



# **Estudio de revisión del estado del arte de los problemas de las redes débiles**

Informe sobre

Caracterización de redes débiles, problemas y soluciones

Preparado por:

Aurelio García Cerrada, Javier Roldán Pérez y Luis Rouco Rodríguez

Preparado para:

Ingeteam

21 de Octubre de 2011

Versión: v1.1

**Titularidad y responsabilidad**

El derecho de autor corresponde a los miembros del equipo investigador, los cuales deberán ser citados en cualquier uso que se haga del resultado de su trabajo.

Conforme a los usos de la comunidad científica, las conclusiones y puntos de vista reflejados en los informes y resultados son los de sus autores y no comprometen ni obligan en modo alguno a la Universidad Pontificia Comillas de Madrid ni a ninguno de sus Centros e Institutos o al resto de sus profesores e investigadores.

## ÍNDICE

|            |                                                                             |           |
|------------|-----------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1.</b>  | <b>DESCRIPCIÓN DEL DOCUMENTO</b>                                            | <b>3</b>  |
| <b>2.</b>  | <b>INTRODUCCIÓN A LAS REDES DÉBILES</b>                                     | <b>4</b>  |
| 2.1        | SISTEMAS DE CA CON IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO GRANDE                       | 4         |
| 2.2        | SISTEMAS DE CA CON BAJA INERCIA                                             | 7         |
| 2.3        | CLASIFICACIÓN DE LOS PROBLEMAS ENCONTRADOS EN REDES DÉBILES                 | 8         |
| 2.4        | CLASIFICACIÓN DE LAS SOLUCIONES A LOS PROBLEMAS EN REDES DÉBILES            | 9         |
| <b>3.</b>  | <b>ARMÓNICOS</b>                                                            | <b>11</b> |
| 3.1        | CLASIFICACIÓN DE LOS ARMÓNICOS                                              | 11        |
| 3.2        | PROBLEMAS DE LOS ARMÓNICOS                                                  | 11        |
| <b>4.</b>  | <b>RESONANCIAS</b>                                                          | <b>13</b> |
| 4.1        | RESONANCIA EN SISTEMAS CA                                                   | 13        |
| 4.1.1      | <i>Resonancia serie y resonancia paralelo</i>                               | 13        |
| 4.1.2      | <i>Bancos de condensadores y armónicos</i>                                  | 14        |
| 4.2        | RESONANCIA EN SISTEMAS CA/CC                                                | 15        |
| <b>5.</b>  | <b>OSCILACIONES SUBSÍNCRONAS</b>                                            | <b>16</b> |
| 5.1        | INTERACCIÓN CON LOS SISTEMAS DE CONTROL DE POTENCIA                         | 16        |
| 5.1.1      | <i>Interacción con el control de excitación de máquinas eléctricas</i>      | 16        |
| 5.1.2      | <i>Interacción con el control de velocidad de las turbinas</i>              | 17        |
| 5.1.3      | <i>Interacción con convertidores CA/CC cercanos</i>                         | 17        |
| 5.2        | RESONANCIA SUBSÍNCRONA                                                      | 17        |
| 5.2.1      | <i>Interacciones torsionales o resonancia subsíncrona propiamente dicha</i> | 18        |
| 5.2.2      | <i>Fenómeno de auto-excitación o efecto del generador de inducción</i>      | 19        |
| 5.2.3      | <i>Amplificación torsional transitoria o amplificación de par</i>           | 20        |
| 5.2.4      | <i>Interacción subsíncrona</i>                                              | 20        |
| <b>6.</b>  | <b>FLICKER</b>                                                              | <b>22</b> |
| <b>7.</b>  | <b>SOBRETENSIONES TEMPORALES</b>                                            | <b>23</b> |
| <b>8.</b>  | <b>ESTABILIDAD Y LÍMITES DE TRANSMISIÓN DE POTENCIA</b>                     | <b>24</b> |
| 8.1        | ESTABILIDAD DE ÁNGULO                                                       | 25        |
| 8.1.1      | <i>Estabilidad transitoria</i>                                              | 26        |
| 8.1.2      | <i>Estabilidad de pequeña señal</i>                                         | 26        |
| 8.2        | ESTABILIDAD DE TENSIÓN                                                      | 27        |
| 8.3        | ESTABILIDAD DE FRECUENCIA                                                   | 27        |
| <b>9.</b>  | <b>SINCRONIZACIÓN E INCERTIDUMBRE EN LA CONEXIÓN</b>                        | <b>30</b> |
| 9.1        | PROBLEMAS DE RUIDO                                                          | 30        |
| 9.2        | INTERACCIÓN DE LOS CONVERTIDORES ELECTRÓNICOS CON LA RED                    | 30        |
| 9.3        | INCERTIDUMBRE DE LA IMPEDANCIA DE CONEXIÓN                                  | 31        |
| <b>10.</b> | <b>ORGANIZACIÓN Y RESUMEN DE LA DOCUMENTACIÓN</b>                           | <b>32</b> |
| 10.1       | ORGANIZACIÓN POR TEMAS                                                      | 32        |
| 10.1.1     | <i>Problemas de calidad</i>                                                 | 32        |
| 10.1.2     | <i>Problemas de oscilaciones subsíncronas</i>                               | 34        |
| 10.1.3     | <i>Problemas de la electrónica de potencia</i>                              | 35        |
| 10.1.4     | <i>Problemas de límites de transmisión de potencia</i>                      | 36        |

|            |                                                 |           |
|------------|-------------------------------------------------|-----------|
| 10.1.5     | <i>Problemas de sobretensiones y faltas</i>     | 37        |
| 10.2       | CLASIFICACIÓN POR TIPO DE RED                   | 38        |
| <b>11.</b> | <b>PROPUESTAS DE DESARROLLO</b>                 | <b>40</b> |
| 11.1       | ESTUDIO DE NORMATIVAS                           | 40        |
| 11.2       | DEFINICIÓN DE SITUACIONES                       | 40        |
| 11.3       | GENERACIÓN DE MODELOS DE SIMULACIÓN             | 40        |
| 11.3.1     | <i>Generación de modelos de aerogeneradores</i> | 40        |
| 11.3.2     | <i>Generación de modelos de redes</i>           | 41        |
| <b>12.</b> | <b>BIBLIOGRAFÍA</b>                             | <b>42</b> |

## **1. Descripción del documento**

Este documento contiene el informe del “Estudio de revisión del estado del arte de los problemas de las redes débiles” que el Instituto de Investigación Tecnológica ha desarrollado para Ingeteam.

En primer lugar se aborda la caracterización de las redes débiles en términos de su potencia (impedancia) de cortocircuito y en términos de su constante de inercia. Esta caracterización está tomada de la literatura relacionada con la conexión de enlaces HVDC a redes débiles, pero podría aplicarse a la conexión de otros generadores y/o cargas a la red, con ciertos matices.

En segundo lugar, se describen brevemente los fenómenos más comunes que aparecen en redes débiles que pueden ocasionar el mal funcionamiento de los equipos de electrónica de potencia conectados. Por cada tipo de problema se han descrito los posibles efectos adversos sobre la electrónica de potencia y las soluciones encontradas en la literatura, apuntando las referencias correspondientes.

Finalmente, se propone una clasificación de toda la literatura revisada hasta el momento de la redacción de este informe.

## 2. Introducción a las redes débiles

Se dice que un sistema de corriente alterna (CA) es débil, en el punto de conexión, en dos situaciones:

1. La impedancia de cortocircuito en el punto considerado es grande y/o
2. La inercia mecánica equivalente es pequeña.

Ambos aspectos deben considerarse en términos relativos con respecto a la potencia de la carga (o generador) que se pretende conectar en el punto considerado.

En el primer caso (a diferencia de lo que pasa con las llamadas redes fuertes), habrá que tener en cuenta el nivel de la tensión de red, sus variaciones y su distorsión (armónicos) en el punto de conexión. Suelen encontrarse redes débiles en lugares remotos y el punto de conexión suele estar diseñado para cargas pequeñas. En esta situación, la transmisión de potencia a través del punto de conexión se verá limitada por la tensión y por la capacidad de transporte (límite de corriente) disponible. La mayor parte de las referencias encontradas con problemas relacionados con las redes débiles se enmarcan dentro de la conexión de generación eólica a la red. La participación de la electrónica de potencia puede ser parte de la solución y/o parte del problema.

En el segundo caso, el equipo que pretende conectarse tendrá que tener en cuenta que las variaciones de frecuencia en el punto de conexión serán más grandes que en los llamados sistemas fuertes.

### 2.1 Sistemas de CA con impedancia de cortocircuito grande

La impedancia de cortocircuito de un sistema de CA en el punto de conexión corresponde con la impedancia del equivalente de Thevenin vista desde ese punto. Claramente, a medida que esta impedancia se hace más grande se producen los siguientes efectos:

- Mayores caídas de tensión en el punto de conexión para una corriente de carga dada en régimen permanente.
- Mayores variaciones de tensión en el punto de conexión, cuando cambia la corriente de carga.
- Disminución de las posibles frecuencias de resonancia (incluyendo o no la impedancia de la carga).
- Disminución de la potencia que se puede transmitir al sistema eléctrico desde un generador conectado en el punto considerado.

En el contexto de la conexión de enlaces HVDC con sistemas de CA, se caracteriza la fortaleza del sistema de CA a partir de la llamada “relación de cortocircuito” (en inglés, *Short-Circuit Ratio* o *SCR*) en el punto de conexión que se define como [1]:

$$SCR = \frac{S}{P_{d1}} \quad (1)$$

Donde,

- $S$  es la potencia de cortocircuito trifásica del sistema en el punto de conexión (en MVA), cuando la tensión es 1pu.
- $P_{d1}$  es la potencia nominal del dispositivo que se pretende conectar en el punto considerado en MW.

El coeficiente SRC definido por la ecuación (1) tiene el mismo valor que la admitancia ( $Y$ ) correspondiente a la impedancia de cortocircuito expresada en valores por unidad, tomando como bases la tensión de CA y la potencia nominal del enlace HVDC. Si el sistema de CA es fuerte y, por tanto, tiene una potencia de cortocircuito grande comparada con el equipo conectado, el SCR será grande y la impedancia de cortocircuito será pequeña. Por el contrario, en un sistema débil el valor del SCR será pequeño y la impedancia de cortocircuito será grande.

En el cálculo de  $S$  en (1) debe considerarse no sólo la red eléctrica pre-existente, sino que también hay que incluir todo el equipo adicional que tenga que instalarse. Por este motivo tanto en [1] como en [2] se recomienda usar la llamada “relación efectiva de cortocircuito” (ESCR, del Inglés *Effective Short-Circuit Ratio*) o la que podría llamarse “relación de cortocircuito efectiva en operación” (OSCR, del Inglés *Operating Short Circuit Ratio*). En estos dos índices se consideran el equipo adicional y las posibles variaciones de configuración del sistema por necesidades de la operación del mismo.

En [2] también se define lo que podría llamarse “Relación de cortocircuito Q efectiva” (QESCR, del inglés *Q-Effective Short-Circuit Ratio*) que se calcula como:

$$QESCR = \frac{S - Q_c}{P_d - Q_d} \quad (2)$$

Donde,

- $S$  es la potencia de cortocircuito trifásica del sistema en el punto de conexión (en MVA), cuando la tensión es 1pu.
- $Q_c$  es la potencia reactiva consumida en MVar por el equipo adicional colocado en el punto de conexión. Este equipo auxiliar estar formado, típicamente, por filtros y condensadores en el caso de la conexión de un sistema HVDC a la red.  $Q_c$  será negativa en el caso de condensadores adicionales, por ejemplo, por lo que estos dispositivos contribuyen a aumentar el QESC.
- $P_d$  es la potencia nominal en MW del enlace de HVDC y
- $Q_d$  sería la potencia reactiva “generada” por el enlace de HVDC. Dado que en los enlaces HVDC convencionales, siempre se consume Q, este valor será negativo y contribuye a disminuir QESCR.

En [1] se clasifica el valor del ESCR como:

- Alto,  $ESCR > 3$ ,
- Bajo,  $2 < ESCR < 3$  y
- Muy bajo,  $ESCR < 2$ .

En [2], se hace la misma clasificación de arriba pero usando SCR en lugar de ESCR, aunque por las definiciones y advertencias previas en ese documento sobre la necesidad de considerar el sistema de CA con todo el equipo adicional, se debería haber establecido la clasificación usando ESCR, o incluso OSCR si se quieren tener en cuenta posibles variaciones del sistema de CA. Los coeficientes SCR, ESCR y OSCR tienen un significado parecido.

Aunque (1) y (2) se han definido en el contexto de la conexión de un enlace HVDC a un sistema de CA, de la misma manera podría definirse un ESCR, para la conexión de cualquier otro sistema generador, quedando como:

$$ESCR = \frac{S}{S_d} \quad (3)$$

Donde,

- $S$  sería la potencia de cortocircuito trifásica del sistema en el punto de conexión (en MVA), cuando la tensión es 1pu, más la potencia reactiva “generada” por el equipo auxiliar.
- $S_d$  se calcularía como la potencia nominal del generador - la potencia reactiva que pueda generar.

Nótese que, la aportación de reactiva en el punto de conexión (por un equipo auxiliar o el generador considerado) aumentaría el valor del ESCR.

Así, se podrían clasificar los sistemas eléctricos como:

- Fuerte si  $ESCR > 3$ ,
- Débil si  $2 < ESCR < 3$  y
- Muy débil si  $ESCR < 2$ .

En [2], se apuntan los siguientes aspectos como los más relevantes en relación con el uso del valor del ESCR para representar el sistema de CA:

1. La representación del sistema de CA usando el ESCR es relevante sólo en transitorios (por ejemplo faltas) que duren hasta algunos cientos de milisegundos.
2. El uso del coeficiente ESCR supone, implícitamente, que el control de los generadores síncronos del sistema, las tomas de los transformadores y los controles de los bancos de condensadores regulables no cambian durante el estudio.
3. En estudios de falta usando el coeficiente ESCR se recomienda modelar los generadores síncronos próximos (incluyendo los condensadores síncronos) usando la reactancia transitoria.

4. Como el amortiguamiento es importante en los estudios transitorios, el valor del coeficiente ESCR suele usarse en forma polar, añadiendo el ángulo de la admitancia correspondiente.
5. La representación de la red de CA mediante el coeficiente ESCR no es útil en estudios de la dinámica lenta, típicamente asociada a la inercia de las máquinas rotativas (oscilaciones mecánicas dentro de un área y entre áreas, por ejemplo).
6. Para los análisis usando el ESRC, debe modelarse en detalle la carga próxima al punto de conexión.

