastecimiento

- No hay problemas tecnológicos, ya que el desarrollo de estas soluciones (actualización de inversores, FACTS y nuevos inversores) es técnicamente viable.
- Tampoco vemos un eventual problema de escasez de componentes.
- En cambio, existe una preocupación generalizada sobre la posibilidad de adecuar todo el parque FV afectado por el requisito de respuesta frente a huecos de tensión dentro del plazo fijado por el RD 1565/2010. Esta preocupación se debe esencialmente a dos factores:
  - Problemas de certificación: Con el objetivo de poder verificar el cumplimiento de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las soluciones implementadas, el P.O. 12.3 establece que éstas tendrán que estar certificadas. Sin embargo, dicha certificación sólo podrá ser emitida una vez que existan laboratorios y entidades certificadoras acreditados para la certificación de instalaciones fotovoltaicas con los requisitos de respuesta indicados en el Procedimiento de Operación 12.3.
  - Tiempo de instalación: Una vez solucionados los problemas de certificación, y habida cuenta de la gran cantidad de equipos a modificar/sustituir, los fabricantes y el sector en general estiman que **no podría acabarse con todas las instalaciones en España, antes de finales de 2012**, esencialmente debido a que los fabricantes cuentan con una fuerza de instalación limitada y que el número de instalaciones afectadas es muy elevado.

## 2. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión

### Procedimiento de Verificación de las instalaciones fotovoltaicas (PVVC FV)

- Situación LEGAL

RD 1565/2010 Obliga a Agrupaciones > 2MW a cumplir PO12.3

Resolución 4 de octubre de 2006: “se desarrollará un sistema de certificación de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 2200/1995”

RD 2200/1995: Obliga a la acreditación de las entidades de certificación/inspección y laboratorios que realizan actividades “obligatorias por ley” a contar con la ACREDITACION (ENAC)

- Proceso de Certificación

En el proceso intervienen

Fabricantes : Adecúan sus equipos

Laboratorios: Ensayan equipos adecuados

Productores: Instalan modificaciones equipos

Entidades de certificación/inspección: Verifican que la instalación cumple con el PVVC



## 2. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión

---

### Comité Técnico de Verificación (CTV FV)

- Seguir la correcta aplicación del PVVC
- Arbitrar en caso de discrepancias, en base a informes elaborados específicamente.
- Proponer los criterios para la validación de los laboratorios que emiten los INFORMES VERIFICADOS DE LA INSTALACIÓN
- Incluir las modificaciones pertinentes en el PVVC de acuerdo con los resultados obtenidos y comunicarlas al Ministerio/CNE/REE y a los agentes implicados.

## 2. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión

---

### La experiencia Eólica

696 Parques Eólicos Certificados

18.995 MW Certificados

Año 2007: 33 Parques; 1.076 MW

Año 2008: 287 Parques; 8.059 MW

Año 2009: 271 Parques; 7.060 MW

Año 2010: 105 Parques; 2.800 MW

Para ello se han realizado (AENOR):

- 36 Informes de ensayo sobre Aerogeneradores/FACTS
- 58 Informes de simulación de la Instalación (P. General)

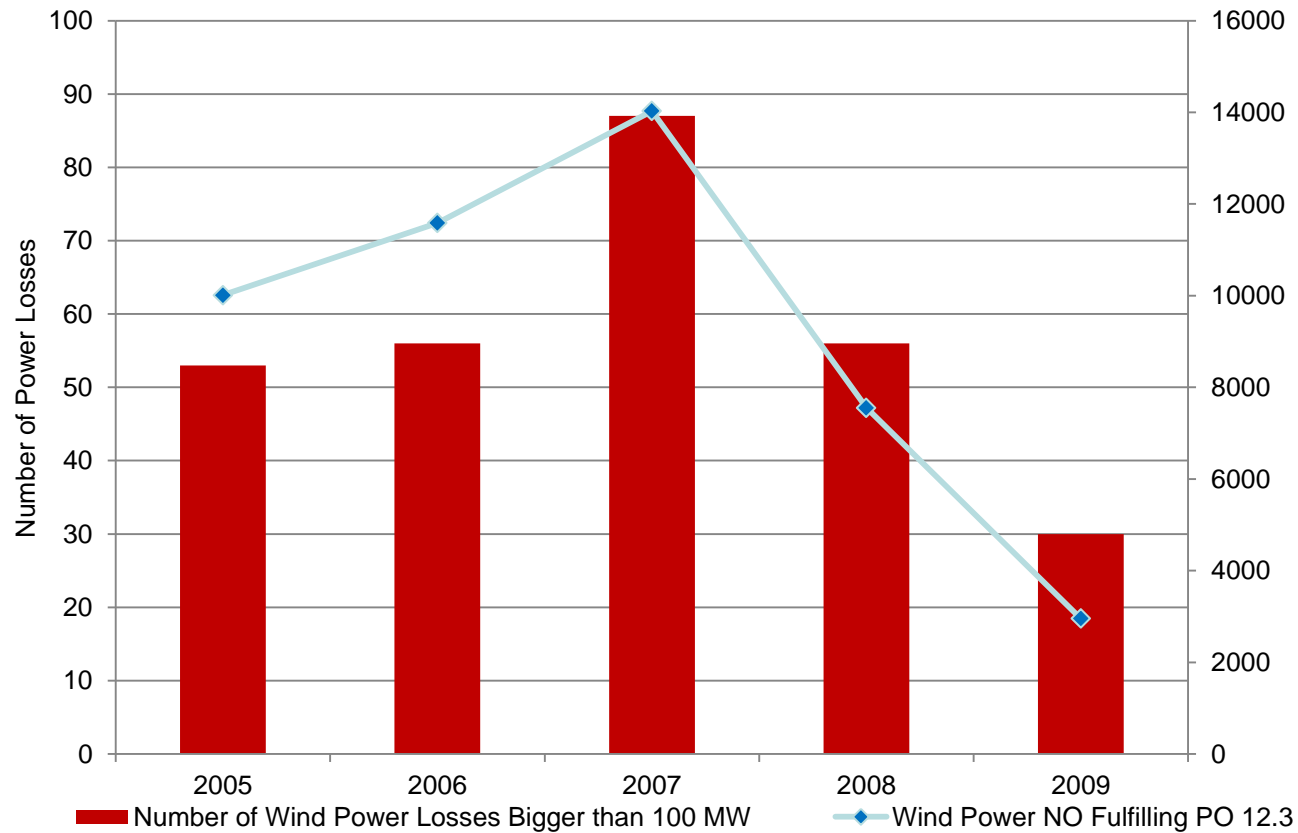
## 2. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión

### LA EXPERIENCIA EOLICA POTENCIA CERTIFICADA POR PROCEDIMIENTO DE VERIFICACION (MW)

PROCEDIMIENTO	Particular	General	Subtotal
<b>Sin FACTS</b>	15.917	0	15.917
<b>FACTS Paralelo (Máquina)</b>	723	29	752
<b>FACTS Serie (Máquina)</b>	839	816	1.655
<b>FACTS Serie (Subestación)</b>	0	671	671
<b>Subtotal</b>	17.479	1.516	18.995

## 2. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión

### Pérdidas de Potencia Eólica > 100 MW



## 2. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión

---

### Si comparamos:

Ventajas del proceso PV:

- Tecnología menos “sensible” a transitorios
- Instalaciones y equipos de menor potencia
- Experiencia previa en ensayos y certificación

Desventajas del proceso PV:

- Plazos muy ajustados
- Sector más atomizado

## *La integración de la generación fotovoltaica*

---

**El cumplimiento del P.O. 12.3 para las instalaciones/agrupaciones mayores de 2 MW, y su certificación conforme al PVVC, se ha encontrado con diferencias en las interpretaciones de las Distribuidoras y el Operador del Sistema:**

**- Para las Distribuidoras, se prima en la coordinación de los requisitos técnicos del RD 661/2007 y de la OM 1985, poder detectar las islas**

**RD 661/2007 da ajustes de frecuencia, pero no de tensión**

- F máx: 51 Hz, sin definir tiempo**
- F min: 48 Hz, 3 segundos**

**A falta de otra legislación, para tensión aplicaría OM 1985**

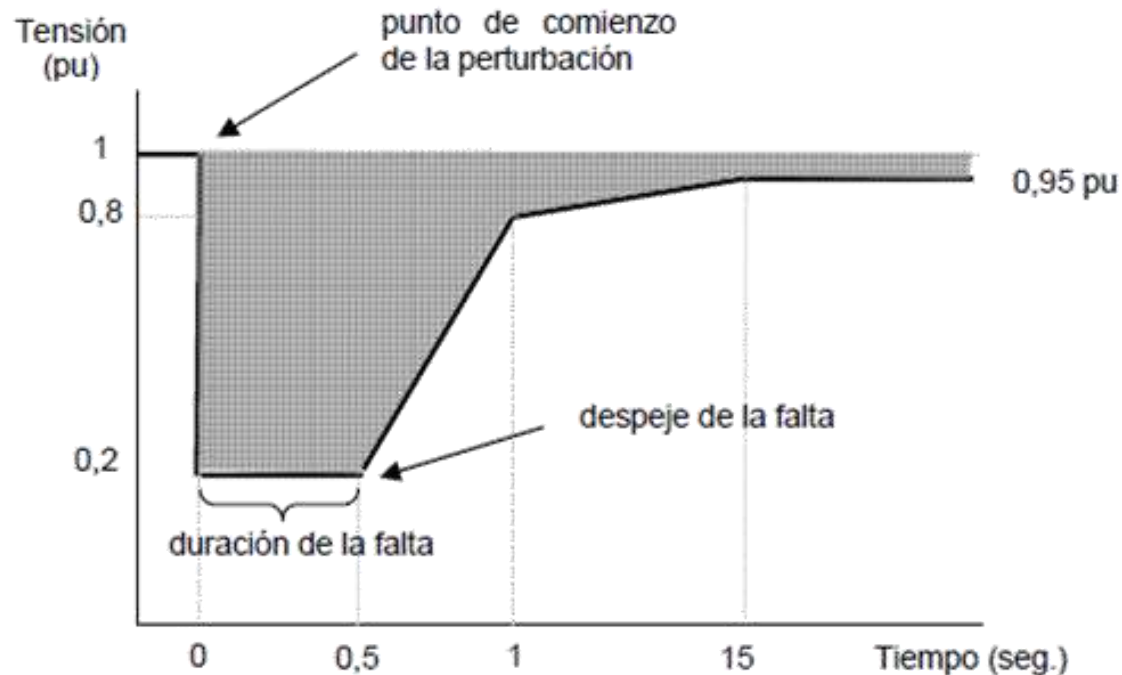
- V máx: 110%, sin definir tiempo**
- V min: 85%, instantáneo**

**- Para el Operador del Sistema, lo que prevalece, es la aplicación del RD 1565/2010, por encima de la regulación anterior, con el fin de soportar los huecos de tensión, y favorecer la estabilidad del sistema.**

## Posición de las Distribuidoras

### - RD 1565/2010: PO12.3 aplicables a instalaciones de >2 MW

- Objetivo:  
No disparar ante incidentes en la red de transporte
- Forma de definirlo:  
Caída de tensión huecos de tensión, independientemente de su origen (red de transporte, de distribución o interna).



