

Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia con Generación Renovable



Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-américaine d'Énergie
Organização Latino-Americana de Energia

Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia con Generación Renovable

OLADE, 2013

Victorio Oxilia Dávalos, Secretario Ejecutivo
Néstor Luna, Director de Estudios y Proyectos
Gabriel Salazar, Coordinador de Hidrocarburos

Autores:

Adiela Arenas, Consultora
Pablo Mediavilla, Consultor
Fabio García, Especialista, Dirección de Estudios y Proyectos
Pablo Garcés, Especialista, Dirección de Estudios y Proyectos

Diseño y diagramación:

Patricio Izquierdo

Se permite la reproducción total o parcial de este documento a
condición de que se mencione la fuente

Quito, Ecuador, octubre 2013

**Estabilidad en los Sistemas
Eléctricos de Potencia
con Generación Renovable**

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	5
2. CLASIFICACIÓN ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA	6
3. IMPACTO DE LA GENERACIÓN RENOVABLE EN LA ESTABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA	7
3.1. Aspectos técnicos-operativos	7
3.1.1. Impacto estabilidad de frecuencia	7
3.1.2. Impacto en la estabilidad de voltaje	8
3.1.3. Impacto en la estabilidad transitoria	9
4. CÓDIGOS DE RED	11
4.1. Sustitución de combustibles fósiles tradicionales	11
4.2. Aspectos técnicos	12
4.2.1. Capacidad de funcionamiento ante fallas	12
4.2.2. Rango operativo voltaje y frecuencia	13
4.2.3. Control de potencia reactiva y regulación de voltaje	14
4.2.4. Control de potencia reactiva y control de frecuencia	15
4.2.5. Emisión de Flicker	16
4.2.6. Emisión de armónicos	16
4.3. Países en los que se ha implementado códigos de red	16
4.4. Aspectos comerciales y regulatorios	17
5. SISTEMAS PMU/WAMS	19
5.1. Proceso de Medición	19
5.2. Arquitectura WAMS de PMUs	20
5.3. Estado de la tecnología en el mundo	20
5.3. Experiencias en América Latina y el Caribe	21
5.3.1. Colombia	21
5.3.1. Brasil	23
5.3.1. Ecuador	24
6. DEFINICIONES	25
7. REFERENCIAS	27

1. INTRODUCCIÓN

Los programas de promoción y fomento a las fuentes de energía no convencionales para generación eléctrica derivadas del importante potencial disponible y las políticas de responsabilidad ambiental y soberanía energética en muchos países de la Región de América Latina y El Caribe, en conjunto con el gradual abaratamiento de los costos de inversión e implementación de estas tecnologías, son factores que han determinado un vertiginoso incremento de la capacidad instalada, principalmente eólica en la Región, llegando casi a triplicarse su valor en solamente dos años (2010-2012) pasando de 1,997 MW en 2010 a 4,875 MW en 2012.

El panorama al mediano y largo plazo de acuerdo a algunos planes referenciales de expansión del sector eléctrico, hace prever que la participación de las fuentes de energía renovable no convencionales como la eólica, la solar y la geotérmica, dejará de ser marginal en la matriz energética, para convertirse en un importante aporte en la generación de electricidad. El plan decenal de Brasil por ejemplo, calcula que al 2020 la capacidad instalada de generación eólica en ese país alcanzará los 11,500 MW.

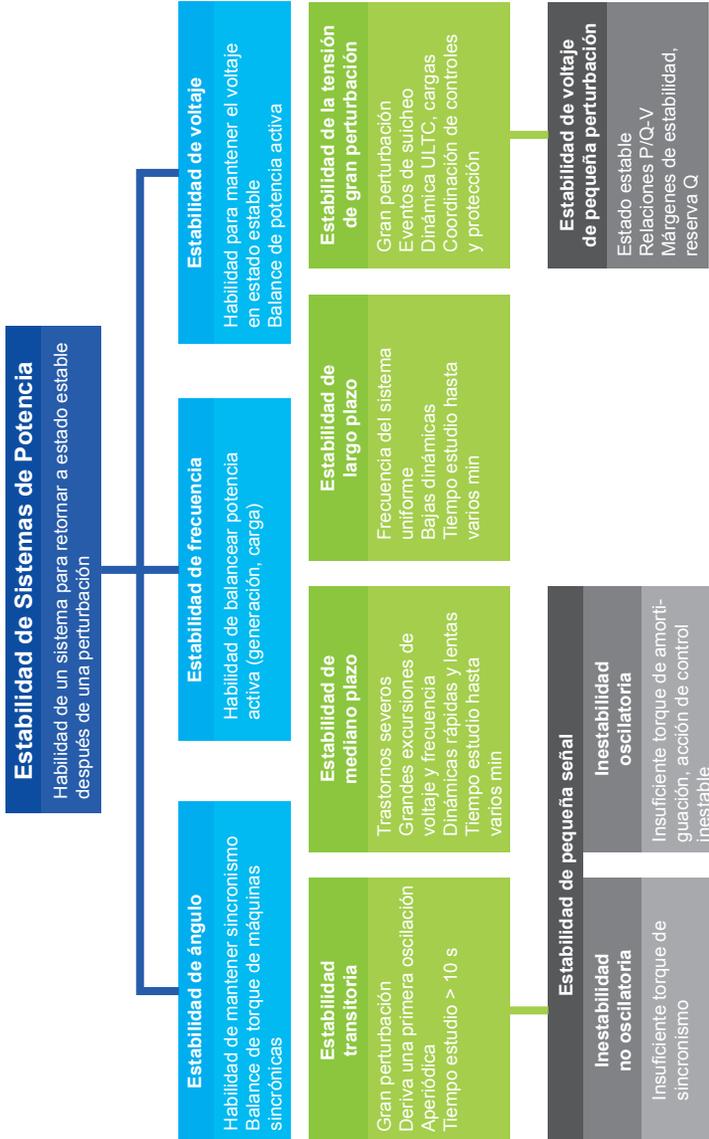
Debido al incremento de la conexión de generación eólica y solar en las últimas décadas se ha vuelto necesario analizar la estabilidad del sistema de potencia ante la entrada de nueva generación, viéndose la necesidad de incluir en los códigos de red una reglamentación que regule los posibles impactos en el sistema global y sus consecuencias en aspectos como la operación técnica y comercial de los sistemas eléctricos en cada país.

