

## ÍNDICE

	<b>PAG.</b>
<b>1. <u>INTRODUCCIÓN</u></b>	<b>.....3</b>
<b>1.1. SISTEMA ELÉCTRICO</b>	<b>3</b>
1.1.1. DEFINICIÓN	3
1.1.2. ESTRUCTURA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO	4
1.1.3. FUENTES DE ENERGÍA	6
<b>1.2. TIPOS DE GENERACIÓN</b>	<b>8</b>
<b>1.3. GENERACIÓN VS CONSUMO</b>	<b>9</b>
<b>1.4. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA</b>	<b>10</b>
1.4.1. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES	10
1.4.2. EVOLUCIÓN Y TENDENCIA	11
1.4.3. FUNCIONAMIENTO	11
1.4.4. IMPORTANCIA DEL INVERSOR	13
1.4.5. PROBLEMÁTICA	14
<b>2. <u>INTEGRACIÓN EN LA RED ELÉCTRICA</u></b>	<b>.....15</b>
<b>2.1. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES</b>	<b>15</b>
2.1.1. CALIDAD DE SUMINISTRO ELÉCTRICO	15
2.1.2. PROBLEMÁTICA	16
<b>2.2. NORMATIVA ESPAÑOLA</b>	<b>17</b>
<b>3. <u>ESTUDIO DE LAS NORMATIVAS EN DIFERENTES PAÍSES</u></b>	<b>19</b>
<b>3.1. ÁMBITO DE APLICACIÓN</b>	<b>19</b>
3.1.1. ESPAÑA	19
3.1.2. ALEMANIA	19
3.1.3. ITALIA	20
3.1.4. MÉXICO	20
3.1.5. PUERTO RICO	22
3.1.6. SUDÁFRICA	22
3.1.7. FRANCIA	22
<b>3.2. DISTORSIÓN EN LA TENSIÓN NOMINAL DE LA RED</b>	<b>23</b>
3.2.1. DISTORSIÓN DE LA AMPLITUD	23
3.2.2. DISTORSIÓN DE LA FORMA DE ONDA	24

<b>3.3. VARIACIÓN DE LA FRECUENCIA NOMINAL DE LA RED.....</b>	<b>36</b>
3.3.1. ESPAÑA.....	38
3.3.2. ALEMANIA.....	40
3.3.3. ITALIA.....	42
3.3.4. MÉXICO.....	44
3.3.5. PUERTO RICO.....	47
3.3.6. SUDÁFRICA.....	48
3.3.7. FRANCIA.....	50
<b>3.4. REQUISITOS DEL CONTROL DE LA TENSIÓN.....</b>	<b>51</b>
3.4.1. ESPAÑA.....	53
3.4.2. ALEMANIA.....	56
3.4.3. ITALIA.....	58
3.4.4. MÉXICO.....	60
3.4.5. PUERTO RICO.....	62
3.4.6. SUDÁFRICA.....	63
3.4.7. FRANCIA.....	66
<b>3.5. CARACTERÍSTICAS ESPECIALES.....</b>	<b>67</b>
3.5.1. ESPAÑA.....	67
3.5.2. ALEMANIA.....	67
3.5.3. ITALIA.....	67
3.5.4. MÉXICO.....	68
3.5.5. PUERTO RICO.....	68
3.5.6. SUDÁFRICA.....	69
3.5.7. FRANCIA.....	69
<b>4. <u>CONCLUSIONES</u></b>	<b>70</b>
<b>5. <u>TABLA RESUMEN</u></b>	<b>75</b>
<b>6. <u>BIBLIOGRAFÍA</u></b>	<b>76</b>

# 1- INTRODUCCIÓN

## 1.1- SISTEMA ELÉCTRICO.

### 1.1.1-DEFINICIÓN.

Antes de explicar cuáles son las partes principales de un sistema eléctrico es necesario conocer el origen de la electricidad y hacer una breve introducción. La electricidad es una propiedad fundamental de la materia, la cual está originada en las partículas que la componen, y se puede manifestar tanto en reposo (electricidad estática) como en movimiento (corriente eléctrica). Está presente en todos los fenómenos que se producen y tiene las características de poder ser almacenada, transferida entre cuerpos y poder ser transformada.

Lo que se conoce como energía eléctrica es la forma de energía que se consigue al existir una diferencia de potencial entre dos puntos, lo cual poniéndolos en contacto por medio de un conductor eléctrico hará que circule una corriente eléctrica entre ambos.

La electricidad podemos decir que es la forma de energía más utilizada en la actualidad, bien sea en la industria como en los hogares. Es tan utilizada ya que la electricidad es una forma relativamente fácil de producir en grandes cantidades, de poder transportarla a largas distancias, poder transformarla en otro tipo de energía como y poder llegar a consumirla de una manera relativamente limpia.

De todas formas para que la electricidad pueda ser utilizada, como en cualquier otra actividad industrial, es necesario un sistema físico que se encargue de todo el proceso, es decir; desde la generación hasta su utilización y consumo.

### 1.1.2-ESTRUCTURA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO.

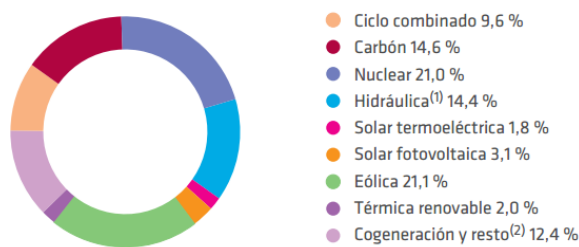
Podemos decir que el sistema eléctrico está compuesto por un conjunto de instalaciones, conductores y equipos de necesarios para poder realizar generación, transporte y la distribución de la energía eléctrica.

Los primeros sistemas eléctricos no estaban conectados entre sí, estaban aislados pero con el aumento de la demanda de electricidad y viendo la capacidad de generación y de transporte se comenzaron a hacer interconexiones entre estos pequeños sistemas dando lugar a unos mucho más grandes, tanto en potencia como en extensión geográfica. Los cuales son los que tenemos actualmente.

A continuación haremos un análisis de las principales partes de un sistema eléctrico.

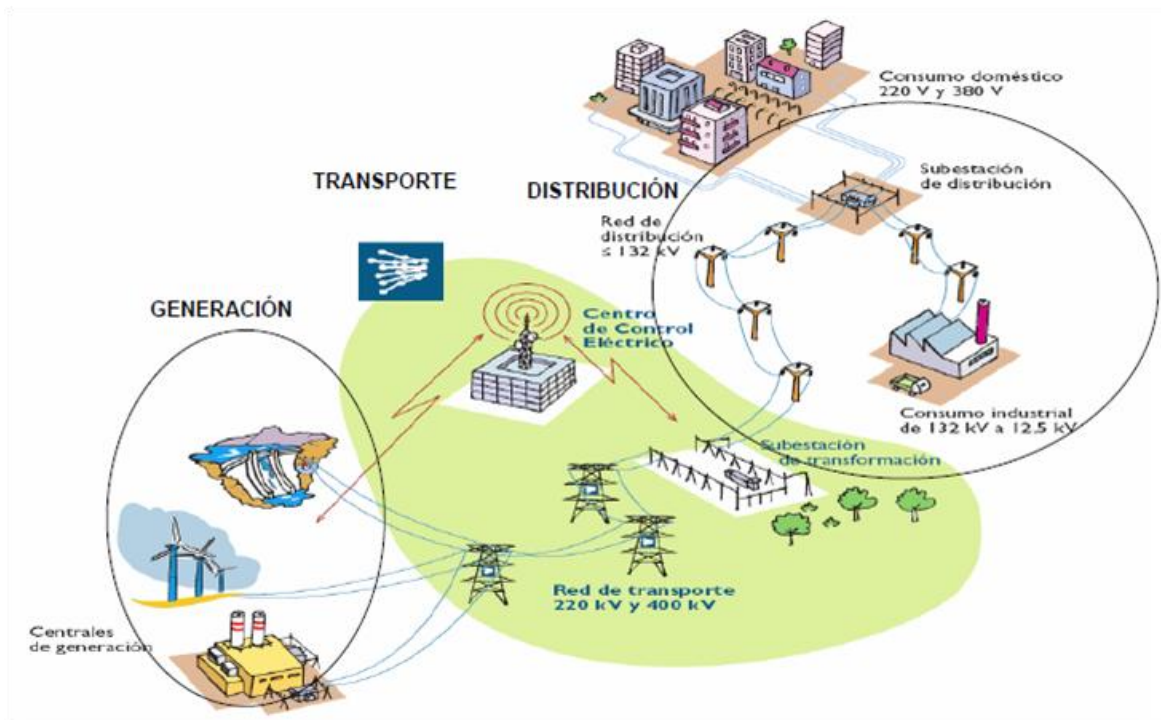
- En lo referido a la **Generación** podemos decir que la mayor parte de la generación proviene de la centrales de régimen ordinario aunque en los últimos años y con los avances que se están produciendo en el ámbito de la integración en la red de las energías renovables, las centrales de régimen especial están suponiendo un porcentaje significativo en lo referido a la cobertura de demanda energética.

#### Cobertura de la demanda de energía eléctrica peninsular 2013<sup>(1)</sup>



(1) No incluye la generación de bombeo. (2) Incluye fuel-gas y térmica no renovable.

- En cuanto al **Transporte y Distribución** de esta energía hasta los consumidores, el transporte de la misma se realiza en alta tensión (400,220 y 132 kV) con el fin de disminuir las pérdidas lo máximo posible. Se puede decir que la red de alta tensión es una red geográficamente extensa y que no está acotada a un solo país ya que existen interconexiones entre países limítrofes con el fin de poder dar apoyo en situaciones adversas. Se tratan de redes malladas y es en los nudos de estas mallas donde se realizan las interconexiones. Es aquí también donde están las subestaciones en las cuales y mediante transformadores, se realizan los intercambios en los niveles de tensión. En los propios nudos encontraremos los elementos de medida los cuales nos permiten saber en todo momento cuales son los valores de las variables más importantes. De alguna de estas subestaciones salen líneas de menor tensión las cuales son las que forman las líneas de media tensión (66 a 1kV). Las redes de media tensión por lo general suelen estar menos malladas y suelen ser de menor tamaño. El último paso sería mediante el uso de transformadores, adecuar dicha tensión a los valores necesarios para el consumo por los usuarios (400 y 230V).
- El último apartado del sistema eléctrico sería el correspondiente al **Consumo**. Los consumidores, también llamados cargas; se conectan a la red en alta tensión (grandes industrias y sobre todo redes de distribución de media tensión), en media tensión (industrias, distribución a las ciudades y redes de distribución a baja tensión) y en baja tensión (aquí se encuentran la mayoría de los consumidores, como pueden ser las pequeñas industrias y la gente en sus casas).



**1.1.3-FUENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

		Energía	Utilización
Energía NO renovable	Fósiles	Carbón	Muchos países utilizan esta fuente de energía como medio de producción de la electricidad. Poco a poco su uso está disminuyendo aunque en países como China tienen una lata presencia.
		Gas natural	La utilización de centrales que funciona con gas está aumentando ya que se han conseguido centrales más limpias y eficientes
		Petróleo y derivados	La utilización de este tipo de energías para generar electricidad, está en claro receso, siendo el principio de funcionamiento similar a las que emplean restos fósiles, pero los efectos contaminantes son mucho mayores
	Minerales	Uranio	Teniendo como combustible el uranio enriquecido. Presenta problemas de seguridad y residuos.

Energías renovables	Energía	Principio de funcionamiento
	Solar	Solar fotovoltaica: transformación de energía solar en electricidad.
		Solar térmica: Transformación de la energía solar para calentar agua y a partir de aquí generar electricidad.
	Hidráulica	Transforma la alta presión que se genera en las tuberías para generar electricidad.
	Eólica	Transforma la energía del viento en electricidad.
	Biomasa	Transforma la descomposición de la materia orgánica en electricidad.
	Mareomotriz	Aprovecha la las olas, corrientes marinas o las mareas para generar electricidad
	Geotérmica	Transformación de la energía calorífica de la tierra en electricidad. Se está empleando con éxito paraa viviendas unifamiliares o pequeñas comunidades.

## **1.2- TIPOS DE GENERACIÓN.**

### **1.2.1. GENERACIÓN CENTRALIZADA.**

Por un lado tendríamos la generación centralizada la cual está relacionada con la distancia geográfica que existe entre la generación y el consumo. En este tipo de generación el flujo de potencia va en una sola dirección, desde el punto de generación hacia los puntos de consumo. Esto hace que sean necesarias grandes infraestructuras para poder realizar la distribución ya que normalmente los puntos de generación centralizada, por lo general son centrales convencionales (combustibles fósiles, centrales nucleares y centrales hidráulicas), suelen estar alejadas de los puntos de consumo.

Otro de los inconvenientes que nos podemos encontrar en este tipo de generación sería la necesidad de tener que aumentar la tensión en el punto de generación para poder realizar el transporte, para así poder tener el mínimo número de pérdidas. Las cuales, por muy pequeñas que sean, van a seguir existiendo.

### **1.2.2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA.**

Pese al aumento de su utilización en los últimos tiempos, no se trata de un concepto nuevo ya que en los comienzos de la generación eléctrica era la manera en que se utilizaba. Se trata de un modo de distribuir la generación por diferentes puntos de la red y realizar la conexión de las centrales directamente a redes de MT y BT. En resumen, se trata de realizar la generación por medio de pequeñas fuentes de energía distribuidas por lugares geográficamente cercanos a los puntos de consumo, lo cual supondría un ahorro tanto a nivel de infraestructuras como en lo que referido a pérdidas.



A diferencia del modo centralizado, en este caso, el flujo de la potencia podemos decir que tiene un carácter bidireccional ya que depende en gran medida de si las centrales y consumidores están generando o consumiendo. Podemos decir que las fuentes de energía distribuida principalmente son las fuentes de origen renovable. Teniendo en cuenta que la generación distribuida se conecta a la red de distribución y no a la de transporte, hay que tener en cuenta el posible impacto que pueda suponer en el normal funcionamiento de la red ya que es de vital importancia que estas conexiones no afecten a la calidad de suministro.

### **1.3- GENERACIÓN VS CONSUMO.**

Uno de los principales problemas de la generación eléctrica es su dificultad para ser almacenada en grandes cantidades. Esto crea la exigencia de que la producción de energía eléctrica se debe igualar el consumo de manera rápida e intentando que sea de la forma más precisa posible lo cual hace que deba haber un equilibrio constante. El encargado de crear y ver que se cumple este equilibrio suele ser el operador del sistema. Esto supone que tiene que realizar previsiones para saber cuál puede ser la demanda de energía eléctrica y luego tiene que actuar de manera continua y a tiempo real sobre las instalaciones de generación y transporte para así poder hacer coincidir la generación con la demanda. En el caso de que no haya concordancia entre ambos, envía las órdenes necesarias a los puntos de generación para que aumente o disminuya la generación.

Con las tecnologías que se tienen actualmente en cuanto a predicción de datos meteorológicos, el hecho de utilizar energías renovables como fuentes de generación para abastecer la demanda de la gente no puede ser un problema ya que se puede conocer con antelación, en función de las de los datos que se tienen cuales podrán ser las potencias que este tipo de fuentes de generación van a poder aportar.

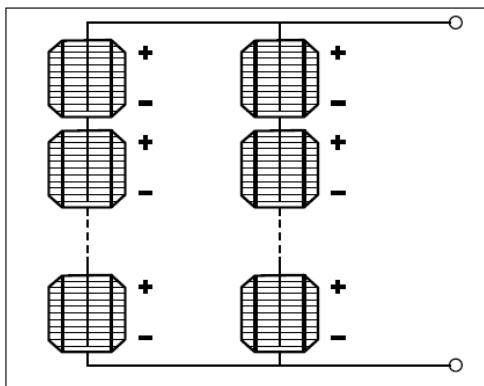
## 1.4- INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA.

### 1.4.1. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES.

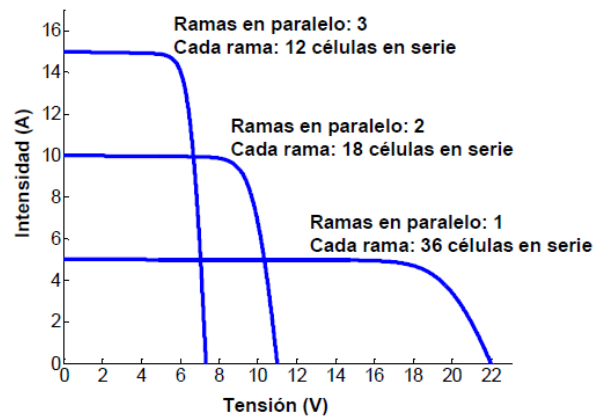
Se trata de una fuente de energía que se consigue a través a partir de la energía del sol. Por eso a toda la electricidad que se obtiene a partir de la luz la conocemos con el nombre de efecto fotovoltaico. Para que este proceso se pueda producir, es necesario un material que absorba la luz proveniente del sol y luego debe ser capaz de transformas dicha energía radiante que ha absorbido en energía eléctrica, este transformación son capaces de realizarlo las células fotovoltaicas.

La célula fotovoltaica se trata de un semiconductor que se encarga de convertir la energía solar en energía eléctrica mediante una serie de reacciones electroquímicas. Dado las bajas tensiones que se generan en las células solares, es necesario colocarlas en serie y paralelo para así poder obtener los valores de tensión, corriente y potencia que deseamos.

En el ejemplo que se muestra a continuación se uestran cuales son las diferencias de tensión y corriente en función de el número de células conectamos en serie y paralelo.



Curvas I-V para distintos conexiones de 36 células



Curva I-V de una célula

#### **1.4.2. EVOLUCIÓN Y TENDENCIA.**

Las primeras aplicaciones que tuvieron las células fotovoltaicas se dieron en aplicaciones espaciales ya que se vio que era una fuente de alimentación muy interesante.

Una vez visto el asentamiento y la aceptación que tuvieron estas células en dichas aplicaciones y visto que cumplían satisfactoriamente con la alimentación de las cargas, se vio la posibilidad de poder utilizarlas en aplicaciones cotidianas. Una de las aplicaciones más simples que se le busco a este tipo de células era para la alimentación de las calculadoras.

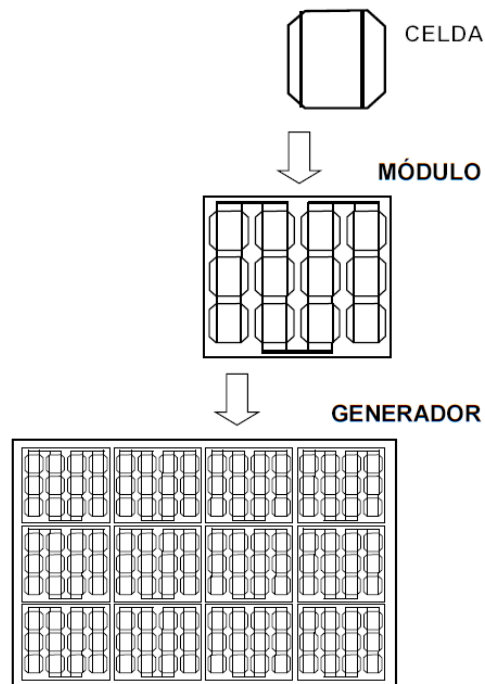
En función en que la tecnología iba madurando y los costes de producción iban disminuyendo, se decidió empezar a utilizar en distintos sectores como podían ser; el mundo de la telecomunicación, en dispositivos aislados, para poder hacer la electrificación rural, en diferentes aplicaciones para el transporte y navegación marítima, integrándola en la propia arquitectura de los edificios... Pero se puede decir que la mayor evolución y el mayor interés por parte de diferentes empresas del sector ha sido la evolución de los sistemas fotovoltaicos integrados a la red eléctrica.

Este tema es un tema bastante delicado ya que implica una serie de cambios a nivel normativo y a nivel de la propia instalación ya que deberán ser capaces de adaptarse a las exigencias de la red.

#### **1.4.3. FUNCIONAMIENTO.**

En este apartado nos vamos a centrar en cuál sería el principio de funcionamiento de una central fotovoltaica:

Se puede decir que el elemento básico de una central fotovoltaica, lo componen las células fotovoltaicas que son las encargadas de captar la energía solar. Estas mismas células y mediante el efecto fotoeléctrico, transforman esa energía en corriente continua.