## *Posición de las Distribuidoras*

---

- **Requisitos legales sobre seguridad:**
  - No provocar averías en la red pública
  - No dar origen a condiciones peligrosas de trabajo
  - No quedar funcionando en isla.
  - En la práctica:  
**Disparar ante incidentes en la red de distribución**
- **Forma de definirlo en la legislación:**
  - Mediante teledisparo u otros medios
  - Con disparo por frecuencia o tensión

## *Posición de las Distribuidoras*

---

- Requisitos legales sobre ajustes de protecciones:
  - En mayores de 2 MW no aplica RD1663/2000
  - RD 661/2007 da ajustes de frecuencia, pero no de tensión
    - F máx: 51 Hz, sin definir tiempo
    - F min: 48 Hz, 3 segundos
  - A falta de otra legislación, para tensión aplicaría OM 1985
    - V máx: 110%, sin definir tiempo
    - V min: 85%, instantáneo

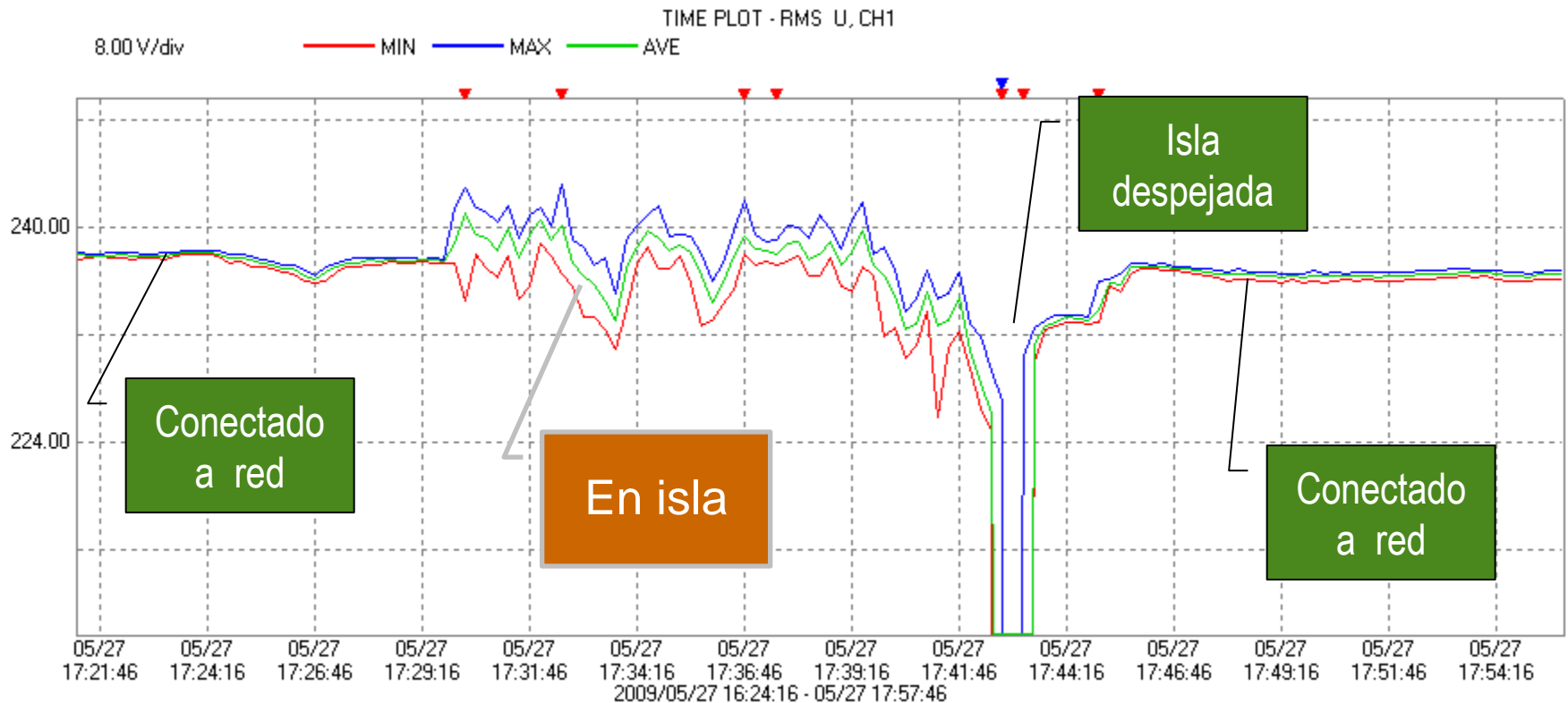
## Posición de las Distribuidoras

- Situación de las instalaciones fotovoltaicas:
  - Ajustes diversos, en función de la legislación vigente en su momento (RD 1663/2000 – RD 661/2007 – Manuales de Iberdrola)

Definido por	Mínima V		Máxima V		Frecuencia		Anti-isla	Teledesconexión
	V	T (s)	V	T (s)	Hz	T (s)	T(s)	
RD 1663/2000	85%	?	110%	?	49/51	?	?	No
RD 661/2007 + OM 1985	85%	Instantáneo	110%	?	48/51	3/0.2	?	u otro medio
Iberdrola 1	85%	0.2	110%	0.2	49/51	0.2	0.5	No
Iberdrola 2	85%	0.6	110%	0.6	48/51	3/0.2	0.5	No
Iberdrola 3	85%	0.6	110%	0.6	48/51	3/0.2	0.5	Sí

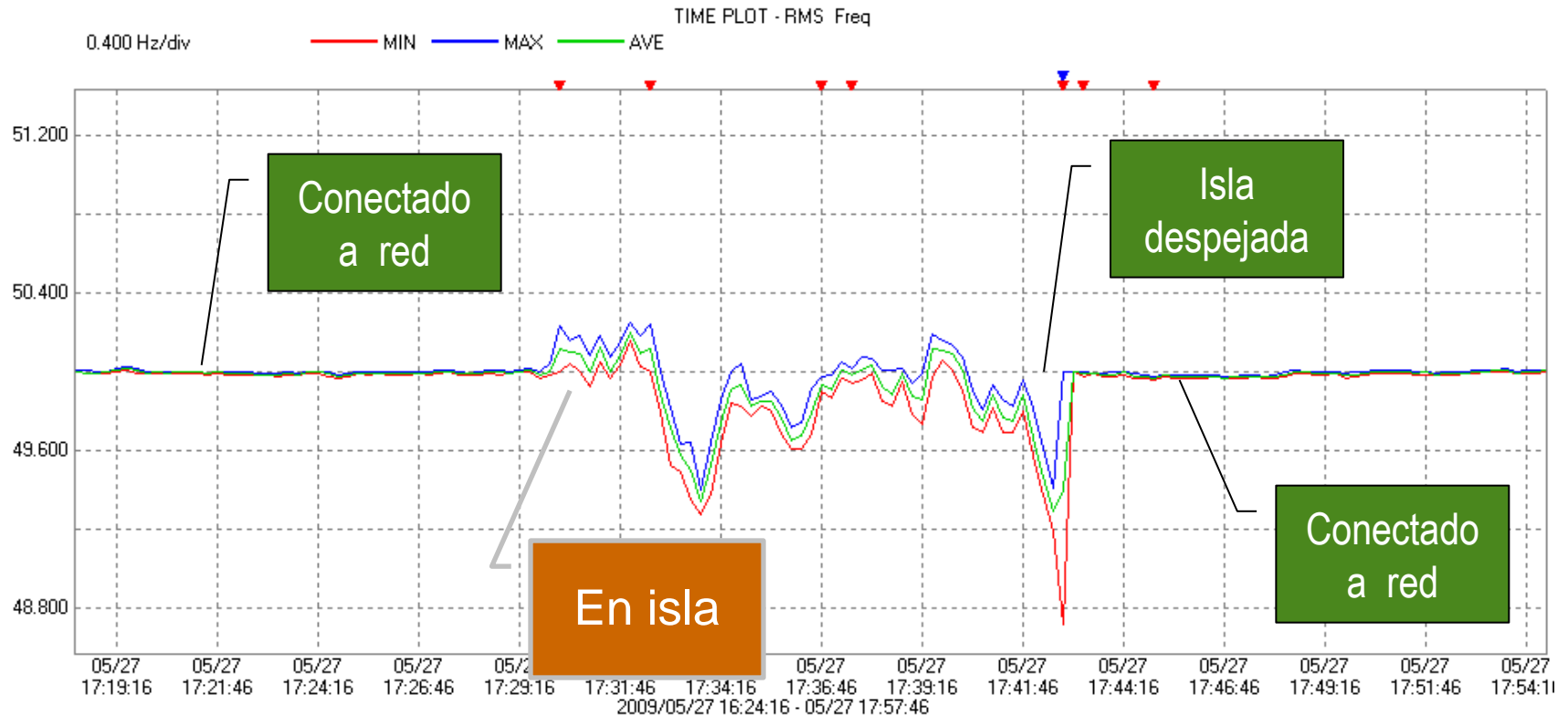
A pesar de estos ajustes, se están produciendo islas en puntos de la red donde la potencia de generación alcanza la de consumo

## Funcionamiento en isla prolongada



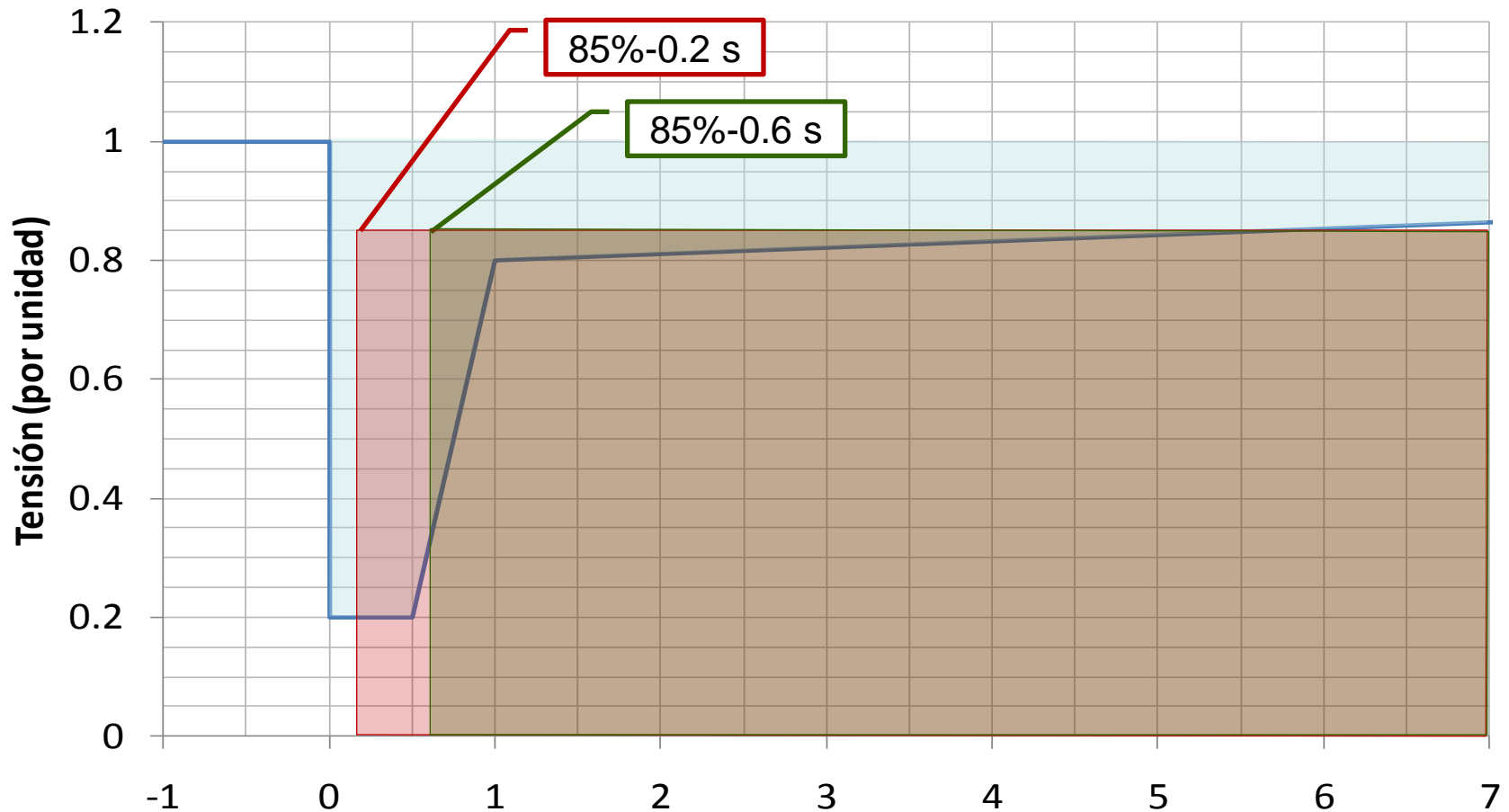
La tensión se mantiene dentro de los márgenes durante minutos