Los sistemas de área amplia combinados con las tecnologías de medición sincrofasorial han sido estudiados ampliamente en el mundo como medida para prevenir los fallos repentinos en el sistema que ocasionan gran impacto desde pérdidas de áreas eléctricas hasta llegar a apagarse el sistema completo, con las consecuentes pérdidas económicas.

En el marco de este seminario se presenta una revisión de los principales impactos de la estabilidad de los sistemas de potencia ante la entrada de generación eólica y solar a la luz de los códigos de red reglamentado en la actualidad. También se presenta el tema de la tecnología WAM/PMU y los casos de tres países en América Latina y El Caribe que han implementado esta tecnología.

2. CLASIFICACIÓN ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA

Figura No. 1 Clasificación estabilidad sistemas de potencia



Fuente: Elaboración propia a partir de la clasificación Kundur.

3. IMPACTO DE LA GENERACIÓN RENOVABLE EN LA ESTABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA

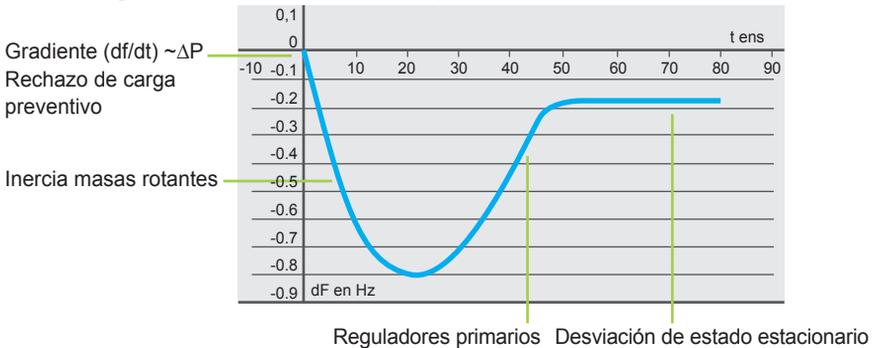
3.1. Aspectos técnicos - operativos

De acuerdo con la clasificación de la estabilidad de los sistemas de potencia dada en la sesión anterior se analiza el impacto en la estabilidad de los sistemas de potencia ocasionado por la entrada de generación eólica y solar.

3.1.1. Estabilidad de frecuencia

A continuación se ilustra el concepto de la estabilidad de frecuencia, mediante la respuesta de un sistema típico ante una perturbación en el sistema (rechazo de carga preventivo)

Figura 2. Frecuencia vs. tiempo. Estabilidad de Frecuencia



Fuente: Manual *Power Factory Digsilent*.

Se observa el impacto de la inercia acumulada en las masas rotantes y la actuación que deben seguir de los controles para retornar a estado estable, una vez ocurrida una perturbación en el sistema como un rechazo de carga preventivo.

Para los sistemas eólicos y solares, la naturaleza variable de la generación no tiene en muchos casos ningún impacto considerable en la estabilidad de frecuencia, incluyendo una ventana de tiempo desde pocos segundos hasta los intervalos de tiempo relevantes para el control secundario (15 minutos). Sin embargo, el hecho de que los aerogeneradores de velocidad variable e inversores fotovoltaicos modernos no tengan inercia, influye en la estabilidad de frecuencia considerablemente. El principal impacto se puede resumir de la

siguiente manera:

La reducida inercia de estos sistemas conduce a un más rápido cambio de rango de frecuencia y a unas caídas de frecuencia más profundas. Esto es particularmente relevante en el caso de redes en isla o en el caso de que exista aislamiento de una parte del sistema.

La cantidad total de reserva primaria y secundaria permanece usualmente sin cambio (asumiendo que los generadores eólicos e inversores solares poseen la capacidad FRT y LVRT) debido a que en el peor de los casos, las reservas se definen para la unidad de generación más grande y no por variabilidad eólica y solar.

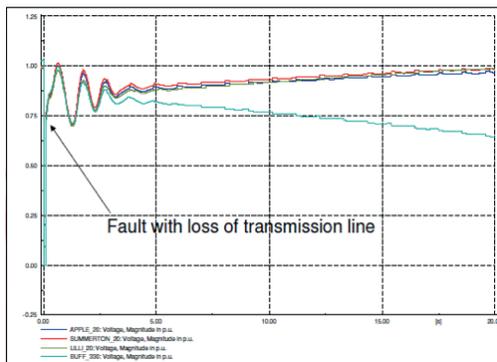
Únicamente en el caso de sistemas con niveles de muy alta penetración eólica y solar cuando las plantas convencionales no puedan cubrir las reservas de control primario y secundario, será necesario que también la generación solar y eólica contribuya a ello.

3.1.2. Impacto en la estabilidad de voltaje

A continuación se ilustra el concepto de estabilidad de tensión a partir de la respuesta en distintas barras de un sistema de potencia típico, ante un evento ocasionado por la falla en una línea de transmisión.

Se observa que para esta ventana de tiempo de simulación (20 s) la barra del sistema BUFF 300, no puede recuperarse y origina una inestabilidad de tensión.

Figura 3. Voltaje vs tiempo. Estabilidad de voltaje



Fuente: Manual *Power Factory* Digilent.