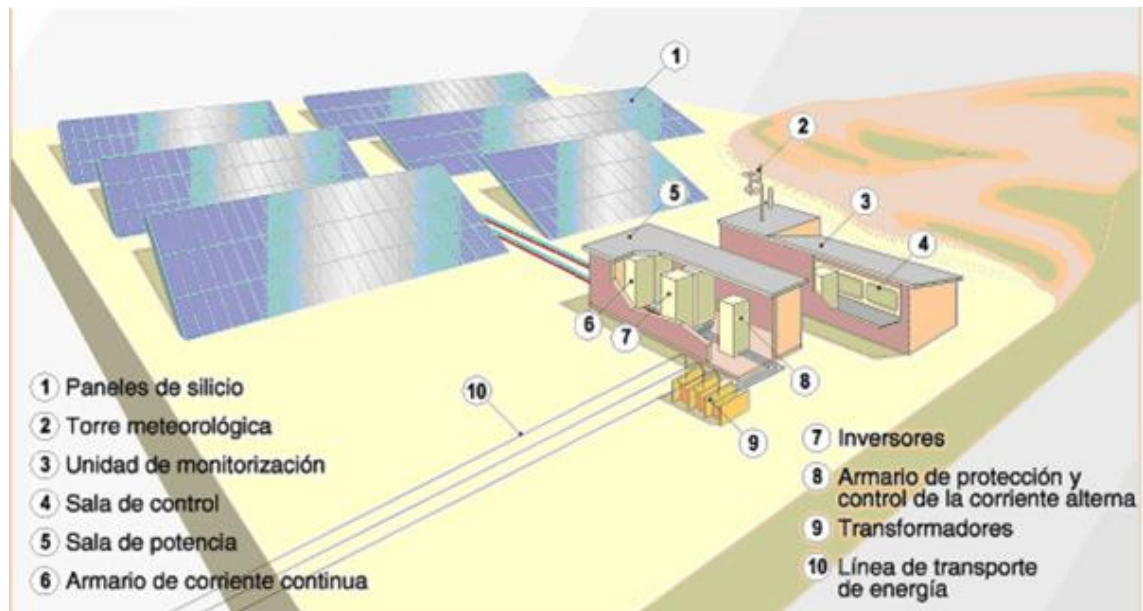
Con el objetivo de poder conseguir la corriente y la tensión que nos interese, se colocan estas células en primer lugar en módulos y luego con estos se forman los paneles fotovoltaicos.

Un factor importante que tenemos que saber a la hora de conectar nuestra central a la red es el la producción de electricidad que vamos a tener en cada momento. Para ello, tendremos que saber cuáles son las condiciones meteorológicas de las cuales disponemos en cada momento, en este caso la que más nos interesa sería la insolación. Por eso en nuestra central necesitaremos una torre meteorológica para poder analizar y medir que condiciones tenemos en cada momento.

Como todos sabemos la energía que circula por la red de transporte lo hace en forma de corriente alterna y como hemos comentado anteriormente, la corriente generada por los paneles solares es en forma continua lo que hace imprescindible que sea convertida en, para ello utilizaremos un inversor.

Finalmente la energía producida pasa por un centro de transformación donde se adapta a las condiciones de intensidad y tensión de las líneas de transporte para su correcta utilización en los puntos de consumo.

Por norma general es norma que el funcionamiento de todos los equipos se supervisen en la sala de control en la cual se recibe la información de los distintos sistemas de la instalación.



#### 1.4.4. IMPORTANCIA DEL INVERSOR.

Como ya hemos comentado en el punto anterior, en las centrales fotovoltaicas conectadas a red el inversor es el encargado de transformar las corriente continua que generan los paneles fotovoltaicos en corriente alternas para poder así inyectarla a la red eléctrica.

Se puede decir que la función del inversor en una de las más importantes ya que es el encargado de establecer la tensión de funcionamiento a la que va a trabajar el generador fotovoltaico, por ello, en función de la curva característica que tengamos en un momento dado se generará la corriente correspondiente.

Por norma general y debido a que el punto de máxima potencia va variando en función de la irradiancia y temperatura, el inversor deberá buscar en todo que la tensión que impone al generador corresponda con el punto de máxima potencia. Esto se consigue introduciendo en los algoritmos de seguimiento de máxima potencia.

#### **1.4.5. PROBLEMÁTICA.**

El principal problema con el que se está encontrando el mundo de la generación fotovoltaica está en el ámbito normativo ya que, si no se muestran avances en este aspecto es difícil que se desarrollen nuevas aplicaciones.

En el caso de que se establezca una normativa fija se podrán ver los verdaderos avances en este sector ya que hasta el momento pese a tener los conocimientos necesarios como para hacer despegar esta tecnología, no se ejecutan por miedo a las continuas modificaciones normativas.

En lo relacionado a los fabricantes de componentes está siendo muy difícil el poder desarrollar nuevas aplicaciones ya que por lo general las exigencias de un país suelen diferir a las de otro lo cual dificulta la opción de realizar modelos estándar de algún componente para que pueda ser fabricado en cadena lo cual supondría un descenso en los costes.

## **2- INTEGRACIÓN EN LA RED ELÉCTRICA**

### **2.1- CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES.**

Podemos decir que se trata de uno de los retos más importantes a los que se enfrentan las energías renovables ya que es uno de los grandes desafíos a la hora de asegurar el suministro eléctrico dentro de unas variables aceptables. La integración de la energía eléctrica se hace más complicada en países donde la capacidad de interconexión es menor.

La mayor penetración de generación eléctrica mediante fuentes renovables exige la modificación de los modos a los que estamos habituados en lo referente a la operación de las redes eléctricas lo que puede suponer un obstáculo para su desarrollo. Por eso actualmente se está trabajando en desarrollar nuevos sistemas y equipos que permitan solventar los problemas que hay en la actualidad y poder contribuir en dicho desarrollo.

#### **2.1.1. CALIDAD DE SUMINISTRO ELÉCTRICO.**

Hasta hace poco tiempo, no había la necesidad de exigir ningún tipo de requerimientos dentro del suministro dentro de las plantas de generación lo que no hacía necesario ninguna normativa al respecto.

Pero con el avance y desarrollo de las energías renovables y su consiguiente penetración en las redes eléctricas ha hecho que el tema de calidad de suministro sea cada vez más importante. Es un tema trascendental ya que un porcentaje cada vez más alto de la energía total penetrada en la red es de origen renovable. El problema viene en que los sistemas de potencia de origen renovable son variables en lo referido a los ratios de penetración ya que su recurso energético es aleatorio.

Todo esto hace que sean imprescindibles unos niveles de calidad en el suministro eléctrico, por eso, es importante tener en cuenta estos dos aspectos los cuales van directamente relacionados:

- Por un lado estaría la continuidad de suministro la cual como su propia palabra lo indica sería la posibilidad de poder disponer de energía con el mínimo de interrupciones posibles.
- Por otro lado estaría la calidad de onda en la tensión, ya que como todos sabemos, lo perfecto sería que la tensión fuese equilibrada, puramente sinusoidal teniendo una amplitud y frecuencia constante.

Por norma general todo el tema relacionado con la calidad de la onda, lo suelen tener normalizado la mayoría de los países por ejemplo a nivel europeo estaría la normativa EN 50160 la cual define las características de tensión suministrada en las redes públicas de distribución. En el caso de los generadores de carácter renovable, a nivel europeo, no existe ninguna normativa la cual especifique cuales son las características que deben cumplir en lo relacionado a la calidad de onda.

### **2.1.2. PROBLEMÁTICA.**

El simple hecho de poder producir algún tipo de deterioro en los parámetros de la red y las posibles consecuencias en forma de sanciones que eso puede provocar hace que sea un tema de vital importancia integrar la electricidad producida por los sistemas fotovoltaicos con una calidad de onda aceptable.

Para ello se necesita un gran avance en el ámbito normativo con el fin de poder armonizar las normativas de diferentes países con el fin de dar facilidades para desarrollo de esta tecnología que está claro que puede aportar tanto a nivel de generación como a nivel de apoyo a la red ante cualquier variación que se pueda dar en los parámetros habituales de la red.



## 2.2- NORMATIVA ESPAÑOLA.

La energía fotovoltaica en su historia siempre ha tenido diferentes factores influyentes los cuales han hecho que su evolución se haya frenado, en sus comienzos junto a la baja madurez tecnológica que tenía (como cualquier tecnología que comienza), también tenía que hacer frente a la aceptación social ya que se puede decir que somos reticentes a la implementación de nuevas tecnologías.

Una vez que se iba subsanando este último y se iban consiguiendo mejoras a nivel tecnológico, el incremento de sistemas fotovoltaicos comenzó a aumentar de manera considerable y el problema vino cuando se fue alcanzando un nivel de penetración en la red que podía causar una desestabilización en los parámetros habituales de la red.

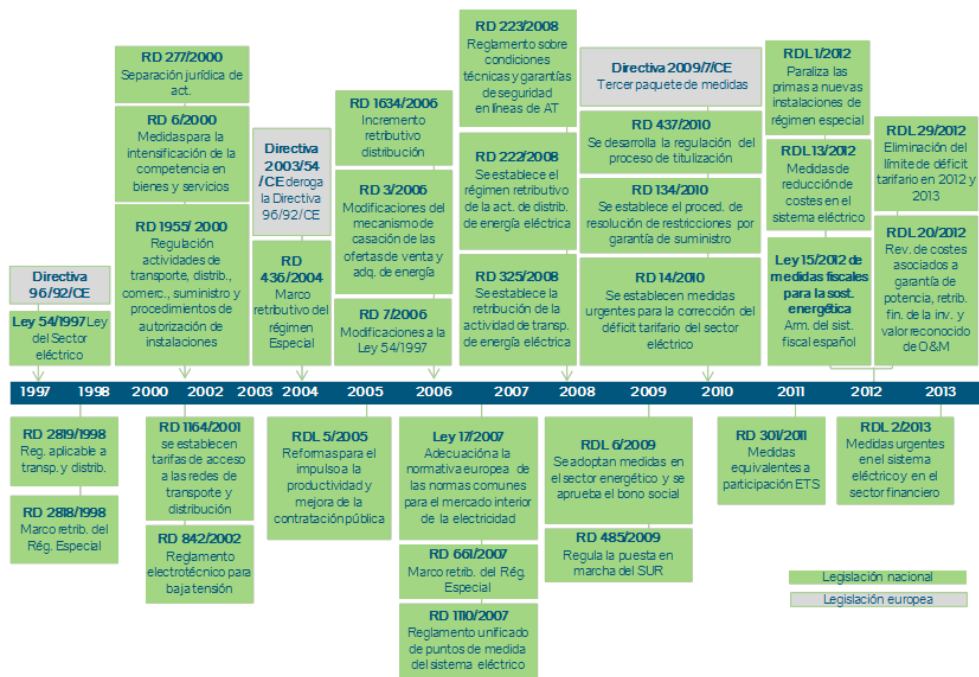
Por eso se vio la necesidad de crear normativas en este aspecto las cuales impondrían los requerimientos mínimos necesarios para poder integrar energía fotovoltaica en la red eléctrica, estas normativas tienen una directa relación con el avance tecnológico ya que es difícil avanzar cuando no sabes cuales son las especificaciones que tienes que cumplir ya que dependen de los requerimientos impuesto por las normativas. Esto ha hecho que se haya visto frenada la madurez tecnológica de muchos sistemas fotovoltaicos.

Podemos decir que el régimen jurídico de la electricidad fotovoltaica en España ha sido y sigue siendo inestable, esa inseguridad tiene repercusión a nivel nacional ya que no termina de consolidarse y por otro lado a nivel internacional ya que está haciendo que no se interesante para la inversión extranjera. Podemos decir que a nivel retributivo también ha tenido su efecto y sobre todo en los últimos tres años que ya que se ha reducido gravemente, llegando casi hasta su desaparición

Hasta comienzos de 2008 tanto España como Alemania se podían considerar dos de los países más pioneros a nivel mundial dentro del mercado de las renovables. Estos niveles se alcanzaron gracias a un marco jurídico el cual facilitaba y fomentaba la penetración y el desarrollo de esta tecnología.

En el caso Español incluso se llegó a realizar una estrategia de fomento la cual nos ayudaría a reducir la dependencia exterior, asegurando el suministro de la electricidad y cumpliendo los distintos protocolos que se marcaron a nivel mundial y europeo. Distintos gobiernos incluso veían la inversión en energías renovables como una cuestión prioritaria frente a otros sectores energéticos tradicionales, se llegó incluso a poder cubrir un tercio de la demanda eléctrica.

Se ha podido ver que hay una clara falta de coherencia entre los distintos cambios regulatorios que se han venido dando ya que en un primer momento, se incentivaron las inversiones en este sector fomentando esta tecnología como base de la generación eléctrica del futuro. Pero en un corto periodo de tiempo se pasó a un régimen restrictivo e inestable el cual supone un retroceso en los avances conseguidos lo cual supone un estancamiento de la tecnología y el consiguiente miedo a realizar todo tipo de inversiones ya que han variado constantemente las exigencias a cumplir. Todo esto se solucionaría terminando con las medidas puntuales y de duración limitada.



En este cronograma se muestra como han ido modificando continuamente diferentes aspectos del sector energético lo cual está haciendo que no se puedan afianzar diferentes tecnologías. No solo eso, en el caso concreto de las energías renovables se está viendo que las nuevas normativas que están sacando tiene un carácter retrogrado para el avance del sector.

Otro de los aspectos a tener en cuenta es el tema de la armonización de las normas ya que en casos como el que se estudia en este informe, el de la integración en la red eléctrica de las energías renovables, están suponiendo un obstáculo para el avance del sector. Se está viendo que en cada país se exigen diferentes aspectos a la hora de poder realizar la conexión con la red, esto hace que los fabricantes del sector no puedan diseñar materiales estándares con el fin de facilitar su fabricación y su consiguiente comercialización. En el caso de que hubiera un consenso entre los diferentes países con el fin de poder establecer ciertos parámetros comunes para todos, supondría un mayor interés por parte de diferentes inversores ya que verían una fuente rentable para hacer negocios.

Ya que si se consigue que el sector se asiente en el mercado mundial, se podrán hacer mayores inversiones en el ámbito de la investigación lo cual podrá suponer una mejora para su posible conexión y la consiguiente mejora tanto a nivel de apoyo a la red como a nivel de no suponer una problema para los parámetros de la misma.

### **3- ESTUDIO DE LAS NORMATIVAS EN DIFERENTES PAÍSES**

#### **3.1- ÁMBITO DE APLICACIÓN.**

##### **3.1.1. ESPAÑA.**

Por un lado estarían los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones de producción de régimen especial (P.O.12.3) los cuales las instalaciones fotovoltaicas de potencia superior a 2MW están obligadas al cumplimiento de lo dispuesto en el mismo.

Y por otro lado estarían los requisitos que deberán cumplir las instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador (P.O.12.2) lo cual incumbe a las instalaciones eólicas, fotovoltaicas y en general todas aquellas instalaciones de producción cuya tecnología no emplee un generador síncrono conectado directamente a red y superen los 10MW.

##### **3.1.2. ALEMANIA.**

Esta normativa se puede aplicar a si el punto de conexión a la red por parte de la planta generadora se encuentra en el parte de baja tensión mientras el punto de unión con la red pública se encuentra en el lado de media tensión. Esto se refiere a plantas generadoras conectadas al lado de baja tensión de la red que está vinculada con la red de media tensión a través de un transformador de cliente diferente en el cual no hay clientes de oferta pública que estén conectados.

En las plantas de generación que tienen el punto de conexión en el lado de media tensión pero tienen el punto de unión en el lado de alta o muy alta tensión se aplicarán las normas de técnicas de unión pertinentes. Para las plantas de generación que tienen tanto su punto de conexión como su punto de unión en el lado de baja, se aplicará las directrices VDEW.

Plantas de generación que tienen que cumplir con estas directrices son:

- Plantas de energía eólica.
- Centrales hidráulicas.
- Plantas de cogeneración.
- Plantas fotovoltaicas.

Las plantas de generación pueden estar compuestas por una o más unidades de generación como por ejemplo un parque fotovoltaico. La energía eléctrica se puede producir con generadores síncronos o asíncronos (con o sin convertidor) o también mediante generadores de corriente continua como puede ser un módulo fotovoltaico con un inversor.

### **3.1.3. ITALIA.**

La normativa Italiana marca y define los criterios técnicos que deberán tener en cuenta los usuarios de la redes de distribución eléctrica con una tensión nominal de hasta 1kV para la correcta conexión con la red.

### **3.1.4. MÉXICO.**

La normativa Mexicana se realiza con el objetivo de establecer y comunicar los requerimientos técnicos, administrativos y legales para la interconexión al sistema de las instalaciones de los generadores con fuentes de Energía Renovable o Cogeneración Eficiente, mediante los cuales el Suministrador mantiene el sistema operando con seguridad, confiabilidad y competitividad.

El ámbito de aplicación de esta normativa variará en función del nivel de tensión.

- Requerimientos para baja tensión (BT): Menor o igual a 1kV.
- Requerimientos para media tensión (MT): Tensiones que se encuentran en el siguiente rango  $\rightarrow 1\text{kV} \leq V \leq 69\text{kV}$ .
- Requerimientos para alta tensión (AT): Tensiones que se encuentran en el siguiente rango  $\rightarrow 69\text{kV} \leq V \leq 400\text{kV}$ .

### 3.1.5. PUERTO RICO.

Este Reglamento establece los requisitos y el proceso para la instalación y operación de generadores basados en energía renovable hasta un máximo de 5 MW de capacidad.

### 3.1.6. SUDÁFRICA.

Los requerimientos que tendrán que cumplir las plantas de energía renovable, están distribuidas en diferentes categorías diferenciadas por su potencia. Las cuales se muestran en la siguiente tabla:

Sub-categories	Rated power range
A1	$0 < A1 \leq 13,8 \text{ kVA}$
A2	$13,8 \text{ kVA} < A2 < 100 \text{ kVA}$
A3	$100 \text{ kVA} \leq A3 < 1 \text{ MVA}$
B	$1 \text{ MVA} \leq B < 20 \text{ MVA}$
C	$\geq 20 \text{ MVA}$

El código lo deberán cumplir todas las plantas de energía renovable que se conecten a lo largo de la red de alta tensión y en la red de media tensión, ya sea directamente o a través de un transformador. Dentro de este ámbito de aplicación, también están incluidas algunas plantas de energía renovable que habitualmente están conectadas a la red de baja tensión como pueden ser los inversores fotovoltaicos si se agrupan para lograr niveles de potencia mayores.

### 3.1.7. FRANCIA.

Cualquier planta de producción cuya potencia máxima se igual o mayor a 5MW deberá cumplir con las exigencias impuestas por la normativa Francesa.

## 3.2- DISTORSIÓN EN LA TENSIÓN NOMINAL DE LA RED.

### 3.2.1-DISTORSIÓN DE LA AMPLITUD.

Nos encontramos ante una variación de tensión cuando se produce una variación en la amplitud de la tensión cuando hay un aumento o disminución en el valor eficaz de la tensión de alimentación.

La amplitud y la duración son los parámetros característicos y es por ello que se toman como la referencia a la hora de agrupar las diferentes distorsiones con las que nos podemos encontrar.

#### 3.2.1.1- Variación de tensión.

Tiene una duración relativamente alta, suele sobrepasar el minuto. Las variaciones de tensión que nos encontramos cuando estas ocurren suelen ser pequeñas, habitualmente suelen estar entre  $\pm 20\%$  de la tensión nominal.

#### 3.2.1.2- Fluctuación de tensión.

Son variaciones que se dan de forma periódica y producen cambios que no superan el  $\pm 10\%$  de la tensión nominal. Normalmente, estos cambios se dan con una frecuencia que va desde varios milisegundos hasta unos 10 segundos. Debido a estas fluctuaciones de tensión, se produce el fenómeno llamado Flicker el cual es el nivel de molestia que percibe una persona como consecuencia de la de la variación de la luminosidad de una lámpara, ocasionada por las fluctuaciones de tensión.

#### 3.2.1.3- Interrupción de alimentación.

Se trata de la disminución de la tensión de alimentación hasta valores inferiores al 1% de la tensión nominal, con el consiguiente restablecimiento de la tensión después de un determinado tiempo. Por norma general suelen ser debido a las actuaciones de las protecciones debido a faltas que se producen en el sistema eléctrico.

### 3.2.2-DISTORSIÓN DE LA FORMA DE ONDA.

#### 3.2.2.1- Sobretensión transitoria.

Por lo general suelen ser sobretensiones oscilatoria o no oscilatoria de larga duración que como máximo unos pocos milisegundos. Podemos diferenciarlas según su origen.

- Transitorias de origen atmosférico: Como el propio nombre indica, son externas al sistema eléctrico y tiene como fuente principal son las descargas atmosféricas.
- Transitorias debidas a maniobras: Internas al sistema eléctrico que suelen ser producidas por la realización de diferentes maniobras.