## Funcionamiento en isla prolongada



La frecuencia fluctúa, pero muy lejos de los valores del RD 661/2007

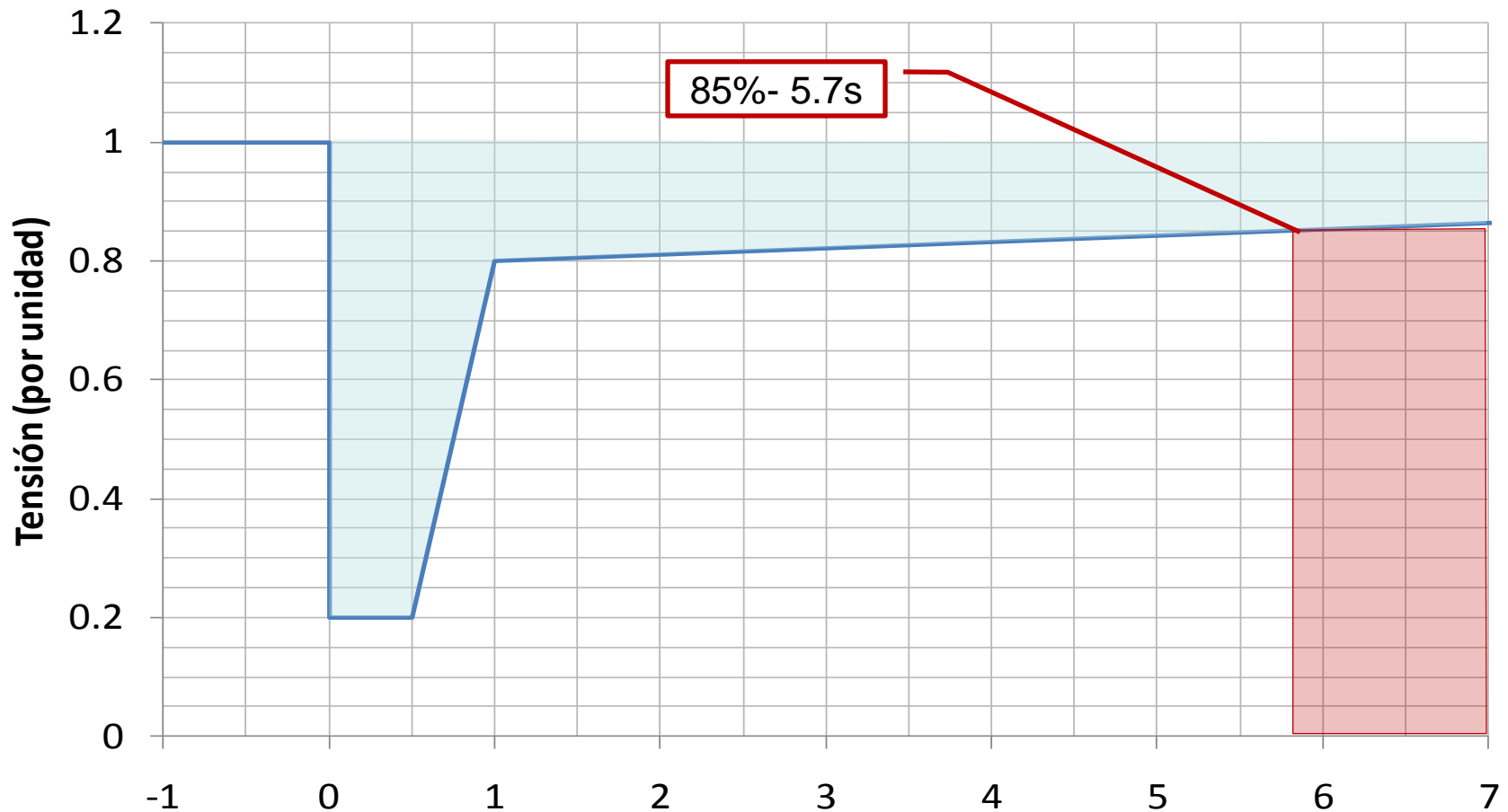
## Protección de mínima tensión habitual vs PO 12.3



Los ajustes de las protecciones de mínima tensión son incompatibles con los del PO12.3

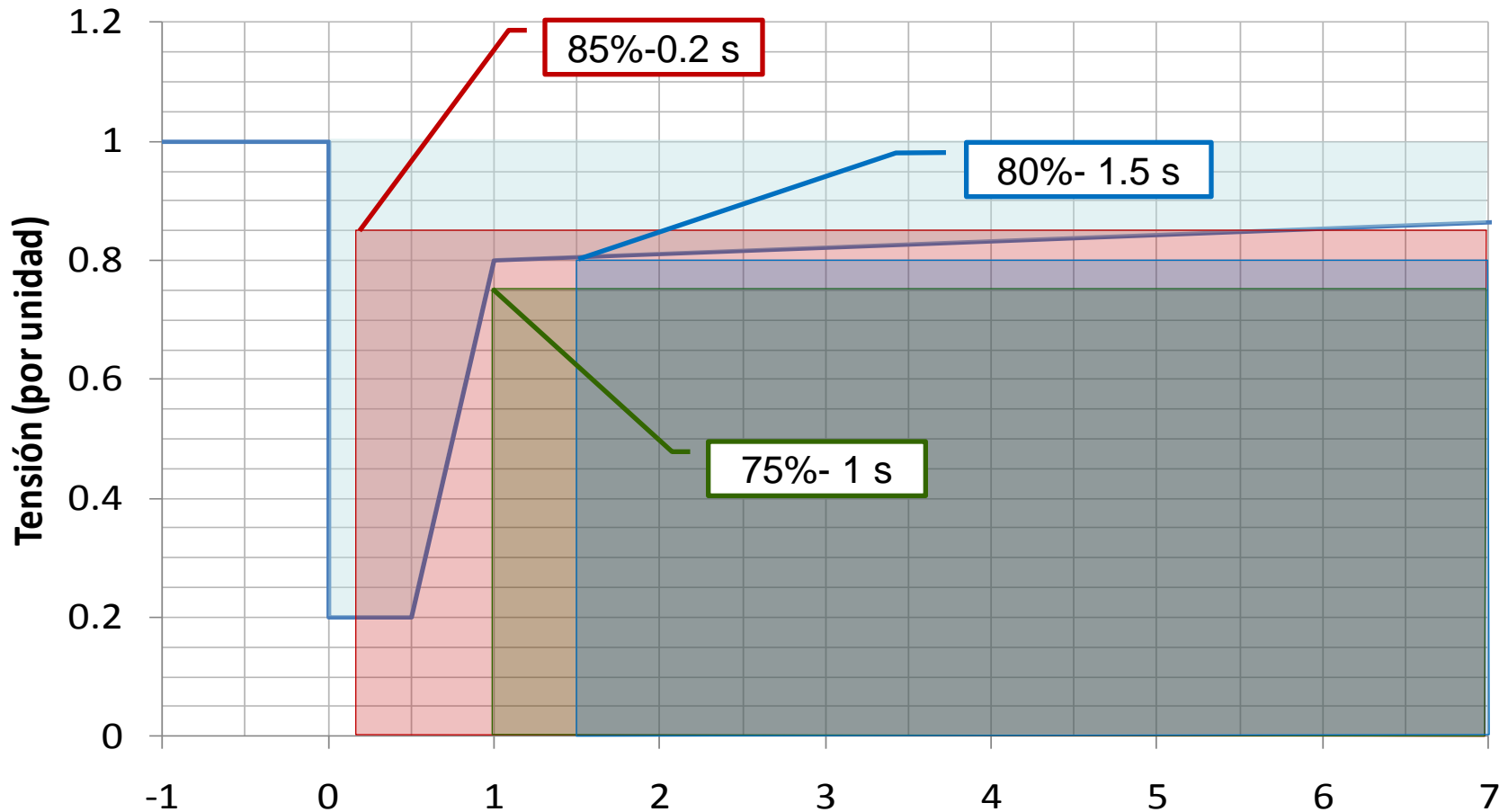
## Posición de las Distribuidoras

### Cambio de ajuste de mínima tensión, respetando el 85% (OM 1985)



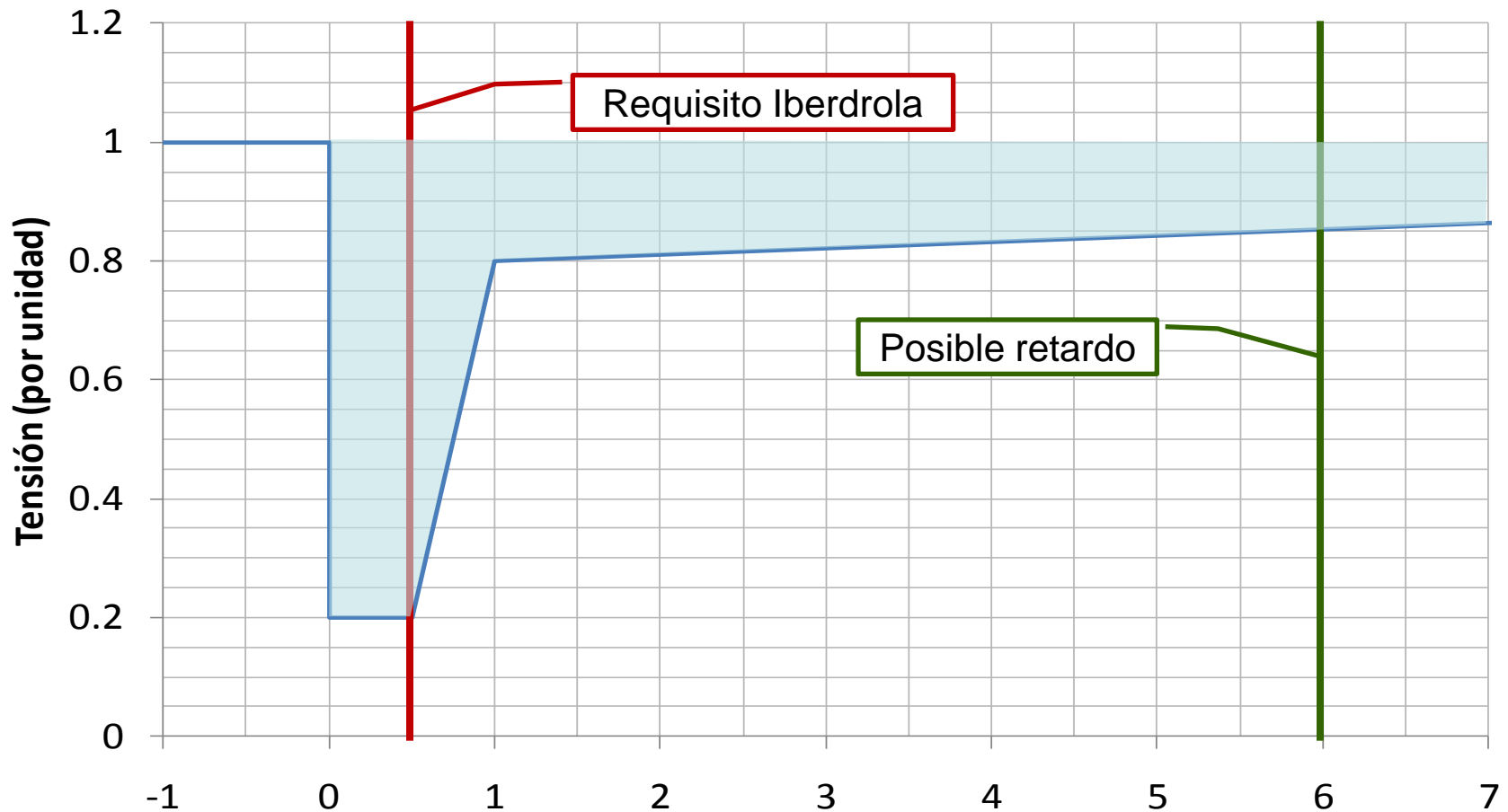
Conservar el 85% que aparece en la legislación, supone retardar el disparo inaceptablemente

## Cambio de ajuste de mínima tensión, ajustándose al PO 12.3



Ajustar a tensiones inferiores supone una pérdida relevante de protección y un incumplimiento de la legislación

## Protección anti-isla



La protección anti-isla quedaría inhabilitada, no solo ante huecos sino a tensiones normales, ¿Permanentemente?