## 2.2 Sistemas de CA con baja inercia

Las turbinas y los generadores de un sistema eléctrico de CA proporcionan al sistema una inercia muy grande que evita que éste colapse cuando se produce una falta. Durante una falta, el equilibrio “potencia eléctrica consumida = potencia mecánica generada” no se mantiene pero la inercia del sistema garantiza que, a pesar del desequilibrio producido, la frecuencia del sistema eléctrico no cambie substancialmente.

La relación entre el cambio de frecuencia en un sistema de CA ( $df$ ) con una potencia mecánica total ( $P_m$ ) y una potencia eléctrica consumida ( $P_e$ ), puede escribirse, si se supone una pequeña perturbación, como [2]:

$$df = \frac{(P_m - P_e) \times f_o \times dt}{2H} \quad (4)$$

Donde,  $f_o$  es la frecuencia nominal del sistema y  $H$  es la constante de inercia en p.u. que se define como la energía cinética de las máquinas en MWs dividida por la potencia nominal del generador equivalente en MVA.  $P_m$  y  $P_e$  también están expresadas en valores por unidad usando como potencia base la potencia del generador equivalente. El tiempo, en segundos, que tardaría el par nominal del generador equivalente en acelerar el rotor es  $2H$  [1].

Si se refiere  $H$  a la potencia nominal del dispositivo que se va a conectar al sistema de CA (un enlace HVDC en el caso de la referencia [2]), se tiene que:

$$H_L = H \frac{\text{MVA del generador equivalente}}{\text{MW potencia nominal del dispositivo para conectar}} \quad (5)$$

Llevando a (3) se obtiene:

$$df = \frac{p \times dt \times f_o}{2 H_L} \quad (6)$$

Donde  $p = p_m - p_e$  es la potencia aceleradora, pero en p.u. usando como base la potencia nominal del dispositivo que se pretende conectar. Puede verse que  $H_L$  mide la debilidad del sistema de CA relacionando el cambio de la frecuencia del sistema de CA

(cambio en la velocidad del generador equivalente) con el desequilibrio energético que se produce de forma transitoria ( $p dt$ ) debido a una perturbación. Un sistema eléctrico será fuerte cuando  $H_L$  sea grande. En [2] se recomienda que este valor esté, como mínimo, entre 2 y 3 para un comportamiento satisfactorio en el caso de la conexión de un enlace de HVDC convencional.

## 2.3 Clasificación de los problemas encontrados en redes débiles

Cuando se opera un convertidor electrónico conectado a un enlace de CA fuerte, se puede suponer que la tensión del lado de CA es constante e independiente de la operación del convertidor. En el caso de redes débiles esto no se cumple, y cuanto menor sea el  $SCR$ , más influencia tendrá la operación del convertidor en el valor de tensión del punto de conexión. Esta interacción se traduce de formas muy diferentes dependiendo de la naturaleza de la aplicación y de las peculiaridades del sistema. Con ánimo de agrupar todos los efectos adversos que se han encontrado en redes débiles se ha preparado una clasificación, que se expondrá más adelante.

La clasificación que se propone está basada en el estándar del IEEE para la conexión de enlaces HVDC en redes débiles [2], que agrupa casi todos los problemas que se exponen en este documento. Para este informe, también se han utilizado referencias que describen problemas frecuentes en la instalación de aerogeneradores en redes débiles. Ackerman en *Wind Power in Power Systems* [3] trata aspectos relacionados con los límites de transmisión de potencia, estabilidad y calidad de la potencia. Los trabajos de J. Tande [4], [5], [6] y [7] analizan y resumen muchos problemas tales como estabilidad, límite térmico, armónicos, flicker o huecos de tensión. J. Wiik [8] trata aspectos como la estabilidad transitoria o las oscilaciones en las formas de onda de tensión y L. Craig [9] analiza desequilibrios y variaciones de tensión. Finalmente, los trabajos de M. Bollen [10], [11] tratan temas relacionados con armónicos, interarmónicos y resonancias en redes débiles con generación eólica.

Muchas de las explicaciones de los fenómenos que se darán en el resto del documento están basadas en el libro de P. Kundur, *Power System Stability and Control* [1], el de G. Expósito, *Electric Energy Systems: Analysis and Operation* [12], y el libro de E. F. Fuchs, *Power Quality in Power Systems and Electrical Machines* [13].

La lista de problemas encontrados se puede resumir en cuatro grandes grupos:

### 1) Caída de tensión grande en la impedancia equivalente de la red:

En este caso, la regulación del nivel de tensión en el punto de conexión puede no ser buena lo que puede dar lugar a sobretensiones o caídas de tensión temporales cuando se conectan o se desconectan dispositivos. Por otra parte, las corrientes que se inyectan en la red en el punto de conexión dan lugar a caídas de tensión grandes y si se trata de corrientes de frecuencia diferente a la fundamental, la tensión en el punto de conexión se distorsiona. Por tanto, en este tipo de sistemas frecuentemente aparecen problemas como flicker,

armónicos, inter-armónicos, sobretensiones transitorias o problemas de sincronización.

2) *Efecto de los condensadores para la compensación de potencia reactiva:*

En redes con SCR bajo se utilizan condensadores para la compensación de potencia reactiva y aumentar así el valor del SCR. Estos condensadores pueden interaccionar con otros elementos de la red. En redes con compensación paralelo se pueden dar problemas de resonancias y armónicos o sobretensiones temporales debidas, estas últimas, a los transitorios de conexión y desconexión de los condensadores. En redes con compensación serie, además de los mencionados anteriormente, se pueden producir efectos de resonancia subsíncrona.

3) *Interacción entre elementos de la red:*

En redes débiles es más común la interacción entre distintos elementos de la red. Por ejemplo, los controles de potencia asociados a los convertidores y las máquinas generadoras pueden interaccionar entre sí, produciendo oscilaciones en los flujos de potencia. En estos casos pueden aparecer problemas de oscilaciones subsíncronas. También puede existir interacción entre los convertidores electrónicos y los transformadores, causando a veces un efecto conocido como *inestabilidad armónica*.

4) *Efectos relacionados con la estabilidad y límites de transmisión de potencia:*

El problema más obvio relacionado con la transmisión de potencia en redes débiles es el límite térmico de los conductores. Otros menos obvios están relacionados con la estabilidad. Dentro de la estabilidad se definen dos grandes grupos, que se conocen como estabilidad de tensión y estabilidad de ángulo. El primero tiene que ver con mantener un nivel de tensión adecuado en cada nudo. El segundo tiene que ver con mantener el sistema en sincronismo.

## 2.4 Clasificación de las soluciones a los problemas en redes débiles

Para cada tipo de problema se han encontrado soluciones. Aunque los problemas sean diferentes, muchas de las soluciones, aunque con matices, son parecidas. La clasificación propuesta para las distintas soluciones es:

1) *Uso de dispositivos FACTS:*

Los dispositivos FACTS (del inglés, *Flexible Alternating Current Transmission Systems*), pueden ser utilizados para resolver muchos de los problemas que se exponen en este documento. Es muy común el uso de dispositivos paralelo, como STATCOMs, SVCs o filtros activos paralelo para mejorar el soporte de tensión (control de potencia reactiva), suprimir o atenuar el efecto de

resonancias (armónicas, subsíncronas,...), mitigar el efecto del flicker o reducción de las variaciones transitorias de la tensión. También es común el uso de FACTS en conexión serie, como SSSCs, DVRs o TCSCs. Estos dispositivos pueden servir para mitigar los efectos de la resonancia subsíncrona, para compensar huecos de tensión, flicker o sobretensiones temporales. Otros tipos de FACTS como los UPFCs también se proponen para abordar problemas diversos. Dentro de los FACTS es de especial interés el HVDC clásico y el HVDC-VSC (HVDC viene de “High Voltage Direct Current” y VSC viene de “Voltage Source Converter”). Los sistemas de transmisión en corriente continua (HVDC) permiten una transmisión flexible de potencia, prácticamente independiente de la longitud de la línea. Al igual que otros dispositivos FACTS se puede utilizar oportunamente para mitigar efectos perniciosos de las redes débiles pero, precisamente por tratarse de redes débiles, hay que tomar ciertas precauciones. En particular el HVDC-VSC resulta más flexible ya que puede aportar o consumir potencia reactiva según las necesidades de la red.

## 2) *Modificación de los algoritmos de control:*

Muchos de los elementos conectados a la red utilizan sistemas de control. Por ejemplo, las máquinas síncronas o motores de inducción doblemente alimentados utilizan control en bucle cerrado para el control de tensión/potencia/etc. En ciertos casos, las soluciones pasan por modificar los algoritmos de control utilizados para que no interaccionen los dispositivos entre ellos o para mitigar/evitar problemas de la red. Por ejemplo, se pueden modificar los algoritmos de control de la excitación de una máquina síncrona para evitar oscilaciones subsíncronas, o se puede modificar la estrategia de control de una turbina eólica conectada con convertidor back-to-back a la red para ayudar a mantener el nivel de tensión.

## 3) *Refuerzo/Modificación de la red:*

Este grupo de soluciones trata de añadir dispositivos o elementos a la red que ayuden a solucionar los problemas. Por tanto, el uso de dispositivos FACTS se podría englobar dentro de éste. Sin embargo, se ha decidido crear un grupo diferente por su singularidad. Entre las medidas más típicas se encuentran la inclusión de capacidades en serie o en paralelo para compensar potencia reactiva, el uso de transformadores desfasadores, la instalación de nuevas líneas en paralelo, la instalación de protecciones en los equipos o la limitación de la potencia de los aerogeneradores para que la red no parezca tan débil en el punto de conexión. En general, se prefiere utilizar este tipo de modificaciones antes que utilizar dispositivos FACTS, ya que aunque estos últimos son muy flexibles, también son muy caros. Además, hay que tener cuidado al instalar un dispositivo FACTS en una red débil ya que puede interaccionar con otros elementos de la red.

### 3. Armónicos

Las corrientes y tensiones con formas de onda no sinusoidales aparecen en los sistemas eléctricos de potencia debido a las características no lineales de los equipos utilizados en la red. Los transformadores, máquinas rotativas, FACTS o convertidores electrónicos son algunos ejemplos de equipos que tienen características no lineales.

#### 3.1 Clasificación de los armónicos

En la red pueden aparecer subarmónicos (frecuencias menores que las de la red), interarmónicos (múltiplos no enteros de la frecuencia de red) o armónicos propiamente dichos (múltiplos enteros de la frecuencia fundamental). En esta sección se abordarán, principalmente, los problemas causados por estos últimos.

Los subarmónicos u oscilaciones subsíncronas son raros en los sistemas de potencia pero pueden aparecer cuando se utiliza compensación de potencia serie, cuando un sistema es altamente inductivo o cuando existen grandes bancos de condensadores para corrección del factor de potencia o filtrado de armónicos. También pueden aparecer subarmónicos debido a la interacción entre controles de dispositivos conectados a la red, por ejemplo, entre el control de generadores síncronos y un enlace próximo HVDC.

Los interarmónicos producen efectos como el flicker, pares de baja frecuencia en los motores y generadores eléctricos, incremento de la temperatura en máquinas de inducción o malfuncionamiento de equipos y protecciones. Esta clase de perturbación armónica puede ser debida a cicloconvertidores, convertidores autónomos o máquinas de inducción, entre otros. También pueden aparecer por la interacción entre sistemas CA/CC o por resonancias a frecuencias interarmónicas.

#### 3.2 Problemas de los armónicos

Mientras que los interarmónicos y los subarmónicos no son muy comunes en los sistemas de potencia, los armónicos sí lo son. Los armónicos pueden estar producidos por la saturación de transformadores, por los convertidores electrónicos y por cargas no lineales, en general. En las redes débiles la inyección de armónicos de corriente en la red produce tensiones armónicas mayores que en redes fuertes. Este problema puede verse agravado si existen resonancias en la red cerca de las frecuencias armónicas.

En [11] se estudia la emisión de armónicos e interarmónicos en una planta eólica conectada a una red de baja tensión de 10 kV. Se concluye que uno de los factores que más afecta a los armónicos es el SCR. En [14] se hace un estudio de un caso real de emisión de armónicos y se estudia como las resonancias contribuyen a agravar el problema. En [15] y [16] se proponen modelos de las estaciones eólicas para calcular el

nivel de armónicos introducidos en la red. Se concluye que en muchos casos se puede utilizar un modelo agregado de la central eólica para estudiar los problemas de armónicos. En [16] se estudia el efecto de los armónicos introducidos por los convertidores electrónicos en máquinas de inducción doblemente alimentadas. En [7] se explican los límites de armónicos permitidos y se muestra que el valor de la impedancia de la red influye enormemente en el efecto que tienen los armónicos en los sistemas eléctricos.

Para la eliminación de armónicos o mitigar sus efectos se utilizan filtros pasivos o filtros activos. Los filtros pasivos están basados únicamente en bobinas, condensadores y resistencias. Los filtros activos, además de estos componentes utilizan convertidores electrónicos. Aunque estos últimos son más caros, son más flexibles y se pueden utilizar para mitigar, simultáneamente, otros problemas, como se explicará más adelante.

## 4. Resonancias

La resonancia es un efecto que aparece en circuitos que tienen bobinas y condensadores. Las frecuencias de resonancia poco amortiguadas en la red eléctrica pueden excitarse en los transitorios o pueden coincidir con los armónicos de tensión o corriente, agravando sus consecuencias.

### 4.1 Resonancia en sistemas CA

Existen dos tipos de resonancia en circuitos lineales: la resonancia serie y la resonancia paralelo. La resonancia serie se produce cuando la impedancia equivalente del circuito se hace mínima, y la resonancia paralelo cuando se hace máxima.

En presencia de armónicos o interarmónicos a las frecuencias de resonancia de la red, se puede dar un efecto de amplificación que deteriore mucho la calidad de la potencia o que cause el mal funcionamiento de los equipos conectados. Este efecto es especialmente pernicioso cuando se utilizan equipos de electrónica de potencia, y los armónicos inyectados en la red por estos equipos (tensión y/o corrientes) coinciden con las frecuencias de resonancia. En casos concretos, la amplificación de armónicos puede ser tan grande que se habla de *inestabilidad armónica* [2]. En las redes con un bajo SCR (redes débiles), las frecuencias de resonancia suelen ser bajas, y su efecto puede ser importante. En [2] se da una expresión aproximada para calcular la frecuencia de resonancia de la red en función del valor del SCR y la compensación de potencia reactiva prevista en el punto de conexión de un enlace HVDC convencional.

#### 4.1.1 Resonancia serie y resonancia paralelo

La resonancia serie hace que la impedancia equivalente de un circuito RLC serie sea muy baja a la frecuencia de resonancia. En el caso de que el valor de la frecuencia de resonancia coincida con una componente de tensión producida por algún generador, pueden producirse corrientes elevadas. La resonancia serie suele ocurrir en sistemas donde hay condensadores conectados al final de una rama de un “feeder”. En estos casos las cargas/generadores conectados al *feeder* ven, aproximadamente, un circuito LC serie. La resonancia serie también se puede dar en sistemas con compensación de potencia reactiva serie.