#### 3.2.2.2- Distorsión armónica (THD).

Se trata de la relación que existe entre el valor eficaz de la suma de todas las componentes armónicas de tensión ( $U_n$ ) hasta orden especificado (H), respecto al valor eficaz de la componente ( $U_1$ ):

$$THD = \sum_{n=2}^H \left(\frac{U_n}{U_1}\right)^2$$

#### 3.2.2.3- Inyección de corriente continua.

Se trata de la inyección de corriente continua a la red, esto no se da en las plantas que poseen transformadores se aislamiento en el lado del inverso, eliminando así la posibilidad de inyectar este tipo de corrientes.

De todas formas en este proyecto vamos a prestar mayor atención a los huecos de tensión y a la sobretensión (distorsión de la amplitud de la tensión) y vamos a estudiar cuales son las exigencias que imponen los diferentes países en estos dos aspectos a la hora de integrar en la red los sistemas fotovoltaicos.

### **Sobretensiones.**

Con el aumento de las energías renovables y la mala calidad de penetración de la generación distribuida han hecho que aumente considerablemente el interés en la calidad de suministro asociada a la generación en régimen especial.

Podemos decir que dentro de la energía fotovoltaica y según aseguran varios estudios, podemos encontrar diferentes tipos de sobretensiones.



- Sobretensiones temporales, son de larga duración (desde varios milisegundos a varios segundos), y de frecuencia igual o próxima a la frecuencia de operación.
- Sobretensiones de frente lento, son generalmente originadas por maniobras, tienen una corta duración (pocos milisegundos) y se presentan con una gama de frecuencias que varía entre 2 y 20 kHz.
- Sobretensiones de frente rápido, son generalmente causadas por el rayo, son de duración muy corta y de amplitud muy superior a la tensión de cresta nominal.
- Sobretensiones de frente muy rápido, se originan generalmente con faltas y maniobras de subestaciones de SF6, su duración es de pocos microsegundos, y su frecuencia es generalmente superior a 1 MHz.

TIPO	Baja frecuencia		Transitorio		
	Continua	Temporal	Frente lento	Frente rápido	Frente muy rápido
Formas de onda de tensiones y sobretensiones					
Gamas de formas de onda de tensiones y sobretensiones	$f = 50 \text{ Hz o } 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3.600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,02 \text{ s} \leq T_1 \leq 3.600 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5.000 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$T_f \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Formas de onda de tensión normalizada					*)
	$f = 50 \text{ Hz o } 60 \text{ Hz}$ $T_1$ *)	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2.500 \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	
Ensayo de tensión soportada normalizada	*)	Ensayo a frecuencia industrial de corta duración	Ensayo impulso tipo maniobra	Ensayo impulso tipo rayo	*)

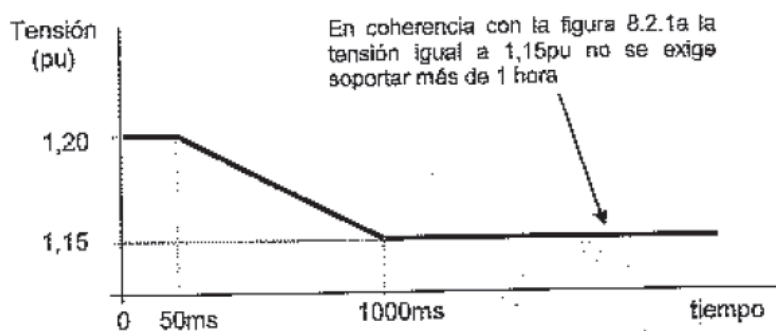
\*) A especificar por el comité de producto concerniente.

A continuación se muestran que tipo de sobretensiones son las que nos podemos encontrar en la generación fotovoltaica.

- Producidas por falta a tierra:
  - Origen: Red de generación distribuida.
  - Valores: Hasta un 125% de la tensión nominal.
- Producidas por resonancia:
  - Origen: Red de generación distribuida.

- Valores: Se pueden alcanzar valores de hasta 3 p.u.
- Producidas por la regulación de tensión:
  - Origen: Red de generación distribuida.
  - Valores: Entre el 105 y el 110% de la tensión nominal.
- Producidas por transferencia de la red de distribución:
  - Origen: Red de generación distribuida.
  - Valores: Grandes sobretensiones que pueden alcanzar los 6KV en BT.
- Producidas por islanding:
  - Origen: Generación PV.
  - Valores: Superiores al 110% de la tensión nominal.
- Producidas en el punto de conexión:
  - Origen: Generación PV.
  - Valores: Superiores al 120% de la tensión nominal.
- Producidas por los inversores de los generadores PV.
  - Origen: Generación PV.
  - Valores Se alcanzan valores mayores de 2 p.u.

## España



**Figura 8.2.1b. Tiempos mínimos de sobretensiones transitorias en una o en todas las fases de barras de central que la instalación debe ser capaz de soportar sin desconectar.**

En el caso de que las tensiones superen el 1.15 pu, está permitido el bloqueo de la electrónica de potencia lo que supondría la posibilidad de dejar a cero la corriente aparente inyectada a la red. De todas maneras, dicha acción deberá eliminarse antes de transcurridos 100ms una vez que la tensión caiga por debajo del valor de 1.15pu.

De todas formas, a la hora de colocar las protecciones, habrá que tener en cuenta que las tensiones podrán ser superiores a 1.2pu.

## Alemania

No especifican ninguna exigencia a cumplir en caso de sobretensión.

## Italia

Las instalaciones en cualquier condición de carga tienen que ser capaces de permanecer conectada a la red. En el caso de Italia cuando la tensión este en el siguiente rango.  **$85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$**

## México

Con valores de tensión menores o iguales a 1KV deberá mantenerse conectada durante los siguientes periodos de tiempo.

- $85 \leq V \leq 110 \rightarrow$  Operación continua.
- $110 < V \leq 135 \rightarrow$  Máximo tiempo de operación 10 min.
- $V > 135 \rightarrow$  Máximo tiempo de operación 0.05 segundos.

En el rango de tensiones  $1kV \leq V \leq 69kV$  la instalación se mantendrá conectada durante los siguientes periodos de tiempo.

- $90 \leq V \leq 110 \rightarrow$  Operación continua.
- $110 < V \leq 115 \rightarrow$  Máximo tiempo de operación 5 min.
- $115 < V \leq 120 \rightarrow$  Máximo tiempo de operación 5 segundos.
- $V > 120 \rightarrow$  Máximo tiempo de operación 0.16 segundos.

En el rango de tensiones  $69kV \leq V \leq 400kV$  la instalación se mantendrá conectada durante los siguientes periodos de tiempo.

- $90 \leq V \leq 110 \rightarrow$  Operación continua.
- $110 < V \leq 115 \rightarrow$  Máximo tiempo de operación 5 min.
- $115 < V \leq 120 \rightarrow$  Máximo tiempo de operación 5 segundos.
- $V > 120 \rightarrow$  Máximo tiempo de operación 0.16 segundos.

## Puerto Rico

Toda la generación se mantendrá conectada y será capaz de soportar las condiciones de sobretensiones simétricas y asimétricas, tal y como se muestran a continuación:

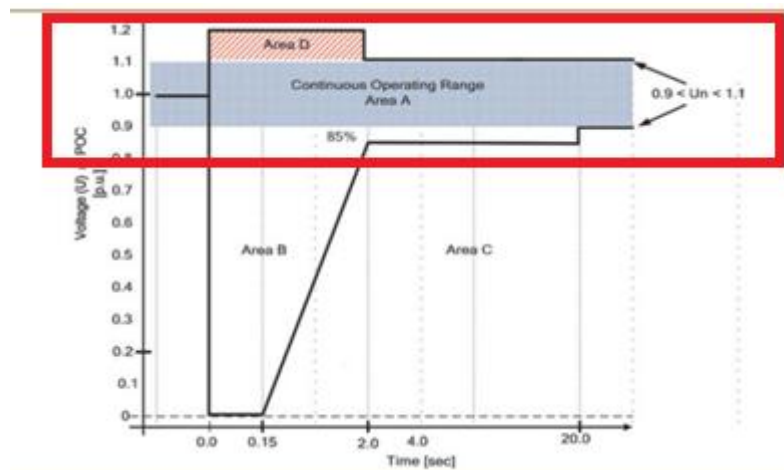
- $V < 1.15 \text{ pu} \rightarrow$  Operación continua.
- $1.15 \text{ pu} < V \leq 1.25 \text{ pu} \rightarrow$  Máximo tiempo de operación 3 segundos.
- $1.25 \text{ pu} < V \leq 1.4 \text{ pu} \rightarrow$  Máximo tiempo de operación 1 segundo.

### Sudáfrica

- En el caso de las instalaciones que se encuentren dentro de las categorías A1 y A2, deberán cumplir en relación a los tiempos admisibles, los tiempos que se muestran a continuación:

- $85\% \leq V \leq 110\% \rightarrow$  Operación continua.
- $110\% \leq V \leq 120\% \rightarrow$  Máximo tiempo de operación 2 segundos.
- $V \geq 120\% \rightarrow$  Máximo tiempo de operación 0.16 segundos.

- En cambio en las instalaciones correspondientes a las categorías A3, B y C deberán cumplir lo que se muestra en la siguiente imagen.



Que en lo referente a sobretensiones, podemos decir que las plantas deberán mantenerse conectadas a la red y proporcionar el apoyo máximo de tensión mediante la absorción de corriente reactiva.

### Francia.

Las instalaciones que se encuentren entre los siguientes valores de tensión,  $1.05 V_n < V \leq 1.1 V_n$  deberán mantenerse conectadas durante al menos 20 minutos sin tener una pérdida superior al 5% de potencia.

### **Huecos de tensión.**

Se define como hueco de tensión a la caída de tensión repentina en una o varias fases por que se da por debajo de cierto valor (normalmente se suele considerar el 85% de la tensión nominal). La duración del hueco es el tiempo que la tensión ha estado por debajo de dicho valor umbral.

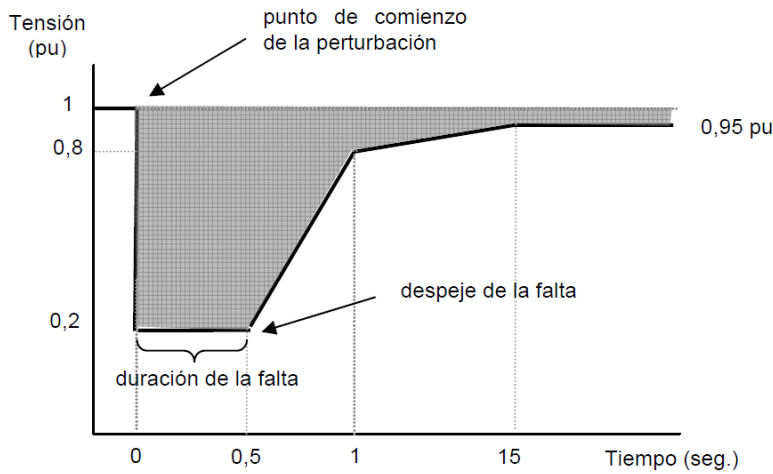
Se conoce como tensión residual al valor mínimo de la tensión durante el hueco de tensión y la profundidad del hueco sería la diferencia entre el valor nominal de tensión y la tensión residual.

Normalmente esto huecos se dan por faltas en la red y su duración depende del tiempo de despeje de la falta y de la recuperación de la tensión.

Son perturbaciones de gran relevancia debido a sus consecuencias directas, efectos secundarios y frecuencia de aparición. También tienen un efecto sobre los dispositivos electrónicos ya que dentro de los sistemas eléctricos cada vez hay más dispositivos sensibles a huecos de tensión como pueden ser los elementos de mando y control, dispositivos de control de velocidad y variadores de frecuencia.

Otro aspecto a tener en cuenta es que los resultados positivos sobre la evolución respecto a la normalización y regulación de perturbaciones como pueden ser los armónicos e interrupciones, los usuarios del sector eléctrico han aumentado su interés en los huecos de tensión y la exigencia cada vez es mayor.

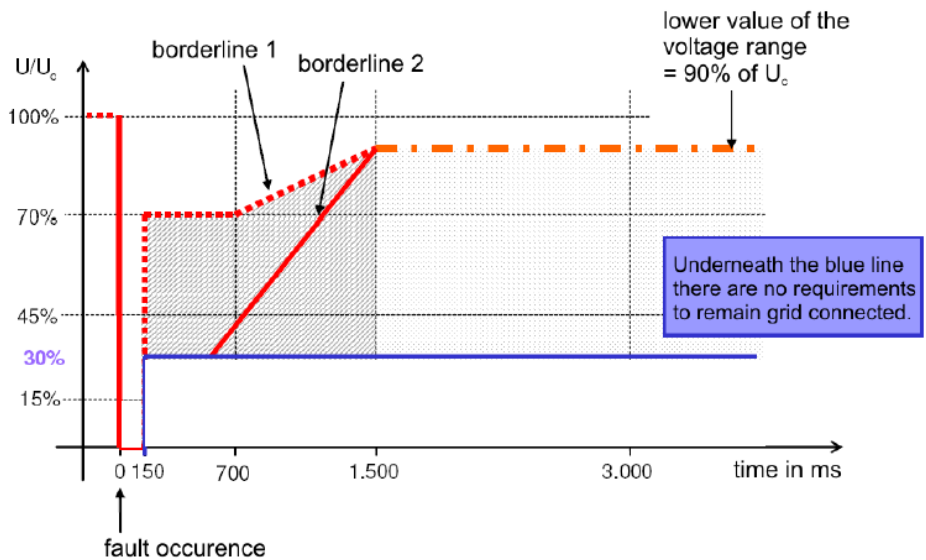
**España**



**Figura 4.1. Curva tensión-tiempo admisible<sup>1</sup> en el punto de conexión**

En la figura 4.1 se muestran cuales son los valores máximos permitidos en los casos que tengamos un hueco de tensión. Como se puede en 500ms se debe despejar la falta. En los siguientes 500ms la instalación tiene que ser capaz de recuperarse hasta un 0.8pu.

**Alemania.**



Ante huecos de tensión al 0%  $U_c$  durante un tiempo de 150ms. En el caso de que se supere este tiempo y se está por debajo de la línea azul, no hay requerimientos para permanecer conectado a la red.

Los huecos de tensión por encima de la línea 1, podrán dar lugar a la desconexión o inestabilidad. En cambio en los casos en los que el hueco de tensión este por encima de la línea 2 y por debajo de la línea 1, las instalaciones deberán mantenerse conectadas. De todas formas en esta área de operación, están disponibles las siguientes opciones, basadas en los acuerdos con el operador de la red:

- Alimentación de una corriente de cortocircuito.
- Dependiendo del concepto de conexión a red, la línea 2 puede ser movida.
- Desconexión de corta duración de hasta 2 segundos.

En los casos en que se esté por debajo de la línea 2, una desconexión de corta duración puede ser llevada a cabo en cualquier caso.

## Italia

En particular, se debe cumplir con las siguientes prescripciones funcionales:

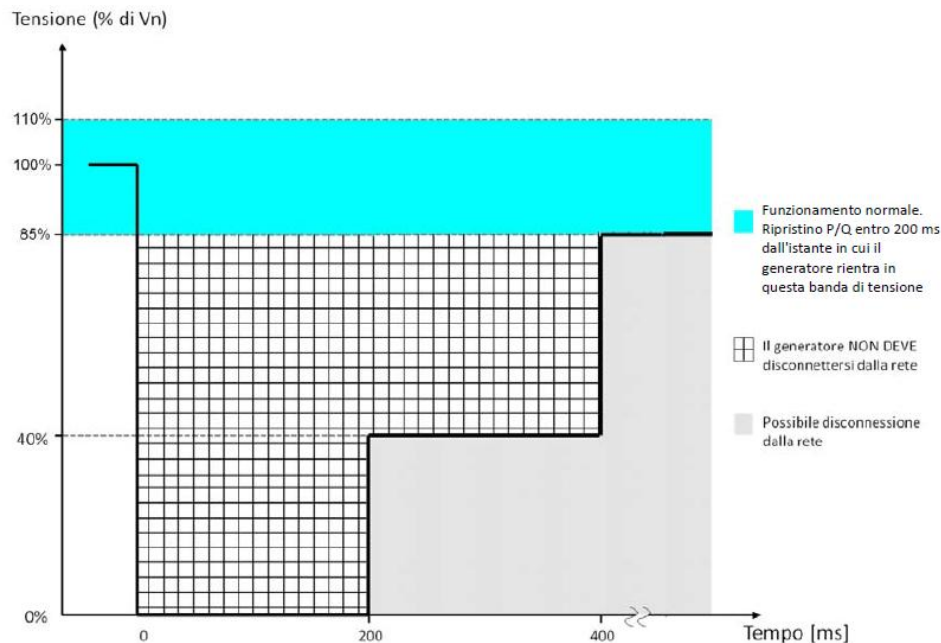


Figura 14 - Requisiti per LVFRT

- En el área cuadriculada, el generador no deberá desconectarse de la red. En esta zona sí que está permitido detener temporalmente la entrega de potencia activa y reactiva que se entregaba antes de la aparición de la falta.
- En el área gris, los generadores tienen la posibilidad de desconectarse de la red.
- Como se muestra en la gráfica en los 200ms siguientes a producirse la falta, la instalación tiene que ser capaz de recuperarse al 40% de la tensión nominal.
- Después de que pasen 200 ms desde el restablecimiento de un nivel de tensión de la red comprendida entre + 10% y - 15% de la tensión nominal, el generador debe reanudar la entrega de la potencia activa y reactiva inyectada a la red antes de la aparición de la insuficiencia, con una tolerancia máxima  $\pm 10\%$  de la potencia nominal del generador. En los casos que al restablecerse la tensión permanece en está dentro del rango 85-90%, se permite una reducción de la potencia de salida de acuerdo con los límites de la corriente máxima del generador.

## México

En lo referido al los huecos de tensión y al contrario que con el caso de la sobretensión en el cuál podíamos ver que en función del nivel de tensión (baja, media o alta) tenía unas especificaciones diferentes, en este caso no nos muestra ningún procedimiento a seguir para las instalaciones de baja tensión. En cambio para media y alta tensión deberemos seguir el mismo procedimiento.

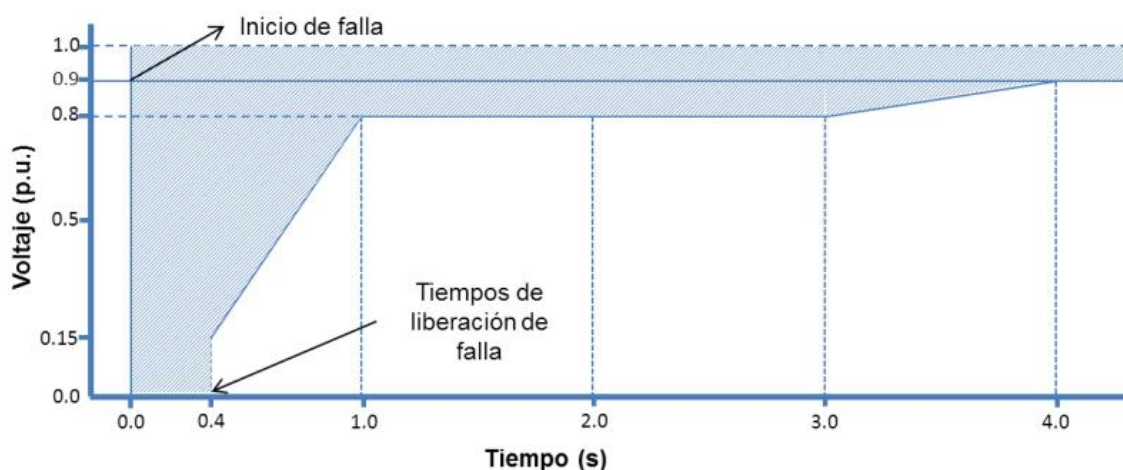


Figura 5. Gráfico de caída de tensión por falla.

- Cuando se den estas situaciones, las centrales deberán mantenerse conectadas a la red y deberán tener la capacidad de mantenerse conectadas durante cierto



tiempo tal y como se muestra en la Figura 5. En estos casos, la central deberá disminuir la potencia activa y aportar la potencia reactiva necesaria.

- Una vez se haya despejado la falta, la instalación deberá aportar la potencia activa de acuerdo con la condición operativa actual. Y después de haber alcanzado una magnitud del 0.95 pu en un tiempo igual o menor a 500ms se deberá restablecer al menos un 0.9 pu de la magnitud de la potencia activa que estaba generando en el instante previo a producirse la falta.
- El tiempo máximo que puede estar la instalación (conectada) con una tensión al 0% son 400ms.
- Una vez despejado el hueco de tensión, el sistema eléctrico se recuperará al 80% de la tensión en un tiempo de 1 segundo al inicio de la falta.