Generalmente los generadores modernos eólicos y fotovoltaicos tienen similar capacidad de control de potencia reactiva que los generadores sincrónicos de grandes plantas de potencia convencional. Sin embargo, debido a que grandes generadores sincrónicos conectados a los niveles de transmisión sedesconectarán durante tiempos de alta generación eólica y solar, su integración puede tener impactos negativos en la estabilidad de voltaje, a continuación se muestran algunas consideraciones:

- La potencia reactiva no se puede transferir a través de largas distancias, sino que debe estar disponible localmente. Sin embargo, los parques eólicos especialmente son muy a menudo localizados en áreas remotas (remotas desde los centros de carga). Por esta razón incluso si los parques eólicos están habilitados para entregar potencia reactiva, esta podría no estar disponible en la localización donde sea requerido instantáneamente.
- Muchos generadores eólicos y solares están integrados en niveles de voltaje más bajos que las grandes plantas de potencia. Típicamente el control de voltaje está estrictamente basado en un concepto, donde los transformadores con cambiadores de taps regulan el voltaje del nivel inmediatamente inferior, lo cual significa que el balance de potencia reactiva es únicamente posible en la dirección del más alto al más bajo nivel de potencia. Así, la capacidad de potencia reactiva de un generador eólico y fotovoltaico integrado a los sistemas de subtransmisión o distribución podría no estar disponible para los principales niveles de transmisión.

Sin embargo, estas cuestiones normalmente se pueden mitigar con costos moderados mediante la instalación de compensación de potencia reactiva.

3.1.3. Impacto en la Estabilidad de Ángulo

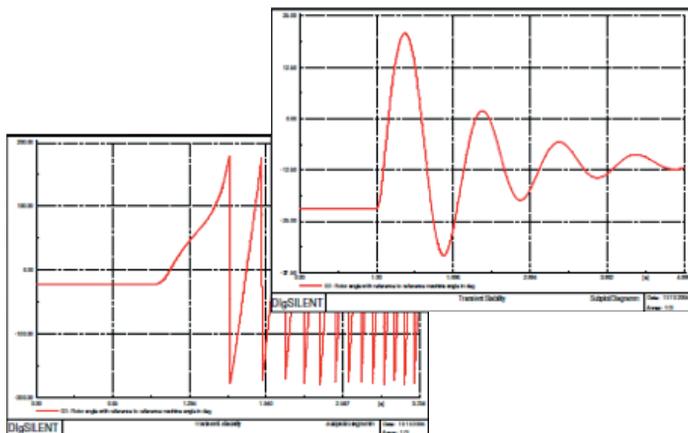
La estabilidad de ángulo como se observa en la clasificación, se divide en estabilidad oscilatoria (o angular de pequeñas perturbaciones) y en estabilidad transitoria (o angular de grandes perturbaciones). Por el impacto en el sistema global que puede ocasionar la estabilidad transitoria, este documento se concentrará en él.

3.1.3.1. Estabilidad transitoria

La figura siguiente ilustra el concepto de la estabilidad transitoria. Se ha reali-

zado una falla trifásica en una de las barras de alta tensión del sistema (perturbación) y se han tomado la respuesta del ángulo rotor contra la potencia, en la misma gráfica se observa que para la figura de la izquierda que se ha perdido el sincronismo, en este caso si el tiempo crítico de falla se encuentra por encima de los 150 ms aproximadamente las protecciones actuarán y despejarán la falla, en caso contrario el sistema caerá en una pérdida de sincronismo.

Figura 4. Ángulo Rotor vs Potencia. Estabilidad Transitoria



Fuente: Manual *Power Factory Digsilent*.

Si con la adición de una nueva planta de potencia, los tiempos de despeje crítico de fallas aumentan, el impacto de la nueva planta de potencia es positivo. Si los tiempos de despeje de fallas críticos decrecientan y se mueven más cerca al actual tiempo de despeje crítico, el impacto es negativo.

Esto podría ser tolerable, siempre y cuando los momentos críticos de despeje de fallas se mantengan por encima de tiempos de despeje de fallas reales (por ejemplo, 150 ms)

Puesto que los generadores eólicos y solares no tienen un problema de estabilidad transitoria en sí mismos, sus impactos (positivos o negativos) en tiempos de despeje críticos de falla es únicamente indirecto.

4. CÓDIGOS DE RED

Los Códigos de Red empezaron a aparecer abiertamente los primeros años de la década de los 90's alrededor del mundo, tras el surgimiento de problemas como los controles sobre las emisiones gases de efecto invernadero en las distintas plantas de generación con base en combustibles fósiles, así como el incremento y volatilidad del precio de los mismos, han forzado un acelerado desarrollo y uso de fuentes alternativas de energía.

Desde hace treinta años, aproximadamente, el índice de penetración de centrales de generación con fuentes renovables de energía ha tenido un notable incremento, principalmente en países de Europa y en Estados Unidos, a tal punto que se prevé que para el año 2030 más del 20% de la energía eléctrica generada a nivel mundial será debido a la explotación de los recursos eólicos.

El incremento en la penetración de la generación eólica ha tenido un impacto en la estabilidad y confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia. Con el fin de mantener la continuidad y seguridad del suministro de electricidad, varios países han desarrollado sus códigos de red específicos para la conexión de parques eólicos a la red eléctrica.

Los códigos de red son conjuntos de documentos en los que se encuentran redactadas las normas que regulan la conexión de una planta de generación de energía eléctrica, en estos documentos se detallan las condiciones técnicas y operativas que garanticen que se cumpla con los estándares de calidad.

4.1. Características de los Códigos de Red

En un código de red define ciertas obligaciones para las distintas entidades que operan, planean o utilizan un sistema de transmisión.