La resonancia paralelo hace que la impedancia equivalente de un circuito LC en paralelo sea muy grande a la frecuencia de resonancia. Si una corriente de la frecuencia de resonancia circula por un circuito resonante paralelo, se producen tensiones elevadas. La resonancia paralelo suele aparecer en sistemas que utilizan condensadores en conexión paralelo para, por ejemplo, compensación de potencia reactiva o filtros de armónicos [13].

En [17] se utiliza un filtro activo paralelo cambiar las frecuencias de resonancia de la red vista desde el punto de conexión de una central eólica “offshore”. Se propone una técnica para controlar el filtro activo de manera que funcione como una reactancia variable, que haga que la frecuencia de resonancia no coincida con ninguna frecuencia armónica prevista en el sistema. En [18] se analizan los efectos de diferentes topologías de convertidores conectados a una red de distribución. Se analizan los niveles de distorsión que introducen y se relacionan con las frecuencias de resonancia propias de la red. En [10] se analizan las resonancias que se producen al conectar aerogeneradores a la red. Se concluye que es imprescindible evitar resonancias en las frecuencias armónicas propias de los convertidores que se utilizan en dicha aplicación. En [11] se explica que los VSC basados en IGBT o GTO producen un espectro de ruido de alta frecuencia más rico en frecuencias que convertidores más convencionales basados en tiristores. Esto da lugar a más interarmónicos y más riesgo de distorsión en la onda de tensión. Finalmente, en [19] se estudia en detalle una instalación de generación eólica y se calculan las frecuencias de resonancia que aparecen. Se concluye que para que los resultados sean realistas, hay que tener modelos detallados de todos los componentes.

En [20] se propone un método sistemático para el cálculo de resonancias serie y paralelo basándose en la matriz de admitancias del sistema eléctrico. Como se apunta en muchas referencias, para el cálculo de las resonancias es necesario un modelo detallado de los componentes de la red en estudio. Además, las frecuencias de resonancia pueden cambiar según la configuración de la red (por ejemplo, por faltas) [21]. En [22] se puede encontrar tratamiento tutorial del problema de las resonancias y su cálculo en redes de cualquier tipo.

#### 4.1.2 Bancos de condensadores y armónicos

Cada banco de condensadores que se conecta al final de una línea es susceptible de provocar problemas de resonancia. Esta frecuencia de resonancia se podrá calcular, aproximadamente, usando la impedancia de cortocircuito vista desde el punto de conexión ( $X_{sc}$ ) y el valor de impedancia del banco calculada a la frecuencia del sistema ( $X_c$ ), es decir:

$$\omega_{res} = \sqrt{\frac{X_c}{X_{sh}}} \quad (7)$$

Para evitar problemas se recomienda que no existan frecuencias de resonancia por debajo 1 kHz y esto es complicado en redes débiles. Usando las relaciones de [13], se puede decir que la potencia reactiva dada por los condensadores no debe ser mayor que el 0.3% de la potencia de cortocircuito. Se puede concluir que el SCR es un factor imprescindible en el estudio de las resonancias.

## 4.2 Resonancia en sistemas CA/CC

Las resonancias se pueden estudiar en los sistemas CC igual que en los sistemas CA. En la práctica, los sistemas CA/CC están conectados mediante convertidores. Estos convertidores actúan como generadores de frecuencias armónicas, y por tanto los efectos de las resonancias requieren un análisis detallado. Los armónicos en CC y en CA cambian de frecuencia debido a la operación del convertidor electrónico. A este fenómeno se le llama *transferencia de armónicos*. Para el caso de convertidores que conmutan a frecuencias bajas este efecto es importante.

## 5. Oscilaciones subsíncronas

La red eléctrica es un sistema dinámico complejo en el que pueden aparecer modos de oscilación que se denomina *subsíncronos*, si su frecuencia está por debajo de la frecuencia de sincronismo, y *supersíncronos*, si está por encima. Las oscilaciones subsíncronas, bajo ciertas condiciones, pueden ocasionar efectos adversos. Los efectos relacionados con las oscilaciones subsíncronas se suelen dividir por su naturaleza en dos grupos diferentes:

- Interacción con los sistemas de control de potencia.
- Resonancia subsíncrona.

El primer tipo tiene que ver con la interacción entre los controles de potencia de equipos conectados a red y los modos subsíncronos. El segundo grupo tiene que ver con la amplificación de oscilaciones subsíncronas en redes con compensación serie de potencia reactiva.

Un modelado detallado de turbinas conectadas a generadores eléctricos, que frecuentemente se ven afectadas por los modos subsíncronos, se puede encontrar en [1]. El modelado de generadores eólicos para el estudio de oscilaciones de baja frecuencia es motivo de estudio desde hace mucho tiempo [23] y [24]. Otras referencias que tratan sobre el modelado de la parte mecánica de los generadores eólicos son [25], [26] o [27] y una referencia moderna y completa es el libro de T. Ackerman, *Wind Power in Power Systems* [3]. El modelado de generadores eólicos es, todavía, motivo de investigación [28].

### 5.1 Interacción con los sistemas de control de potencia

Los sistemas de control de potencia sirven para adecuar el nivel de potencia inyectado a la red por un determinado dispositivo. Estos sistemas de control pueden interaccionar con los modos subsíncronos de la red eléctrica. Cuando esto ocurre, las oscilaciones se pueden amplificar. En esta sección se distinguen tres problemas diferentes, y todos están basados en el principio explicado anteriormente. Estos problemas son la interacción de los modos de oscilación subsíncronos con (a) el control de excitación de máquinas rotativas, con (b) el control de velocidad de las turbinas y con (c) el control de convertidores CA/CC cercanos.

#### 5.1.1 Interacción con el control de excitación de máquinas eléctricas

El control de excitación de las máquinas síncronas y motores asíncronos doblemente alimentados puede llegar a excitar modos de oscilación del sistema por debajo de la frecuencia de sincronismo. La descripción de los sistemas de excitación se puede encontrar en [1] y [2] y la explicación detallada de este problema se puede encontrar en [1], [29] o [30]. Para el estudio de este fenómeno se utiliza un análisis de pequeña señal, que también se encuentra en las mismas referencias.

Este problema se soluciona en [29] para un generador síncrono cambiando el lugar de las medidas del sistema de excitación y modificando los algoritmos de control. En particular, se utiliza un filtro “notch” sintonizado a la frecuencia subsíncrona en el sistema de control. En [31] se demuestra que cambiando los parámetros del control de la excitación se puede mejorar el comportamiento ante oscilaciones subsíncronas, y en [32] se diseña un regulador en variables de estado para mitigar este tipo de oscilaciones.

### **5.1.2 Interacción con el control de velocidad de las turbinas**

El nivel de potencia entregada por una turbina se ajusta mediante una válvula, que está controlada en bucle cerrado. En caso de perturbaciones en la potencia entregada a la red, el control de velocidad se encarga de la correcta apertura de la válvula para devolver la velocidad a su valor original. La descripción de estos controles de velocidad se puede encontrar en el Capítulo 11 de [1].

En [33] se puede encontrar un ejemplo de interacción de los modos de oscilación subsíncronos de la red con el control de velocidad de una turbina. La solución adoptada es similar al caso de interacción con la excitación: modificar las leyes de control para eliminar las componentes de baja frecuencia de las señales realimentadas.

### **5.1.3 Interacción con convertidores CA/CC cercanos**

Las oscilaciones subsíncronas generadas por los grupos mecánicos producen una modulación en la amplitud y en la fase de la tensión generada. Si un convertidor CA/CC cercano tiene un ancho de banda superior a la frecuencia de la oscilación subsíncrona, el control de convertidor tratará de adecuar la tensión CC generada a la tensión actual de la red. De esta forma, el convertidor “sigue” la oscilación subsíncrona y el efecto final es una amplificación de dicha oscilación.

Para determinar si un enlace de HVDC puede interaccionar con los sistemas control de los generadores de un sistema de CA se utiliza un índice llamado UIF (Unit Interaction Factor), que es una medida que compara la potencia de la red con la potencia del enlace CC [1], [2]. La solución en el caso de interacción con el control de los convertidores es similar a los casos anteriores: modificar el control, incluyendo un filtro “notch” para eliminar las oscilaciones subsíncronas de la realimentación. Si la frecuencia de oscilación subsíncrona es desconocida, se puede utilizar algún método de estimación de la misma, como se hace en [34].

## **5.2 Resonancia subsíncrona**

Cuando en una línea se intercala un condensador en serie para compensar la reactancia de la línea, se forma un circuito LC resonante serie que, con los grados de

compensación habituales (entre 20 y 70%) tiene una frecuencia de resonancia menor que la frecuencia fundamental de la red eléctrica. Se dice, entonces, que la red tiene una frecuencia natural “subsíncrona”. Por lo tanto, cualquier perturbación que aparezca en una red con una línea compensada serie tenderá a producir oscilaciones de una frecuencia subsíncrona que, en la mayor parte de los casos, están bien amortiguadas y desaparecen sin causar problemas relevantes [1]. Sin embargo, en los años 70, se observaron serios problemas en generadores movidos por turbinas de vapor que estaban conectados a líneas con fuerte compensación serie. Estos problemas se debían a la interacción de los fenómenos subsíncronos propios de la resonancia serie de la línea y los modos naturales de oscilación mecánica del conjunto turbina-generator que provocaban una oscilación de energía entre el sistema eléctrico y el sistema mecánico. Como resultado, los conjuntos turbina-generator afectados se veían sometidos a oscilaciones torsionales que se manifestaban de forma espontánea o después de alguna perturbación. Estas oscilaciones producían serios daños en los ejes del conjunto [97] y el condensador instalado en la línea [95].

A continuación se describe algo más en detalle el problema de la resonancia subsíncrona con el que se ha iniciado esta sección y se aportan más referencias.

Un estudio detallado y clásico de la resonancia subsíncrona en máquinas síncronas se realiza en [1] con una descripción muy analítica del problema. Un problema más moderno se aborda en [35] donde se modela un generador de inducción doblemente alimentado para el estudio de la resonancia subsíncrona. En ambos casos, se utilizan modelos de pequeña señal para evaluar la localización de los auto-valores así como simulaciones en el dominio temporal.

Tradicionalmente, los fenómenos de resonancia subsíncrona se han clasificado como se expone en las secciones 5.2.1, 5.2.2 y 5.2.3 que se incluyen a continuación.

### 5.2.1 Interacciones torsionales o resonancia subsíncrona propiamente dicha

Si se llama  $f_o$  a la frecuencia de la red y  $f_n$  a una posible frecuencia de oscilación en la red, la interacción torsional ocurre cuando las corrientes inducidas en los rotores de máquinas síncronas o asíncronas (de frecuencia  $f_o$ - $f_n$ ), tienen una frecuencia cercana a la frecuencia natural del sistema mecánico  $f_m$ . Si se da esta condición, pequeñas oscilaciones en la tensión inducida en el rotor pueden resultar en grandes corrientes subsíncronas, que finalmente ocasionarán grandes oscilaciones en la parte mecánica de la máquina. Las oscilaciones producidas por la interacción torsional pueden incluso llegar a ser inestables, causando efectos desastrosos y, en cualquier caso, aumentan la fatiga en los materiales y disminuyen sensiblemente la vida útil de las máquinas.

Este es un fenómeno conocido desde hace mucho tiempo y ya existen muchas aplicaciones en las que se elimina este tipo de resonancia subsíncrona utilizando dispositivos de electrónica de potencia. En [40], [41], [42] y [43] se utiliza un STATCOM para disminuir la interacción torsional, realizando modificaciones en su sistema de control. En [44] se utiliza un VSC en conexión paralelo para emular el efecto de una inductancia, disminuyendo las oscilaciones subsíncronas y mejorando el control de

potencia reactiva. En [45] se utiliza un SVC con medidas remotas de la tensión del generador síncrono para mejorar la atenuación de las oscilaciones. En [46] y [47] se estudian modificaciones en el control de un compensador síncrono de tensión (*Static Synchronous Series Compensator, SSSC*) para eliminar la resonancia subsíncrona, obteniendo en ambos casos buenos resultados. Existen otros tipos de FACTS que también se pueden utilizar para mitigar este tipo de resonancia subsíncrona [48].

También se puede incluir en este tipo de resonancia subsíncrona, el caso de grandes convertidores electrónicos para HVDC. En este caso la estación convertidora que actúa como rectificador puede presentar una característica de resistencia negativa para ciertas frecuencias subsíncronas lo que provocaría oscilaciones peligrosas si esas frecuencias son próximas a alguna otra frecuencia natural de oscilación del sistema (líneas compensadas serie o grupos generador-turbina) [97]. En [49] se estudia el efecto de un enlace HVDC-VSC cercano a redes con compensación serie. Se realiza tanto un análisis de auto-valores como un análisis temporal. Se concluye que en redes débiles el fenómeno de interacción torsional es mayor que en redes fuertes. También se concluye que en el lado del HVDC-VSC que mantiene el nivel de la tensión CC, se disminuyen las oscilaciones. En el lado que se controla el nivel de potencia se empeoran las oscilaciones subsíncronas.

### 5.2.2 Fenómeno de auto-excitación o efecto del generador de inducción

Este fenómeno suele describirse dentro del capítulo de la resonancia subsíncrona, pero es de naturaleza puramente eléctrica. Con ciertos matices, puede darse tanto en generadores de inducción doblemente alimentados [36] como en máquinas síncronas [1].

Para explicar este fenómeno se suele utilizar un circuito equivalente de la máquina síncrona, para frecuencias subsíncronas, igual que el de un motor de inducción. El circuito equivalente se compone de la inductancia  $X$ , equivalente a la de la máquina síncrona, y una resistencia  $R$ , que modela el par en el entrehierro (corrientes de frecuencia  $f_0 - f_n$ ). La resistencia  $R$  tiene un valor que depende del deslizamiento ( $s$ ) entre la frecuencia natural de la línea  $f_n$  y la frecuencia de sincronismo  $f_0$ , de la forma  $f_n \cdot f_0$ . Si la frecuencia natural de la red es menor que la frecuencia de sincronismo, puede darse la situación de que la resistencia equivalente de la máquina sea negativa. Además, con altos grados de compensación serie, la resistencia equivalente de la máquina puede tener un valor absoluto mayor que la resistencia equivalente de la red, resultando en un circuito RLC con resistencia total negativa, que produce una oscilación creciente de baja frecuencia.