## Puerto Rico

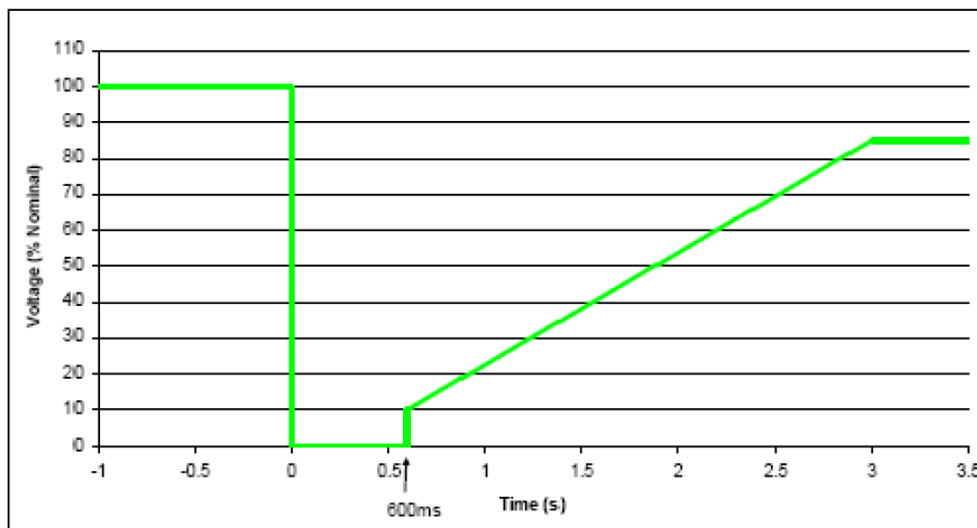


Figure 1 Low Voltage Ride-Through Requirements

- Toda la generación deberá mantenerse conectada y ser capaz de soportar huecos de tensión en faltas trifásicas y monofásicas hasta 0.0 pu durante un tiempo de 600 ms.
- A los 3 segundos de producirse la falta, la instalación deberá ser capaz de estabilizar su tensión a 0.85 pu.
- Durante la falta la inyección de corriente reactiva deberá ser máxima.

## Sudáfrica

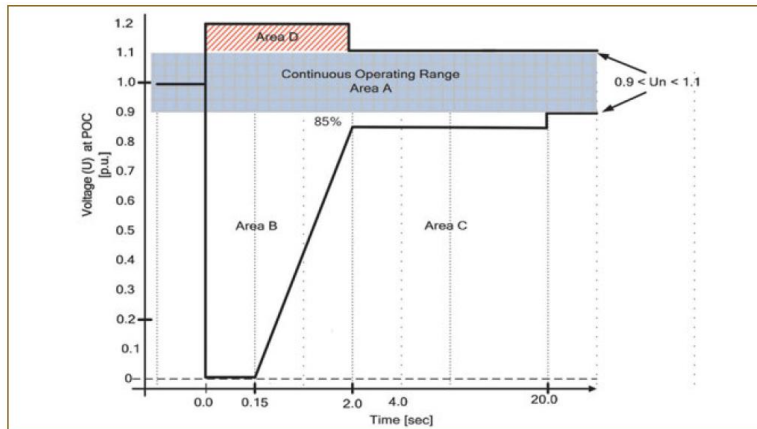
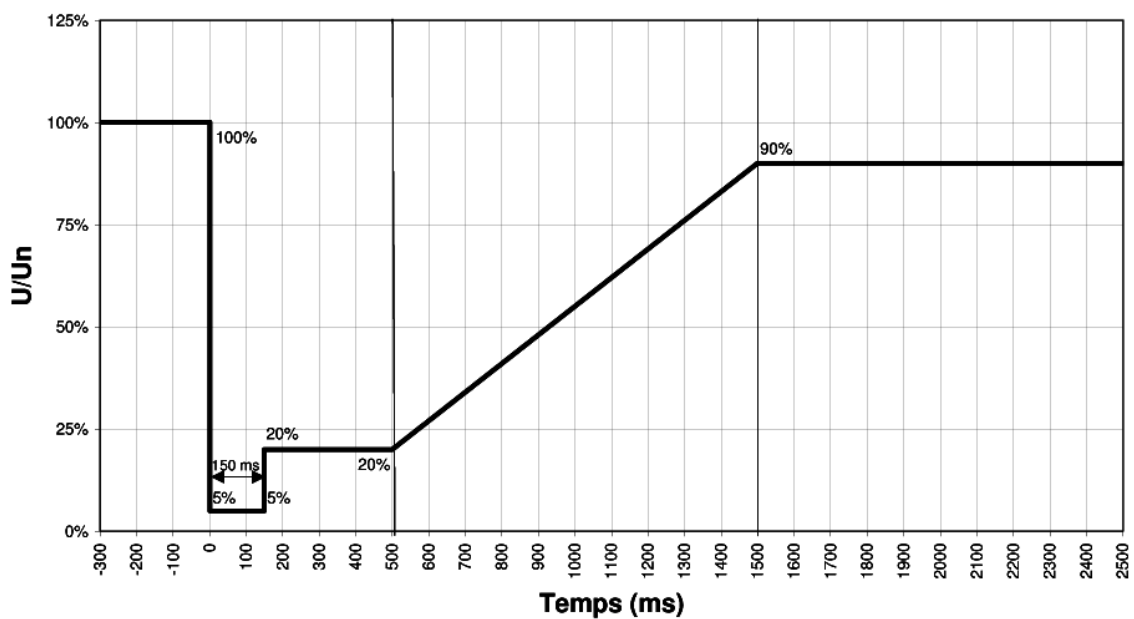


Fig. 2: Voltage ride through capability for the RPPs of category A3, B and C.

- Las instalaciones correspondientes a las categorías A3, B y C deberán permanecer transitoriamente estable y sin disparar ante cortocircuito de las tres fases o cortocircuitos desequilibrados en la red de distribución o en la de transmisión durante un tiempo de despeje de la falta de 150ms.
- Este tipo de fallos no podrán conducir a la inestabilidad o aislamiento de la red.
- Tal y como se muestra en la en la imagen, la instalación debe ser capaz de mantenerse operando continuamente bajo tensiones del 90%

## Francia.



- En la actualidad toda instalación cuya potencia sea mayor o igual a 5MW deberá permanecer en funcionamiento durante la aparición, en el punto de entrega de la instalación de producción, de una caída de tensión de hasta 0.95pu. La instalación deberá ser capaz de soportar estas condiciones durante 150ms después de producirse la falta.
- Después de que pasen estos 150ms, la tensión deberá aumentar a 0.2pu pudiendo mantenerse en este valor 350ms más de los permitidos para el valor de 0.05pu.
- En el siguiente segundo, la instalación tiene que alcanzar el 0.9pu de la tensión.
- Por último más allá de los 2500ms la instalación tiene que alcanzar el valor de 0.95pu en un tiempo menor de 20 minutos.

### 3.3- VARIACIONES DE LA FRECUENCIA NOMINAL DE LA RED.

La importancia de que la frecuencia de las ondas de tensión permanezca dentro de unos límites es imprescindible para proporcionar un suministro eléctrico con unos niveles de calidad aceptables. Posibles variaciones respecto al valor nominal, pueden provocar el mal funcionamiento de diversos equipos como puede ser el caso de ciertos motores que pueden verse forzados a girar a velocidades distintas de aquella para la que fueron diseñadas.

Como ejemplo de la problemática que podemos encontrarnos con la frecuencia puede la podemos ver por ejemplo en que la frecuencia de un sistema eléctrico está muy relacionada con el equilibrio que se da entre generación y carga. En régimen permanente todos los generadores síncronos de una red eléctrica funcionan en sincronismo. Según estamos en el régimen permanente, el par acelerante que aplica cada turbina sobre cada uno de los generadores síncronos es igual (sin tener en cuenta las pérdidas) al par electromagnético que tiende a frenar la máquina. Los problemas y la estrecha relación entre generación y carga vienen cuando en un momento dado la carga aumenta con su correspondiente aumento de demanda eléctrica lo que hace que se aumente el par electromagnético en los generadores haciendo que comiencen a frenarse y la frecuencia eléctrica comience a disminuir de manera progresiva.

Como la frecuencia eléctrica está directamente relacionada con el balance de potencia de potencia activa que se da en el sistema eléctrico, también se puede dar el caso de que venga con el nombre de control de frecuencia, control de potencia o en otros muchos casos control de frecuencia-potencia.

Cuando estudiamos el tema de control frecuencia-potencia consideramos que la frecuencia en todos los nudos del sistema es la misma, por eso su estudio es global y no localizado como puede ser el estudio de control de la tensión.

En resumidas cuentas, el control de la frecuencia-potencia debe conseguir por un lado el equilibrio entre la generación y demanda, por otro lado debe mantener la frecuencia de referencia en el sistema. Otro aspecto que deberá cumplir son los compromisos de intercambio de energía adoptados con áreas vecinas.

Con el fin de de cumplir estos objetivos el control de frecuencia-potencia se organiza en tres niveles, los cuales son importantes de nombrar ya que con el aumento de las instalaciones de energía renovable conectadas a la red, se está buscando que los inversores participen en la regulación primaria.

Cada uno de estos niveles deberá operar en un margen de tiempo y están involucradas diferentes variables del sistema eléctrico:

- **Control primario:** Es el más rápido, opera en un margen de tiempo entre 2-20 segundos. La velocidad de este control está limitada por la propia inercia de los generadores.
- **Control secundario:** Opera en un margen de tiempo de entre 20segundos y 2 minutos. Actúa en el ámbito del área de control, atendiendo a la frecuencia y al intercambio de potencia con las áreas vecinas.
- **Control terciario:** Opera en un margen de tiempo superior a 10minutos. Actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, buscando un reparto optimizado de las cargas.

A la hora de analizar cuáles son las exigencias que los diferentes países imponen a las instalaciones para que cumplan con los requerimientos para poder realizar una correcta conexión de la instalación. Diferenciaremos dos casos:

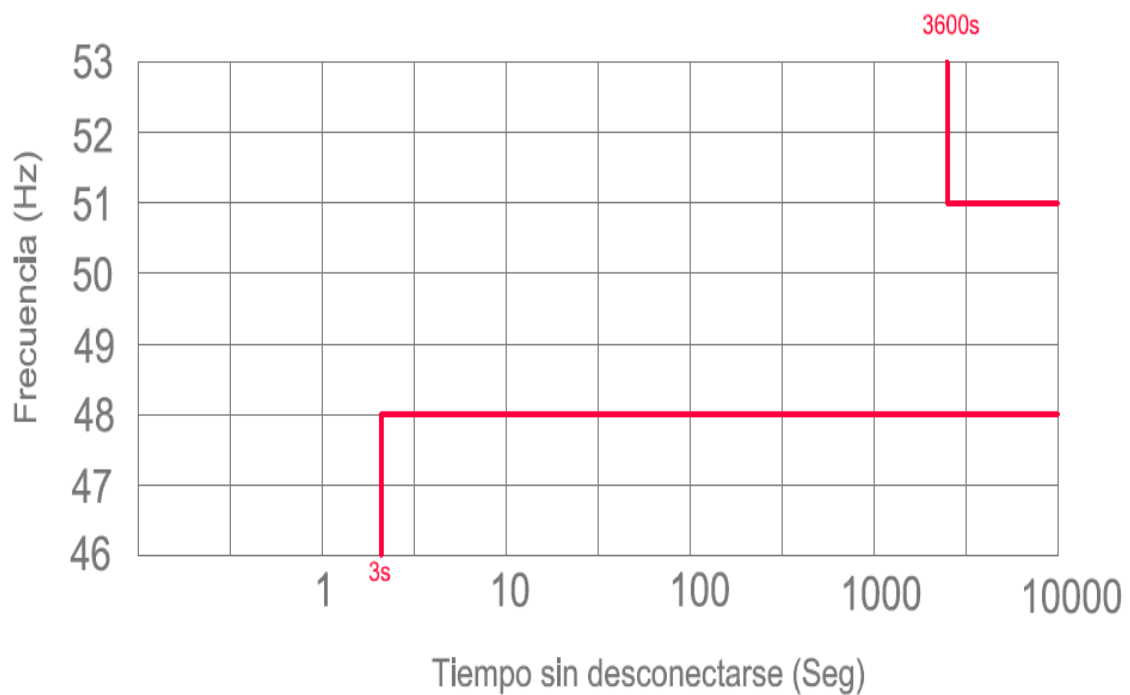
- **CASO 1:** Por un lado estará el tiempo mínimo que la instalación deberá ser capaz de soportar sin desconectarse de la red ante variaciones de tensión
- **CASO 2:** Por otro lado, incremento/decrecimiento unitario de potencia activa en función del desvío unitario de la frecuencia.

### 3.3.1. ESPAÑA.

La instalación tendrá que tener la capacidad para aplicar las limitaciones al valor de las rampas/subidas de la producción. Serán establecidas por el operador del sistema obedeciendo a un porcentaje máximo entre la potencia producida y la potencia instalada en un rango de 15 minutos.

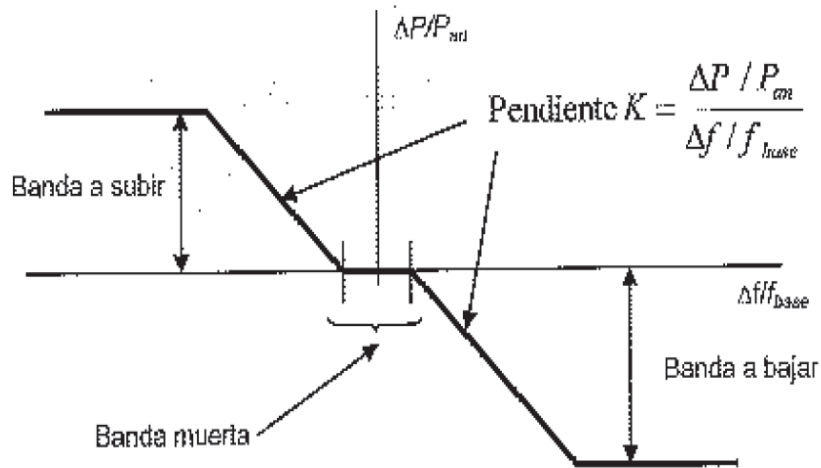
También tendrá que tener la capacidad de enviar al operador del sistema la diferencia entre la potencia activa que puede producir en función de la energía primaria disponible y la potencia activa producida conforme a la consigna recibida por el operador del sistema.

- **CASO 1:**



• **CASO 2:**

Deberemos aumentar/disminuir la potencia activa ( $\Delta P$ ) en función del aumento/disminución de la frecuencia ( $\Delta f=f-f_{base}$ ) mediante un control continuo.



**Figura 8.3.3.1. Incremento unitario de potencia activa en función del desvío unitario de la frecuencia.**

Como consecuencia de este control continuo la instalación deberá cumplir con los siguientes requisitos:

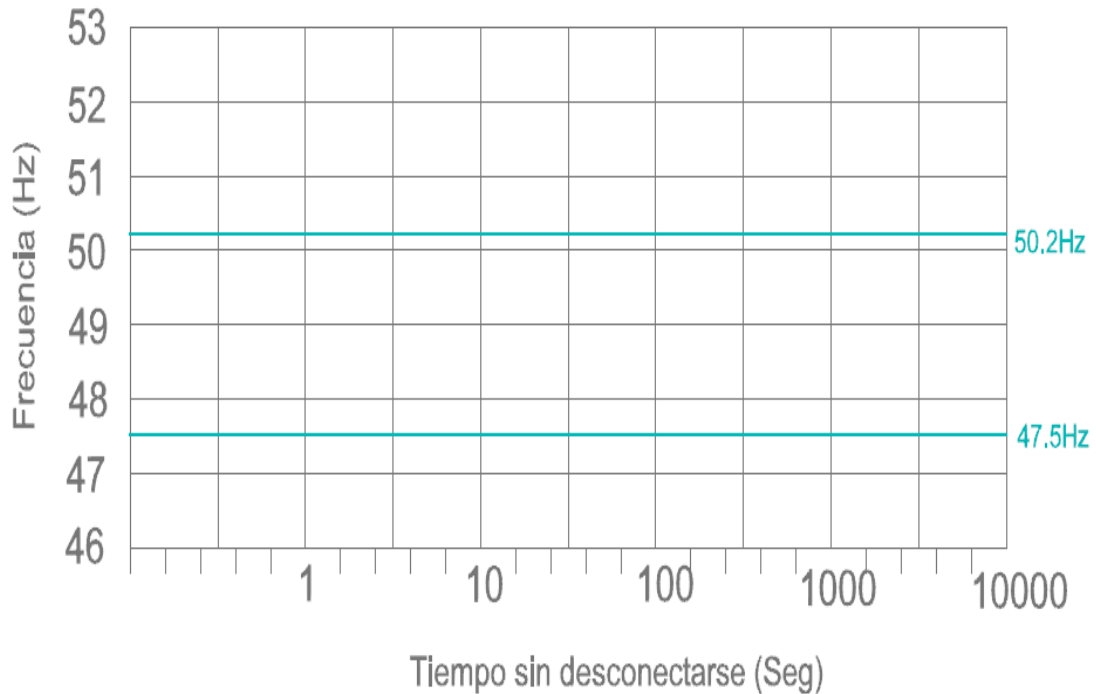
- La pendiente (k) debe ser ajustable, en valor absoluto, entre los valores 15 y 50 siendo  $P_{mi}$  la potencia neta instalada y  $f_{base}$  la frecuencia nominal (50hz).
- La velocidad de valor se podrá ajustar teniendo como valor máximo el 10% de la potencia aparente nominal por segundo.
- La instalación, si la energía primaria lo permite, deberá poder mantener la potencia activa requerida por el control durante al menos 15 minutos.
- Será posible ajustar la banda muerta en  $\pm 10\text{mHZ}$  y  $\pm 200\text{mHZ}$ .
- En los casos en los que la tensión esté por debajo de 0.85pu, el control estará capacitado para deshabilitarse transitoriamente.

- Se deberá retornar al operador del sistema las medidas de reservas reales disponibles en cada momento:
  - Con el objetivo de asegurar la banda de reserva a subir, la instalación modificará su punto de funcionamiento en función de la variabilidad del recurso primario. En tensiones inferiores a 0.95pu, la disponibilidad de la banda a subir, se mantendrá mientras la instalación tenga capacidad para ello.
  - Cuando tengamos una producción inferior al 20% de la Pan, la instalación estará exenta de la provisión de banda a subir.

**3.3.2. ALEMANIA.**

- **CASO 1:**

En las situaciones en las que la frecuencia este por encima de 51.5Hz o por debajo de 47.5Hz la instalación deberá desconectarse de la red.





• **CASO 2:**

La planta de generación tiene que ser capaz de reducir su salida de potencia. En los casos que se muestran a continuación, el operador del sistema podrá limitar temporalmente la alimentación de potencia o la desconexión de la planta:

- Riesgo de operación inseguro del sistema
- Riesgo de congestión en la red
- Riesgo de efecto Islanding
- Riesgo de inestabilidad estática o dinámica de la red.
- Riesgo de sistema inestable debido a un crecimiento de la frecuencia.
- Llevar a cabo reparaciones o construcciones.
- En el contexto de la administración de la producción, administración de la alimentación y administración de la seguridad de la red.

A continuación se muestran diferentes aspectos que tendrá que cumplir nuestra instalación:

- La planta debe ser capaz de hacer reducciones de potencia de salida en escalones de 10% (o menos) de la potencia nominal pactada. La instalación debe ser capaz de poder alcanzar cualquier consigna dada por el operador de red, para cualquier punto de operación y en cualquier modo de operación. Las consignas más habituales que podemos encontrar son 100%, 60%, 30% y 0%.