Con la finalidad de hacer que los códigos de red sean más claros pueden contar con los siguientes elementos:

Estructura	Número de identificación
	Título
	Alcance
	Definiciones
	Reglas generales y especiales

Objetivos	Transparencia
	Claridad
	Pruebas para el futuro
	Terminología consistente

4.2. Aspectos técnicos

A continuación se detallan las exigencias técnicas encontradas en la mayoría de los códigos de red en lo concerniente a la conexión de generación eólica. Entre las cuales se incluyen capacidad de funcionamiento ante la presencia de fallas, voltaje del sistema y rango operativo de frecuencia, regulación de voltaje y potencia reactiva, regulación de potencia activa y control de frecuencia así como las emisiones de flicker de voltaje y contenido de armónicos.

4.2.1. Capacidad de Funcionamiento ante la presencia de Fallas en el Sistema

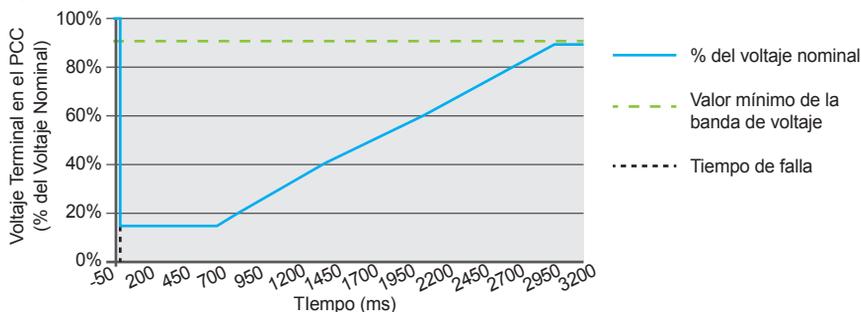
El gran incremento de la capacidad eólica instalada en los sistemas de transmisión, especialmente en la última década, requiere que la generación eólica permanezca en operación en el caso de perturbaciones y fallas en el sistema de potencia. Por esta razón los códigos de red emitidos los últimos años invariablemente demandan que los generadores eólicos, especialmente los que se encuentran conectados a redes de alto voltaje, sean capaces de resistir caídas de voltaje hasta un determinado valor del voltaje nominal (0-15%) y por un tiempo especificado, dependiendo de las regulaciones de cada país.

Estos requerimientos conocidos como Capacidad ante fallas (FaultRideThrough, FRT) son descritas por características de voltaje vs. tiempo como se muestra en la figura, mostrando el mínimo nivel de inmunidad requerido en el generador eólico. Los requerimientos de FRT ante caídas de voltaje es uno de los enfoques más importantes de los códigos de red y además incluyen el restablecimiento rápido de potencia activa y reactiva a los valores en condiciones de pre-falla, una vez que el voltaje del sistema regresa a sus niveles normales de operación.

Algunos códigos imponen un incremento en la generación de potencia reactiva por parte de las turbinas eólicas durante la perturbación, con el fin de proveer soporte de voltaje, un requerimiento que se asemeja al comportamiento de los generadores sincrónicos convencionales que se

encuentran operando en condiciones de sobre-excitación. Los requerimientos dependen de las características específicas de cada sistema de potencia y de las protecciones empleadas y de las desviaciones significativas entre unas y otras.

Figura. 5. Curva Típica de Voltaje Terminal de un Parque Eólico en un PCC



Fuente: *Technical and Regulatory Exigencies for Grid Connection of Wind Generation*. Instituto de energía eléctrica, Universidad Nacional de San Juan Argentina.

4.2.2. Rango Operativo de Voltaje y Frecuencia

Los parques eólicos deben estar en la capacidad de operar continuamente dentro de los límites de variación de voltaje y frecuencia que se pueden presentar durante la operación normal del sistema. Adicionalmente, deben mantenerse operando sí se presenta el caso de que una de estas variaciones salga de los límites de operación normal, por un tiempo limitado y en algunos casos reducir la capacidad de entrega de energía.

A continuación se presenta una tabla con los valores típicos tolerables para ciertos niveles del rango operativo de voltaje, para el caso de India.

Tabla 1. Límites operativos de Voltaje para parques Eólicos

Nominal	Voltaje (kV)		
	Límite de Variación (%)	Máximo	Mínimo
400	(+)5 hasta -10	420	360
220	(+)11 hasta -9	245	200
132	(+) 10 hasta -9	145	120
110	(+) 10 hasta -12,5	121	96,25
66	(+) 10 hasta -9	72,5	60
33	(+) 5 hasta -10	34,65	29,7

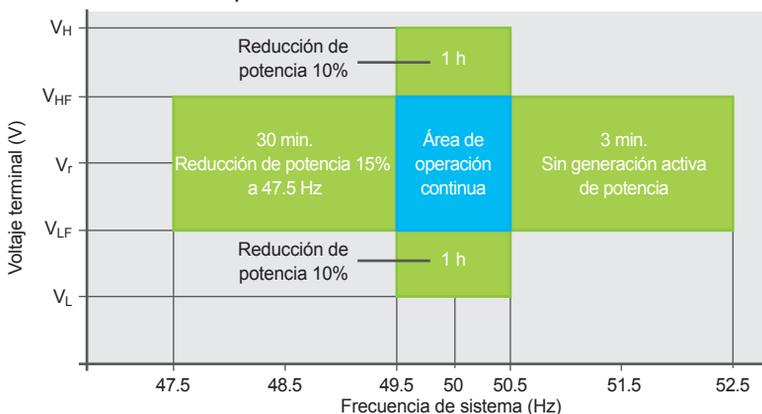
Fuente: *Technical and Regulatory Exigencies for Grid Connection of Wind Generation*. Instituto de energía eléctrica, Universidad Nacional de San Juan Argentina.