En [37] se describe una situación práctica en la cual los condensadores paralelo que se utilizan en un aerogenerador resultan dañados debido al fenómeno de auto-excitación. En [38] se estudia el control de un motor de inducción doblemente alimentado en una línea con compensación serie. Se utiliza el convertidor conectado a red para mitigar el

fenómeno de auto-excitación de la máquina asíncrona. Se hace tanto un análisis de auto-valores como en el dominio del tiempo.

En [39] se compara el uso de diferentes FACTS para mitigar el efecto de auto-excitación y las interacciones torsionales. En particular se compara un dispositivo de compensación paralelo (*Static Var Compensator, SVC*), con un dispositivo de compensación serie (*Thyristor Controlled series capacitor, TCSC*). Se concluye que, en este caso, el dispositivo de compensación serie es mejor para atenuar este problema.

### 5.2.3 Amplificación torsional transitoria o amplificación de par

Todos los fenómenos descritos en 5.2.2 y 5.2.1 tienen una naturaleza de pequeña perturbación (al menos inicialmente). Cuando el mecanismo de interacción de la parte eléctrica y la parte mecánica descrito en 5.2.2 se excita por un problema de gran perturbación (falta, por ejemplo) en la literatura se habla de “amplificación torsional transitoria o amplificación de par”. En [50] se describe el efecto de la amplificación torsional transitoria y se propone un modelado matemático para su estudio. En [51] se utiliza un STATCOM para disminuir las oscilaciones que se producen en los aerogeneradores durante faltas simétricas y asimétricas.

### 5.2.4 Interacción subsíncrona

Aunque los fenómenos descritos en las secciones 5.2.1, 5.2.2 y 5.2.3 suelen agruparse todos dentro de la resonancia subsíncrona, [96] prefiere usar el término de “Interacción subsíncrona” para agrupar a los fenómenos en los que dos partes del sistema eléctrico intercambien energía a una frecuencia subsíncrona. En esa referencia se describe el problema de naturaleza subsíncrona que tuvo lugar en el sur de Texas el 22 de Octubre de 2009 entre dos sistemas de generación eólica y una línea compensada serie, después de que una falta obligara a desconectar una línea cercana. En este incidente no aparecieron las tradicionales oscilaciones de un grupo clásico turbina-generator que crecen lentamente y que pueden atajarse en cuestión de segundos, sino que las corrientes subsíncronas que aparecieron se achacan a la interacción entre los sistemas de generación eólica y la línea con compensación serie. Estas corrientes crecieron más rápidamente que en el caso más clásico de resonancia subsíncrona y provocaron, también, grandes oscilaciones de la tensión en el punto de conexión. Esta situación no fue detectada por los sistemas de protección tradicionales instalados. También tomando como base el incidente recogido en [96], en el informe [95] se apunta la posibilidad de que los sistemas de generación eólica basados en generadores tipo 1 (máquina asíncrona de velocidad fija), tipo 2 (máquina asíncrona de rotor devanado con resistencias en el rotor) y tipo 3 (máquinas asíncronas doblemente alimentadas) exciten problemas subsíncronos cuando están conectados a una línea con compensación serie. Problemas que por ahora se descartan en generadores tipo 4 (con convertidor electrónico para procesar toda la potencia de la máquina).

En [96] se propone concretar más la definición de los fenómenos subsíncronos que afectan a las redes eléctricas. Así pueden distinguirse los siguientes términos (se ha

traducido el nombre al español, pero se ha incluido también el nombre dado originalmente en Inglés y las siglas en ese idioma, para facilitar la identificación de los términos en la literatura).

- Interacciones subsíncronas (SSI, Sub-Synchronous Interactions): Término general que, como se ha dicho, agrupa a los fenómenos en los que dos partes del sistema eléctrico intercambien energía a una frecuencia subsíncrona.
- Oscilaciones subsíncronas (SSO, Sub-Synchronous Oscillations): Término general que se refiere al resultado (oscilaciones) de las SSI.
- Resonancia subsíncrona (SSR, Sub-Synchronous Resonance): Este término se refiere, específicamente, al conocido problema de la oscilación de un grupo turbina-generador cercano a una línea con compensación serie.
- Interacciones torsionales subsíncronas (SSTI, Sub-Synchronous Torsional Interactions): Este término se refiere, específicamente, al problema de un generador síncrono cerca de un convertidor electrónico en el que los modos de resonancia mecánicos se excitan por la característica de resistencia negativa del convertidor (controlado) a esas frecuencias.
- El efecto del generador de inducción (IGE, Induction Generator Effect): Este término se refiere, específicamente, a una resonancia de tipo eléctrico entre la resistencia negativa de la máquina síncrona o asíncrona a frecuencias subsíncronas y los parámetros de la línea. A esas frecuencias, el valor absoluto de la resistencia de la máquina puede ser mayor que la resistencia positiva de la línea, resultando en un sistema dinámico con amortiguamiento equivalente negativo.
- Inestabilidad subsíncrona del sistema de control (SSCI, Sub-Synchronous Control Instability): Este término se refiere a un fenómeno relativamente nuevo, en el que un dispositivo de electrónica de potencia (convertidor para HVDC, SVC, sistema de generación eólica) interacciona con una línea con compensación serie, provocando oscilaciones a frecuencias sub-síncronas.

## 6. Flicker

El flicker es una variación periódica en la amplitud de la tensión de la red. Para que esto ocurra, la forma de onda de tensión debe de tener componentes de frecuencia que no son múltiplos de la frecuencia fundamental. Esta variación en la amplitud de la tensión, además de resultar molesta a la vista, puede afectar al funcionamiento de equipos conectados a la red [33].

Los generadores eólicos han sido identificados como una de las causas del flicker [52]. Las variaciones en la potencia inyectada a la red debido a las variaciones rápidas del viento [53] o las oscilaciones del aerogenerador [54] son las causas principales. Las oscilaciones producidas por el movimiento de rotación de la palas se denominan comúnmente 3p. Según [52], los aerogeneradores que operan a velocidad variable producen menos flicker que aquellos que lo hacen a velocidad constante.

El flicker es especialmente severo cuando se trata de redes débiles o aisladas, donde las variaciones de potencia pueden resultar en oscilaciones de tensión inaceptables [55]. Además, en redes débiles, la relación X/R de la conexión a red influye en la severidad de las oscilaciones [56].

En la literatura se proponen diferentes soluciones a la reducción de los efectos adversos del flicker. En muchos casos se utiliza un STATCOM en la conexión del sistema que lo produce [57], [58] o [59]. Cuando los aerogeneradores están conectados mediante electrónica de potencia se pueden utilizar algoritmos de control que mitiguen las fluctuaciones de tensión. En [60], [61] y [62] se proponen diferentes métodos de control para eliminar el flicker en motores de inducción doblemente alimentados. En [63] se investiga el efecto del flicker en un generador síncrono de imanes permanentes con convertidor back-to-back. Se concluye que el flicker se puede mitigar mediante el control de la potencia reactiva en redes con X/R alto mientras que en el caso de redes con X/R bajo se debe limitar la potencia activa inyectada para reducir la amplitud de las oscilaciones de tensión.

El flicker no es exclusivo de los generadores eólicos. Por ejemplo en [94] se describen dos alternativas para la compensación del flicker producido por hornos de arco usando electrónica de potencia.

## **7. Sobretensiones temporales**

El término sobretensión temporal hace referencia a incrementos transitorios y no transitorios de la tensión de red. Las sobretensiones temporales pueden causar serios daños en los equipos. Por ejemplo, en los condensadores para la compensación de potencia reactiva o en los convertidores electrónicos de potencia asociados a los generadores eólicos.

Las sobretensiones transitorias se deben a faltas, maniobra de interruptores, saturación de los transformadores, fenómenos de auto-excitación en las máquinas de inducción o rayos. En redes que utilizan condensadores para compensación de potencia reactiva, estos fenómenos suelen provocar picos de tensión aún mayores. En [64] se explica de manera teórica las sobretensiones producidas en bancos de condensadores por el efecto de las faltas.

Otro tipo de sobretensión habitual en redes débiles se debe a cambios en el balance de potencia reactiva de la red. Cambios en el punto de operación de la red, variaciones grandes del nivel de carga o la interrupción de faltas pueden dar lugar a un nivel de tensión superior al nominal. En este caso se dice que la sobretensión es temporal, pero no transitoria.

En [65] se describen soluciones para reducir las sobretensiones transitorias modificando las conexiones a tierra de los transformadores. También se estudian diferentes tipos de aerogeneradores y su comportamiento ante sobretensiones y se propone un índice para diseñar la impedancia de conexión a tierra. Igualmente, en [66] se describen muchos criterios para la conexión a tierra de los transformadores y el uso de pararrayos.

En [67] se desarrolla un modelo de transformador para estudiar las sobretensiones temporales debidas a los armónicos que se producen por la saturación del mismo. En [68] se analiza el efecto de sobretensiones debidas a resonancias a las frecuencias armónicas en líneas largas de alta tensión.

## 8. Estabilidad y límites de transmisión de potencia

Las líneas eléctricas alcanzan su límite térmico si las corrientes por los conductores elevan su temperatura hasta el punto de que los materiales pierdan rigidez. Para evitar llegar a este punto, se establecen límites de temperatura de operación. La temperatura máxima a la que se permite que un conductor trabaje en régimen estacionario estará entre 50 y 100 grados centígrados. Esta temperatura depende en gran medida del material del cable, su edad, su geometría, la altura de las torres de transmisión o los estándares de seguridad utilizados. La temperatura que alcanzan los cables depende en gran parte de la intensidad a la que se esté trabajando, pero también de otros factores ambientales como la temperatura ambiente, la velocidad del viento, la radiación solar, las condiciones en la superficie del conductor y la altitud sobre el nivel del mar.

En líneas con una longitud menor de 100 km el límite de transmisión de potencia lo suele establecer el límite térmico. Para líneas más largas, el límite suele estar establecido por cuestiones de estabilidad (que se discutirán más adelante). Si además de las líneas existen otros equipos conectados a la red eléctrica con límites de temperatura establecidos, el límite térmico lo marca el elemento más restrictivo (por ejemplo, un transformador o un interruptor) [3].

La potencia máxima transmitida por una línea se escribe como:

$$P_{max} = I_{max} U_{min} \cos \varphi_{min} \quad (7)$$

Donde  $I_{max}$  es la máxima corriente permitida por la línea (para no superar el límite térmico),  $U_{min}$  es la mínima tensión en la línea, y  $\cos \varphi_{min}$  es el mínimo factor de potencia esperado a plena carga [3].

Para aumentar la potencia máxima transmisible por una línea se puede incrementar la tensión mínima permisible en la red  $U_{min}$  o mejorar el mínimo factor de potencia esperado a plena carga  $\cos \varphi_{min}$ .

En relación con la influencia del límite térmico de los conductores en el límite de transmisión de potencia

- Determinar el límite térmico de los conductores en tiempo real monitorizando las condiciones de operación. Uno de los factores importantes a tener en cuenta es el viento que contribuye a enfriar los conductores, permitiendo una mayor transmisión de potencia
- Acortar los aisladores
- Aumentar el esfuerzo de tracción de los conductores
- Aumentar la altura de las torres
- Reemplazar los equipos que disminuyan el límite térmico, como interruptores o transformadores
- Cambiar los conductores por unos que permitan un límite térmico superior

Para mejorar la distribución de los flujos de potencia y, por tanto, aliviar aquellas líneas que estén cerca de su límite térmico se puede usar:

- Transformadores desfasadores.
- Compensación serie o paralelo de las líneas.
- FACTS para controlar los flujos de potencia activa/reactiva.

Siempre se prefiere instalar condensadores en serie o paralelo para compensación de potencia reactiva. La opción de los FACTS es más flexible, pero también es más cara. En [83] se discuten diferentes aspectos de estabilidad y límite térmico en redes débiles.

Los problemas de estabilidad limitantes que aparecen en líneas largas se pueden dividir en tres grandes grupos, que se describen más adelante:

- Estabilidad de ángulo.
- Estabilidad de tensión.
- Estabilidad de frecuencia.

La estabilidad de un sistema eléctrico se define como la capacidad de (a) mantenerse en equilibrio en régimen estacionario y (b) de llegar a un punto de equilibrio aceptable después de una perturbación severa. La primera recibe el nombre de estabilidad de pequeña perturbación, y la segunda estabilidad de gran perturbación. En particular, la estabilidad de ángulo y la estabilidad de tensión tienen que ver con la capacidad del sistema para mantenerse en equilibrio (estabilidad en general). El límite térmico tiene que ver con la capacidad física de transporte de potencia de los conductores. Finalmente, la estabilidad de frecuencia tiene que ver con la capacidad de un sistema de mantener la frecuencia dentro de los límites establecidos de funcionamiento. La información de este apartado se ha obtenido principalmente del libro de Kundur [1] y del de Ackerman [3]. En [69] se puede encontrar mucha información sobre estabilidad de plantas eólicas “offshore”.

La Figura 8.1 resume los factores limitantes de la cantidad de potencia transmisible por una línea en función de la longitud de ésta. La barra más corta en esa figura es el factor limitante.

## 8.1 Estabilidad de ángulo

La estabilidad de ángulo se refiere a la capacidad del sistema de mantenerse en sincronismo y se puede estudiar desde dos puntos de vista: pequeña y gran perturbación. La estabilidad de gran perturbación se le denomina *estabilidad transitoria*, y a la de pequeña perturbación *estabilidad de pequeña señal*.

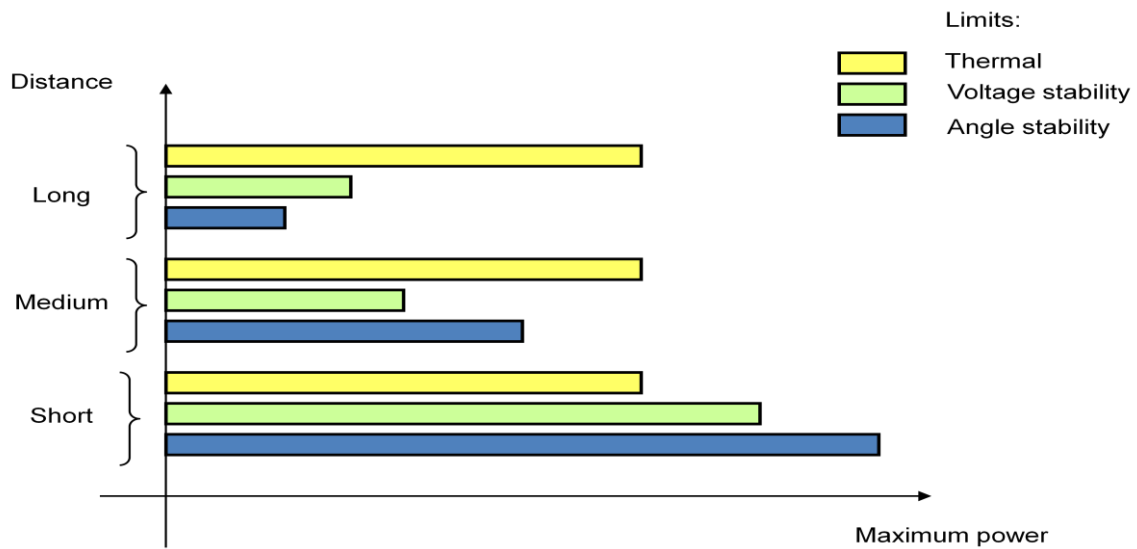


Figura 8.1: Límites de transmisión de potencia en función de la longitud de la línea.