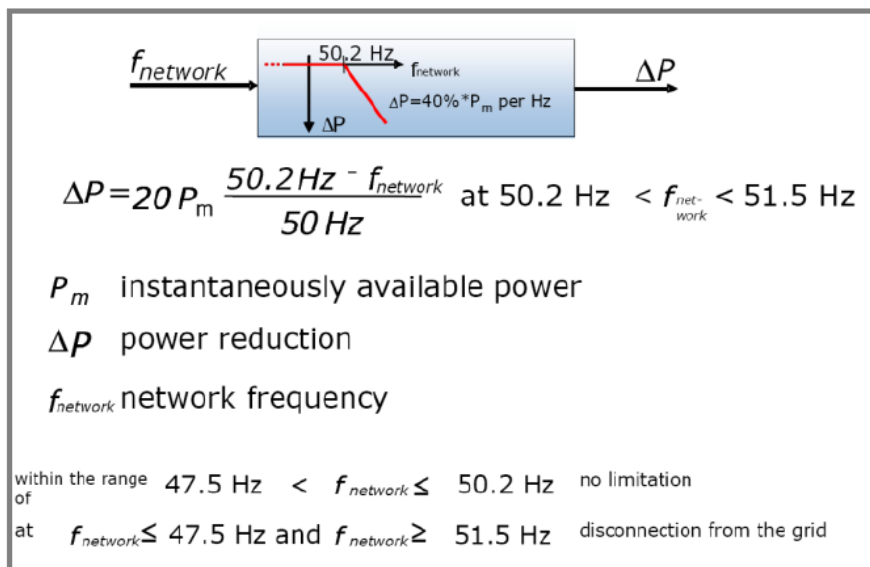


Fig. 3. Active power reduction of generating units in the case of overfrequency [2]

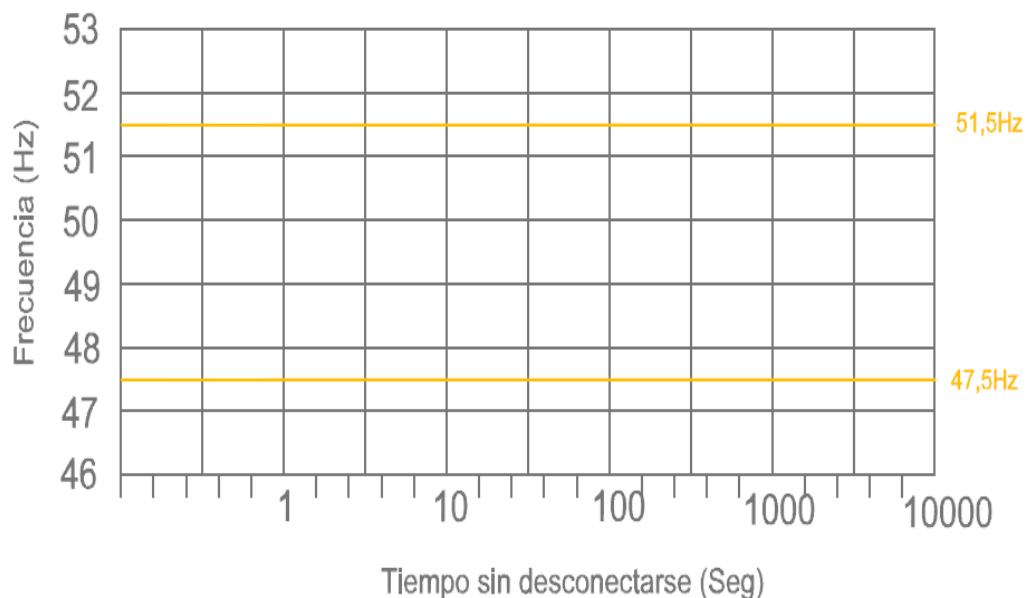
- Las unidades de generación deberán de reducir su potencia de salida en los momentos que tengamos frecuencias más altas de 50.2Hz.
- La potencia tendrá que reducirse con un gradiente de 40%/Hz de la potencia instantánea disponible. La potencia de salida se podrá incrementar otra vez solo si la frecuencia vuelve a  $f \leq 50.05\text{Hz}$  y cuando la frecuencia real no supere los 50.2Hz

En las situaciones en las que la frecuencia este por encima de 51.5Hz o por debajo de 47.5Hz la instalación deberá desconectarse de la red.

### 3.3.3. ITALIA.

En cuanto al ejercicio en paralelo con la red de MT / BT en función de la frecuencia, la planta de producción debe ser capaz de permanecer conectado a la red por un tiempo indefinido, para los valores de frecuencia comprendidas dentro del siguiente rango:

- **CASO 1:**



- **CASO 2:**

Durante una frecuencia transitoria, dichas plantas de producción deben ser capaces de:

- No variar la potencia suministrada a la red de acuerdo con, para las frecuencias entre 47,5 Hz y 50,3 Hz, excepto por razones relacionadas con la disponibilidad de la fuente primaria;
- Reducir la potencia introducida en la red de acuerdo con la magnitud de la desviación positiva de frecuencia en comparación con 50 Hz para frecuencias entre 50,3 Hz y 51,5 Hz, de acuerdo con una caída entre 2% y 5%; normalmente se establecido en un valor igual a 2,4%;
- No vuelva a conectar a la red y no aumentar el nivel de producción alcanzado en el caso de la frecuencia mínima redescend después de un incremento de la misma sobre el valor de 50,3 Hz

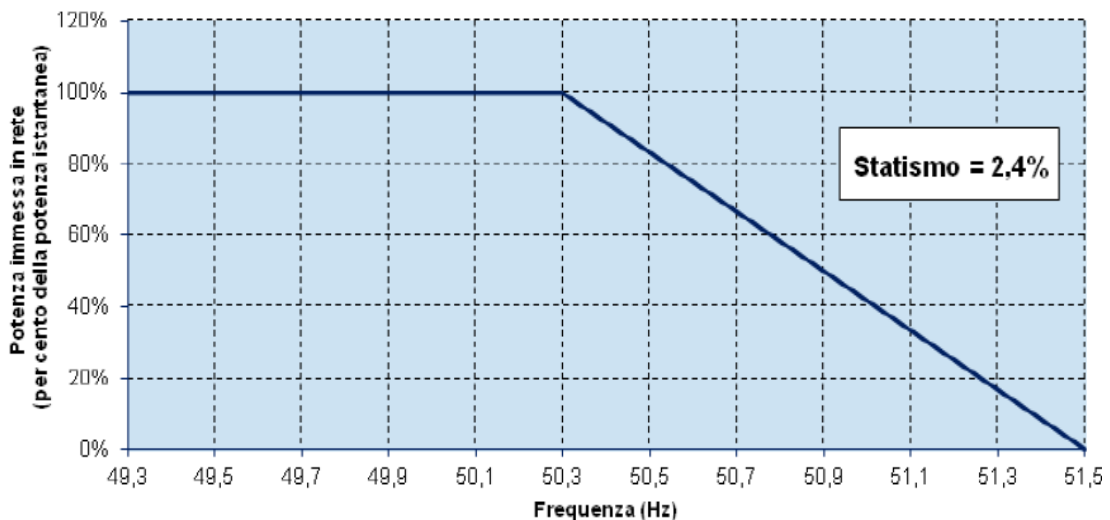


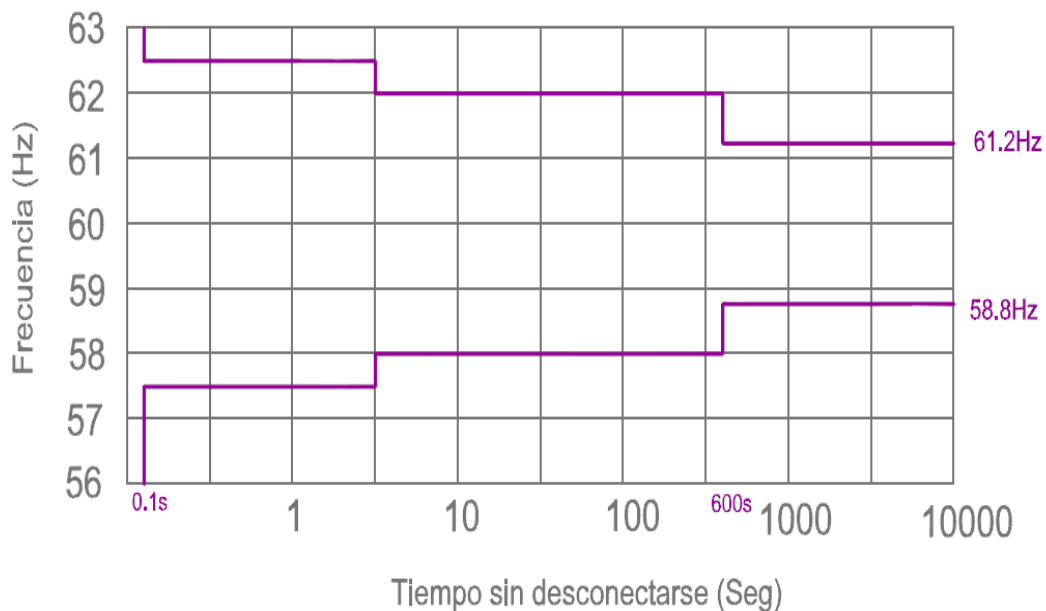
figura 1 – Regolazione della potenza attiva immessa in rete in funzione della frequenza

### 3.3.4. MÉXICO.

#### 3.3.4.1. Baja tensión (Menor o igual a 1kV).

Las centrales deberán permanecer en operación continua mientras el rango de frecuencia se encuentre entre 58.8 a 61.2 Hz. En el caso de que la frecuencia este fuera de ese rango, las protecciones del punto de interconexión, tendrán un tiempo de respuesta para actuar en función del valor de la frecuencia tal y como se puede ver en gráfica.

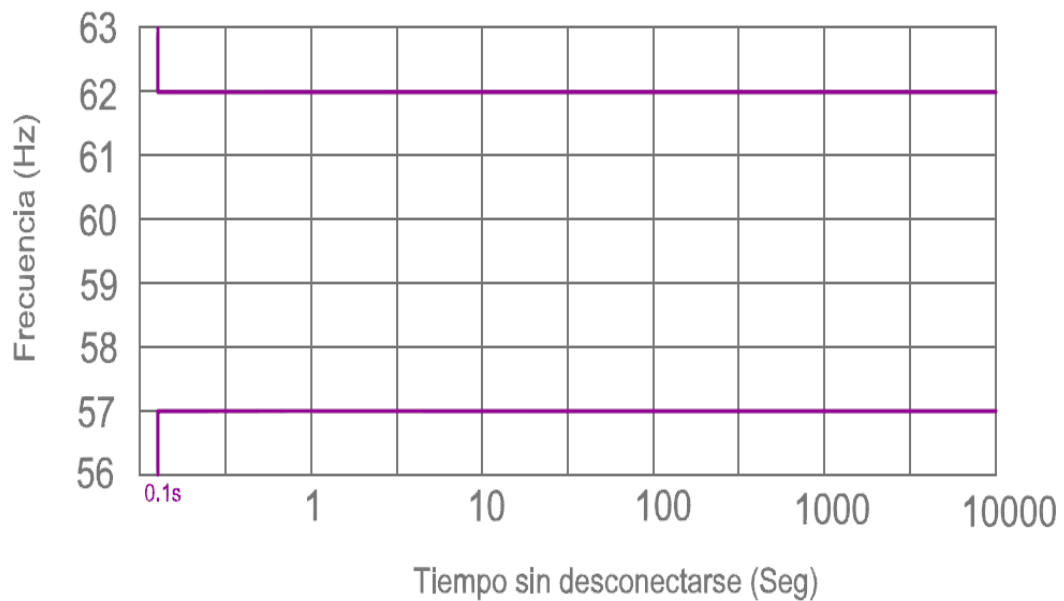
- **CASO 1:**



### 3.3.4.2. Media tensión ( $1\text{kV} \leq V < 69\text{kV}$ ) y alta tensión ( $69\text{kV} \leq V < 400\text{kV}$ ).

La central deberá seguir operativa ante posibles cambios de frecuencia que se puedan dar, en función de la variación que se haya producido la protección actuará en un tiempo determinado.

- **CASO 1:**



La central deberá proveer una respuesta primaria de frecuencia proporcional a la desviación de frecuencia respecto a la programada. Las centrales tienen como requerimiento el deber de operar con una característica de regulación de frecuencia ajustable entre 1 al 10%.

- **CASO 2:**

Hay sitios específicos en los que ante frecuencias negativas mayores al 0.5% de la frecuencia nominal (0.3Hz), en la central se activará la actuación del sistema de almacenamiento de energía proporcionando al menos el 10% de la máxima potencia de la central en C.A por un tiempo no menor de 15 minutos. En el caso de que tengamos desviaciones negativas menores de 0.5% o cualquier desviación positiva la central deberá comportarse con un estatismo de 5%. La banda muerta de la respuesta a la variación de frecuencia no debe exceder de 0.02% tal y como se muestra en la *Figura 3*:

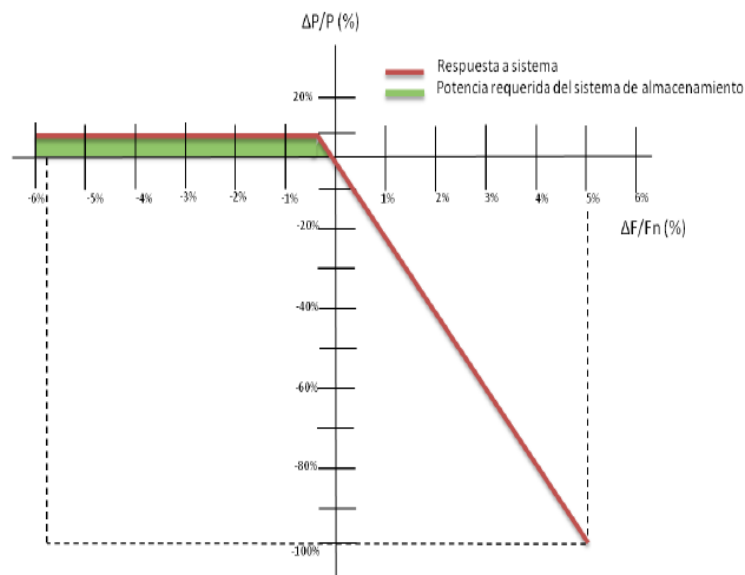


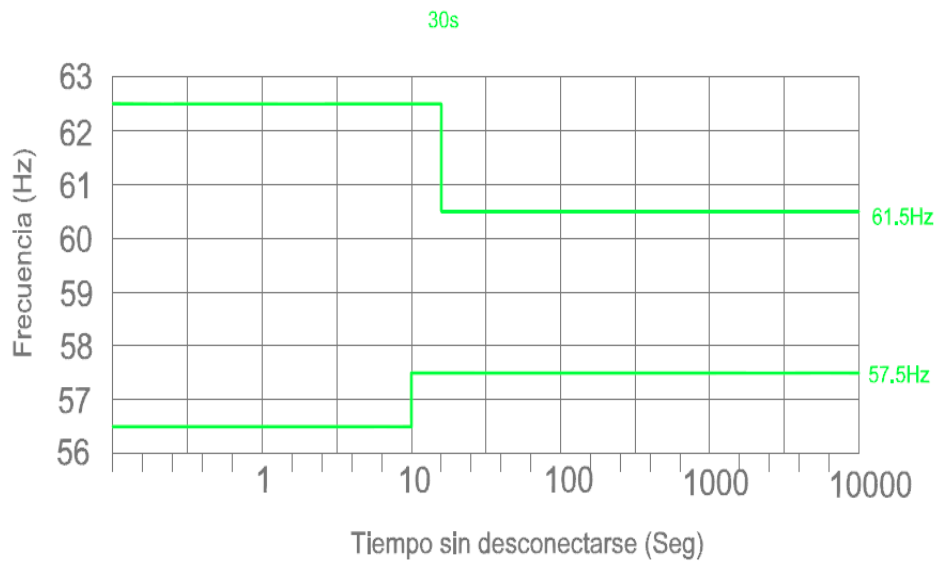
Figura 3. Comportamiento del Sistema de Almacenamiento de Energía ante variaciones de frecuencia.

El control de rampas para subir/bajar potencia activa, se requiere con el objetivo de realizar transiciones suaves de un estado a otro de la potencia activa. La central deberá ajustar acciones de subir/bajar potencia activa a una rampa ajustable de 1% al 5% de su capacidad nominal por minuto. Se aplicara tanto en subidas como en bajadas y será independientemente de las condiciones de la irradiación solar.

### 3.3.5. PUERTO RICO.

Las instalaciones fotovoltaicas proporcionarán una inmediata respuesta de la frecuencia primaria de la potencia real, proporcional a las desviaciones de frecuencia respecto a la frecuencia programada, similar a la respuesta del regulador.

- **CASO 1:**



La velocidad de respuesta de la potencia real ante desviaciones de frecuencia será similar o con mayor capacidad de respuesta que caídas características del 5% utilizadas por generadores convencionales.

- **CASO 2:**

Para grandes desviaciones (por ejemplo por encima de 0.3 Hz), la instalación fotovoltaica proporcionará una respuesta inmediata de la frecuencia primaria de la potencia real de al menos 10% de la máxima capacidad de potencia activa de AC (establecido en el contrato) por un tiempo no inferior a 10 minutos. El tiempo de respuesta (respuesta completa de frecuencia del 10%) será en menor al 1 segundo. Para desviaciones menores de frecuencia (por ejemplo menores de 0.3 Hz) la respuesta de las instalaciones fotovoltaicas será proporcional a la desviación de frecuencia, basado en el 5% de caída característica especificada.

### 3.3.6. SUDÁFRICA.

Los códigos de red especifican que todas las plantas de generación deben ser capaces de operar continuamente bajo un rango de frecuencias que se encontrará alrededor de la frecuencia nominal y durante ciertos periodos de tiempo en los que los valores de frecuencia exceden tanto por sobrefrecuencia como por subfrecuencia.

- **CASO 1:**



- **CASO 2:**

Por otro lado en las instalaciones correspondientes a la categoría B y C (*Figura 7*), a excepción de la respuesta de alta frecuencia (por encima de 50,5 Hz) que resulta obligatoria, las demás respuestas deberán ser acordarse con el operador del sistema. En un rango de frecuencia dado por el operador del sistema, las plantas de energía renovable tienen que ser capaces de cambiar las potencias de salida en función de la frecuencia a la cual está funcionando la red en un momento dado.



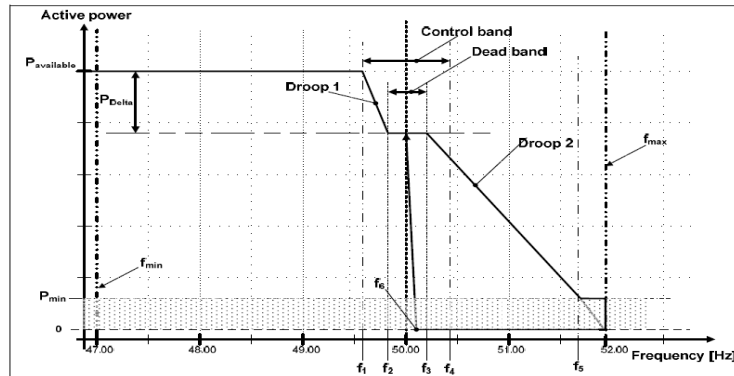


Figure 7: Frequency response requirement for RPPs of category B and C

Las características de la gráfica son:

- Será posible ajustar la  $f_{min}$ ,  $f_{max}$ , así como  $f_1$  y  $f_6$  para cualquier valor en el rango de 47 a 52 Hz con una precisión mínima de 10mHz.
- El propósito de los puntos  $f_1$  a  $f_4$  es formar una banda muerta y una banda de control para las plantas de energía renovable contratada para la respuesta de regulación primaria.
- Las instalaciones deberán estar equipados con los ajustes de control de caída de frecuencia, los cuales serán ajustables entre el 0% y 10%.
- La instalación deberá estar diseñada con la capacidad de proporcionar una P Delta de no menos del 3% de la P disponible. P Delta es el punto de consigna a la que la potencia activa disponible se ha reducido con el fin de proporcionar una estabilidad en la frecuencia en el caso de que haya una caída de frecuencia de la red.
- Deberá ser posible activar/desactivar el control de frecuencia en el intervalo de  $f_{min}$  y  $f_{max}$ .
- En el caso de que se cambie el punto de ajuste de control de la frecuencia (PDelta), dicho cambio se iniciará en 2 segundos y no tardará más de 10 segundos en completarse después de haber recibido la orden.
- El cambio en la salida de la potencia activa y el cambio de consigna no deberá diferir en más de  $\pm 2\%$  del valor nominal o  $\pm 0.5\%$  de la tensión nominal.
- Los valores por defecto para las frecuencias mostradas en la gráfica de arriba se muestran en la *Tabla 2*:

Table 2: Frequency Default Settings

Parameter	Magnitude (Hz.)
$f_{min}$	47
$f_{max}$	52
$f_1$	As agreed with SO
$f_2$	As agreed with SO
$f_3$	As agreed with SO
$f_4$	50.5
$f_5$	52
$f_6$	50.2

### 3.3.7. FRANCIA.

Cualquier planta de producción cuya potencia  $P_{max}$  es mayor o igual a 5 MW debe permanecer en funcionamiento cuando la frecuencia de la red eléctrica de distribución pública toma valores excepcionales en términos de duración y la máxima pérdida de poder en la mesa fija en lo sucesivo.