4.2.3. Control de Potencia Reactiva y Regulación de Voltaje

Los requerimientos de control de potencia reactiva se relacionan con las características de cada red y el nivel de voltaje considerado, dada la influencia de la inyección de potencia reactiva en el perfil de voltaje está directamente determinada por la capacidad de cortocircuito y la impedancia en el PCC del parque eólico. La capacidad de cortocircuito en un punto determinado de la red eléctrica representa la fuerza o robustez del sistema.

Está claro que las variaciones de la potencia generada resultan en variaciones de voltaje en el PCC. Si la impedancia es pequeña, la red es fuerte, entonces las variaciones de voltaje son pequeñas. Mientras que, si la impedancia es alta, la red es débil, entonces las variaciones de voltaje son fuertes.

Figura. 6. Curva Típica de Dimensionamiento de Voltaje y Frecuencia para Generadores Eólicos



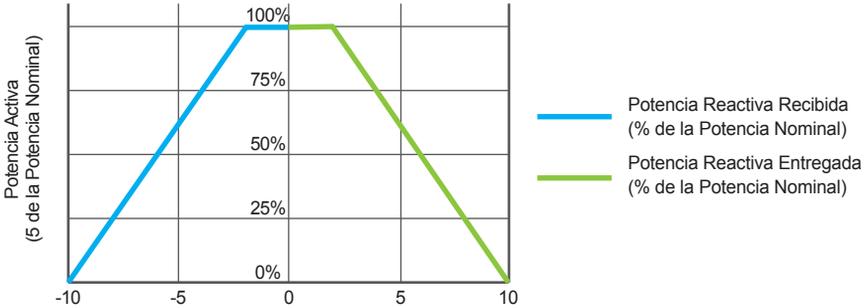
Fuente: *Technical and Regulatory Exigencies for Grid Connection of Wind Generation*. Instituto de energía eléctrica, Universidad Nacional de San Juan Argentina.

El voltaje está relacionado muy de cerca con la potencia reactiva; en consecuencia las turbinas eólicas con la capacidad de controlar la potencia reactiva pueden soportar y regular el voltaje local en el PCC.

Los grandes parques eólicos modernos deben tener la capacidad de controlar tanto la potencia activa como la reactiva. En el caso de las turbinas de velocidad fija con generadores convencionales de inducción, la potencia reactiva puede ser controlada por bancos de capacitores encendidos por tiristores. Además, una unidad de control dinámico de potencia reactiva

basada en convertidores de potencia puede ser instalada adicionalmente en el PCC a pesar de los elevados costos.

Figura. 7. Curva típica de limitación de potencia para generadores eólicos

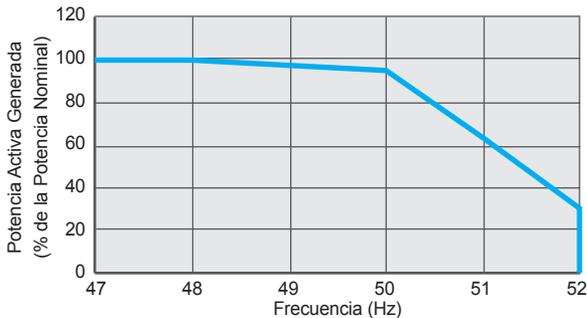


Fuente: *Technical and Regulatory Exigencies for Grid Connection of Wind Generation.* Instituto de energía eléctrica, Universidad Nacional de San Juan Argentina.

4.2.4. Control de Potencia Activa y Control de Frecuencia

Uno de los factores más limitantes e importantes en la integración de la energía eólica en la red eléctrica es la reserva rodante necesaria debida a la variabilidad del viento y la posible pérdida repentina de la generación eólica. Usualmente, una buena predicción del viento puede alcanzarse de 1 a 4 horas adelante; si embargo los mejores métodos de predicción son aun necesarios. Con el fin de evitar el colapso del sistema de potencia, una reserva rodante adecuada o conexiones muy fuertes con otros países son necesarias.

Figura. 8. Regulación de Potencia Activa y Frecuencia



Fuente: *Technical and Regulatory Exigencies for Grid Connection of Wind Generation.* Instituto de energía eléctrica, Universidad Nacional de San Juan Argentina.

4.2.5. Emisión de Flicker

El llamado Flicker es otro problema de calidad en generación eólica de energía asociado con la red eléctrica. El flicker está definido como una medición de molestia o parpadeo de la luz de las bombillas, causada por fluctuaciones de potencia activa y reactiva como resultado de un cambio rápido en la velocidad del viento. Las fluctuaciones en el valor RMS del voltaje del sistema pueden causar un flicker de luz perceptible dependiendo de la magnitud y frecuencia de la fluctuación.

Existen dos tipos de emisiones de flicker asociadas con las turbinas eólicas, durante la operación continua y la operación de conmutación ("switching") debido a las conmutaciones del generador y el capacitor. Esta operación es la condición de apertura y cierre en la turbina eólica. El estándar IEC 61400-21 requiere que el flicker sea monitoreado en estos dos modos. Frecuentemente uno u otro es predominante. Los límites aceptables de flicker generalmente están establecidos para utilidades individuales.

4.2.6. Emisión de Armónicos

Las perturbaciones armónicas son fenómenos asociados con la distorsión de la forma de la onda sinusoidal y se producen por la no linealidad del equipamiento eléctrico. La emisión de armónicos es otro asunto crucial para las turbinas eólicas conectadas a la red debido a que podrían resultar en distorsiones y pulsaciones de torque, las que consecuentemente causarían posibles sobrecalentamientos destructivos en los generadores y en otros equipos, además de otros problemas como incrementos en corrientes y pérdidas adicionales de potencia.