### 8.1.1 Estabilidad transitoria

La estabilidad transitoria estudia el sincronismo de la red cuando ésta se somete a una gran perturbación como, por ejemplo, una falta. Para el estudio teórico del efecto de las faltas se suelen utilizar las curvas potencia/ángulo y el criterio de igualdad de áreas. Para el estudio de la estabilidad transitoria en sistemas multimáquina se utiliza simulación.

En [70] se estudia la estabilidad de una central eólica conectada a una red débil. La central eólica está equipada con motores de inducción doblemente alimentados con electrónica de potencia, pero se contemplan dos escenarios distintos. En el primer caso los generadores pueden seguir conectados en caso de falta mientras que en la segunda opción los generadores se desconectan en caso de falta. Se demuestra mediante simulación que la estabilidad transitoria mejora claramente en el caso de que las turbinas se queden conectadas durante la falta. En [71] se sugiere que la aportación a la estabilidad transitoria de un central eólica puede ser positiva o negativa, dependiendo del tipo de control de la misma. Se sugiere utilizar la electrónica de potencia que gobierna los aerogeneradores para inyectar potencia reactiva en caso de falta. En [72] se analiza el modelado de las turbinas en estudios de estabilidad transitoria, y se concluye que los resultados varían mucho en función del modelo utilizado. En [73] se concluye que tanto un SCR bajo como un ratio X/R bajo afectan negativamente a la estabilidad y en [74] se establece que el soporte que las turbinas dan a la red tiene que ser un factor determinante para elegir el tipo de aerogenerador en redes débiles.

### 8.1.2 Estabilidad de pequeña señal

Cuando la perturbación es pequeña, se pueden utilizar métodos de análisis de sistemas lineales (análisis de auto-valores y auto-vectores) para estudiar la estabilidad del

sistema linealizado. Este análisis de pequeña señal permite extraer información útil para el diseño y la operación del sistema.

Se han encontrado pocas publicaciones sobre el estudio de pequeña señal referido a redes débiles, aunque en las pocas que se han encontrado las conclusiones son parecidas. Tanto [75] como [76] concluyen que las oscilaciones ante pequeñas perturbaciones se hacen menos amortiguadas cuanto mayor es la penetración de energía eólica.

## **8.2 Estabilidad de tensión**

La estabilidad de tensión tiene que ver con la capacidad de un sistema eléctrico de mantener la tensión en todos sus nudos. Aunque la disminución en las tensiones de los nudos puede estar asociada a la pérdida de estabilidad de ángulo, las inestabilidades de tensión también pueden aparecer cuando el sistema está perfectamente en sincronismo. Para el estudio de la estabilidad de tensión existen técnicas de gran y pequeña perturbación. La estabilidad de gran perturbación se basa en el estudio de curvas P-V de transmisión de potencia o curvas Q-V. Estas curvas son no lineales, y para su estudio se requieren técnicas complejas (bifurcaciones, etc.). Para el análisis de la estabilidad de pequeña perturbación se utiliza un estudio local (linealizado) de las citadas curvas [1].

Cuando ocurre una inestabilidad de tensión, la tensión cae al subir la carga hasta producirse un colapso de tensión. La estabilidad de tensión ha sido muy estudiada en parques eólicos, y en especial en parques eólicos y enlaces HVDC conectados a la red mediante un enlace débil [77].

En [78] se comparan distintos aerogeneradores y su impacto sobre la estabilidad de tensión. Se concluye que los motores asíncronos doblemente alimentados con capacidad de seguir conectados ante contingencias son mejores desde el punto de vista de la estabilidad que los motores asíncronos con jaula de ardilla. Esto se debe a que en los primeros se puede regular la potencia reactiva inyectada en la red, y en los segundos no. En [79] se estudia la influencia de distintos parámetros en la estabilidad de tensión. Se estudia el impacto de la inercia de la red y del SCR, además de distintos parámetros de los generadores. Un SCR bajo así como una baja inercia hacen que la estabilidad de tensión se vea deteriorada. También se estudia el efecto de la compensación de potencia reactiva. El uso de compensadores basados en FACTS se estudia en [80] y [81]. En [82] se hace una revisión del uso de FACTS para mejorar la estabilidad de tensión y otros efectos adversos.

## **8.3 Estabilidad de frecuencia**

Como se señaló en la Sección 2, la variación de la frecuencia puede ser una de las consecuencias de la debilidad de la red eléctrica. Estas variaciones de frecuencia se

producen por el desequilibrio entre la potencia total generada en el sistema y la potencia total consumida. En primera instancia, cuando la potencia total consumida por las cargas aumenta (disminuye), los generadores eléctricos se frenan (aceleran) disminuyendo (aumentando) la frecuencia de la red, porque la potencia eléctrica generada en cada máquina sube (baja) para absorber el exceso (defecto) de potencia y deja de estar en equilibrio con la potencia en el eje proporcionada por la turbina.

Los reguladores de velocidad de los generadores síncronos convencionales se deben encargar de conseguir que la frecuencia del sistema vuelva a su valor de consigna después de cualquier perturbación. Sin embargo, en el nivel primario de control, los reguladores de velocidad se diseñan para que permitan cierto error en régimen permanente. Dado que todos los generadores tiene que girar a la misma velocidad al final, si no se permitiera este error, todos ellos lucharían para mantener la frecuencia igual a su referencia que podría ser ligeramente distinta a la de los demás. Además, el incremento de potencia generada total se repartiría entre todas las máquinas en relación con la rapidez de sus reguladores de velocidad y éste no es el mejor criterio. Para evitar esta situación y conseguir un reparto de la carga adecuado entre todos los generadores, el error de velocidad en régimen permanente, en este nivel, es proporcional al incremento de potencia en cada generador [1]. Así en el generador (i-ésimo) se cumplirá que:

$$K_i = \frac{\Delta P_i}{\Delta f_i} \quad (8)$$

donde

- $\Delta f_i = f_{oi} - f_i$  es la desviación de la frecuencia en régimen permanente para el generador (i).  $f_{oi}$  es la frecuencia antes del cambio y  $f_i$  es la frecuencia al final.
- $\Delta P_i = P_i - P_{oi}$  es el incremento de la potencia suministrada en el generador (i).  $P_i$  es la potencia al final y  $P_{oi}$  es la potencia antes del cambio.
- Nótese que si  $K_i > 0$ , se verifica que si la potencia generada aumenta, la velocidad del generador disminuye.
- $K_i$ , recibe el nombre de “constante del regulador de velocidad” y se mide en MW/Hz [99] y su inversa se llama “droop” ( $R_i$  en [1]), cuando se mide en Hz/MW.

En relación con  $R_i$ , frecuentemente se habla de “estatismo” [99], como el incremento de frecuencia (p.u. o en %) cuando se calcula la variación de frecuencia que se produciría con un incremento de potencia igual al nominal (subíndice  $n$ ):

$$\delta_i = \frac{P_{ni}}{K_i f_n} = \frac{f_{oi} - f_i}{f_n} \quad (\text{en p.u.}) \quad (9)$$

La potencia base y frecuencia base se toman iguales a las nominales del generador.

Los valores de  $K_i$  determinan cómo se reparte el incremento de carga entre todos los generadores del sistema y se diseñan, para que este reparto sea proporcional a la potencia nominal de cada unidad generadora.

En estas circunstancias, el control secundario de frecuencia (más lento) se encarga de manipular una entrada de referencia de potencia (*load reference setpoint* [1]) adicional del regulador de velocidad de algunos de los generadores, hasta llevar la frecuencia del sistema a su valor nominal. La actuación del control secundario, decidirá qué generadores y en qué proporción se encargan de eliminar el error en frecuencia debida al estatismo de los reguladores del nivel primario.

En una red débil, en la que la inercia equivalente del conjunto de los generadores sea pequeña, las variaciones de frecuencia durante los transitorios de potencia pueden ser más grandes de lo habitual en una red fuerte. Al final, sin embargo, los distintos niveles de control de frecuencia-potencia deberían poder llevar el valor de la frecuencia a su referencia.

Cuando se integran energías renovables en redes eléctricas débiles, sería deseable que estas fuentes renovables contribuyeran al control potencia-frecuencia de la red. Para ello, sería necesario simular el “estatismo” de los reguladores de velocidad de los generadores síncronos convencionales. Se pueden distinguir dos casos:

1. Aunque la red es débil, hay generadores síncronos conectados: En este caso, los generadores síncronos acabarán girando a la misma velocidad, después de la actuación del control primario y fijarán la frecuencia de la red. Los inversores conectados en esa red (típicamente para la incorporación de energías renovables) deben producir una tensión de salida de la misma frecuencia de la red (con ayuda de un PLL) y deben controlar la potencia suministrada para que sea función de la frecuencia (“droop control”) de tal manera que se cumpla [100], [101], [102], [103]:

$$f_{inv-i} = f_{oinv-i} - m_{inv-i} (P_{inv-i} - P_{oinv-i}) \quad (10)$$

donde:

- $f_{inv-i}$ , es la frecuencia de la red impuesta por el PLL en el inversor (i).
  - $f_{oinv-i}$ , es la frecuencia que el inversor tenía antes de la perturbación.
  - $P_{inv-i}$ , es la potencia que el inversor tiene que generar después de la perturbación.
  - $P_{oinv-i}$ , es la potencia que el inversor estaba generando antes de la perturbación.
  - $m_{inv-i}$ , es la constante de “droop”.
2. La red es débil y no hay generadores síncronos: Uno de los generadores debe controlarse para (con estatismo) fijar la frecuencia de la red. Los otros generadores, deberán seguir a la frecuencia impuesta, pero con una potencia generada según (10).

Nótese que el valor del estatismo y el concepto de “droop” son características de régimen permanente del control primario de frecuencia. La inercia de un generador síncrono puede también simularse en el algoritmo de control de los generadores de este tipo de sistemas [100].

## 9. Sincronización e incertidumbre en la conexión

La mayoría de los convertidores y otros dispositivos FACTS conectados a la red utilizan un sistema de bloqueo de fase (*Phase Locked Loop, PLL*) para sincronizarse con la red. Utilizando un PLL se extrae la frecuencia y la fase de la tensión de red para poder realizar un correcto control del intercambio de potencia activa y reactiva. Las redes débiles, debido a la baja impedancia de conexión tienen muchos problemas asociados con los sistemas de sincronización. Estos problemas de sincronización se pueden agrupar en dos grupos. El primero tiene que ver con problemas de ruido y señales no modeladas en la tensión de la red (armónicos, flicker, etc.). El segundo tiene que ver con la interacción entre convertidor y la red.

Por otra parte también pueden aparecer problemas de inestabilidad debido al diseño de los controles. En redes débiles, el valor de impedancia de red, además de ser pequeño, puede variar dependiendo de la configuración de la red. Para estos casos se requiere un estudio detallado del sistema de control ante cambio de la impedancia de red.

### 9.1 Problemas de ruido

Un PLL extrae la tensión de la red suponiendo que esta es más o menos sinusoidal. Cuando en la tensión de red existen señales no modeladas y no se toman las precauciones adecuadas, aparecen problemas en la estimación de la frecuencia y la fase. Efectos como los armónicos, desequilibrios, flicker o simplemente ruido pueden dar lugar a oscilaciones indeseadas en las estimaciones, lo que finalmente se traduce en oscilaciones indeseadas en la potencia inyectada a la red. Hay muchas publicaciones con soluciones por PLL's robustos ante este tipo señales indeseadas. Se usan métodos de sincronización basados en FFT [84] o integradores generalizados [85], entre otros. En general, se puede decir que el objetivo de todos estos métodos es la extracción, el tiempo más reducido posible, de la componente fundamental de tensión de secuencia directa evitando señales no deseada.

### 9.2 Interacción de los convertidores electrónicos con la red

Cuando se utiliza un PLL para conectarse a la red se supone que la tensión de la red es constante y no varía con la corriente que inyecta el convertidor. Otra suposición típica es que los transitorios de la tensión de red son lentos. Estas dos premisas pueden no cumplirse cuando la impedancia de cortocircuito en el punto de conexión es baja. En este caso el sistema de sincronización produce un acoplamiento entre la tensión del punto de conexión y el sistema de control del convertidor. Este efecto puede desencadenar un problema de realimentación positiva y causar oscilaciones de gran amplitud de la tensión generada.

Los efectos de acoplamiento entre un PLL y la red se exponen de manera teórica en [86]. Además, se dan consejos para diseñar sistemas PLL bajo condiciones de red

débiles, aunque no se analiza la estabilidad del sistema conjunto del PLL y la electrónica de potencia. Por el contrario, en [87] se analiza la estabilidad de VSCs conectados a la red mediante diferentes estrategias de control de corriente. Se concluye que claramente los métodos que no utilizan PLL son más robustos, y por tanto más adecuados para su uso en redes débiles. Además se estudia el efecto de la velocidad del PLL en la respuesta del convertidor, y se llega a la conclusión de que cuanto más lento sea el PLL, más amortiguada es la respuesta del convertidor, aunque también más lenta y menos precisa. En [88] se propone un PLL capaz de operar correctamente en redes débiles. Además se prueba su eficacia para sincronizarse a redes con oscilaciones subsíncronas. En [89] se estudia el impacto del PLL en la estabilidad de un aerogenerador. El aerogenerador está basado en un motor de inducción doblemente alimentado y está conectado a una red débil. Los resultados demuestran que el PLL y el bajo valor del SCR son las principales causas de inestabilidad.

En los trabajos de Lidong Zhang [90], [91] y [92], se propone un método de control alternativo que se denomina “método de sincronización de potencia”. Se utilizan como variables de control la tensión y la potencia, y se controlan de manera directa. Como el sistema resultante no es lineal, se linealiza en torno a punto de trabajo. En sus trabajos se demuestra que es un buen sistema para operar VSCs con SCR muy bajos, aunque no existen pruebas en prototipos.

### **9.3 Incertidumbre de la impedancia de conexión**

El diseño de los reguladores en la electrónica de potencia requiere saber de antemano la impedancia de conexión a la red para añadirla al modelo, sobre todo en caso de redes con SCR alto.