- **CASO 1:**

Además, cuando la frecuencia supera los 52 Hz, el productor podrá, por iniciativa propia, desconecte la instalación de producción de la red de distribución pública de electricidad. Si decide mantenerse conectado, primero debe asegurarse de que es capaz de soportar excursiones en frecuencia entre 52 Hz y 55 Hz durante al menos sesenta segundos.

De todas formas las instalaciones que se mantengan conectadas deberán tener en cuenta los requerimientos que se muestran en la gráfica de abajo.



Cualquier instalación de producción debe tener un sistema de control para reducir la potencia cuando la frecuencia es superior a un umbral ajustable entre 50,5 Hz y 52 Hz.

### 3.4- REQUISITOS DEL CONTROL DE LA TENSIÓN.

Controlar la tensión en los nudos de la red eléctrica es muy importante y necesario por varias razones:

- 1- Teniendo en cuenta que tanto los equipos que hay en las instalaciones eléctricas como los elementos utilizados por los consumidores están diseñados para trabajar en un rango determinado de tensión es necesario que la tensión en los nudos se mantenga dentro de unos límites aceptables. En el caso de estos elementos trabajen fuera del rango determinado, puede afectar a su funcionamiento.
- 2- Si conseguimos tener un buen nivel de tensión mejoraremos en la estabilidad del sistema.
- 3- En el caso de que no consigamos un reparto de tensión estable, se originan flujos de potencia reactiva lo que suponen pérdidas en las líneas por el denominado efecto Joule.

Se puede decir que la tensión que encontramos en una red eléctrica depende en un gran porcentaje en el flujo de potencia reactiva que hay en la misma. Si cogemos como ejemplo dos nudos de un sistema eléctrico que están conectados entre sí, la diferencia que hay entre el valor eficaz de sus tensiones está muy relacionado con el flujo de potencia reactiva que hay entre ellos. Podemos decir que tanto la caída de tensión como el flujo de la reactiva son relativamente independientes del desfase entre ángulo los ángulos de ambas tensiones y del flujo de potencia activa entre los dos nudos.

En los sistemas eléctricos por norma general se suele cumplir que existe desacoplamiento entre el flujo de potencia reactiva y la caída de tensión por un lado, y el flujo de potencia activa y el desfase angular de tensión por otro. Este desacoplamiento es más pronunciado si las líneas de tensión son muy inductivas, cosa que se da mucho en la redes eléctricas ya que; en general, cuando mayor es la tensión de transporte más inductivas suelen ser las líneas cuando no están excesivamente cargadas.

En la mayoría de los casos la potencia reactiva circula desde los nudos que tiene mayor tensión hacia los nudos con tensión menor, considerándolas ambas en por unidad. Podemos decir que para aumentar la tensión en un nudo hay que inyectar en él potencia reactiva y el contrario, para disminuir su tensión hay que extraer potencia reactiva. Es por eso que muchas veces se pueden utilizar indistintamente las expresiones de “control de tensión” y “control de potencia reactiva”.

En función que avanzan los días, las cargas de un sistema eléctrico varían, y con ellas la demanda de potencia reactiva requerida, es por eso que el sistema de control tiene que estar continuamente corrigiendo las posibles desviaciones que se puedan dar en la tensión.

En la medida de lo posible hay que ser capaz de producir potencia reactiva allí donde sea necesario con el objetivo de poder reducir los gradientes de tensión y las pérdidas que se puedan dar en el sistema. Es por eso que el control de tensión es un control local a diferencia del control de frecuencia, y por eso se necesita ejecutar mediante dispositivos repartidos por todo el sistema.

Por todo esto en este apartado analizaremos cuáles son las exigencias que imponen las normativas de diferentes países a las instalaciones fotovoltaicas para poder conectarse a la red fotovoltaica.

Cada país utilizará diferentes técnicas a la hora de cumplir con las exigencias impuestas.

### 3.4.1. ESPAÑA.

- **CASO 1:**

Mientras este la falta y en el posterior periodo de recuperación del sistema, las máquinas deberán generar la máxima corriente posible sin bajar nunca de la corriente nominal. En la figura 4.2 se muestra lo que deberá cumplir y como sería el reparto de corriente, de tal forma que la generación o consumo de reactiva de la instalación fotovoltaica deberá permanecer en la zona gris en función de la tensión en el punto de conexión a la red. En el caso de que tengamos una tensión inferior a 0.85pu la instalación deberá generar reactiva en el punto de conexión y en el momento que la tensión supere dicho valor, se seguirá lo establecido para régimen permanente. Con esta premisa, se intentará mantener una generación de potencia activa lo más parecida posible a la generada antes de producirse la falta. Para cumplir lo que se muestra en la figura 4.2 se permite un retraso desde la ocurrencia de la falta de 40 ms.

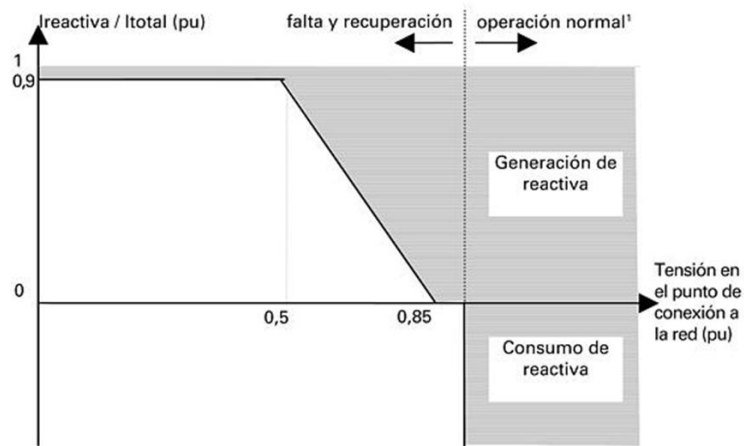


Figura 4.2. Corriente reactiva admisible (generada o consumida), en función de su tensión en bornes.

• **CASO 2:**

Respecto a la capacidad de absorción/inyección de potencia reactiva, deberemos tener en cuenta la siguiente gráfica en la cual nos muestra los requisitos mínimos que deberá cumplir nuestra instalación.

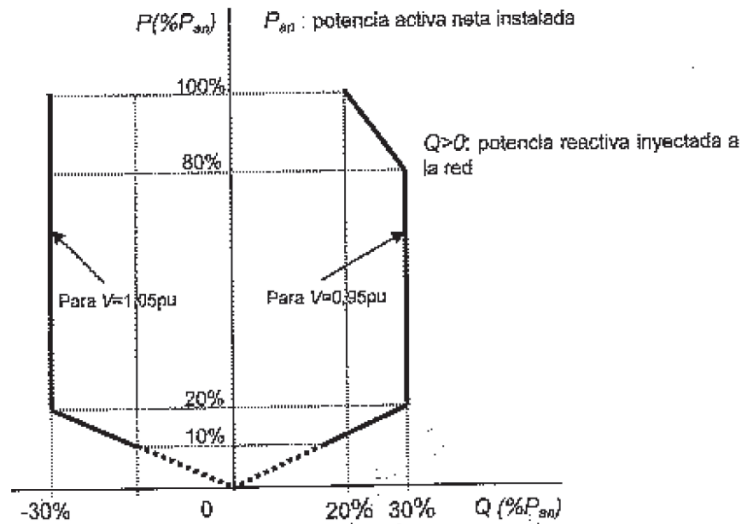


Figura 8.3.2.1a. Requisitos mínimos de generación/absorción de potencia reactiva  $Q$  (en % de la potencia activa neta instalada  $P_{an}$ ) en función de la potencia activa  $P$  generada (en % de la potencia activa neta instalada  $P_{an}$ ).

En el caso de que nuestra instalación esté funcionando por debajo del 10% de la potencia activa instalada ( $P_{an}$ ), quedará exenta de cumplir una capacidad mínima aunque deberá ayudar en la medida de lo posible. Para regímenes de funcionamiento en el que la potencia activa es inferior al 3%, se acepta que la instalación inyecte/absorba potencia reactiva en el sentido contrario al que exige el control.

- **CASO 3:**

En modo de control a consigna de tensión, la instalación deberá inyectar/absorber potencia reactiva en la barras de central en función del desvío unitario de la tensión respecto a la tensión de consigna ( $\Delta V/V_{base}$ ) de acuerdo con lo indicado en la siguiente gráfica.

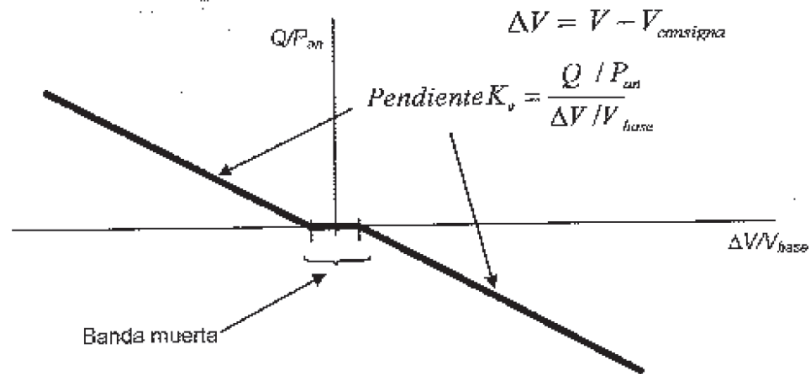


Figura 8.3.2.1b. Potencia reactiva unitaria en función del desvío unitario de la tensión.

Adicionalmente cumplirá los siguientes requisitos:

- La pendiente ( $K_v$ ) deberá ser ajustable, en valor absoluto, entre los valores 0 y 25, siendo  $P_{an}$  la potencia activa instalada y  $V_{base}$  la tensión nominal de las barras de central.
- La instalación tendrá la capacidad de ajustar una banda muerta desde un valor nulo hasta  $\pm 0.01pu$  alrededor de la consigna.

Si tenemos tensiones fuera del rango  $0.95 \leq V \leq 1.05$  pu la instalación inyectará/absorberá potencia reactiva según la respuesta de control, teniendo como límite la imposición de producción de la potencia activa por el hecho de estar fuera de rango. Primará el mantenimiento de la potencia activa frente a la inyección/absorción de reactiva. A su vez, la potencia activa de referencia ( $P_o$ ) se mantendrá mientras la instalación tenga capacidad para ello.

3.4.2. ALEMANIA.

• **CASO 1:**

Durante una **falta simétrica**, la planta de generación debe apoyar la tensión de la red con lo que se denomina aporte adicional de corriente reactiva.

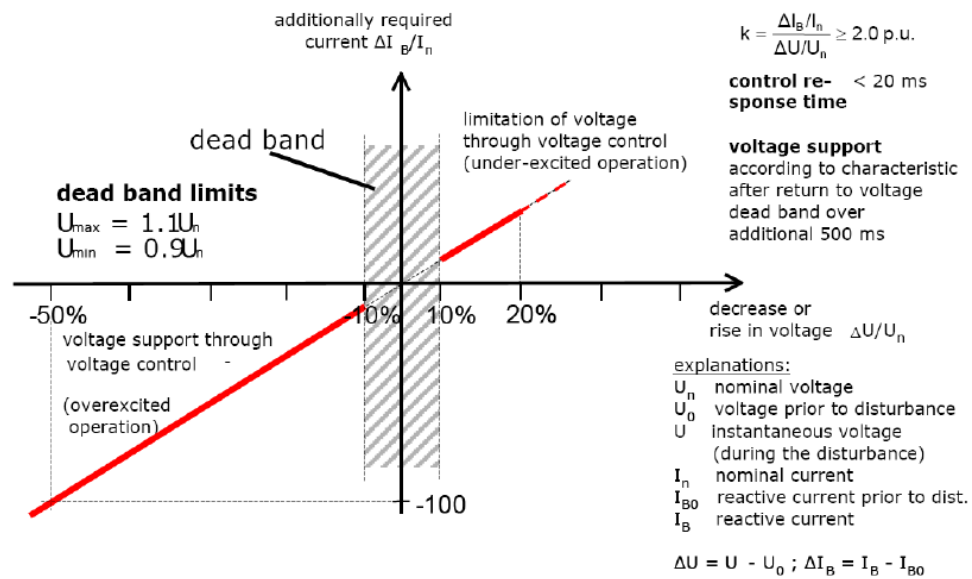


Fig. 2. Principle of voltage support in the event of network faults [2]

El control de la tensión acorde con la Figura 2 deberá ser activado en eventos de caídas de tensión de más del 10% del valor efectivo de la tensión del generador. Este control de la tensión debe asegurar el suministro de una corriente reactiva en el lado de baja tensión del transformador del generador, con una contribución de al menos 2% de la corriente nominal por porcentaje de la caída de tensión. La instalación debe ser capaz de alimentar la red con la corriente reactiva requerida dentro de los 20ms. En caso de ser requerido, debe ser posible suministrar con corrientes reactivas del 100% de la corriente nominal.

En caso de que tengamos una **falta asimétrica**, la corriente reactiva no debe exceder valores que causen tensiones superiores al 1.1 Uc en las fases que no hayan sufrido fallos.



- **CASO 2:**

La planta de generación tiene que ser capaz de proveer con potencia reactiva en cualquier punto de operación acorde con el siguiente factor de desplazamiento en el punto de la red:

$$\cos\phi = 0.95_{\text{underexcited}} \text{ to } 0.95_{\text{overexcited}}$$

En el año 2008 los inversores estaban diseñados solo para producir potencia activa. La potencia reactiva era evitada debido a las pérdidas en inversores, líneas y transformadores. Para poder cumplir con los requerimientos de los códigos de res, los inversores fotovoltaicos tendrían que ser diseñados más grandes. Por ejemplo un inversor de 500KVA será diseñado para una potencia nominal de 475KW, lo que supondrá un aumento en los costes del sistema.

La potencia reactiva solo estará prevista cuando la planta esté en modo de alimentación, es decir durante el día, por esto no hay necesidad de inyectar potencia reactiva durante la noche.

La consigna de potencia reactiva podrá ser o bien fijada o bien ajustada mediante una señal enviada por el operador de la red. El valor de consigna puede ser alguno de estos:

- Un factor de desplazamiento fijado de  $\cos \phi$ .
- Un factor de desplazamiento variable que depende del  $\cos \phi$  de la potencia activa (P) tal y como se muestra en la *Figura 4*.
- Un valor fijado de potencia reactiva en MVAR.
- Una potencia reactiva variable dependiendo de la tensión Q(U).

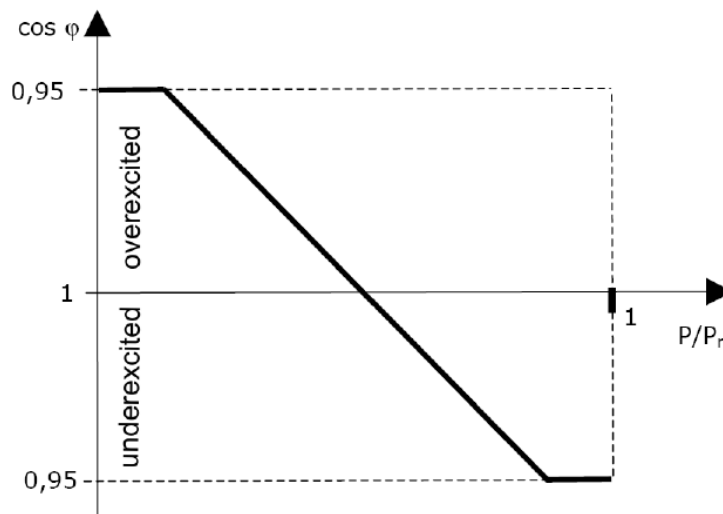


Fig. 4. Example of a  $\cos \phi$  (P)-characteristic [1]

La planta de generación deberá de poder atravesar el área pactada de potencia reactiva dentro de unos pocos minutos y con tanta frecuencia como sea requerida. Si el operador de red prevé una característica, este valor resultante de esta característica tiene que ser automáticamente ajustado dentro de 10 segundos.

### 3.4.3. ITALIA.

Los convertidores estáticos utilizados en plantas de energía renovables superior a 3 kW preparado para aplicaciones bajo un funcionamiento continuo en paralelo a la red del distribuidor, debe ser capaz de operar con un factor de potencia igual a 1. El intercambio de potencia reactiva a la red se puede realizar a petición de la Distribuidora en los casos siguientes:

- Si hay necesidades de gestión de la red, en particular, con el fin de contribuir a la limitación de la tensión en los terminales de salida o en la línea de BT en el que están posiblemente ligados también otras fuentes de GD.
- Con el objetivo de ofrecer un servicio de red; requisito aplicable únicamente para sistemas con una potencia total superior a 6 kW y estará sujeta a regulación por parte de la Autoridad.

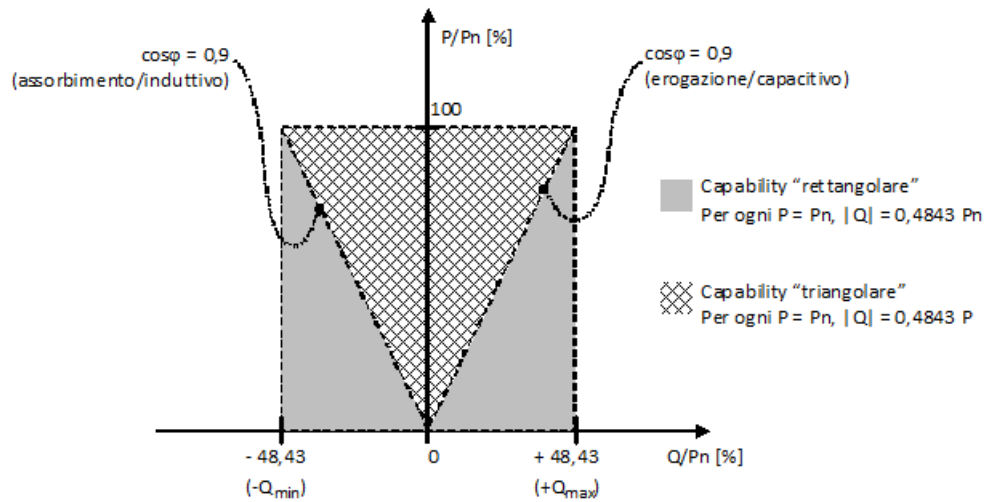
Las pruebas a que se refiere el presente apartado se pretende poner a prueba la "capacidad" para abastecer de energía reactiva mediante convertidores estáticos con el fin de cambiar la potencia activa para garantizar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos. Como mínimo:

a) para todos los inversores de las plantas de energía que estén entre 3 kW y 6 kW. Con un factor de potencia instantánea entre  $\text{Cos}\delta = 0,95$  en la absorción de reactiva (Comportamiento inductivo) y  $\text{Cos}\delta = 0,95$  en el suministro de reactivos (comportamiento capacitiva);

b) para todos los inversores de las plantas de energía con de más de 6 kW

- Con un factor de potencia instantánea entre  $\text{cos}\delta = 0,90$  en la absorción de reactiva (Comportamiento inductivo) y  $\text{cos}\delta = 0,90$  en el suministro de reactivo (comportamiento capacitiva), de acuerdo con la capacidad de la curva de "triangular" se muestra en la Figura 22.
- Absorción o para proporcionar una potencia reactiva hasta 48,43% de la potencia activa nominal, para cualquier valor instantáneo de la potencia activa entregada, de acuerdo con la curva de capacidad de "rectangular" se muestra en la Figura 22, destinado a la provisión de un servicio solicitado por el Distribuidor, las condiciones están sujetos a regulación por la Autoridad.

Para los propósitos de esta prueba (requisitos mínimos), el fabricante deberá indicar y establecer el control de potencia reactiva máxima disponible para variar la potencia activa entregada, con el objetivo de hacer posible la caracterización de la capacidad máxima del sistema de conversión (ser capaz de tamaño de la máquina inferior también ser utilizado en plantas con una capacidad total superior a 6 kW).



### 3.4.4. MÉXICO.

#### 3.4.4.1. Requerimientos baja tensión:

En estado permanente la central debe operar con un factor de potencia constante, dentro de un rango ajustable desde 0.95 inductivo hasta 0.95 capacitivo tal y como establece el suministrador para el punto de interconexión.

#### 3.4.4.2. Requerimientos media y alta tensión:

- **CASO 1:**

En estado permanente y para capacidades mayores o iguales a 1.5MW y hasta 20MW, la central deberá trabajar con un factor de potencia que irá desde 0.9 inductivo a 0.9 capacitivo en donde podemos diferenciar dos zonas. Por un lado estará la zona fija la cual estará comprendida en el rango (0.95 capacitivo-0.9 capacitivo) y (0.95 inductivo-0.9 inductivo) y por otro lado la zona variable que irá desde 0.95 capacitivo a 0.95 inductivo.