4.3. Aspectos comerciales y regulatorios

A continuación se presenta un resumen de los principales aspectos comerciales y regulatorios de la conexión de energía renovable en el mundo.

Tabla 2. Resumen principales aspectos comerciales de la conexión

País	Prioridad de conexión a generación renovable	¿Quién paga infraestructura de transmisión?	¿Quién paga ampliaciones y refuerzos de red?
Alemania	Si	Generador	Operador de red
España	Si	Generador	Operador de red
Brasil	No (interés estatal)	Generador pero gran financiamiento estatal	Operador de red
Reino Unido	No	Generador	Generador
Guatemala	No	Generador	Generador
Nueva Zelanda	No	Generador	Operador de red
Costa Rica	Si	Operador de red	Operador de red
Noruega	No	Generador	Generador
Chile	No	Generador	Generador

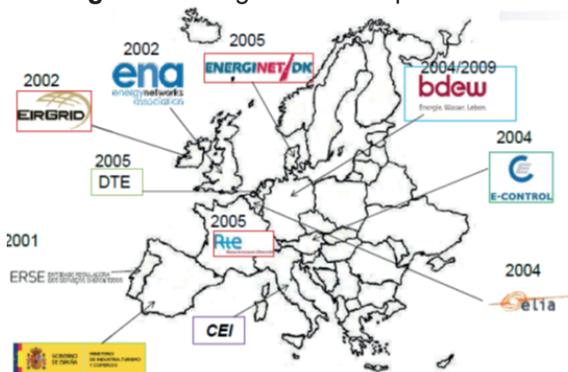
Fuente: Daniel Celis. Pontificia Universidad Católica de Chile.

Cada país tiene consideraciones propias con respecto a los costos de conexión de generación eólica y solar, resaltándose los casos de Alemania y España donde la generación renovable tiene prioridad para la conexión y en el caso de que deban hacerse refuerzos en las redes eléctricas para la entrada de esta nueva generación el operador de red asumirá los costos.

4.4. Países en los que se han implementado los Códigos de Red

Los códigos de red se han implementado en muchos países alrededor del mundo, siendo el caso más importante el de los países Europeos; a continuación se muestra un mapa con los países que han desarrollado e implementado estos códigos de red.

Figura 9. Códigos de red implementados



Fuente: *Grid Code Evolution in Europe*, EPRI, Albuquerque, Diciembre 2010.

Es necesario señalar que países tales como: India, China, Ruanda, Perú entre otros, se han visto en la necesidad de redactar y poner en vigencia sus códigos de red, tomando en cuenta que para cada caso se tienen distintas especificaciones.

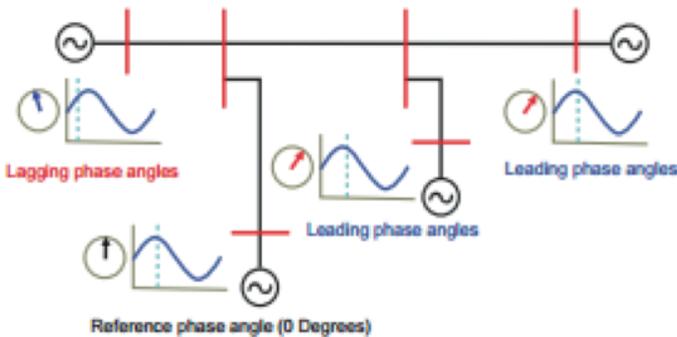
5. SISTEMAS PMU/WAMS

Las unidades de Medición fasorial como su nombre lo indica realizan una medida de los fasores de corriente y tensión de la red eléctrica, garantizando sincronización en las medidas y una alta tasa de muestreo que permite una visualización en tiempo real del sistema, siendo un factor clave para determinar flujos de potencia y en general el estado del sistema.

El conjunto de dos o más PMU's instaladas en el sistema y los software de análisis de datos provenientes de estas es llamado un WAMS de PMU's.

A continuación se presenta un ejemplo de la tecnología de medición fasorial para sistemas de potencia, donde se observa que pueden medirse en distintos puntos del sistema los fasores de corriente y tensión necesarios.

Figura 10. Tecnología de medición fasorial



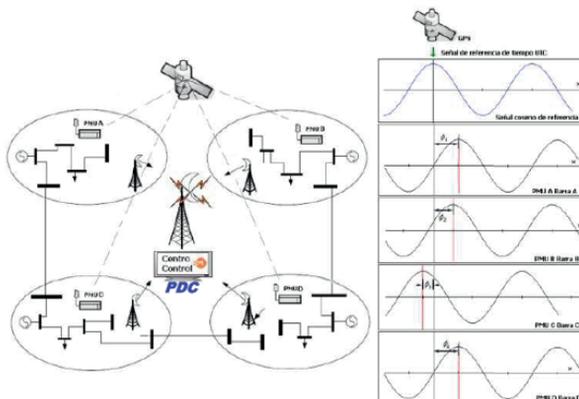
Fuente: CENACE. Autores: Araque y Barba

5.1. Proceso de medición sincrofasorial

Se comparan las señales de distintos puntos del sistema con una señal de referencia. Las señales de voltajes y frecuencias se comparan para producir las medidas del sincrofasor.

Los datos son enviados a través de canales y procesados en un sitio central por medio de software especializado.

Figura 11. Proceso de medición sincrofasorial

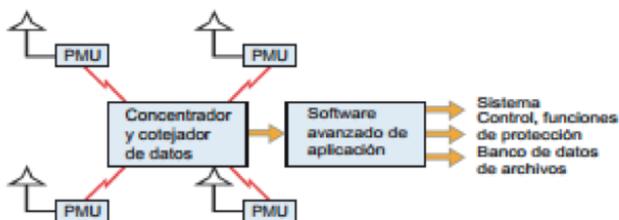


Fuente: Proyecto SIRENA XM

• **Concentradores de datos fasoriales**

Los PDC son los sistemas que permiten concentrar y correlacionar los datos de los fasores adquiridos en los dispositivos PMUs, con el objetivo de tener una forma central de manejar las banderas de los tiempos, ejecutar revisiones de calidad de datos de los fasores, proporcionar las salidas de interfaz directa para los sistemas EMS.