## *Posición de las Distribuidoras-Coordiación de requisitos técnicos*

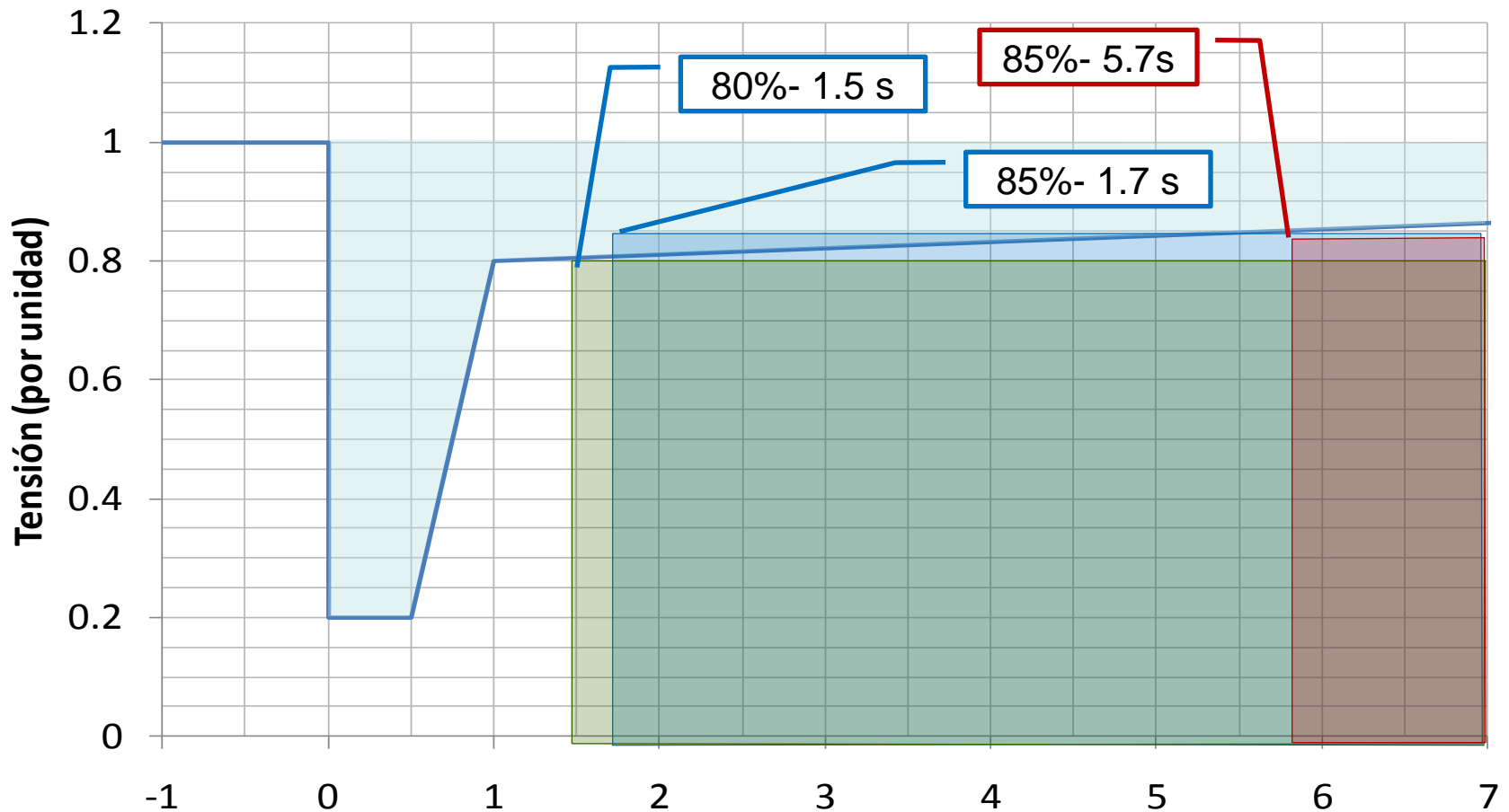
---

- No se pueden coordinar los requisitos de “disparar ante incidentes en la red de distribución” y “no disparar ante incidentes en la red de transporte” mediante un cambio de ajustes de las protecciones existentes.
- La solución coherente con la evolución de las redes y la legislación es la utilización de sistemas basados en comunicaciones:
  - Telegestión
  - Teledesconexión
  - Telemidas en tiempo real
- Los generadores deben soportar las previsibles reconexiones fuera de sincronismo tras faltas transitorias.
- Requiere adaptación de legislación en lo referente a:
  - Ajustes de protecciones existentes
  - Procedimientos de trabajo (riesgos laborales)

### **Coordinación de requisitos:**

- Un ajuste de 0,85 pu con una temporización de 1,7 s es compatible con la seguridad de la red.
- Las entidades de certificación deben cumplir con lo indicado en el PVVC y ahora no hay nada especificado en este sentido.
- La solución más sencilla es la modificación del PVVC para que este valor este dentro de los aceptables. Proponen escribir una frase del estilo siguiente: “El ajuste de los relés de mínima tensión deberá coordinarse con el requisito del hueco de tensión a soportar. Sin embargo, se considerará aceptable cualquier ajuste del relé de mínima tensión cuando su temporización sea superior a 1,6 s.”
- Hay que hablar con las entidades de certificación para ver si una resolución del CTV (que podría estar el acta de la reunión) les bastaría, hasta que modifiquemos el PVVC.

## Cambio de ajuste de mínima tensión, ajustándose al PO 12.3



Habría que llegar a un acuerdo REE/Distribuidoras, para que la aplicación del PVVC sea posible.

# Comentarios en el Borrador de RD acceso y conexión del RE

---

## Artículo 18 Telesenalización y teledisparo.

1. Todas las nuevas instalaciones de producción de potencia superior a 1 MW, dispondrán de un sistema de información en tiempo real, de telesenalización y teledisparo compatible con el sistema empleado por el gestor de la red a la que se conecta, o en su caso, al centro de control al que se encuentra adscrito.

2. Los parámetros a incorporar al sistema de telesenalización, entre otros, son:

- a) Posición del interruptor de la conexión
- b) Posición del seccionador
- c) Tensión del lado de barra
- d) Disparo por actuación de las protecciones
- e) Saldo en tiempo real de potencia activa y reactiva
- f) Potencia efectiva (MW)

Además, en el caso de parques eólicos:

- g) Temperatura
- h) Velocidad del viento (intensidad y dirección)

Asimismo, en el caso de la generación solar:

- i) Irradiancia

3. El sistema de teledisparo debe posibilitar la operación de desconexión automática de una instalación en función de una orden de disparo de la conexión dada al interruptor, posibilitando además su bloqueo y desbloqueo. La instrucción de habilitar el teledisparo será transmitida por el gestor de la red de transporte o distribución, según corresponda en atención a los requerimientos de seguridad de la red, a través del correspondiente despacho. Una vez habilitado el teledisparo, la orden de disparo podrá ser dada en las circunstancias y bajo las condiciones previstas en el presente Real Decreto.

4. El sistema de teledisparo, en el caso de reunirse las condiciones de actuación, deberá proporcionar una señal al gestor de la red de transporte o distribución según corresponda y actuar en un tiempo sensiblemente inferior al tiempo de reenganche de la red receptora. En las redes aéreas con reenganche automático se establecerán dispositivos adecuados para que la instalación de producción no se conecte de nuevo hasta que la reconexión sea firme. Además, cuando existan varios grupos generadores, éstos se pondrán en servicio de forma progresiva, siempre que sea posible. Los criterios de seguridad, fiabilidad y funcionamiento de las redes, y los procesos de desconexión y reconexión deberán ser establecidos por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en los procedimientos de operación correspondientes, los cuales se adaptarán de forma específica para su aplicación a las centrales en Régimen Especial y atendiendo en todo caso, a las características técnicas específicas de cada tecnología de generación.

## *Conclusiones del tema de huecos de tensión*

---

- Real Decreto 1565/2010 introduce un número de cambios técnicos que afectan a los requerimientos de operación de las instalaciones FV, y entre ellos el cumplimiento de huecos de tensión según el P.O. 12.3.
- Los requerimientos de las Distribuidoras y del Operador del Sistema, pueden tener interpretaciones diferentes, a no ser que se llegue a un acuerdo claro que no impida el cumplimiento del P.O. 12.3.
- El Ministerio y la CNE, deben de decidir que requerimientos deben cumplirse, dando su interpretación clara, reflejándolo en la regulación vigente. Un ejemplo es el que se daba en el Borrador de acceso y conexión a red para el Régimen Especial.
- Si no se ponen de acuerdo, se corre el peligro de que no puedan certificarse las instalaciones/agrupaciones FV según el P.O. 12.3, al no poderse modificar las protecciones de la interconexión (si no se cambian no se cumple el PVVC, y si se intentan cambiar la Distribuidora lo está de acuerdo).

### 3. - Adscripción a centros de control de generación y envío de telemidas en tiempo real



#### **Párrafo d) del artículo 18 del RD661/2007 MODIFICADO por el punto cuatro del artículo uno del RD1565/2010**

d) Todas las instalaciones de régimen especial con potencia superior a 10 MW, **y aquellas con potencia inferior o igual a 10 MW pero que formen parte de una agrupación del mismo subgrupo del artículo 2 cuya suma total de potencias sea mayor de 10 MW**, deberán estar adscritas a un **centro de control de generación**, que actuará como interlocutor con el operador del sistema, remitiéndole la información en tiempo real de las instalaciones y haciendo que sus instrucciones sean ejecutadas con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico.

**En los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, el límite de potencia anterior será de 1 MW para las instalaciones o agrupaciones.**

**Todas las instalaciones con potencia instalada mayor de 1 MW, o inferior a 1 MW pero que formen parte de una agrupación de instalaciones cuya suma de potencias sea mayor de 1 MW, deberán enviar telemidas al operador del sistema, en tiempo real, de forma individual en el primer caso o agregada en el segundo. Estas telemidas serán remitidas por los titulares de las instalaciones o, en su caso, por sus representantes.**

**A los efectos del presente real decreto se define agrupación al conjunto de instalaciones que se conecten en un mismo punto de la red de distribución o transporte, o dispongan de línea o transformador de evacuación común. Del mismo modo, formarán parte de la misma agrupación, aquellas instalaciones que se encuentren en una misma referencia catastral, considerada ésta por sus primeros 14 dígitos. La potencia de una agrupación será la suma de las potencias de las instalaciones unitarias.**

#### **Párrafo AÑADIDO a la disposición transitoria cuarta del RD661/2007 por el punto catorce del artículo uno del RD1565/2010**

**Las instalaciones a las que sean de aplicación las obligaciones previstas en el artículo 18.d) de este real decreto, excepto las instalaciones individuales de potencia superior a 10 MW, dispondrán de un periodo transitorio hasta el 30 de junio de 2011, inclusive, durante el cual no le será de aplicación la penalización establecida en el quinto párrafo del artículo 18.d).**

### 3. - Adscripción a centros de control de generación y envío de telemedidas en tiempo real

#### Calendario de adaptación de las instalaciones FV a Telemedidas, Huecos de Tensión y Centros de Control



### 3. - Adscripción a centros de control de generación y envío de telemidas en tiempo real



**Estas modificaciones implican que, antes del 30 de junio de 2011:**

• **Envío de telemidas en tiempo real (TTR):**

- Instalaciones afectadas: Todas las instalaciones o agrupaciones de más 1 MWn.

- Implicaciones:

-Las instalaciones afectadas tienen que poder enviar TTR (concretamente la potencia activa de la instalación) al operador del sistema, o al Distribuidor dominante, enviando este a su vez dichas telemidas al Operador del Sistema (P.O. 9). A efectos prácticos, el envío de estas telemidas se hace a través de un centro de control de generación (CCG), ya sea el del Distribuidor o el de un Centro de Control habilitado.