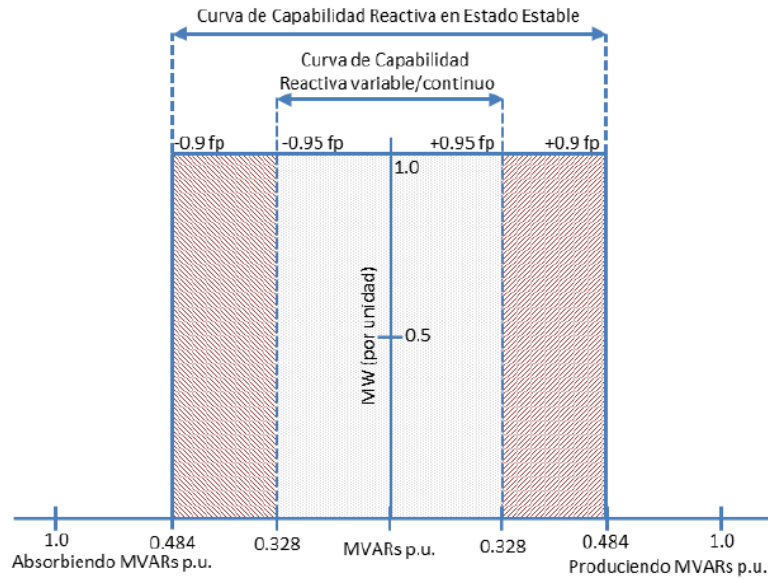


Figura 2. Curva de Capacidad requerida

- **CASO 2:**

La central fotovoltaica debe proporcionar el soporte dinámico necesario durante la caída de tensión, proporcionando corriente reactiva adicional en el punto de interconexión. Bajo esta condición, el control dinámico de tensión indicado en la Figura 6 debe ser activado ante la ocurrencia de caídas de tensión mayores al 10% de la tensión nominal.

Este control dinámico de tensión debe garantizar que la corriente reactiva de la central en el punto de interconexión tenga una contribución de al menos el 2% de su corriente nominal por cada por ciento de caída de tensión. En caso de ser necesario, la central fotovoltaica debe tener la capacidad de proporcionar hasta el 100% de su corriente nominal como corriente reactiva.

Ante esta condición la central fotovoltaica debe tener la capacidad de suministrar la potencia reactiva antes de 20 ms.

Una vez que se alcanza el 90% de la tensión nominal en el punto de conexión, se debe mantener el control dinámico de tensión durante 500ms. En ningún caso la aportación de potencia reactiva debe originar voltajes por encima del 10% en ninguna de las fases.

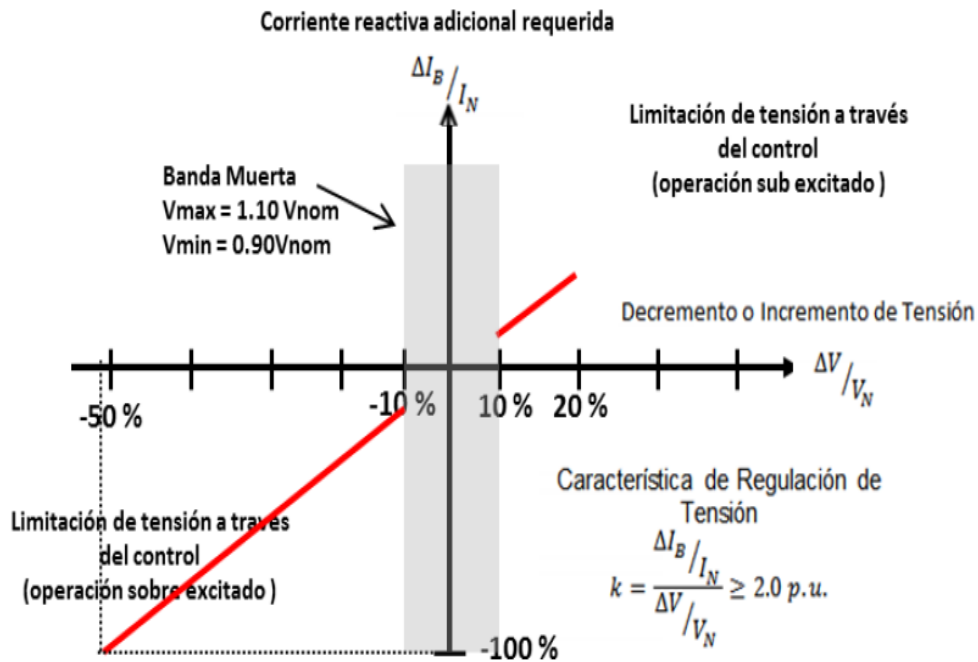


Figura 6. Característica de regulación de tensión

### 3.4.5. PUERTO RICO.

- **CASO 1:**

Se requiere un control de tensión constante. Las tecnologías de los sistemas fotovoltaicos en combinación con Static Var Controls como Static Var Compensators (SVCs), STATCOMs, DSTATCOMs son unas opciones aceptables para cumplir con los requerimientos.

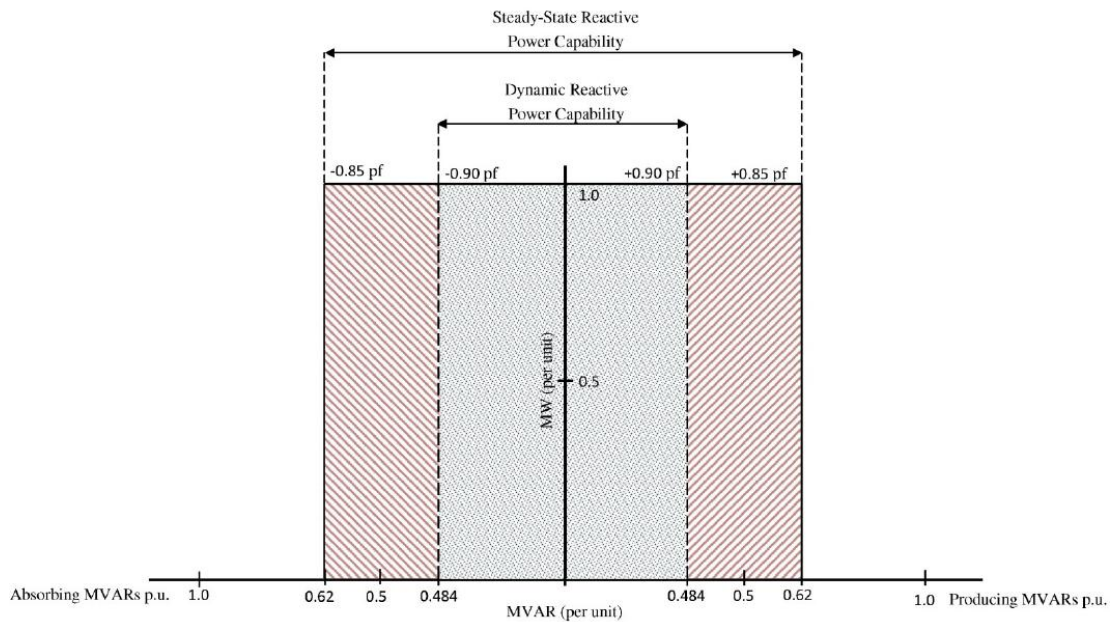
El SVC, también conocido como compensador estático de vars, es un equipamiento eléctrico usado para brindar una compensación de equipamiento eléctrico usado para brindar una compensación de energía reactiva de rápida acción en redes de transmisión de electricidad de alto voltaje.

- **CASO 2:**

El rango total del factor de potencia va desde 0.85 inductivo a 0.85 capacitivo en el punto de interconexión. Los requerimientos de potencia reactiva proporcionan una flexibilidad para muchos tipos de tecnologías utilizadas en instalaciones de energías renovables. La intención es que en la instalación fotovoltaica la potencia reactiva vaya desde 0.85 inductivo a 0.85 capacitivo de una manera suave y continua en el punto de interconexión.

El rango +/- 0.9 de factor de potencia es dinámico y continuo en el punto de interconexión. Esto significa que la instalación fotovoltaica tiene que ser capaz

de responder a las fluctuaciones de tensión de los sistemas de potencia por la continua variación de salida de reactiva de la planta dentro de los límites especificados. El rango dinámico de factor de potencia previamente establecido se puede ampliar si los estudios indican que se requiere una compensación continua, dinámica adicional. Se requiere que la capacidad reactiva de la instalación cumpla con el rango de +/- 0.85 PF basado en la suma de MW que salen de la instalación, que es la capacidad máxima de MVAr correspondiente a la máxima de MW. Se entiende que PF (+) es cuando la instalación está produciendo MVAr y PF(-) cuando la instalación está absorbiendo MVAr. El requisito de capacidad de MVAr en la salida se mantiene en todo el rango de funcionamiento de la instalación tal y como se muestra en la *Figura 2*.



### 3.4.6. SUDÁFRICA.

- **CASO 1:**

En las instalaciones correspondientes a las categorías A3, B y C deberán cumplir lo establecido en la siguiente imagen:

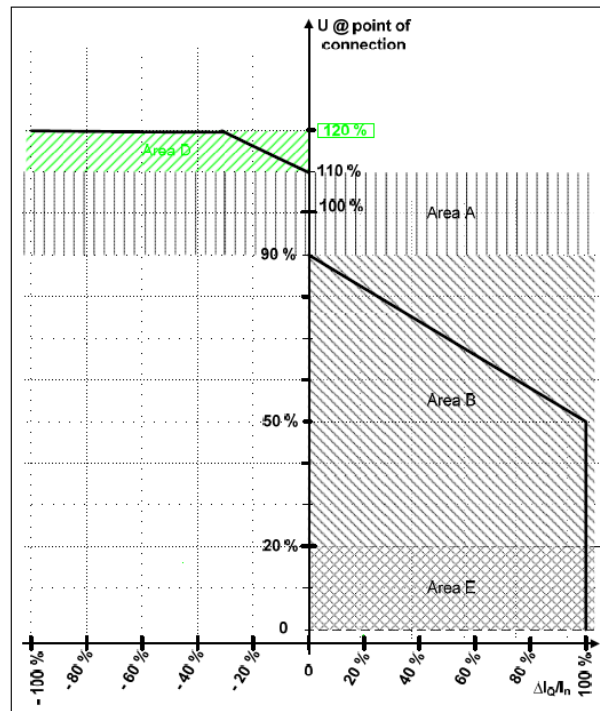


Figure 5: Requirements for Reactive Power Support,  $I_Q$ , during voltage drops or peaks at the POC

- Área B: La instalación deberá mantenerse conectada a la red. Además, las plantas deberán proporcionar el apoyo máximo de tensión mediante el suministro de una cantidad controlada de corriente reactiva con el fin de garantizar que la instalación ayuda a estabilizar la tensión.
- Área D: Las plantas deberán mantenerse conectadas a la red y deberán proporcionar el apoyo máximo de tensión mediante la absorción de corriente reactiva con el fin de garantizar que la instalación ayuda a estabilizar la tensión.
- Área E: Cuando la tensión en el punto de conexión está por debajo del 20%, la planta deberá seguir suministrando corriente reactiva dentro de sus limitaciones técnicas con el fin de ayudar a estabilizar la tensión.

- **CASO 2:**

Las plantas de energía renovable de **categoría A** y de acuerdo con los requerimientos del código de red, serán diseñadas para poder operar bajo la curva característica de factor de potencia (de 0.95 inductivo a 0.95 capacitivo), dicha curva será determinada por los proveedores del servicio de red (NSP) o por el operador del sistema (SO).



La instalaciones de **categoría B** deberán estar diseñadas para suministrar la potencia nominal para los factores de potencia que van desde 0.975 capacitivo a 0.975 inductivo a partir del 20% de la potencia nominal medida en el punto de conexión.

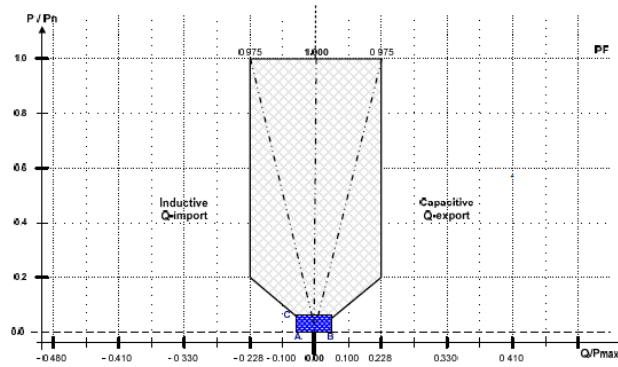


Figure 8: Reactive power requirements for RPPs of category B

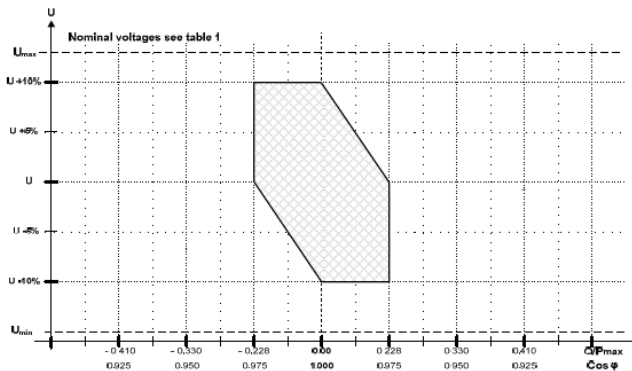


Figure 9: Requirements for voltage control range for RPPs of category B.

Como se muestra en la *Figura 8*, cuando la instalación está funcionando por encima del 20% de la potencia nominal ( $P$  (MW)), la instalación deberá tener la capacidad de variar la potencia reactiva en punto de conexión dentro de los rangos que se muestran en la *Figura 9*.

Por debajo del 20% de la capacidad de potencia reactiva de las plantas de energía renovable la cual puede disminuirse por poco viento o poco recurso solar, puede haber casos en los que la instalación se desconecte de la red. Para niveles de potencia activa por debajo del 5% de la potencia nominal (punto C de la *Figura 8*), la capacidad potencia reactiva no deberá cumplir ningún requerimiento. En este rango se requiere que la planta de energía renovable opere dentro del rango tolerado (puntos A y B de la *Figura 8*).

Para las instalaciones de **categoría C** estar diseñadas para suministrar la potencia nominal para los factores de potencia que van desde 0.95 capacitivo a 0.95 inductivo a partir del 20% de la potencia nominal medida en el punto de conexión tal y como se muestra en la *Figura 10*.

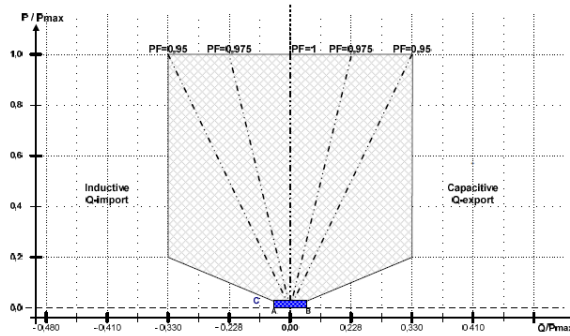


Figure 10: Reactive power requirements for RPPs of category C

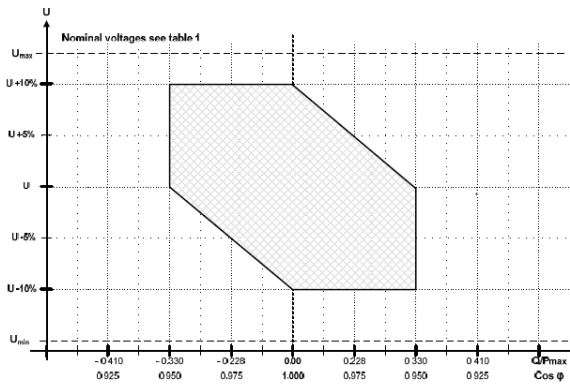


Figure 11: Requirements for voltage control range for RPPs of category C

La instalación deberá estar diseñada de tal manera que el punto de funcionamiento deberá estar en cualquier lugar dentro del área sombreada de las *Figuras 10 y 11*.

### 3.4.7. FRANCIA.

La normativa Francesa no especifica nada respecto al apoyo que deben proporcionar las instalaciones fotovoltaicas cuando hay algún tipo de variación en los parámetros habituales de la red.

### 3.5- CARACTERÍSTICAS ESPECIALES.

#### 3.5.1. ESPAÑA.

- Emulación de inercia: La instalación de generación podrá disponer de la capacidad de emular inercia. La aportación inercial es necesaria para el sistema en medida que la generación síncrona es desplazada por las nuevas tecnologías basadas en electrónica de potencia. Las condiciones en las que esta capacidad pudiera ser provista, se establecerán mediante acuerdo con el operador del sistema.
- Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia del sistema: La instalación de generación podrá disponer de la capacidad para amortiguar oscilaciones de potencia de origen electromecánico en el sistema siempre beneficiosas para la estabilidad oscilatoria del sistema eléctrico. Las condiciones de funcionamiento se establecerán mediante acuerdo con el operador del sistema y con la aceptación del MITyC.

#### 3.5.2. ALEMANIA

La normativa de detección del efecto en isla, se recoge en la normativa VDE-AR-4105 y está basada en lo que se denomina ENS. El ENS es un dispositivo electromecánico el cual está compuesto por dos interruptores independientes conectados en serie, de los dos, por lo menos uno de ellos debe ser capaz de desconectar el inversor de la red. Esta función la pueden realizar interruptores tales como relés. En el caso del segundo interruptor, puede ser un interruptor electrónico.

El funcionamiento de estos interruptores, solo puede ser permitido dentro de los rangos de tensión y frecuencia previamente establecidos por la norma. En el caso de que la tensión o la frecuencia exceda uno de los valores establecidos, la detección deberá producirse en 0.2 segundos y el funcionamiento en isla se deberá detectar en un tiempo máximo de 5 segundos.

Por todo esto podemos decir que se convierte obligatoria la inclusión en el inversor fotovoltaico del método activo de detección en isla.

#### 3.5.3. ITALIA

No presenta ninguna característica destacable.

### 3.5.4. MÉXICO

- Rampa de potencia activa o ajustable:  
El control de rampas para subir/bajar potencia activa, se requiere con el objetivo de realizar transiciones suaves de un estado a otro de la potencia activa. La central deberá ajustar acciones de subir/bajar potencia activa a una rampa ajustable de 1% al 5% de su capacidad nominal por minuto. Se aplicara tanto en subidas como en bajadas y será independientemente de las condiciones de la irradiación solar.
- Sistema de almacenamiento de energía:
- La instalación deberá contar con un sistema de almacenamiento de energía que proveerá las características a subir o bajar potencia activa ante variaciones de frecuencia o efectos de sombra.
- Los criterios para los sitios específicos antes nombrados, deberán cumplir con lo especificado en el apartado de control primario de frecuencia más lo establecido en la rampa de potencia activa ajustable considerando en este punto que el sistema de almacenamiento debe ser dimensionado para que inyecte al menos 50% de la potencia nominal C.A.

### 3.5.5. PUERTO RICO

- Rampa de cambio de control:

Se requiere un rampa de cambio de control para una suave transición de un nivel de salida a otro. La instalación fotovoltaica deberá ser capaz de controlar la tasa de cambio de potencia durante algunas circunstancias, incluyendo pero no limitando:

- (1) Tasa de aumento de la potencia.
- (2) Tasa de descenso de potencia.
- (3) Tasa de aumento de potencia cuando la reducción de producción de energía se libera.
- (4) Tasa de disminución de potencia cuando el límite de corte está activado.

Se deberá cumplir la limitación del 10% por minuto de la tasa (basado en la capacidad AC contratada). Este límite de la rampa de cambio, se aplicará tanto para un incremento o decrecimiento de la potencia de salida y es independiente de las condiciones meteorológicas.

### 3.5.6. SUDÁFRICA

- Restricciones de la potencia activa:

Con el fin de hacer frente a diferentes escenarios en la red y por razones de seguridad del sistema, son necesarias estrategias de control de la potencia. Dependiendo del estado local de la red, las plantas de energía renovable deberán estar equipadas con funciones de restricción como por ejemplo pueden ser funciones del control de potencia suplementarias. Las funciones de restricción se utilizan para evitar desequilibrios en el sistema de energía y para evitar sobrecargar las líneas de distribución y transmisión en relación con la reconfiguración de dichas líneas tal y como se muestra en la figura 6.