Figura 12. Proceso de medición concentrador de datos fasoriales



Fuente: CENACE. Autores: Araque y Barba

5.2. Estado de la tecnología en el mundo

Estos dispositivos han sido implementados para distintas aplicaciones, en varios países. A continuación se presenta una tabla resumen con las aplicaciones y los estados en los que se encuentra en los países líderes en esta tecnología.

Tabla 3. Aplicaciones PMUs

Aplicaciones de PMU	Norte América	Europa	China	India	Brasil	Rusia
Análisis post-disturbios	X	X	X	P	T	X
Monitoreo de estabilidad	X	X	X	P	P	X
Monitoreo de sobrecargas térmicas	X	X	X	P	P	X
Restauración de sistemas de potencia	X	X	X	P	P	P
Validación de modelos	X	X	X	P	T	X
Estimación de estados	P	P	P	P	P	P
Control en tiempo real	T	T	T	P	P	P
Protección adaptativa	P	P	P	P	P	P
Estabilizados de área amplia	T	T	T	P	P	P

X: Implementado, P: Planificado, T: En prueba

Fuente: Proyecto SIRENA XM

5.3. Experiencias en América Latina y El Caribe

5.3.1. Proyecto SIRENA Colombia

- **Sistema Avanzado de Supervisión, Control y Protección**

En el año 2007 después del apagón generalizado que sufrió el país el operador del mercado eléctrico XM, se propuso implementar un programa de respaldo del sistema nacional ante eventos de gran magnitud pero de difícil ocurrencia.

Uno de los objetivos del programa era la implementación de un sistema WAMS/WACS y el uso de las últimas tecnologías en monitoreo de sistemas de potencia PMU.

- **Principales puntos del programa:**

Al simular contingencias extremas como disparos de subestaciones o contingencias superiores a n-1, se encontró que con el comportamiento angular es factible identificar subareas problemas.

Identificar grupos angulares coherentes, medir su velocidad angular de separación del grupo principal y según su dirección (adelanto o atraso)

discernir si el problema involucra la necesidad de disparar carga o generación.

El proyecto de I+D que se realiza en alianza con la UPB identifica la manera de agrupar los ángulos promedios por áreas operativas, identificación de grupos por corte angular y la determinación de ángulos de referencia.

La siguiente figura ilustra el proyecto completo, donde se observan las PMUs instaladas y en instalación al año 2012.

Figura 13. Implementación de PMUs.



Fuente: Proyecto SIRENA XM

Para el año 2011 se realizó la simulación del sistema eléctrico con herramientas de análisis para datos fasoriales a fin de determinar cuáles son las ventajas y desventajas de cada una de ellas.

Para el presente año (2013) se tiene como objetivo principal contar con 40 unidades de medición fasorial, 25 PMU en la localización que se indica en el mapa, 15 PMU adicionales se instalarán para: Observabilidad de red para índices de seguridad, verificación de parámetros de generación y supervisión de 500 kV.

Para el año 2016 se planifica realizar la integración con EMS SCADA, realizar comunicación en nube y tener protecciones de respaldo en comunicación permanente.

5.3.2. Proyecto MedFasee WAMS-Brasil

El proyecto empezó en el año 2003 cuyo principal objetivo era desarrollar la tecnología de medición sincrofasorial en Brasil y estudiar sus aplicaciones. El proyecto se desarrolló en tres fases:

Fase 1:

Un primer prototipo con tres unidades de medición de fasores (PMU) y un concentrador de datos fasoriales (PDC) se completó a finales de 2004. Las unidades de gestión se instalaron en tres universidades en el sur de Brasil. Los PMU midieron la tensión de salida de las tres fases. Los fasores fueron enviados a un PDC instalado en la Universidad Federal de Santa Catarina (UFSC), en Florianópolis, estado de Santa Catarina. Aunque las alternativas comerciales estaban disponibles en el momento, los prototipos PMU y el PDC fueron totalmente desarrollados por el equipo MedFasee con el fin de adquirir conocimientos técnicos en tecnología WAMS.

Fase 2:

En el 2008, el prototipo fue expandido con la instalación de PMUs en otras seis universidades alrededor del país. Puesto que los resultados de la fase I mostraron que la información relevante en bajo voltaje del sistema en alto voltaje puede adquirirse, esta expansión podría permitir un monitoreo más amplio del BIPS, cubriendo muchas de sus áreas geo-eléctricas.

Los viejos prototipos de PMU fueron reemplazados por un equipamiento y el PDC fue rediseñado siguiendo el estándar de la IEEE 37118/2005

Fase 3

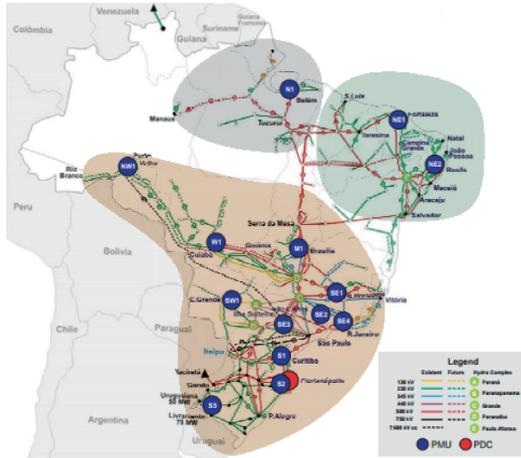
En el 2010, cinco PMUs se incorporaron en el sistema de bajo voltaje de WAMS, los objetivos eran mejorarla observabilidad del sistema interconectado y cubrir todas las regiones geo-eléctricas.