• **Adscripción a un centro de CCG:**

- Instalaciones afectadas: Todas las agrupaciones peninsulares de más de 10 MWn y las instalaciones o agrupaciones insulares y extrapeninsulares de más de 1 MWn (las instalaciones únicas de más de 10 MWn ya tenían esta obligación antes de la entrada en vigor del RD 1565/2010).

- Implicaciones:

-Las instalaciones afectadas tienen que estar adscritas a un CCG. A efectos prácticos, esto implica que las instalaciones tienen que poder enviar TTR (concretamente la potencia activa, la potencia reactiva y la tensión de la instalación) y recibir instrucciones del operador del sistema a través de un CCG.

Tanto en el caso de *Envío de TTR como en el caso de Adscripción a un CCG*, los propietarios de una instalación FV afectada tienen que:

• Instalar un equipo de intercambio de información con el CCG (que en ambos casos ejerce de intermediario entre la instalación y REE).

- En el caso de Envío de TTR sólo es necesario que la instalación pueda enviar información al CCG.

-En el caso de Adscripción a un CCG tiene que existir un canal de información en los dos sentidos (instalación –CCG para el envío de telemidas y CCG – instalación para la recepción de instrucciones).

**-Las instalaciones afectadas por la Adscripción a un CCG también tendrán que ser capaces de ejecutar las instrucciones recibidas**

### 3. - Adscripción a centros de control de generación y envío de telemidas en tiempo real



- **Suscribir un acuerdo con un CCG para que éste ejerza de intermediario entre el operador del sistema y la instalación FV.**

- Los CCG ofrecen este servicio a cambio del pago de una cuota de mensual, que suele ser superior en el caso de Adscripción a un CCG (si el CCG es el de la Distribuidora, puede ser a coste cero).

Por lo general, las grandes instalaciones cuentan con sistemas de monitorización que pueden cumplir con la labor de intercambio de información entre las instalaciones FV y los CCG y por lo tanto no tendrán que realizar una inversión para cumplir con este requisito.

#### Telemedida en Tiempo Real

Plantas o agrupaciones de más de 1 MW

#### Centro de Control

Plantas o agrupaciones de más 10 MW  
(1 MW en SEIE)

- Toda planta de más de 10MW (1MW en los SEIE) **debe adscribirse a un Centro de Control homologado,**
- Toda planta de entre 1MW y 10MW de potencia tiene que **contar con un sistema de comunicación Telemedida en Tiempo Real.**

### 3. - Adscripción a centros de control de generación y envío de telemidas en tiempo real

---



La **información a transmitir desde la Planta al Centro de Control de Generación** pretende conocer en tiempo real (con decalaje inferior a 12 segundos) el estado de producción de las plantas fotovoltaicas que, bien solas o en conjunto con otras próximas, superen la cifra de 10 MW (1 MW en islas y ciudades autónomas). En concreto, los siguientes parámetros eléctricos:

- Potencia activa generada o consumida
- Potencia reactiva generada o consumida
- Tensión de red
- Planta conectada o desconectada

En el caso de **telemida**, mientras algunas Distribuidoras exigen prácticamente los mismos parámetros, algunos representantes se limitan –de acuerdo a la letra del PO 9- a gestionar el envío de la potencia activa generada o consumida.

### 3. - Adscripción a centros de control de generación y envío de telemidas en tiempo real

#### Proveedores

En primer lugar, el propietario de la instalación tiene que instalar los equipos necesarios para el envío de TTR o la adscripción a un CCG. Se trata de un procedimiento relativamente sencillo que en general es ofrecido por empresas de índole muy distinta, como por ejemplo:

- Agentes de mercado
- Empresas de monitorización
- Empresas de operación y mantenimiento
- Centros de control de generación

Una vez adecuada la instalación, el propietario tiene que suscribir un acuerdo con un CCG para que éste ejerza de intermediario entre el operador del sistema y la instalación FV. Actualmente, existen 28 Centros de control habilitados por REE en la península, 3 en Canarias y 1 en Baleares.

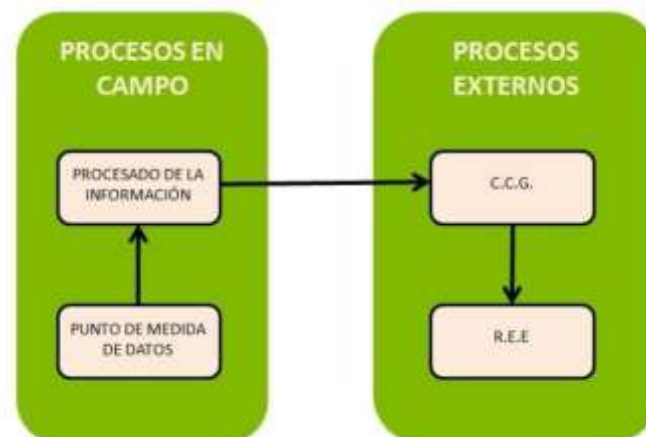


### 3. - Adscripción a centros de control de generación y envío de telemidas en tiempo real

#### Centros de control habilitados por REE a 29/03/2011

Acciona-Cecoer  
AES Energía Cartagena  
Amesa  
Cepsa-Detisa  
Cepsa-Detisa (Canarias)  
E.ON-Generación  
EDP Renovaveis  
Egl  
Electrabel  
Ence (Celulosa Energía, S.L.U.)  
Endesa Generación  
Endesa Generación (Canarias)  
Enérgya Vm  
Enérgya Vm (Canarias) Eyra-Cecovi  
Gamesa

Gas Natural SDG  
Gas Y Electricidad Generación S.A.U. (Baleares)  
Global 3  
HC Generación  
Iberdrola Generación  
Iberdrola-Core  
Ibereólica  
Molinos Del Ebro-Samca  
Nexus Energía  
Norvento  
Preneal  
Repsol YPF  
Saica  
Telvent  
Vestas  
Wind To Market-Areva



- No parece que exista ningún problema tecnológico. Los fabricantes y proveedores dicen que la implantación de estas soluciones son perfectamente viables desde un punto de vista técnico.
- No hay escasez de componentes.
- No hay problemas de certificación.
- Existe la posibilidad de que no se pueda adecuar todo el parque FV afectado por esta medida dentro del plazo establecido por el RD 1565/2010 (30 de junio de 2011).

Por parte de las Asociaciones, **se ha pedido un alargamiento de plazo, hasta finales de 2011.**

### 3. - Adscripción a centros de control de generación y envío de telemidas en tiempo real

---



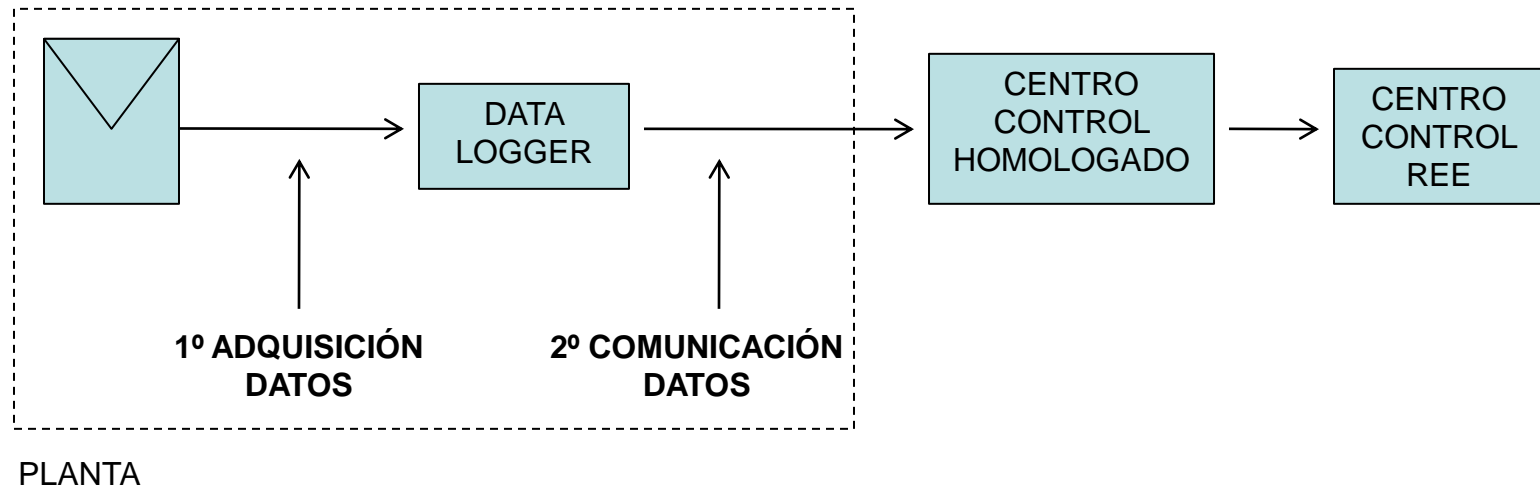
#### **Ventajas que comportan las Telemidas, al saber en tiempo real lo que producen las plantas a nivel de contadores**

- Con respecto al dato de los inversores podremos analizar y corregir las pérdidas de cableado desde un punto de medida (inversor) al definitivo (contador).
- Los únicos datos que valen y los más exactos para calcular el P.Ratio bancario son los datos que arroja el contador.
- El nivel de medida del contador es mucho más exacto que la medida que arrojan los inversores, ya que la medida de los inversores puede ser una extrapolación de la corriente continua o no tener el nivel necesario de precisión que cualquier instalación necesita, pues no es su función la de medir.
- Nos permite hacer comparaciones entre diferentes plantas si disponemos de una medida por planta en vez de un totalizador.
- La obtención de datos en si mismo es una ventaja pues nos permite generar gráficos e históricos para comparar en el tiempo y predecir desgastes y desviaciones.
- Si se avería sin darnos cuenta y el resto de la planta funcionara de manera correcta, no tendríamos justificante de entrega o derecho de cobro, así pues nos protege mediante una alarma de estar produciendo durante un periodo de tiempo X sin derecho a cobrar por un esta anomalía.

## 4.- Soluciones Técnicas TTR

Los datos de una planta son almacenados en DATALOGGER, los cuales poseen múltiples entradas y puertos de comunicación desde donde transferir los datos al Centro de Control Homologado y de este al Centro de Control de REE.

Por tanto en el proceso de TTR se distinguen dos pasos bien diferenciados que son la adquisición de datos en una primera fase y en segundo lugar la comunicación de los mismos.



## 4.- Soluciones Técnicas TTR

---

### **Adquisición de datos**

Los datos se adquieren y se envían. Se denomina adquisición de datos al recorrido que esos datos hacen dentro de la instalación monitorizada hasta que llega al lugar de almacenaje local, ordenación y/o tabulación de los mismos, es decir a la unidad central de proceso en modo local. Las maneras más comunes de comunicar estos datos internamente en la instalación la son: Mediante un protocolo Mod Bus

Con Cable

RS 232

RS 242

RS 485 2 hilos

RS 485 4 hilos

Ethernet

Con métodos inalámbricos como son WIFI y Radio.

Todas las señales deben de llegar a un ordenador central o data-logger por medio de una interrogación constante del programa de adquisición de datos, así pues la velocidad de la obtención de datos se ve afectada por la capacidad de proceso del ordenador central, la agilidad del programa que pregunta (Programa de Adquisición de datos) y la capacidad de respuesta del dispositivo en cuestión, en el caso de los contadores la media es de 0,6 segundos en responder.

Los datos de una planta son almacenados en DATALOGGER, los cuales poseen múltiples entradas y puertos de comunicación desde donde transferir los datos al Centro de Control Homologado y de este al Centro de Control de REE.

Por tanto en el proceso de TTR se distinguen dos pasos bien diferenciados que son la adquisición de datos en una primera fase y en segundo lugar la comunicación de los mismos.