Las funciones de restricción requeridas son las siguientes:

- Absoluta restricción de producción: Se utiliza para limitar la potencia de salida de la instalación con un límite de MW de potencia predefinida en el punto de conexión.
- Restricción de producción Delta: Se utiliza para limitar la potencia activa de la instalación a un valor constante en proporción a la posible potencia activa.
- Restricción del gradiente de energía: Se utiliza para limitar las tasas máximas de rampa en la que la potencia activa pueda variar en caso de que se produzcan cambios

### 3.5.7. FRANCIA

- No presenta ninguna característica destacable.

## 4- CONCLUSIONES

Podemos decir que la energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento exponencial en los últimos años y se ha visto una gran evolución en diferentes aspectos tecnológicos que rodean a este tipo de generación. Muchos de estos avances se han visto impulsados por la necesidad de asumir los retos que se presentaban por el simple hecho de ser un tipo de generación relativamente en fase de madurez.

Gran parte de este crecimiento se ha producido gracias a los diferentes mecanismos de fomento que han impulsado algunos países los cuales han proporcionado un gran crecimiento en la capacidad global de fabricación, distribución e instalación de esta tecnología. Estos mecanismos eran principalmente económicos ya que muchos países con el fin de fomentar las energías renovables ofrecían subvenciones con el fin de animar tanto a los usuarios como a los inversores a apostar por este tipo de instalaciones. Países como España tuvieron un gran crecimiento ya que las ayudas económicas tanto para la implantación como a la hora de comprar la energía producida por dichos generadores invitaba a invertir en este tipo de tecnologías. Uno de los problemas que hay en la actualidad es que muchas de esas primas están desapareciendo, esto está haciendo que junto se haya frenando la inversión en este sector. Otro aspecto que está teniendo una gran importancia es el continuo cambio de normativas que sufre el sector eléctrico español ya que en los últimos 15 años ha habido más de 20 cambios de diferente importancia, algunos de ellos han afectado considerablemente al sector de las energías renovables. Esto hace que sea muy difícil poder avanzar en esta tecnología ya que los repetidos cambios suponen una gran barrera para poder estabilizar diferentes aspectos tecnológicos y por consiguiente aumentan el precio de los mismos.

En la actualidad el sistema eléctrico está evolucionando desde una concepción centralizada de las infraestructuras de generación hacia una configuración más centralizada lo cual la está haciendo más eficiente, tanto en la generación como en la distribución y suministro. Con lo cual podemos decir que en los próximos años el sistema eléctrico incorporará sistemas de almacenamiento y gestión de la actividad de la demanda, con el fin de permitir una mejor integración en la y una mejor rentabilidad de las infraestructuras de generación.

Uno de los aspectos que hay que tener en cuenta a la hora de analizar la integración en la red eléctrica sería la problemática que puede surgir entre la generación y la demanda

utilizando generación de energía renovable ya que como se sabe, fuente primaria con la que traban este tipo de tecnologías no es constante en el tiempo. Se trata de una fuente de energía variable, lo cual puede suponer un problema a la hora de poder gestionar la estabilidad entre la generación y la demanda. Con el fin de hacer frente a esta problemática, el sector de las energías renovables puso gran atención en este aspecto y desarrolló diferentes mecanismo de predicción meteorológica con el fin de poder realizar una estimación de cuál será la evolución de cantidad de energía primaria en el tiempo y así poder calcular la generación que se va a poder inyectar a la red. Esto hará que se puedan integrar más fácilmente y poder darle fiabilidad a este sistema, dando pie a sistemas descentralizados.

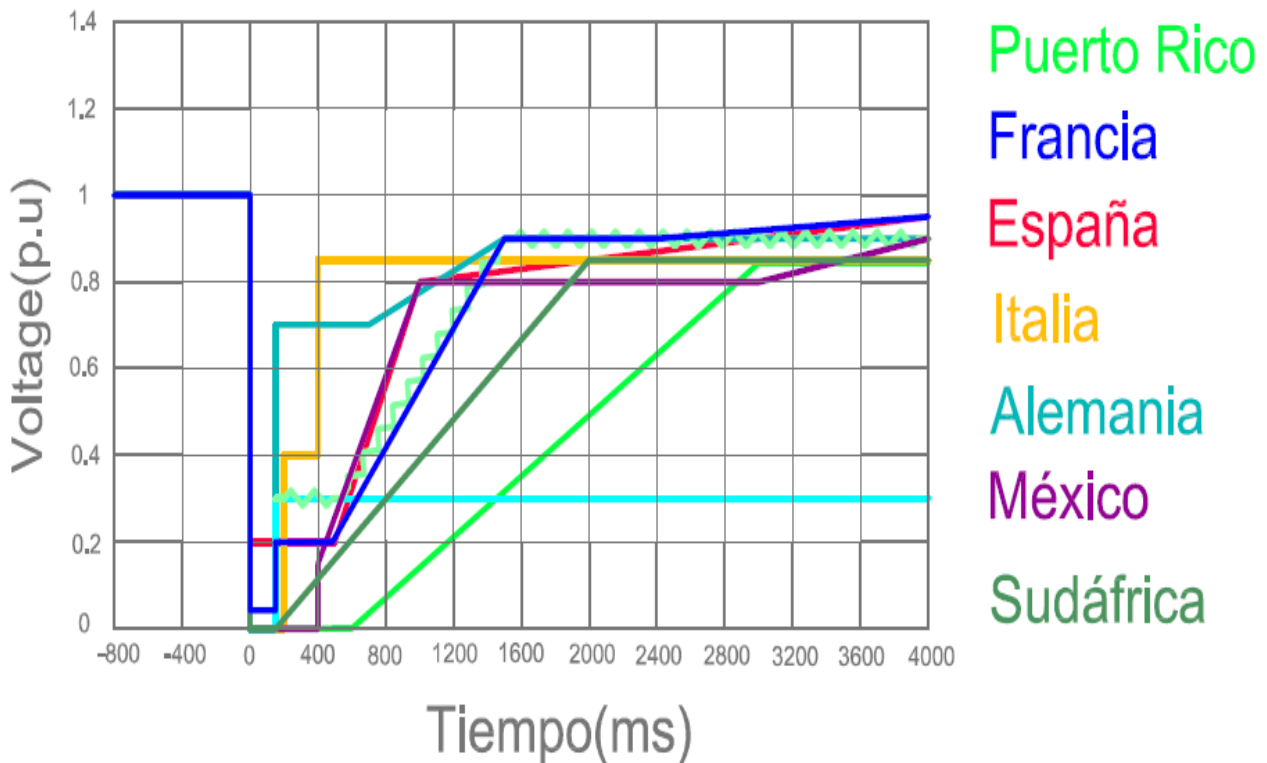
En el caso de la fotovoltaica hay que tener en cuenta es el carácter fluctuante de la irradiancia lo cual puede afectar a la calidad y la seguridad de la red eléctrica y para ello se están estudiando diferentes opciones con el fin de poder disminuir. Por ejemplo las diferentes estrategias que se pueden utilizar serían la predicción de fluctuaciones o el almacenamiento. En ocasiones se utiliza la interconexión entre diferentes plantas como método para poder hacer frente a las fluctuaciones ya que prediciendo cuales pueden ser los niveles de irradiancia que se va a tener en un determinado espacio de tiempo, te puedes apoyar en otras plantas para poder compensar las necesidades de potencia que puedes llegar a tener en diferentes momentos. Aparte de esto también tiene otro aspecto positivo el hecho de utilizar la interconexión ya que aumentan considerablemente los niveles de penetración en la red en condiciones de seguridad.

En lo relativo a la evolución y desarrollo que están sufriendo las normativas de diferentes países a la hora de integrar la energía fotovoltaica en la red podemos diferenciar diferentes aspectos.

Se puede decir que existe bastante diferencia entre casi todas las normativas estudiadas, si bien todas tienen una estructura bastante parecida, a la hora de exigir los parámetros no existe mucha relación. En esto pueden influir bastantes aspectos ya que cada país tiene unas características en la red que puede hacer que los valores sean más restrictivos que el de otros países o simplemente que haya países que sean más permisivos en la dispersión respecto a los valores permitidos.

Si que se puede observar que muchas de ellas han cogido la normativa Alemana como base y a partir de ahí han ido creando la suya propia en función de las características y necesidades eléctricas de cada país.

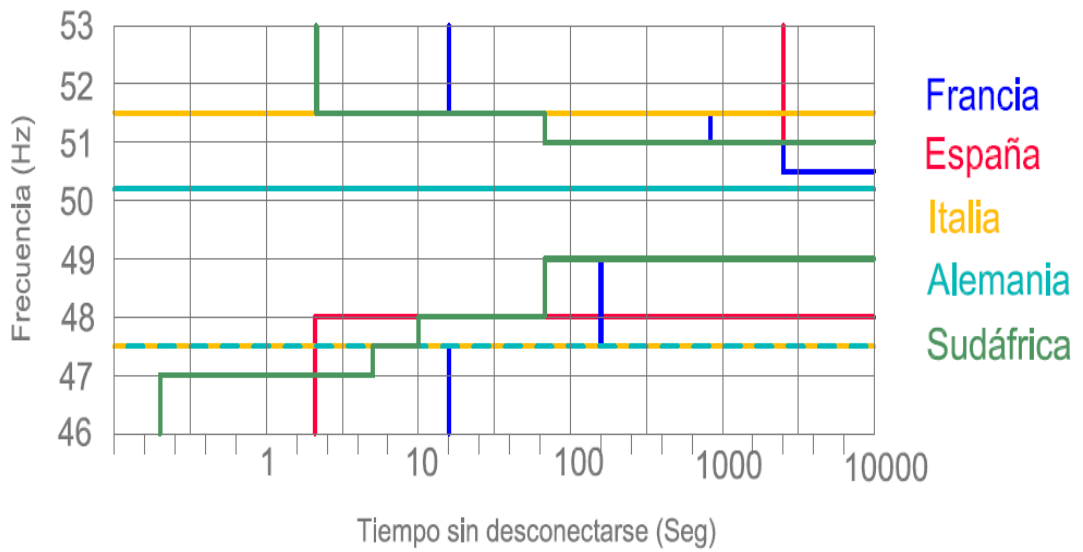
Un claro ejemplo de lo comentado sería en lo relativo a los huecos de tensión ya que como se puede observar en la gráfica, ninguna de los países analizados tiene los mismos requisitos a la hora de hacer frente a una caída momentánea de tensión. Si que se puede observar es que prácticamente todos los países tiene la misma estructura de respuesta ante las faltas aunque no coincidan en los tiempos. Es en estos puntos donde se puede ver lo comentado anteriormente en torno a la exigencia ya muchos países obligan a mantenerse conectadas a la red en casos en los que la tensión tenga un valor de 0.0 pu y otras en cambio tienen como valor mínimo 0.2 pu. Y otras en cambio permiten un mayor tiempo de recuperación para alcanzar unos valores mínimos al contrario de otras que exigen alcanzar entorno a un 0.8 pu en un periodo de tiempo muy pequeño después de haber ocurrido la falta.



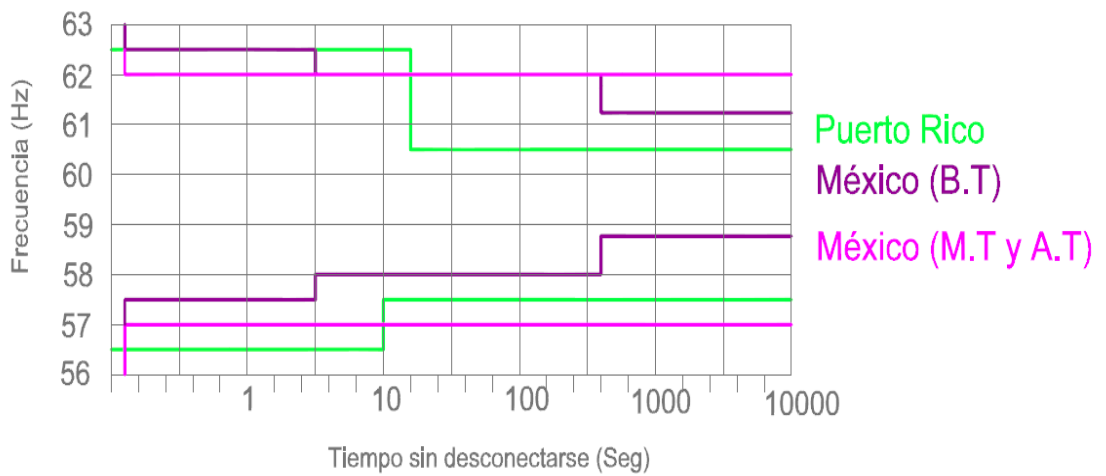


Por otro lado en lo que se refiere a la frecuencia pasa lo mismo que con los huecos de tensión ya que por un lado hay países que en un considerable margen de frecuencia permiten mantenerse conectados a los diferentes sistemas sin un tiempo límite. Y otros países en cambio tiene muy escalonado los diferentes valores de frecuencia en los que pueden trabajar los distintos elementos (sin desconectarse) en un determinado tiempo.

Países con frecuencia de 50Hz:



Países con frecuencia de 60Hz:



Como conclusión de todo lo comentado se puede observar que para que la evolución y el asentamiento de la energía fotovoltaica se puede consolidar, es necesario crear normativas normalizadas ya que esto supondría un gran avance y una gran facilidad para los diferentes fabricantes de componentes tecnológicos utilizados en los sistemas fotovoltaicos. Ya que una vez que sepan cuáles van a ser las exigencias de un determinado parámetro de la red, podrán avanzar tecnológicamente consiguiendo que sean lo más fiables posibles y a su vez abaratando costes.

Por otro lado el hecho de crear una concordancia entre los diferentes países puede hacer que un mayor número de inversores se sientan atraídos por este tipo de generación y ayuden al desarrollo y asentamiento del mismo.

## 5- TABLA RESUMEN

		ESPAÑA		ALEMANIA		ITALIA		MÉXICO		PUERTO RICO		SUDÁFRICA		FRANCIA		
ÁMBITO DE APLICACIÓN		P.O.12-3 → >2MW		NO ESPECIFICA		Vn de hasta 1kV		BT: V ≤ 1kV		INSTALACIONES HASTA UN MÁXIMO DE 5MW		A1: 0-13,8kVA // A2: 13,8-100kVA // A3: 100kVA-1MVA		P ≥ 5MW		
		P.O.12.2 → <10MW						MT: 1kV ≤ V ≤ 269kV				C: ≥ 20MVA				
								AT: 69kV ≤ V ≤ 400kV								
FRECUENCIA	RANGO NOMINAL	48Hz-51Hz		47,5Hz-50,2Hz		47,5Hz-51,5Hz		BT	MT/AT	57,5Hz-61,5Hz		49Hz-51Hz		49,5Hz-50,5Hz		
	RANGO TEMPORAL	51Hz-51,5Hz [1hora]		SOLO RANGO NOMINAL		SOLO RANGO NOMINAL		<57,5Hz [0,1seg]	SOLO RANGO NOMINAL	61,5Hz-62,5Hz [30seg]		51Hz-51,5Hz [60seg]		47,5Hz-49Hz [3min]		
		47,5Hz-48Hz [3seg]						57,5Hz-58Hz [5seg]		56,5Hz-57,5Hz [10seg]		>51,5Hz [4seg]		49Hz-49,5Hz [5horas]		
								58Hz-58,8Hz [10min]		<56,5[instantáneo]		48Hz-49Hz [60seg]		50,5Hz-51Hz [1hora]		
								61,2Hz-62Hz [10min]		>62,5[instantáneo]		47,5-48Hz [10seg]		51Hz-51,5Hz [15min]		
								62Hz-62,5Hz [5seg]				47Hz-47,5Hz [6seg]		51,5Hz-52Hz [20seg]		
		>62,5Hz [0,1seg]				<47Hz [0,2seg]										
CONTROL DE POTENCIA ACTIVA		CONTROL DE LA POTENCIA ACTIVA EN FUNCIÓN DEL DESVIO DE FRECUENCIA		REDUCCIÓN DE POTENCIA ACTIVA EN SOBREFRECUENCIA		REDUCCIÓN DE POTENCIA ACTIVA EN SOBREFRECUENCIA		REDUCCIÓN DE POTENCIA ACTIVA EN SOBREFRECUENCIA	RAMPA DE POTENCIA ACTIVA	REDUCCIÓN DE POTENCIA ACTIVA EN SOBREFRECUENCIA	RAMPA DE POTENCIA ACTIVA	REDUCCIÓN Y AUMENTO DE POTENCIA ACTIVA EN SUBFRECUENCIA O SOBREFRECUENCIA		NO SE ESPECIFICA		
APORTE DE CORRIENTE REACTIVA ANTE HUECOS DE TENSIÓN		V min(pu)	I <sub>react</sub> (I <sub>r</sub> /I <sub>total</sub> )	V min(pu)	I <sub>react</sub> (I <sub>r</sub> /I <sub>total</sub> )	V min(pu)	I <sub>react</sub> (I <sub>r</sub> /I <sub>total</sub> )	V min(pu)	I <sub>react</sub> (I <sub>r</sub> /I <sub>total</sub> )	V min(pu)	I <sub>react</sub> (I <sub>r</sub> /I <sub>total</sub> )	V min(pu)	I <sub>react</sub> (I <sub>r</sub> /I <sub>total</sub> )	V min(pu)	I <sub>react</sub> (I <sub>r</sub> /I <sub>total</sub> )	
		<0,5	0,9	<0,9	Gradiente positivo	NO ESPECIFICA		<0,9	Gradiente positivo	NO ESPECIFICA		<0,9	Gradiente positivo	NO ESPECIFICA		
		0,5-0,85	Gradiente positivo	>1,1	Gradiente negativo			>1,1	Gradiente negativo			>1,1	Gradiente negativo			
>0,85	Variable															
APORTE DE POTENCIA REACTIVA CON LOS SIGUIENTES FP		NO ESPECIFICA		0,95 INDUCTIVO - 0,95 CAPACITIVO		0,9 INDUCTIVO - 0,9 CAPACITIVO		0,9 INDUCTIVO - 0,9 CAPACITIVO		0,85 INDUCTIVO - 0,85 CAPACITIVO		CATEGORIA A: 0,95 INDUCTIVO - 0,95 CAPACITIVO		NO ESPECIFICA		
										CATEGORIA B: 0,975 INDUCTIVO - 0,975 CAPACITIVO						
										CATEGORIA A: 0,95 INDUCTIVO - 0,95 CAPACITIVO						
HUECOS DE TENSIÓN		V min(pu)	Time (s)	V min(pu)	Time (s)	V min(pu)	Time (s)	V min(pu)	Time (s)	V min(pu)	Time (s)	V min(pu)	Time (s)	V min(pu)	Time (s)	
DURANTE LA FALTA		0,2	0,5	0	0,15	0	0,2	0	0,4	0	0,6	0	0,15	0,05	0,15	
DESPUÉS DE LA FALTA		0,85	1	0,9	1,5	0,85	0,4	0,8	1	0,85	3	0,85	2	0,9	1,5	
EMULADOR DE INERCIA		PUEDE DISPONER		NO ESPECIFICA		NO ESPECIFICA		NO ESPECIFICA		NO ESPECIFICA		NO ESPECIFICA		NO ESPECIFICA		
REQUERIMIENTOS DE ALMACENAJE		NO ESPECIFICA		NO ESPECIFICA		NO ESPECIFICA		DEBE DIMENSIONARSE PARA QUE INYECTE EL 50% DE LA POTENCIA NOMINAL		NO ESPECIFICA		NO ESPECIFICA		NO ESPECIFICA		

## 6- BIBLIOGRAFÍA.

- Puerto Rico: Minimum technical requirements for interconnection of photovoltaic facilities.
- Sudáfrica: Grid connection code for renewable power plants connected to the electricity transmission system or the distribution system in South Africa.
- España: Requisitos técnicos de las instalaciones eólicas, fotovoltaicas y todas aquellas instalaciones de producción cuya tecnología no emplee un generador síncrono conectado directamente a la red.
- Francia: Prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique.
- Italia: Regola técnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- Alemania: Guideline for generating plants connection to and parallel operation with the médium-voltage network.
- México: Requerimientos técnicos para la interconexión de centrales solares fotovoltaicas al sistema eléctrico nacional.
- Codes, standards an PV power system. 1997. Sandia National Laboratories
- Impact of the grid codes or large scale photovoltaic power plant development. Michael R. Behnke; P.P.Bew engineering; Inc San Ramon, CA.
- Utility-scale Pv systems; grid connection requirements, test procedures and European harmonization: T.Degner; G.Arnold, D.Geibel & W.Heckman.
- New German Grid Code for connecting PV Systems to the Medium Voltage Power Grid. E.Troester.
- Analysis of requirements in insular grid codes for large-scales integration of renewable Generation