Existen diferentes formas de afrontar este problema. El primero es estimar la impedancia de la red durante el funcionamiento del convertidor para realizar un controlador con ajuste automático. Es decir, el regulador está pre-calculado en función de la impedancia de la red, y se auto-ajusta con la estimación de este. La segunda forma es realizar un control lo suficientemente robusto para operar en todas las condiciones de red que se puedan llegar a dar. Dentro de esta vertiente se puede destacar los diseños de regulador robustos y el diseño clásico con análisis de peor caso.

## 10. Organización y resumen de la documentación

Este documento se ha planteado como una revisión amplia de todos los problemas susceptibles de aparecer en redes débiles. Como el número de temas tratado es muy amplio, se hace necesaria una organización de los problemas y las soluciones para lograr una visión global. Además, para poder encajar cada problema dentro un determinado escenario, se dan pistas clave sobre qué problemas cabe esperar en cada situación de red.

### 10.1 Organización por temas

#### 10.1.1 Problemas de calidad

Dentro de esta sección se agrupan los problemas relacionados con la calidad de potencia. En este grupo están principalmente el flicker y los armónicos. En ciertas ocasiones el problema de las resonancias se puede agrupar dentro de los problemas de calidad, aunque hay que resaltar que el problema de las resonancias es más grave y puede dar lugar a problemas más severos.

Los problemas de calidad no suelen ser un problema para el funcionamiento de las instalaciones, aunque pueden ocasionar problemas en relación con el cumplimiento de las normativas vigentes. En la Tabla 1 se observan los problemas relacionados con la calidad y las resonancias. Los problemas más comunes y estudiados son el flicker, los armónicos e interarmónicos. Estos problemas tienen una casuística alta aunque son muy poco severos. Se suelen dar en todas las redes, aunque se pueden acentuar en las redes con SCR bajo.

|                      | Problema | Soluciones | Tipo de red | Casuística | Severidad |
|----------------------|----------|------------|-------------|------------|-----------|
| <b>Armónicos</b>     |          |            |             |            |           |
| Armónicos            | ++       | ++         | Todas       | ++         | --        |
| Interarmónicos       | -        | -          | Todas       | -          | -         |
| <b>Flicker</b>       |          |            |             |            |           |
| Flicker              | ++       | ++         | Todas       | ++         | -         |
| <b>Resonancia</b>    |          |            |             |            |           |
| Serie/Paralelo       | ++       | -          | SCR bajo    | +          | +         |
| Resonancia armónicas | +        | +          | SCR bajo    | +          | -         |
| Condensadores        | -        | -          | SCR bajo    | --         | -         |
| Resonancia CC/CA     | --       | -          | SCR bajo    | --         | +         |

Tabla 1: Relevancia y nivel de estudio de los problemas de calidad.

Los problemas de resonancia CA, resonancia CC/CA, resonancia armónica, problemas con la emisión de armónicos en los bancos de condensadores son menos comunes, y están limitados a redes con SCR bajo. Salvo en ciertos casos, no tienen porqué causar

grandes problemas de operación de los equipos. Un caso más severo de resonancia en la resonancia subsíncrona, aunque se trata en una sección aparte por su singularidad.

Las principales referencias sobre el estudio de los problemas y las soluciones relacionadas con la calidad se encuentran en la Tabla 2. Cabe destacar que los problemas de armónicos e interarmónicos son los más estudiados ya que están sometidos a normativas. Por otra parte, las resonancias no suelen ser un gran problema, pero al estar relacionadas con los armónicos también son gran motivo de estudio.

|                      | Sobre el problema                           | Sobre las soluciones                    |
|----------------------|---------------------------------------------|-----------------------------------------|
| <b>Armónicos</b>     |                                             |                                         |
| Armónicos            | [7],[11],[14],[15],[16]                     | [13]                                    |
| Interarmónicos       | [11]                                        | [11]                                    |
| <b>Flicker</b>       |                                             |                                         |
| Flicker              | [33],[52],[53],[54],[55],[56]               | [57],[58],[59],[60],[61],[62],[63],[94] |
| <b>Resonancia</b>    |                                             |                                         |
| Serie/Paralelo       | [2],[10],[11],[13],[18],[19],[20],[21],[22] | [10],[13],[17],[19]                     |
| Resonancia armónicas | [11],[14]                                   | [11],[14]                               |
| Condensadores        | [13]                                        | [13]                                    |
| Resonancia CC/CA     | [2]                                         | [2]                                     |

Tabla 2: Principales referencias bibliográficas sobre problemas de calidad.

Las soluciones a los problemas de calidad se muestran en la Tabla 3. Las mejores soluciones pasan por una buena planificación previa de la red o por el cambio del control de dispositivos de electrónica de potencia que se estén utilizando para la conexión de los dispositivos. Los filtros pasivos pueden ser una solución, aunque pueden dar lugar a problemas de resonancia, causando nuevos problemas. El uso de FACTS y el refuerzo de la red son buenas soluciones, aunque el coste de inversión puede ser muy alto.

|                             | Solución para                                     | Calidad | Inversión |
|-----------------------------|---------------------------------------------------|---------|-----------|
| <b>Planificación previa</b> | Resonancia CA, CC/CA, Armónicas                   | ++      | ++        |
| <b>Refuerzo de la red</b>   | Armónicos (todos), Resonancia (todos menos CC/CA) | +       | --        |
| <b>Filtro pasivo</b>        | Armónicos (todos)                                 | -       | ++        |
| <b>Cambio de control</b>    | Armónicos (todos), resonancia (todos)             | +       | ++        |
| <b>Uso de FACTS</b>         | Todo                                              | ++      | --        |

Tabla 3: Clasificación de las soluciones para los problemas de calidad.

### 10.1.2 Problemas de oscilaciones subsíncronas

Las oscilaciones por debajo de la frecuencia de sincronismo pueden ser peligrosas para la estabilidad de las redes, y pueden ser el detonante de problemas graves. Las oscilaciones subsíncronas se dividen en dos grupos, interacción con los sistemas de potencia y resonancia subsíncrona. Estos grupos se pueden ver en la Tabla 4.

|                               | Problema | Soluciones | Tipo de red | Casuística | Severidad |
|-------------------------------|----------|------------|-------------|------------|-----------|
| <b>Interacción</b>            |          |            |             |            |           |
| Excitación máquina s.         | ++       | +          | Todas       | --         | -         |
| Control de velocidad          | +        | +          | Todas       | --         | -         |
| Convertidores CC/CA           | ++       | ++         | SCR bajo    | +          | +         |
| <b>Resonancia subsíncrona</b> |          |            |             |            |           |
| Autoexcitación                | ++       | +          | C. Serie    | +          | ++        |
| Int. torsional                | ++       | +          | C. Serie    | +          | +         |
| Int. torsional transitoria    | --       | -          | C. Serie    | --         | --        |

Tabla 4: Relevancia y nivel de estudio de las oscilaciones subsíncronas.

Dentro del grupo de interacción de los sistemas de potencia se puede distinguir entre los efectos de excitación en la máquina síncrona y el control de velocidad, por un lado, y la interacción entre convertidores CC/CA y máquinas síncronas cercanas. El más importante en el caso de energía renovables parece ser la interacción entre convertidores CC/CA cercanos, que se suele dar en redes con SCR bajo.

En relación con la resonancia subsíncrona, solo suele ocurrir en redes con compensación serie, o redes muy largas con mucha compensación paralelo. Los efectos de autoexcitación e interacción torsional parecen ser los más importantes y los más dañinos para los equipos, mientras que la interacción torsional solo se da raras veces y no tiene grandes consecuencias. Los efectos de la resonancia subsíncrona pueden aparecer en las redes debido al corte de líneas, aumento de la carga, faltas, etc.

|                            | Sobre el problema  | Sobre las soluciones     |
|----------------------------|--------------------|--------------------------|
| <b>Interacción</b>         |                    |                          |
| Excitación máquina s.      | [1],[2],[29],[30]  | [1],[29],[31],[32]       |
| Control de velocidad       | [1]                | [1],[33]                 |
| Convertidores CC/CA        | [1],[2],[34]       | [1],[2],[34]             |
| <b>Res. subsíncrona</b>    |                    |                          |
| Autoexcitación             | [1],[35],[36],[37] | [38],[39]                |
| Int. torsional             | [1],[44],[46]      | [40],[41],[42],[43],[44] |
| Int. torsional transitoria | [50]               | [50],[51]                |

Tabla 5: Principales referencias bibliográficas sobre oscilaciones subsíncronas.

Las soluciones para los problemas de oscilaciones subsíncronas se muestran en la Tabla 6. Los problemas del grupo “Interacción son los controles de potencia” se

pueden solucionar cambiando debidamente las leyes de control de los dispositivos conectados, así que la inversión es mínima.

|                          | Solución para                  | Calidad | Inversión |
|--------------------------|--------------------------------|---------|-----------|
| <b>HVDC-Control DC</b>   | Resonancia subsíncrona (todos) | ++      | +         |
| <b>Cambio de control</b> | Todo                           | +       | ++        |
| <b>FACTS series</b>      | Resonancia subsíncrona (todos) | ++      | --        |
| <b>FACTS paralelo</b>    | Resonancia subsíncrona (todos) | ++      | --        |

Tabla 6: Clasificación de las soluciones para las oscilaciones subsíncronas.

Para los problemas de resonancia subsíncrona existen diferentes vertientes. La primera es cambiar el control de los dispositivos conectados para que ayuden a mitigar la resonancia subsíncrona. Este es el método más barato aunque solo es posible si la potencia de la instalación es capaz de modificar las condiciones actuales de la red. La segunda opción pasa por el uso de dispositivos FACTS (tanto en serie como en paralelo) para la mitigación de la resonancia subsíncrona. Cabe destacar que el uso de HVDC-VSC cercanos (o simplemente convertidores VSC Back-2-Back) disminuye el efecto la resonancia subsíncrona si se conecta al lado que controla el bus CC, y empeora si se conecta al lado de potencia constante.

En todo caso, cabe destacar que la resonancia subsíncrona es una situación anómala, que suele ocurrir en caso de fallos de maniobras, faltas, cortes de líneas, etc.

### 10.1.3 Problemas de la electrónica de potencia

Los problemas adicionales relacionados con la electrónica de potencia se centran en el control, principalmente en dos aspectos. El primero tiene que ver con el sistema de sincronización, y el segundo con el diseño de los reguladores.

|                         | Problema | Soluciones | Tipo de red  | Casuística | Severidad |
|-------------------------|----------|------------|--------------|------------|-----------|
| <b>Sincronización</b>   |          |            |              |            |           |
| Ruido excesivo          | ++       | ++         | SCR bajo     | +          | -         |
| Realimentación positiva | +        | +          | SCR muy bajo | +          | +         |
| <b>Reguladores</b>      |          |            |              |            |           |
| Incertidumbre           | ++       | ++         | SCR variable | -          | +         |

Tabla 7: Relevancia y nivel de estudio de los problemas con la electrónica de potencia.

Dentro del sistema de sincronización se pueden producir dos efectos diferentes. El primero la falta de precisión en la extracción de la frecuencia de la red, porque esta esté contaminada con ruido, armónicos, y en general, cualquier otro tipo de señal no modelada. El segundo problema es el efecto de realimentación positiva que se da por medio del PLL. Este segundo problema solo es importante cuando el SCR es muy bajo, y se debe a que la corriente inyectada modifica mucho la tensión del punto, resultando

la sincronización muy complicada. Para estos casos se recomienda en la literatura no utilizar un regulador con sistema de referencia síncrono.

|                         | Sobre el problema   | Sobre las soluciones |
|-------------------------|---------------------|----------------------|
| <b>Sincronización</b>   |                     |                      |
| Ruido excesivo          | [84],[85]           | [84],[85]            |
| Realimentación positiva | [86],[87],[88],[89] | [86],[87],[88],[89]  |
| <b>Reguladores</b>      |                     |                      |
| Incertidumbre           | [87],[90],[91],[92] | [87],[90],[91],[92]  |

Tabla 8: Principales referencias bibliográficas sobre problemas con la electrónica de potencia.

En lo referencia al diseño de los reguladores, el principal problema es el desconocimiento (con exactitud) de la impedancia de red, que además puede variar dependiendo de las condiciones de red.

Las soluciones para los problemas de esta sección pasan en todo caso por modificar la estrategia de control. Para el caso de ruido y otras señales se puede optar por PLL's con filtrado. Para el problema de la realimentación positiva se debe tener en cuenta el SCR en el diseño y realizar un control más lento. Otra manera es cambiar completamente la estrategia de control y utilizar la sincronización en potencia. Finalmente, para el caso de incertidumbre en los parámetros se puede optar por reguladores robustos, por un lado, o reguladores adaptativos, por otro. Problemas de límites de transmisión de potencia

|                                 | Solución para  | Calidad | Inversión |
|---------------------------------|----------------|---------|-----------|
| <b>Modificación del PLL</b>     | Sincronización | ++      | --        |
| <b>Modificación ley control</b> | Todo           | ++      | --        |

Tabla 9: Clasificación de las soluciones para los problemas con electrónica de potencia.

#### 10.1.4 Problemas de límites de transmisión de potencia

Los problemas de límite de transmisión de potencia se centran en las restricciones en la generación en puntos de la red donde la conexión no es fuerte. Como se muestra en la Tabla 10, estas restricciones pueden causar desde el punto de vista de estabilidad de ángulo (pérdida de sincronismo), estabilidad de tensión (colapso de tensiones), estabilidad de frecuencia (desviación de la frecuencia con respecto al valor nominal) y sobrepaso del límite térmico.

Los problemas más severos están relacionados con la estabilidad de ángulo y de tensión. El control de frecuencia puede ser relevante sobre todo en sistemas donde se pueda dar el modo isla (intencionado o no). Por último, el uso de estrategias de control de convertidores en paralelo solo es necesario cuando la red de conexión tiene un SCR muy bajo o la red se encuentra en modo isla, de forma que varios inversores puedan

interactuar entre ellos al conectarse. En la Tabla 11 se muestran las referencias bibliográficas utilizadas para cada tema.

|                               | Problema | Soluciones | Tipo de red  | Casuística | Severidad |
|-------------------------------|----------|------------|--------------|------------|-----------|
| <b>Estabilidad de ángulo</b>  |          |            |              |            |           |
| Transitoria                   | +        | +          | Todas        | +          | ++        |
| Pequeña señal                 | -        | -          | Todas        | -          | +         |
| <b>Estabilidad de tensión</b> |          |            |              |            |           |
| Estabilidad de tensión        | +        | ++         | SCR bajo     | +          | ++        |
| <b>Control de frecuencia</b>  |          |            |              |            |           |
| Modo isla                     | ++       | ++         | Aisladas     | +          | ++        |
| Control paralelo              | ++       | ++         | SCR muy bajo | --         | -         |
| <b>Límite térmico</b>         |          |            |              |            |           |
| Límite térmico                | +        | +          | SCR bajo     | -          | -         |

Tabla 10: Relevancia y nivel de estudio de los problemas de límites de transmisión de potencia.

|                               | Sobre el problema       | Sobre las soluciones     |
|-------------------------------|-------------------------|--------------------------|
| <b>Estabilidad de ángulo</b>  |                         |                          |
| Transitoria                   | [70],[71],[72],[73]     | [70],[71],[74]           |
| Pequeña señal                 | [75],[76]               | [75],[76]                |
| <b>Estabilidad de tensión</b> |                         |                          |
| Estabilidad de tensión        | [1],[71],[78],[79]      | [78],[79],[80],[81],[82] |
| <b>Control de frecuencia</b>  |                         |                          |
| Red débil                     | [100]                   | [100]                    |
| Modo isla                     | [100],[101],[102],[103] | [100],[101],[102],[103]  |
| <b>Límite térmico</b>         |                         |                          |
| Límite térmico                |                         |                          |

Tabla 11: Principales referencias bibliográficas sobre problemas de límite de transmisión de potencia.