## 4.- Soluciones Técnicas TTR

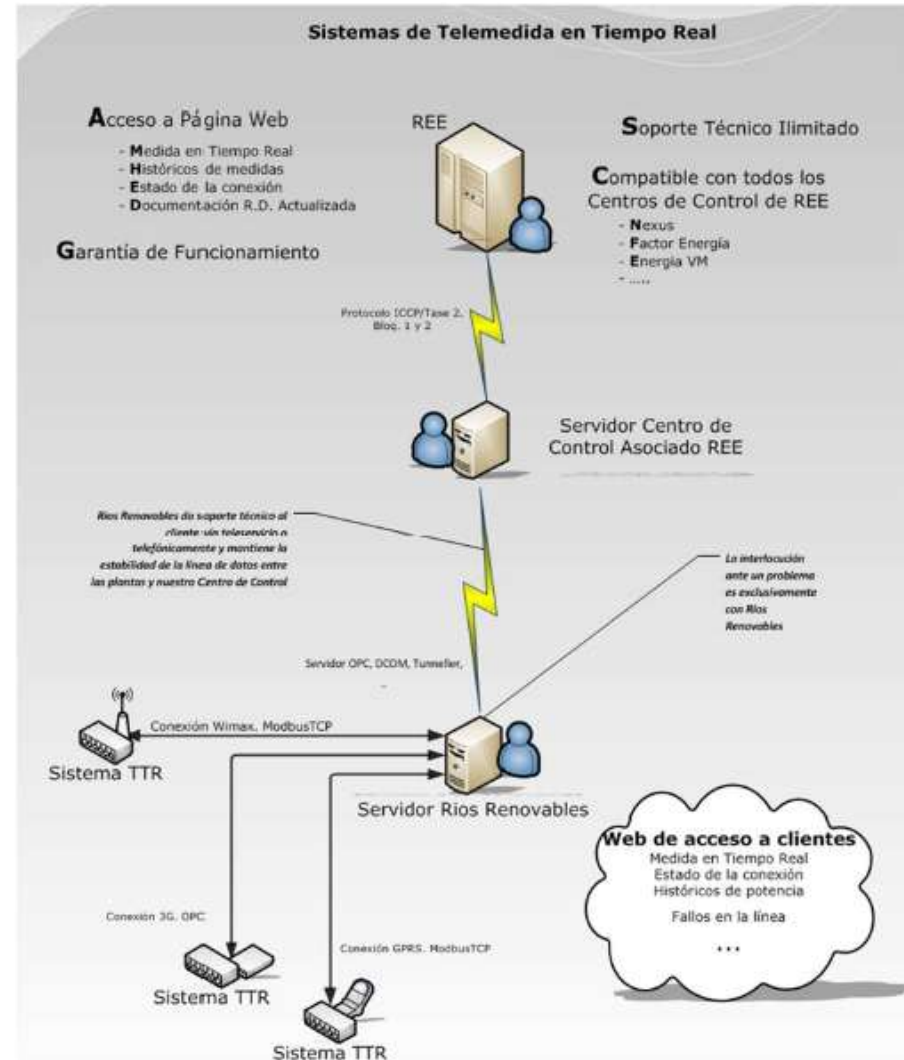
### Comunicación de los datos

Si la monitorización es una monitorización remota, estos datos deben de viajar desde la unidad central de proceso en modo local hasta el Monitor de visualización o centro de control, este monitor muestra los datos por medio de un programa que puede estar alojado a su vez localmente o en remoto, dependiendo de la utilidad del Scada.

Los métodos mas comunes de envío de datos son mediante el uso de redes de datos como puede ser:

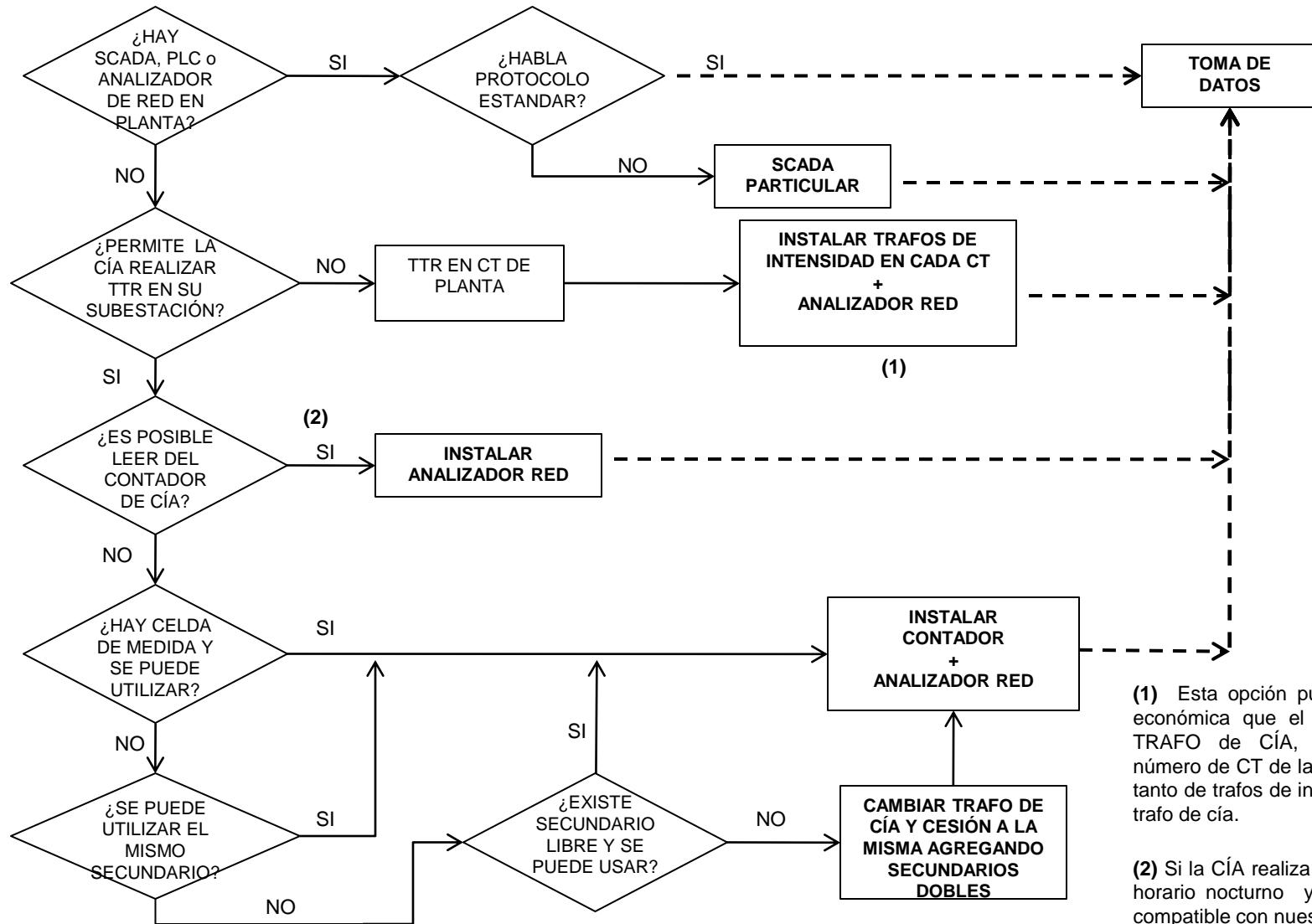
- Conexión telefónica
- Conexión de Internet en sus variantes ADSL, 3G o Gprs
- Mediante otros sistemas como Wimax o Radio si las distancias son las apropiadas

El envío de estos datos puede ser directo a un servidor/receptor propio o indirecto a un servidor/receptor web del que se nutren múltiples infinitos monitores con movilidad geográfica y de acceso mediante una pagina WEB.



# 4.- Soluciones Técnicas TTR

## ADQUISICIÓN DATOS



(1) Esta opción puede resultar más económica que el caso de cambiar TRAFOS de CÍA, dependiendo del número de CT de la planta y del coste tanto de trafos de intensidad como del trazo de cía.

(2) Si la CÍA realiza la medida solo en horario nocturno y por tanto resulta compatible con nuestra telemedida

# REE

## Parámetros de lectura

- Parque > 10 MW: (P) Potencia, (Q) Energía Reactiva, (V) Coseno de Phi
  - Telemando
- Parques <= 10MW: (P) Potencia
- No especifican nada en cuanto a los dispositivos de lectura que hay que poner en la planta.
- Obligan a tomar las medidas desde un Centro de Control homologado.
- CECRE / CECOEL
  - Lectura e integración cada 12 segundos de P/Q/V
  - Comparación de valores integrados y lectura de contador de BT
  - Desviaciones de hasta el 10% entre integración y lectura BT
  - Protocolo ICCP entre Centro de Control y REE. Protocolo seguro, encriptado
- Si la medida enviada no es buena y la integración NO está dentro de tolerancia, la CNE ¿deja de pagar la prima correspondiente?

## 4.- Soluciones Técnicas TTR

### ADQUISICIÓN DATOS

---



#### **Especificaciones Iberdrola**

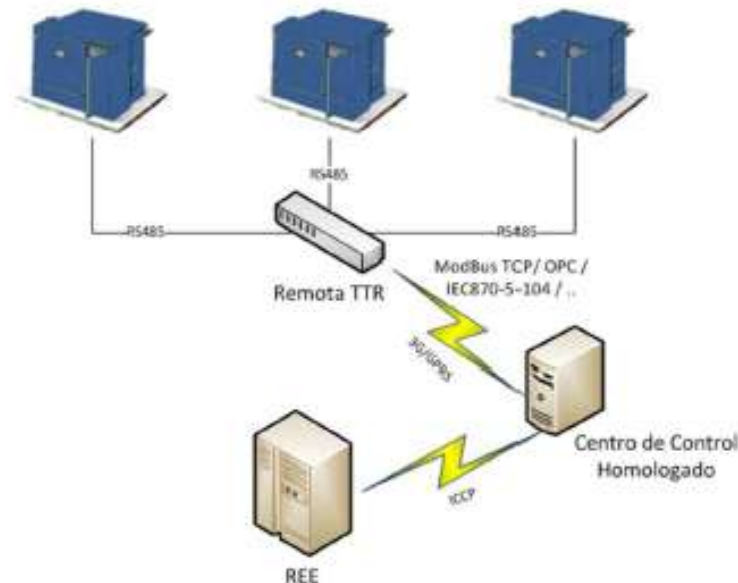
- Obligación de implantar un sistema de TELECONTROL
  - Ingeteam: Modelo TCP-C
  - Ormazabal: Modelo EkorCCP-104FV
- Revisiones periódicas de la OCA
- Alimentación ininterrumpida de al menos 8h
- Router GPRS con 2 tarjetas SIM (Regenta Pro 8x de la empresa Teldat)

El sistema es el mismo que el que se instala en plantas eólicas... Telemando

## 4.- Soluciones Técnicas TTR ADQUISICIÓN DATOS

### TTR EN CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

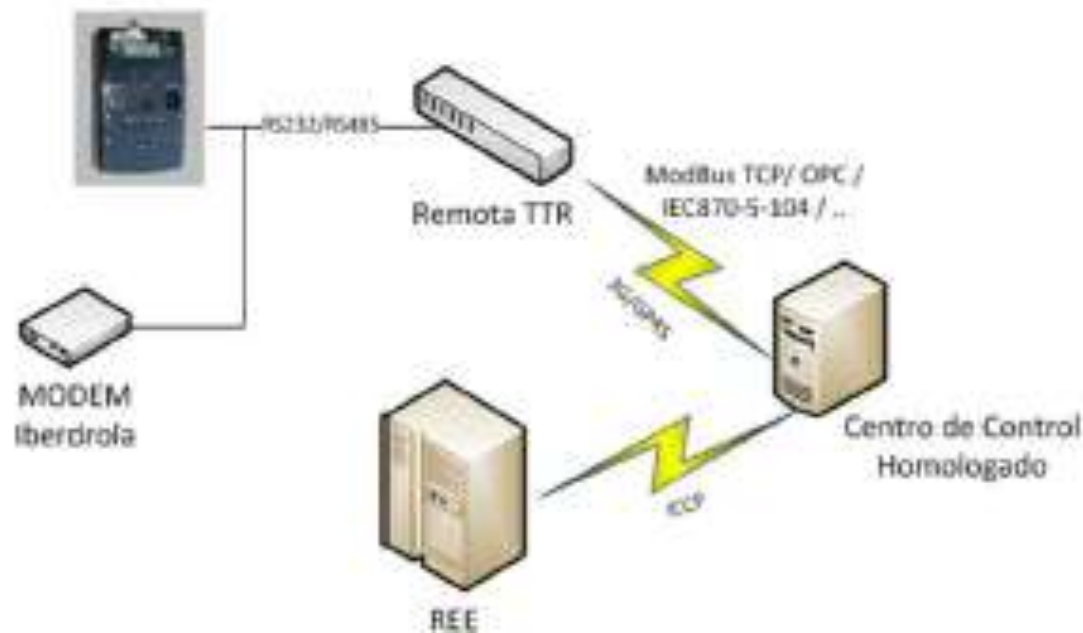
- Instalar transformadores de intensidad en BT en cada centro de transformación, y llevarlos a un analizador de red de precisión 0,5.
- Unir todos los centros de transformación en RS485
- La Remota de Telemetrica hará la lectura de cada CT de forma paralela mediante protocolo MODBUS RTU de cada analizador de red.