#### 10.1.5 Problemas de sobretensiones y faltas

Los problemas relacionados con las faltas no suelen ser más importantes que en las redes fuertes, y por ello no se han tratado en este documento. Un aspecto que si puede ser importante son las sobretensiones que se pueden producir por el efecto de las faltas o la conexión de bancos de condensadores.

|                       | Problema | Soluciones | Tipo de red                | Casuística | Severidad |
|-----------------------|----------|------------|----------------------------|------------|-----------|
| <b>Sobretensiones</b> |          |            |                            |            |           |
| Sobretensiones        | +        | +          | Condensadores/<br>SCR bajo | -          | +         |

Tabla 12: Relevancia y nivel de estudio de los problemas de sobretensiones

Las sobretensiones se tratan en las referencias mostradas en la Tabla 11. Algunas de las soluciones tratadas en las referencias son el uso de protecciones y la modificación de las conexiones de los transformadores, como se observa en la Tabla 14.

|                       | Sobre el problema | Sobre las soluciones |
|-----------------------|-------------------|----------------------|
| <b>Sobretensiones</b> |                   |                      |
| Sobretensiones        | [64],[67],[68]    | [65],[66]            |

Tabla 13: Principales referencias bibliográficas sobre problemas de sobretensiones.

|                                 | Solución para  | Calidad | Inversión |
|---------------------------------|----------------|---------|-----------|
| <b>Conexión transformadores</b> | Sobretensiones | +       | --        |
| <b>Aparamenta</b>               | Sobretensiones | ++      | +         |

Tabla 14: Clasificación de las soluciones para los problemas de sobretensiones.

## 10.2 Clasificación por tipo de red

Esta es una sección breve en la cual se trata de identificar posibles problemas en base a al tipo de red de la que se esté tratando. Además se dan las referencias más importantes de la literatura y los puntos de este documento donde se tratan los problemas. Esta sección es especialmente útil a título informativo para saber a qué tipo de problemas se puede esperar enfrentarse en cada tipo de red de una manera rápida.

|                                  | SCR bajo | Baja inercia | Isla | Líneas largas | Comp. Serie | Condensadores | Gener. cerca | FACTS cerca | HVDC cerca |
|----------------------------------|----------|--------------|------|---------------|-------------|---------------|--------------|-------------|------------|
| <b>Calidad</b>                   |          |              |      |               |             |               |              |             |            |
| Armónicos                        | +        | -            | -    | +             | +           | ++            | --           | ++          | ++         |
| Flicker                          | +        | +            | +    | +             | +           | ++            | --           | -           | -          |
| Resonancias                      | +        | -            | -    | +             | +           | ++            | --           | -           | +          |
| <b>Oscilaciones subsíncronas</b> |          |              |      |               |             |               |              |             |            |
| Interacción                      | +        | -            | +    | +             | +           | +             | ++           | +           | ++         |
| Resonancia subsíncrona           | -        | -            | -    | +             | ++          | +             | +            | -           | -          |
| <b>Límites de transmisión</b>    |          |              |      |               |             |               |              |             |            |
| Estabilidad de tensión           | ++       | +            | ++   | ++            | +           | +             | --           | --          | +          |
| Estabilidad de ángulo            | ++       | +            | +    | +             | +           | +             | --           | --          | +          |
| Estabilidad de frecuencia        | -        | ++           | ++   | -             | --          | --            | -            | -           | +          |
| Control de frecuencia            | -        | ++           | ++   | -             | --          | --            | +            | +           | +          |
| Límite térmico                   | +        | -            | -    | ++            | --          | --            | --           | --          | --         |
| <b>Electrónica de potencia</b>   |          |              |      |               |             |               |              |             |            |
| Sincronización                   | ++       | +            | --   | +             | -           | -             | --           | -           | -          |
| Control                          | ++       | -            | -    | +             | -           | -             | --           | -           | -          |
| <b>Sobretensiones</b>            |          |              |      |               |             |               |              |             |            |
| Sobretensiones                   | ++       | -            | -    | ++            | +           | ++            | --           | -           | -          |

Tabla 15: Tabla resumen de los fenómenos en redes débiles y en qué tipo de situaciones pueden darse \*.

\* La realización de esta tabla está basada en toda la información leída durante la realización del proyecto, y es totalmente cualitativa.

## 11. Propuestas de desarrollo

En esta sección se describen las propuestas para proseguir en la investigación de la conexión de aerogeneradores a redes débiles. En primer lugar se describen algunos aspectos que no se han tratado en este documento pero que deberían estudiarse antes de proseguir en el proyecto, tales como el estudio de las normativas y el estudio de las protecciones. En segundo lugar se deberían definir situaciones reales de especial interés para generar modelos de simulación. Finalmente, se deberían generar modelos de simulación conjunto de los aerogeneradores y las redes eléctricas.

### 11.1 Estudio de normativas

Dependiendo del lugar donde se realice la aplicación la normativa puede ser muy distinta. Un primer punto es realizar un estudio de la normativa vigente en los puntos en los puntos de posible aplicación. Con este estudio se permitiría estimar que tipo de eventos pueden darse en la red.

### 11.2 Definición de situaciones

En este punto se deberían proponer diferentes situaciones representativas de la conexión de aerogeneradores. La definición de estas situaciones es un punto de partida imprescindible para la posterior generación de los escenarios de simulación. Estas situaciones deben estar basadas en el estudio de las normativas, la experiencia y los documentos que se hayan consultado.

### 11.3 Generación de modelos de simulación

La generación de modelos de simulación debe estar centrada en dos puntos, los modelos de simulación de las redes eléctricas y los modelos de simulación de los aerogeneradores.

#### 11.3.1 Generación de modelos de aerogeneradores

Antes de generar modelos de modelos de redes eléctricas es necesario generar modelos de aerogeneradores a diferentes niveles. Estos modelos serán necesarios para la simulación posterior de algunos de los efectos en redes débiles. Para poder definir diferentes niveles de simulación, también se deben definir diferentes niveles de modelado de las turbinas. Para tener una amplia gama de modelos sería necesario disponer de:

- Modelo detallado de un aerogenerador: Este modelo debería incluir todos los detalles del control y el funcionamiento real del aerogenerador, como la electrónica de potencia, el control y las máquinas rotativas. El objetivo de este

modelo es poder observar el comportamiento general de la máquina conectada a la red.

- Modelo simplificado de un aerogenerador: Este solo debía incluir un modelado de las ecuaciones de funcionamiento del dispositivo, sin necesidad de modelar la electrónica de potencia y las máquinas rotativas. El objetivo de este modelo es poder simular varias máquinas simultáneamente y ver su comportamiento. Además, con este modelo se puede extraer información relevante del funcionamiento de los dispositivos sin tener en cuenta los pequeños detalles de funcionamiento.
- Modelo agregado de parque: El modelo agregado de parque se utiliza para hacer simulaciones completas del funcionamiento y del impacto del parque sobre la red eléctrica. Este modelo debe ser lo suficientemente representativo del parque para poder observar los fenómenos estudiados en el documento.

### **11.3.2 Generación de modelos de redes**

Se deben generar modelos de redes representativos de los efectos que se pretenden estudiar. Entre los modelos de redes que se deberían generar son los siguientes:

- Modelo de red débil con alta inercia.
- Modelo de red débil con baja inercia.
- Modelo de red fuerte con baja inercia.

Además, se deben generar modelos de redes para la simulación de efectos complejos, como la resonancia subsíncrona o los límites de transmisión de potencia. Otro aspecto que también puede ser importante modelar es la aparamenta eléctrica y otros dispositivos que se conecten a red, como protecciones, bancos de condensadores, transformadores o FACTS.

## 12. Bibliografía

- [1] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Professional, 1994.
- [2] "IEEE Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short-Circuit Capacities," *IEEE Std 1204-1997*, 1997.
- [3] Thomas Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, 1<sup>o</sup> ed., Wiley, 2005.
- [4] M. Palsson, T. Toftevaag, K. Uhlen, and J. Tande, "Control concepts to enable increased wind power penetration," *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 3, pp. 1984–1990, 2003.
- [5] J. Tande and K. Uhlen, "Wind turbines in weak grids-constraints and solutions," *IEE 16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED*, vol. 4, 2001.
- [6] J. Tande, K. Uhlen, and T. Gjengedal, "Options for large scale integration of wind power," *IEEE Russia Power Tech*, pp. 1–4, 2005.
- [7] J. Tande, "Impact of wind turbines on voltage quality," *Proceedings of the 8th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, pp. 1158–1161, 1998.
- [8] J. Wiik, J. Gjefde, and T. Gjengedal, "Impacts from large scale integration of wind energy farms into weak power systems," *Proceedings of the International Conference on Power System Technology, PowerCon*, vol. 1, pp. 49-54, 2000.
- [9] L. Craig, M. Davidson, N. Jenkins, and A. Vaudin, "Integration of wind turbines on weak rural networks," *International Conference on Opportunities and Advances in International Electric Power Generation*, pp. 164–167, 1996.
- [10] Ruimin Zheng, M. Bollen, and Jin Zhong, "Harmonic resonances due to a grid-connected wind farm," *14th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, pp. 1–7, 2010.
- [11] M.H. Bollen, L. Yao, S.K. Rönnerberg, and M. Wahlberg, "Harmonic and interharmonic distortion due to a windpark," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–6, 2010.
- [12] A. Gomez-Exposito, A. J. Conejo, and C. Canizares, *Electric Energy Systems: Analysis and Operation*, CRC Press, 2008.
- [13] E. Fuchs, and M.A.S. Masoum, *Power Quality in Power Systems and Electrical Machines*, Academic Press, 2008.
- [14] S. Papathanassiou and M. Papadopoulos, "A study case on harmonic distortion created by wind turbines," *18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED2005*, pp. 1–5, 2010.
- [15] J. Li, N. Samaan, and S. Williams, "Modeling of large wind farm systems for dynamic and harmonics analysis," *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, pp. 1–7, 2008.
- [16] R. King and J.B. Ekanayake, "Harmonic modelling of offshore wind farms," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–6, 2010.

- [17] K. Smith, and L. Ran, "Active filter used as a controlled reactance to prevent harmonic resonance in interconnected offshore power systems," *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, vol. 146, pp. 393–399, 1999.
- [18] J. Enslin, W. Hulshorst, A. Atmadji, P. Heskes, A. Kotsopoulos, J. Cobben, and P. Van der Sluijs, "Harmonic interaction between large numbers of photovoltaic inverters and the distribution network," *IEEE Proceedings of the Bologna Power Tech Conference*, pp. 1–6, Vol.3, 2003.
- [19] D. Patel, R. Varma, R. Seethapathy, and M. Dang, "Impact of wind turbine generators on network resonance and harmonic distortion," *23rd Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, pp. 1-6, 2010.
- [20] Wilsun Xu, Zhenyu Huang, Yu Cui, and Haizhen Wang, "Harmonic resonance mode analysis," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, pp. 1182–1190, 2005.
- [21] G. Lemieux, "Power system harmonic resonance-a documented case," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 26, pp. 483–488, 1990.
- [22] U. Sachs, H. Tyll, and C. Unger, "Network models enlighten harmonics investigations [of power systems]," *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 9, pp. 23–26, 2002.
- [23] E.N. Hinrichsen, and P.J. Nolan, "Dynamics and stability of wind turbine generators," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, no. 8, pp. 2640–2648, 1982.
- [24] S. Li, Z. Liu, X. Hao, and S. Jia, "Dynamic equivalence to induction generators and wind turbines for power system stability analysis," *IEEE 2nd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, pp. 887–892, 2010.
- [25] T. Thiringer, and J.A. Dahlberg, "Periodic pulsations from a three-bladed wind turbine," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 16, pp. 128–133, 2001.
- [26] Åke Larsson, *The power quality of wind turbines*, Department of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, 1996.
- [27] W. Watson, and M.E. Coultres, "Static exciter stabilizing signals on large generators-mechanical problems," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, no. 1, pp. 204–211, 2007.
- [28] T. Thiringer, *Measurements and modelling of low-frequency disturbances in induction machines*, Department of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, 1996.
- [29] C. J. Azuaje, and V.M. Gomez, "Evaluation of Excitation System Effect on Power Oscillations at Full Load of an 805 MVA Hydrogenerator," *IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, TDC'06*, pp. 1–6, 2006.
- [30] D. C. Lee, R.E. Beaulieu, and G.J. Rogers, "Effects of governor characteristics on turbo-generator shaft torsionals," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, no. 6, pp. 1254–1261, 2007.