## 4.- Soluciones Técnicas TTR ADQUISICIÓN DATOS

### TTR EN SUBESTACIÓN / CENTRO DE SECCIONAMIENTO

- Leer contador de cabecera en horario diurno
    - Lectura a través del puerto serie. Protocolo IEC 870-5-102
    - No hace falta cambiar el contador, ya que se comparte mismo puerto de comunicaciones.
    - Compatible con la lectura de Iberdrola. (Horario nocturno)
- ....¿Lo permite Iberdrola?

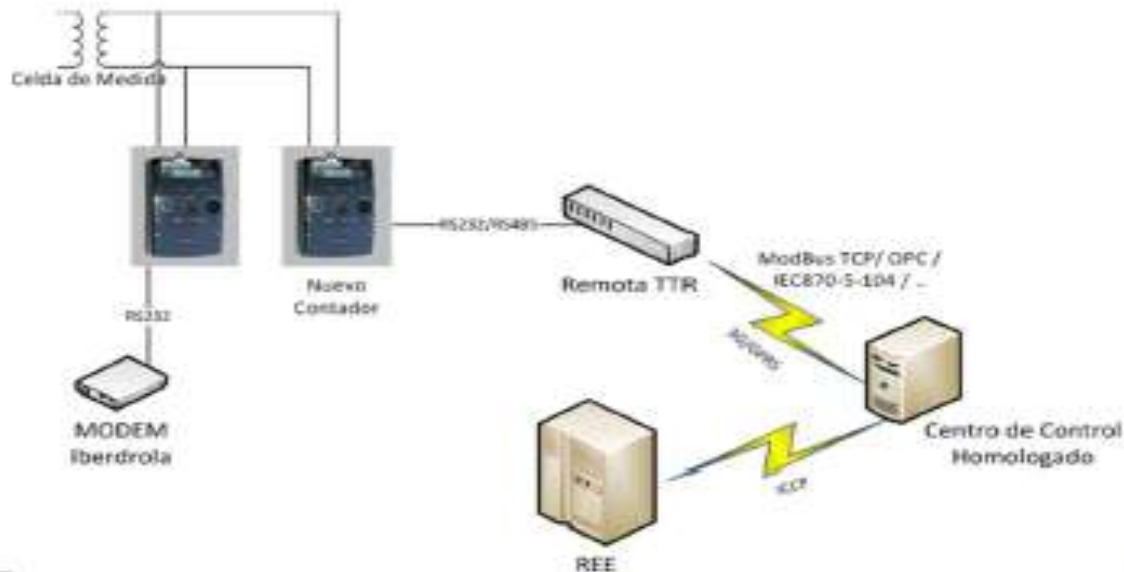


## 4.- Soluciones Técnicas TTR ADQUISICIÓN DATOS

### TTR EN SUBESTACIÓN / CENTRO DE SECCIONAMIENTO (2)

- Usar el mismo secundario que Iberdrola
  - Instalar un contador de forma paralela
    1. Instalar un nuevo contador
    2. Lectura a través del puerto serie. Protocolo IEC 870-5-102
  - Instalar un analizador de red con precisión 0,5.
    1. Instalar un analizador de red
    2. Lectura a través del puerto serie. Protocolo MODBUS

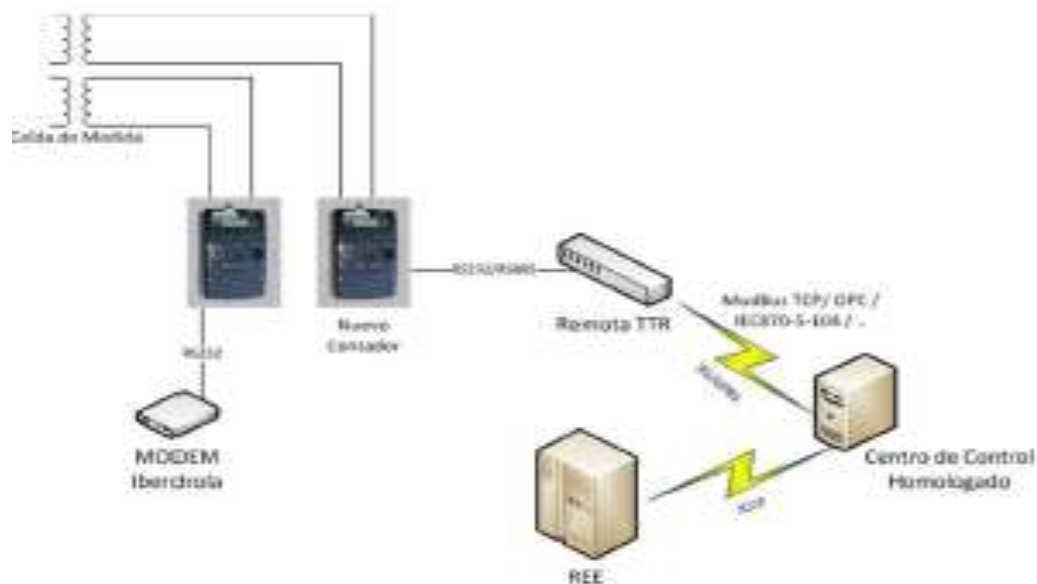
....¿Lo permite Iberdrola?



## 4.- Soluciones Técnicas TTR ADQUISICIÓN DATOS

### TTR EN SUBESTACIÓN / CENTRO DE SECCIONAMIENTO (3)

- Usar un secundario libre en el que...
    - Instalar un contador
      1. Instalar un nuevo contador
      2. Lectura a través del puerto serie. Protocolo IEC 870-5-102
    - Instalar un analizador de red con precisión 0,5.
      1. Instalar un analizador de red
      2. Lectura a través del puerto serie. Protocolo MODBUS
- ....¿Lo permite Iberdrola?

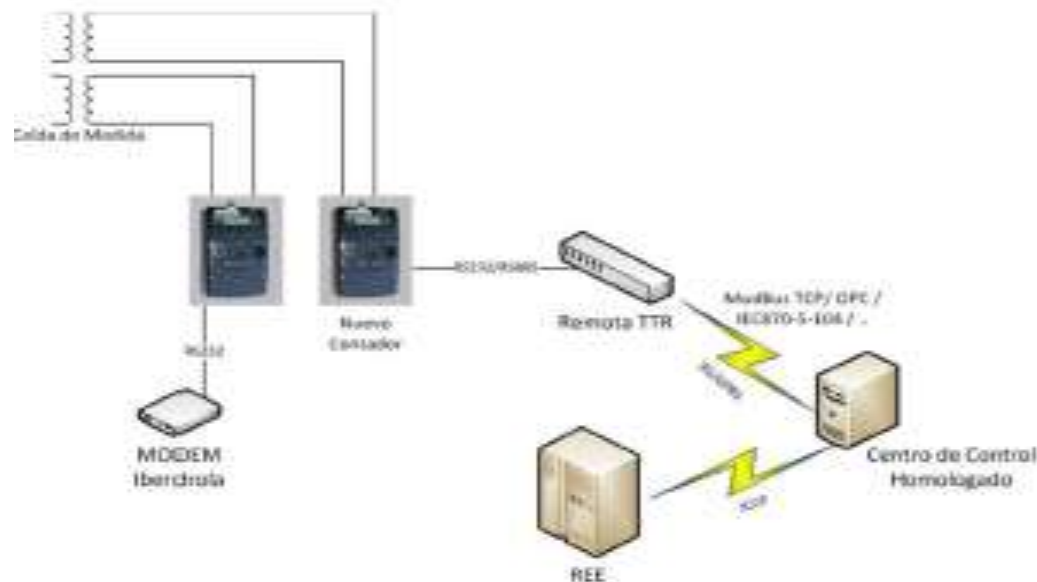


## 4.- Soluciones Técnicas TTR ADQUISICIÓN DATOS

### TTR EN SUBESTACIÓN / CENTRO DE SECCIONAMIENTO (4)

- En caso de no tener secundarios libres, cambiar los transformadores de tensión e intensidad agregando dobles secundarios
  - Instalar un nuevo contador
    1. Lectura a través del puerto serie. Protocolo IEC 870-5-102
  - Instalar un analizador de red con precisión 0,5.
    1. Instalar un analizador de red
    2. Lectura a través del puerto serie. Protocolo MODBUS

....¿Lo permite Iberdrola?



## 4.- Soluciones Técnicas TTR

### ADQUISICIÓN DATOS

---



#### Especificaciones Endesa

- Obligación de implantar un sistema de Telemedida en Tiempo Real
- Toda la MT está cedida a Sevillana Endesa
- Para poder acceder a instalar un sistema de TTR hay que ponerse en contacto con el delegado de zona de Sevillana Endesa.
- La estructura de los parques, generalmente, son CTs redundantes conectados en anillo, sin Centro de Seccionamiento.

#### TTR EN CENTRO DE SECCIONAMIENTO

Hay instalada celda de medida

- Instalar un contador de medida
  - Lectura a través del puerto RS232/RS485. Protocolo IEC 870-5-102
- Instalar un analizador de red
  - Lectura a través del puerto RS232/RS485. Protocolo MODBUS.

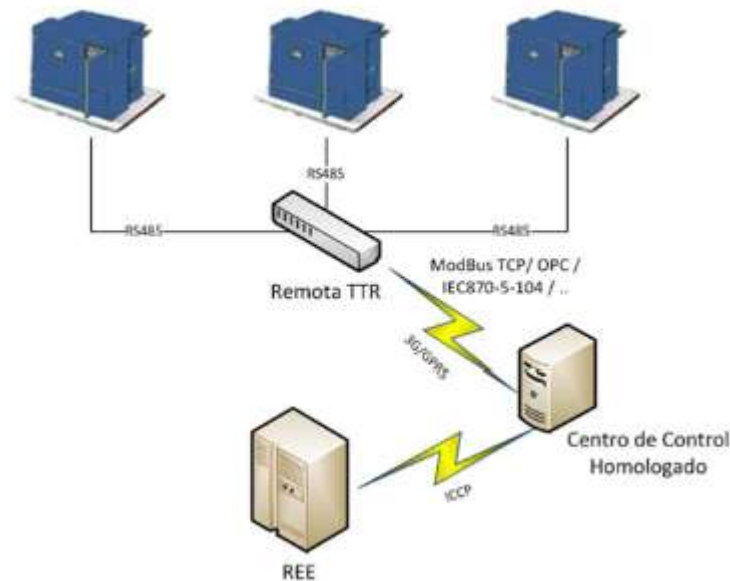
No hay instalada una celda de medida

- Instalar Celda de Medida.
  1. Instalar un contador de medida
    - Lectura a través del puerto RS232/RS485. Protocolo IEC 870-5-102
  2. Instalar un analizador de red
    - Lectura a través del puerto RS232/RS485. Protocolo MODBUS.

En cualquiera de los casos, el armario con el sistema de TTR hay que sacarlo fuera para no depender de Sevillana Endesa.

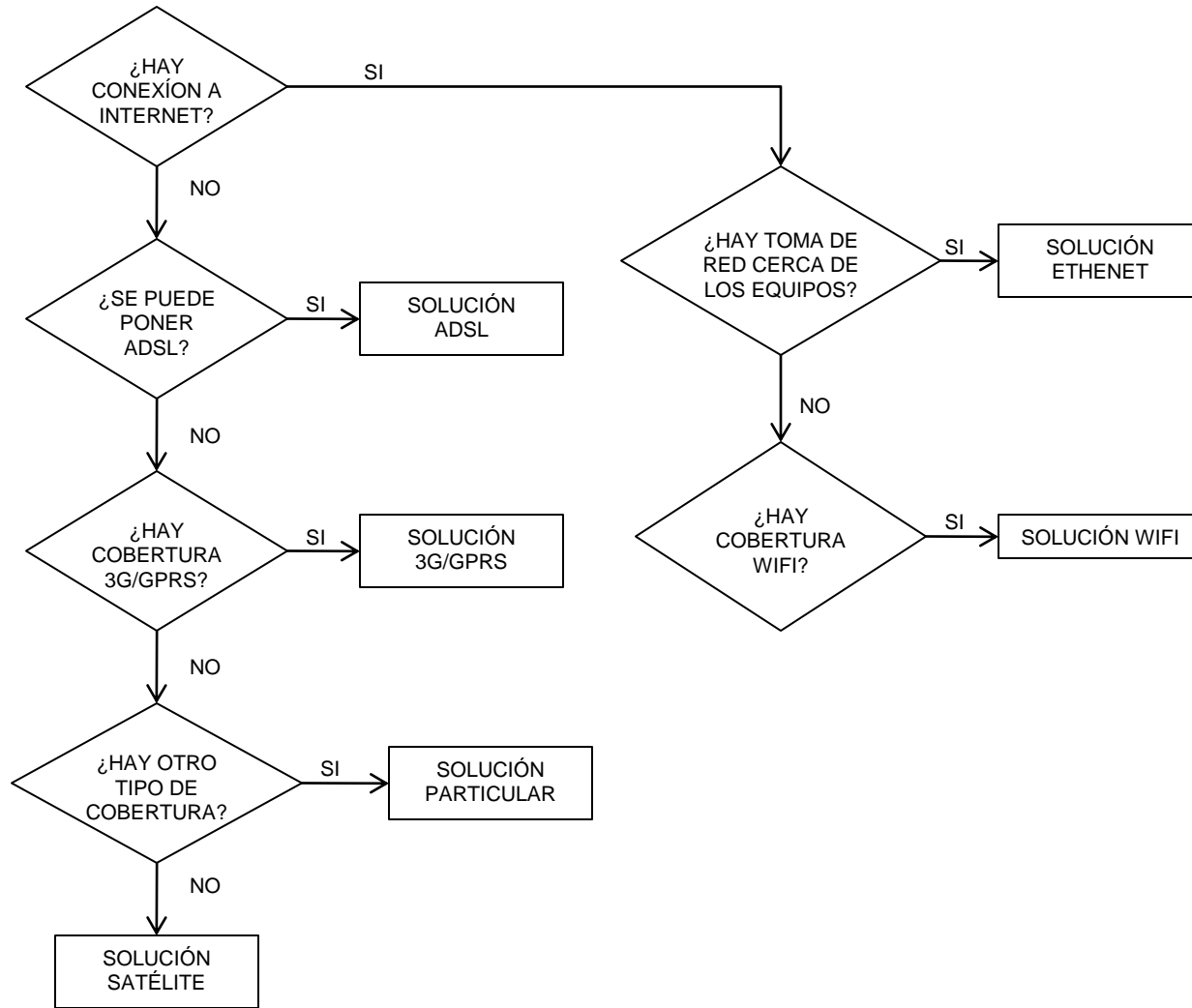
### TTR EN CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

- Para ver la viabilidad de la instalación de la TTR es necesario analizar el esquema unifilar de la planta, para ver la configuración de la MT.
- Instalar transformadores de intensidad en BT en cada centro de transformación, y llevarlos a un analizador de red de precisión 0,5.
- Unir todos los centros de transformación en RS485.
  - Conexión con cobre, fibra, WiFi...
- La Remota de Telemedida hará la lectura de cada CT de forma paralela mediante protocolo MODBUS RTU de cada analizador de red.



# 4.- Soluciones Técnicas TTR.

## COMUNICACIONES



## 5. Penalizaciones por energía reactiva

### Punto 1 del artículo 29 del RD661/2007 MODIFICADO por el punto ocho del artículo uno del RD1565/2010

A las instalaciones acogidas al régimen especial, en virtud de la aplicación de este real decreto, **salvo las excepciones que reglamentariamente se establezcan**, independientemente de la opción de venta elegida en el artículo 24.1, les será aplicable un complemento o penalización, según corresponda, por energía reactiva por el mantenimiento de unos determinados valores de factor de potencia. Este complemento se fija como un porcentaje del valor **de 8,2954 c€/kWh**, en función del factor de potencia con el que se entregue la energía, que será revisado anualmente **por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio**. Dicho porcentaje, se establece en el anexo V del presente real decreto.

**Las instalaciones deberán mantenerse, de forma horaria, dentro del rango obligatorio de factor de potencia que se indica en el anexo V. El incumplimiento de dicha obligación conllevará el pago de la máxima penalización contemplada en el mismo anexo para las horas en que se incurra en incumplimiento.**

**El rango obligatorio de factor de potencia podrá ser modificado, con carácter anual, por resolución de la Secretaría de Estado de Energía, a propuesta del operador del sistema, y éste se encontrará en todo caso, entre los valores extremos de factor de potencia: 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo. El citado rango obligatorio podrá ser diferente en función de las zonas geográfica, de acuerdo con las necesidades del sistema.**

Esta modificación implica que las instalaciones fotovoltaicas podrán ser penalizadas en caso de no mantener su factor de potencia dentro de los rangos establecidos por el Anexo V del RD 1565/2010.

Sin embargo, las instalaciones FV se caracterizan por contar generalmente con un factor de potencia muy cercano a la unidad. Esto hace que las instalaciones FV construidas con antelación a la entrada en vigor del RD 1565/2010 no tengan que realizar ninguna inversión como consecuencia de esta modificación.

El impacto económico de este supuesto del RD 1565/2010 para instalaciones acogidas al régimen jurídico del RD 661/2007 y del RD 1578/2008 es despreciable. Efectivamente, los propietarios de instalaciones no tendrán que realizar ninguna inversión como consecuencia de esta modificación, sin embargo se ve modificado el valor de las bonificaciones / penalizaciones recibidas por las instalaciones FV por la energía reactiva generada.

## 5. Penalizaciones por energía reactiva

### «ANEXO V

#### Complemento por energía reactiva

Se considerarán para todas las unidades de régimen especial los siguientes valores del factor de potencia y los correspondientes valores porcentuales de bonificación/penalización:

Rango del factor de potencia	Bonificación por cumplimiento %	Penalización por incumplimiento %
Obligatorio . . . . .	0,00	3,00
Entre 0,995 inductivo y 0,995 capacitivo . . . .	4,00	0,00

Se establece el rango del factor de potencia obligatorio de referencia, entre 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo.

## 6. Seguimiento de consignas de tensión

### Punto 2 del artículo 29 del RD661/2007 MODIFICADO por el punto ocho del artículo uno del RD1565/2010

2. Aquellas instalaciones del régimen especial cuya potencia instalada sea igual o superior a 10 MW, o 5 MW en el caso de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, podrán recibir instrucciones del operador del sistema para la modificación temporal del rango de factor de potencia anteriormente definido, en función de las necesidades del sistema. Del mismo modo, las instrucciones del operador del sistema podrán ser relativas a seguimiento de consignas de tensión en un determinado nudo del sistema, una vez sean establecidas en el correspondiente procedimiento de operación. En caso de cumplimiento de estas instrucciones, se aplicará la máxima bonificación contemplada en el anexo V y en caso de incumplimiento de las mismas, se aplicará la máxima penalización contemplada en el mismo anexo.

Para éstas, cuando la instalación esté conectada en la red de distribución, la modificación del rango de factor de potencia aplicable a la misma tendrá en cuenta las limitaciones que pueda establecer el gestor de la red de distribución, por razones de seguridad de su red. El gestor de la red de distribución podrá proponer al operador del sistema las instrucciones específicas que considere pertinentes.

Esta modificación implica que las instalaciones peninsulares de más de 10 MWn e insulares y extrapeninsulares de más de 5 MWn tendrán que ser capaces de obedecer a consignas de tensión enviadas por el operador del sistema.

Esto puede tener como consecuencia que las instalaciones afectadas se vean obligadas a realizar modificaciones sustanciales en sus equipos.

Sin embargo, a día de hoy el operador del sistema (Red Eléctrica de España) no ha publicado un procedimiento de operación que regule los pormenores de esta obligación introducida por el RD 1565/2010.

Por lo tanto resulta imposible analizar en el marco de este documento las implicaciones técnicas y económicas para las instalaciones afectadas.

## *La integración de la generación fotovoltaica*

---

**El cumplimiento del P.O. 12.3 para las instalaciones/agrupaciones mayores de 2 MW, y su certificación conforme al PVVC, se ha encontrado con diferencias en las interpretaciones de las Distribuidoras y el Operador del Sistema:**

**- Para las Distribuidoras, se prima en la coordinación de los requisitos técnicos del RD 661/2007 y de la OM 1985, poder detectar las islas**

**RD 661/2007 da ajustes de frecuencia, pero no de tensión**

- F máx: 51 Hz, sin definir tiempo**
- F min: 48 Hz, 3 segundos**

**A falta de otra legislación, para tensión aplicaría OM 1985**

- V máx: 110%, sin definir tiempo**
- V min: 85%, instantáneo**

**- Para el Operador del Sistema, lo que prevalece, es la aplicación del RD 1565/2010, por encima de la regulación anterior, con el fin de soportar los huecos de tensión, y favorecer la estabilidad del sistema.**

## 7.- CONCLUSIONES

Las modificaciones técnicas introducidas por el RD 1565/2010 en las instalaciones construidas antes de su entrada en vigor y acogidas al régimen jurídico y económico de los RD 661/2007 y RD 1578/2008, tienen un impacto económico retroactivo, que van a reducir su rentabilidad.

El coste asociado a la adaptación de las instalaciones a los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión puede ser grande, sobre todo en los casos más desfavorables (en donde el cambio de los inversores es necesario).

El coste asociado a la adaptación de las instalaciones para el envío de telemedidas en tiempo real o la adscripción a un CCG, tiene un impacto económico mas reducido, dependiendo de la opción de CCG y equipos adoptada (Distribuidora o Centro de Control habilitado).

Por otro lado, el RD 1565/2010 introduce la obligación para ciertas instalaciones de obedecer a consignas de tensión enviadas por el operador del sistema. Esta modificación puede tener un impacto técnico y económico significativo, aunque todavía es de difícil cuantificación, al no existir a día de hoy un procedimiento de operación en vigor , que regule esta obligación.

## 7.- CONCLUSIONES

- **La adaptación de las instalaciones afectadas por las modificaciones técnicas introducidas por el RD 1565/2010:**
  - **En el caso de la adecuación de las instalaciones a los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión, es difícil poder cumplir con los plazos fijados por el RD debido esencialmente al tiempo muerto causado por el proceso de certificación de las soluciones, sumado al gran número de instalaciones afectadas y a la limitada fuerza de instalación de los fabricantes. Propuesta al Ministerio de finales de 2012.**
  - **En el caso de los requisitos de envío de telemidas en tiempo real y de adscripción a un CCG, no existen problemas de certificación pero sí cierto desconcierto entre los propietarios de las instalaciones afectadas que están posponiendo la implementación de las soluciones necesarias. Tomando en cuenta el gran número de instalaciones afectadas y la limitada fuerza de instalación de los proveedores de este servicio, este retraso puede causar que parte del parque FV no logre adecuarse dentro del plazo fijado por el RD. Propuesta al Ministerio de finales de 2011.**



## Asociación de la Industria Fotovoltaica

Doctor Arce, 14. 28002 Madrid

Tel.: +34 915 900 300

Fax: +34 915 612 987

[www.asif.org](http://www.asif.org)