- [31] N. Kshatriya, U.D. Annakkage, and A.M. Gole, "A New Stabilizer and Design Algorithm to Minimize the Excitation of Undesirable Oscillations," *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1–7, 2007.
- [32] L. Wang, "Damping of torsional oscillations using excitation control of synchronous generator: the IEEE Second Benchmark Model investigation," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 6, pp. 47–54, 2002.
- [33] M. M. Morcos, and J.C. Gomez, "Flicker Sources and Mitigation," *IEEE Power Engineering Review*, vol. 22, pp. 5–10, 2002.
- [34] M. Bongiorno, J. Svensson, and L. Angquist, "Online Estimation of Subsynchronous Voltage Components in Power Systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 1, pp. 410–418, 2008.
- [35] Lingling Fan et al., "Modeling of DFIG-Based Wind Farms for SSR Analysis," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 4, pp. 2073–2082, 2010.
- [36] D. J. N. Limebeer, and R. G. Harley, "Subsynchronous resonance of single-cage induction motors," *IEE Proceedings on Electric Power Applications*, vol.128, no. 1, pp. 33–42, 2008.
- [37] R. Zavadil, "Shunt capacitor failures due to windfarm induction generator self-excitation phenomenon," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 8, no. 3, pp. 513–519, 2002.
- [38] C. Zhu, L. Fan, and M. Hu, "Control and analysis of DFIG-based wind turbines in a series compensated network for SSR damping," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–6, 2010.
- [39] R. K. Varma, Soubhik Auddy, and Ysni Semsedini, "Mitigation of Subsynchronous Resonance in a Series-Compensated Wind Farm Using FACTS Controllers," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 3, pp. 1645–1654, 2008.
- [40] A. Salemnia, M. Khederzadeh, and A. Ghorbani, "Mitigation of subsynchronous oscillations by 48-pulse VSC STATCOM using remote signal," *IEEE Bucharest PowerTech*, pp. 1–7, 2009.
- [41] K. R. Padiyar, and N. Prabhu, "Design and Performance Evaluation of Subsynchronous Damping Controller with STATCOM," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 3, pp. 1398–1405, 2006.
- [42] N. Prabhu, M. Janaki, and R. Thirumalaivasan, "Damping of subsynchronous resonance by subsynchronous current injector with STATCOM," *IEEE Region 10 Conference, TENCON 2009*, pp. 1-6, 2009.
- [43] B. K. Keshavan, and N. Prabhu, "Damping of subsynchronous oscillations using STATCOM-a FACTS device," *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, pp. 1–7, 2001.
- [44] A. C. Borre, R. F. S. Dias, A. C. S. de Lima, and E. H. Watanabe, "Synthesis of controlled reactances using VSC converters," *Brazilian Power Electronics Conference, COBEP'09*, pp. 431–437, 2009.

- [45] R. K Varma, and S. Auddy, "Mitigation of subsynchronous resonance by SVC using PMU-acquired remote generator speed," *IEEE Power India Conference*, 2006.
- [46] M. Bongiorno, L. Angquist, and J. Svensson, "A Novel Control Strategy for Subsynchronous Resonance Mitigation Using SSSC," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 2, pp. 1033–1041, 2008.
- [47] X. Zheng, J. Zhang, and C. Wang, "Active damping controller design for SSSC to mitigate subsynchronous resonance," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–6, 2010.
- [48] K.R. Padiyar, and N. Prabhu, "Analysis of SSR with Three-Level Twelve-Pulse VSC-Based Interline Power-Flow Controller," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, pp. 1688-1695, 2007.
- [49] Nagesh Prabhu, and K. R. Padiyar, "Investigation of Subsynchronous Resonance with VSC-Based HVDC Transmission Systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 1, pp. 433–440, 2009.
- [50] Yuhang Luo, Tianshu Bi, Tao Zhang, and Qixun Yang, "Impact of fault clearing time on shaft torque amplification in series compensated system," *3<sup>rd</sup> International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, DRPT*, pp. 709-713, 2008.
- [51] S.M. Mueen, M.H. Ali, R. Takahashi, T. Murata, J. Tamura, Y. Tomaki, A. Sakahara, and E. Sasano, "Blade-Shaft Torsional Oscillation Minimization of Wind Turbine Generator System by Using STATCOM/ESS," *IEEE Lausanne Power Tech*, 2007, pp. 184–189, 2007.
- [52] A. Larsson, "Flicker emission of wind turbines during continuous operation," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 17, 2002, pp. 114–118, 2002.
- [53] A. Kasem, E. El-Saadany, H. El-Tamaly, and M. Wahab, "Power ramp rate control and flicker mitigation for directly grid connected wind turbines," *IET Renewable Power Generation*, vol. 4, pp. 261–271, 2010.
- [54] Weihao Hu, Zhe Chen, Yue Wang, and Zhaoan Wang, "Flicker study on variable speed wind turbines with permanent magnet synchronous generator," *13th Power Electronics and Motion Control Conference, EPE-PEMC*, pp. 2325-2330, 2008.
- [55] P. Ladakakos, M. Ioannides & M. Koulouvari, "Assessment of wind turbines impact on the power quality of autonomous weak grids," *Proceedings of the 8th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, vol. 2, pp. 900-905, 1998.
- [56] Xiaohu Liu, Yong Kang, K. Lee, Xinchun Lin, and Chun Liu, "Investigation of the transmission line impedance effects on voltage quality and flicker emission for grid connected to wind turbines," *IEEE 6th International Power Electronics and Motion Control Conference, IPEMC '09*, pp. 2260-2264, 2009.

- [57] Fadaeinedjad, G. Moschopoulos, and A. Ghareveisi, "Utilizing a STATCOM to prevent the flicker propagation in a wind power system," *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pp. 679-686, 2010.
- [58] T. Larsson, and C. Poumarede, "STATCOM, an efficient means for flicker mitigation," *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 2, pp. 1208-1213, 1999.
- [59] C. Banos, M. Aten, P. Cartwright, and T.C. Green, "Benefits and control of STATCOM with energy storage in wind power generation," *The 8th IEE International Conference on AC and DC Power Transmission, ACDC2006*, pp. 230-235, 2006.
- [60] T. Sun, Z. Chen, and F. Blaabjerg, "Flicker Study on Variable Speed Wind Turbines with Doubly Fed Induction Generators," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 20, pp. 896-905, 2005.
- [61] L. Meegahapola, B. Fox, and D. Flynn, "Flicker mitigation strategy for DFIGs during variable wind conditions," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-8, 2010.
- [62] A.J. Nambiar, A.E. Kiprakis, and A.R. Wallace, "Quantification of voltage fluctuations caused by a wave farm connected to weak, rural electricity networks," *14th International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP*, pp. 1-8, 2010.
- [63] Weihao Hu, Zhe Chen, Yue Wang, and Zhaoang Wang, "Flicker Mitigation by Active Power Control of Variable-Speed Wind Turbines with Full-Scale Back-to-Back Power Converters," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, no. 3, pp. 640-649, 2009.
- [64] L. van der Sluis, and A.L.J. Janssen, "Clearing faults near shunt capacitor banks," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 5, pp. 1346-1354, 1990.
- [65] C. Han, D.E. Martin, and M.R. Lezama, "Transient Over-Voltage (TOV) and its suppression for a large wind farm utility interconnection," *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, SUPERGEN'09*, pp. 1-7, 2009.
- [66] E.H. Camm, M.R. Behnke, O. Bolado, M. Bollen, M. Bradt, C. Brooks, W. Dilling, M. Edds, W.J. Hejdak, D. Houseman, and others, "Wind power plant grounding, overvoltage protection, and insulation coordination: IEEE PES wind plant collector system design working group," *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, , pp. 1-8, 2009.
- [67] C. Hatziantoniou, G. Galanos, and J. Miliadis-Argitis, "An incremental transformer model for the study of harmonic overvoltages in weak AC/DC systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 3, pp. 1111-1121, 1988.
- [68] L. Colla, S. Lauria, and F.M. Gatta, "Temporary Overvoltages due to Harmonic Resonance in Long EHV Cables," *International Conference on Power System Transients, IPST'07*, Lione, France, 2007.

- [69] H. Guo, K. Rudion, C. Heyde, and Z.A. Styczynski, "Stability studies of offshore wind farms," *5th International Conference on Critical Infrastructure, CRIS*, pp. 1–7, 2010.
- [70] E. Muljadi, C.P. Butterfield, B. Parsons, and A. Ellis, "Effect of Variable Speed Wind Turbine Generator on Stability of a Weak Grid," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, pp. 29–36, 2007.
- [71] F. Shewarega, I. Erlich, and J. Rueda, "Impact of large offshore wind farms on power system transient stability," *IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE '09*, pp. 1–8, 2009.
- [72] H. Li y Z. Chen, "Transient stability analysis of wind turbines with induction generators considering blades and shaft flexibility," *33rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, IECON 2007*, pp. 1604–1609, 2007.
- [73] H. Najafi, F. Robinson, F. Dastyar, and A. Samadi, "Transient stability evaluation of wind farms implemented with induction generators," *43rd International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2008*, pp. 1–5, 2008.
- [74] M. Nunes, J. Lopes, H. Zurn, U. Bezerra, and R. Almeida, "Influence of the variable-speed wind generators in transient stability margin of the conventional generators integrated in electrical grids," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, pp. 692–701, 2004.
- [75] A. Mendonca and J. Lopes, "Impact of large scale wind power integration on small signal stability," *Future Power Systems, 2005 International Conference on*, 2005, pp. 1–5.
- [76] J. Rueda and D. Colomé, "Probabilistic performance indexes for small signal stability enhancement in weak wind-hydro-thermal power systems," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 3, pp. 733, 2009.
- [77] L.A.S. Pilotto, M. Szechtman, and A.E. Hammad, "Transient AC voltage related phenomena for HVDC schemes connected to weak AC systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 7, pp. 1396–1404, 1992.
- [78] Yongning Chi, Yanhua Liu, Weisheng Wang, and Huizhu Dai, "Voltage Stability Analysis of Wind Farm Integration into Transmission Network," *International Conference on Power System Technology, PowerCon*, 2006, pp. 1-7.
- [79] L. Dusonchet, F. Massaro, and E. Telaretti, "Wind turbine mechanical characteristics and grid parameters influence on the transient voltage stability of a fixed speed wind turbine," *43rd International Universities Power Engineering Conference, UPEC*, pp. 1–5, 2008.
- [80] M.P. Palsson, T. Toftevaag, K. Uhlen, and J.O. Tande, "Large-scale wind power integration and voltage stability limits in regional networks," *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, pp. 762–769, 2002.

- [81] Junjie Zhang, Zhongdong Yin, Xiangning Xiao, and Yajing Di, "Enhancement voltage stability of wind farm access to power grid by novel SVC," *4th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, ICIEA2009*, pp. 2262–2266, 2009.
- [82] A. Adamczyk, R. Teodorescu, R.N. Mukerjee, and P. Rodriguez, "FACTS Devices for Large Wind Power Plants." *Proceedings of the EPE, Wind Energy Chapter Symposium*, Stafford, 2010.
- [83] M. Palsson, T. Toftveag, K. Uhlen, and J. Tande, "Large-scale wind power integration and voltage stability limits in regional networks," *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 2, pp. 762–769, 2002.
- [84] Antonio P. Martins, "Robust Converter Synchronization to a Weak Grid Through a DFT-based Method," *International Conference on Renewable Energies and Power Quality, ICREP*, 2006.
- [85] P. Rodriguez, R. Teodorescu, I. Candela, A. Timbus, M. Liserre, and F. Blaabjerg, "New Positive-sequence Voltage Detector for Grid Synchronization of Power Converters under Faulty Grid Conditions," *37th IEEE Power Electronics Specialists Conference, PESC '06*, pp. 1–7, 2006.
- [86] A. Yazdani and R. Iravani, *Voltage-Sourced Converters in Power Systems*, Wiley, 2010.
- [87] T. Midtsund, J. Suul, and T. Undeland, "Evaluation of current controller performance and stability for voltage source converters connected to a weak grid," *2nd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems PEDG*, pp. 382–388, 2010.
- [88] L. Angquist and M. Bongiorno, "Auto-normalizing Phase-Locked Loop for grid-connected converters," *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2009*, pp. 2957–2964, 2009.
- [89] Yanwen Zheng and Yongdong Li, "Stability analysis of doubly-fed wind power generation system based on phase-locked loop," *International Conference on Electrical Machines and Systems, ICEMS2008*, pp. 2251–2254, 2008.
- [90] L. Zhang, *Modeling and Control of VSC-HVDC Links Connected to Weak AC Systems*, KTH Electrical Engineering, Royal University of Technology, Stockholm, 2010.
- [91] L. Zhang, L. Harnefors, and H. Nee, "Modeling and Control of VSC-HVDC Links Connected to Island Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1–11, 2010.
- [92] L. Zhang, L. Harnefors, and H. Nee, "Power-Synchronization Control of Grid-Connected Voltage-Source Converters," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, pp. 809–820, 2010.
- [93] G. Suvire and P. Mercado, "Wind farm: Dynamic model and impact on a weak power system," *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, pp. 1–8, 2008.
- [94] A. García-Cerrada, P. García-González, R. Collantes, T. Gómez and J. Anzola, "Comparison of thyristor-controlled reactors and voltage-source inverters for

- compensation of flicker caused by arc furnaces". *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. 15, no. 4. pp 1225–1231, October 2000,
- [95] M. Bongiorno, A. Petersson y E. Agneholm. "The impact of wind farms on subsynchronous resonance in power systems," Elforsk Rapport 11:29. April 2011. Downloaded from:  
[http://www.vindenergi.org/Vindforskrappporter/Rapporter\\_VFIII/11\\_29\\_report\\_V309.pdf](http://www.vindenergi.org/Vindforskrappporter/Rapporter_VFIII/11_29_report_V309.pdf) (13-07-2011)
- [96] L.C. Gross, "Sub-synchronous grid conditions: New event, new problem and solutions," 37<sup>th</sup> Annual Western Protective Relay Conference. Spokane Convention Center, Spokane. Oct. 19<sup>th</sup>–21<sup>st</sup>, 2010.
- [97] M.C. Hall, D.A. Hodges, "Experience with 500-kV subsynchronous resonance and resulting turbine generator shaft damage at Mohave generation station," *IEEE PES Sepcial Publication: Analysis and Control of Subsynchronous Resonance*. IEEE pub. Number 76 CH 1066-0-PWR, pp. 22–29, 1976.
- [98] L. Harnefors, M. Bongiorno, S. Lundberg, "Input-admittance calculation and shaping for controlled voltage-source converters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 54, no. 6, pp. 3323–3334. Dec. 2007.
- [99] J. Fraile-Mora, *Máquinas Eléctricas (2ª edición)*. Colección Escuelas. Servicio de Publicaciones del Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos. Madrid, 1993.
- [100] R. Teodorescu, M. Liserre and P. Rodríguez. *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. IEEE-Wiley. Chichester. 2011.
- [101] M.C. Chandorkar, M. Deepakraj, M. Divan and R. Adapa, "Control of parallel connected inverters in standalone ac supply systems," *IEEE Trans. on Industry Applications*, vol. 29, no. 1, pp. 136–143, Jan/Feb. 1993.
- [102] Xibo Yuan, Jianyun Chai, Yongdong Li. "Control of variable pitch, variable speed wind turbine in weak grid systems". *2010 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*. Atlanta, 12–16 Sept. 2010.
- [103] K. De Brabandere, B. Bolsens, J. Van den Keybus, A. Woyte, J. Driesen and R. Belmans, "A voltage and frequency droop control method for parallel inverter," *35<sup>th</sup> Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference*. Aachen. 2004. pp. 2501–2507.
- [104] A. Yazdani, "Islanded operation of a doubly-fed induction generator (DFIG) wind-power system with integrated energy storage," *IEEE Canada Electrical Power Conference*, 2007. pp. 153–159.