Aunque se mantuvo el PDC desarrollado anteriormente para el proyecto, se desarrolló una nueva arquitectura jerárquica, con el objetivo de tener una aplicación con utilidad al sistema brasileño. El openPDC fue proporcionado libremente por la Autoridad del Valle de Tennessee (TVA), se encuentra en la actualidad integrado en el prototipo

WAMScómoFrontEndPDC. Este ha sido probado y su rendimiento es comparable con el PDCMedFasee.

En la siguiente figura se muestran las ubicaciones de las PMUs yPDCs, Las etiquetas pegadas a las PMU se utilizan para identificación de los gráficos de todo el documento.

Figura 14. PMU en el Sistema interconectado Brasileiro



Fuente: *Experience of WAMS Development and Applications in Brazil.*

5.3.3. Proyecto Sistema Ecuatoriano

El sistema ecuatoriano tiene varios problemas de carácter sistémico uno de ellos es la cargabilidad del Sistema nacional de transmisión, agravado por la falta de compensación reactiva. Por estos motivos la operación se encarece y se desoptimiza el despacho. En las líneas de transmisión Santa Rosa Totoras, Daule Peripa – Portoviejo y Daule Peripa Quevedo, las transferencias elevadas de potencia han provocado en más de una ocasión inestabilidad en la zona, produciéndose oscilaciones en el sistema.

Por estos motivos el centro nacional de energía se propuso la implementación de un sistema de medición de área amplia WAMS basado en el uso de medición sincrofasorialPMUs con el objetivo de obtener una medición de alta calidad y velocidad. En el momento se encuentran instalados 7 PMUs en las principales subestaciones del anillo troncal de 230 kV del Sistema Nacional Interconectado y hasta finales del año 2013 se prevé instalar 7 PMUs adicionales.

6. DEFINICIONES

En los sistemas de potencia modernos el desbalance generación-carga puede corregirse de la siguiente manera:

De acuerdo al despacho:

El desbalance total del sistema puede ser controlado por el generador slack (referencia).

Según el control secundario:

Cuando exista un desbalance de potencia activa en la red, corregirá el desbalance de acuerdo a la orden de los controles secundarios, bajando o subiendo generación.

Según el control primario:

Después de ocurrida una perturbación, los gobernadores de las unidades que participan en el control primario aumentan o disminuyen la potencia de la turbina haciendo que la frecuencia se ajuste a su valor nominal. El balance de potencia activa se establece por todos los generadores que tengan una ganancia de control primario, de acuerdo a la caída de frecuencia correspondiente.

Según inercias:

Inmediatamente después de una perturbación, la falta o exceso de energía se libera de la energía cinética almacenada en la masa de rotación de las turbinas. Esto lleva a una desaceleración o aceleración y por lo tanto a una disminución o aumento en la frecuencia del sistema.

La contribución de cada generador individual hacia la potencia total adicional necesaria, es proporcional a su inercia el balance de potencia es establecido por todos los generadores. Las contribuciones individuales para el equilibrio son proporcionales a la constante de tiempo inercia / aceleración de cada generador.

Tiempo de despeje de falla crítico:

Es el máximo tiempo de despeje de falla, para el cual todos los generadores

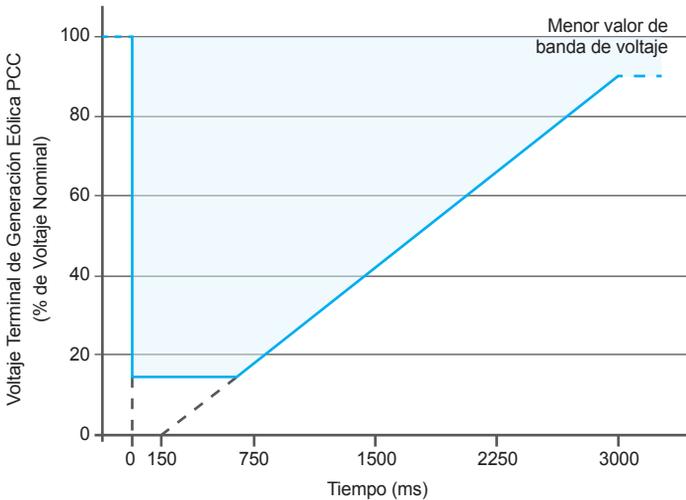
sincrónicos en un sistema de potencia permanezcan en sincronismo.

Capacidad FRT:

En las últimas décadas la capacidad eólica ha aumentado considerablemente en los sistemas de transmisión, esto ha requerido que los códigos de red publicados en los últimos años, exijan que los generadores puedan soportar las caídas de tensión del sistema en un determinado porcentaje de la tensión nominal (0-15 %) y durante un tiempo determinado que depende de la regulación de cada país. Estos requisitos se conocen como FRT para protegerse de fallo en alta tensión, o LVRT para el caso de protección de baja tensión.

En la siguiente figura se observa la característica típica de estas funciones, Voltaje en terminales contra el tiempo característico. Esto se denota según Kim & Dah-Chuan Lu, 2010, como la inmunidad mínima requerida del generador de energía eólica.

Figura 15. Capacidad FRT requerida para un generador eólico



Fuente: *Technical and Regulatory Exigencies for Grid Connection of Wind Generation.* Instituto de energía eléctrica, Universidad Nacional de San Juan Argentina.

7. REFERENCIAS

- Digsilent.zvvvManual Power Factory
- XM Colombia. Proyecto SIRENA
- CENACE, Unidades de Medición Fasorial PMU
- Instituto de Energía Eléctrica. Universidad Nacional de San Juan Argentina. *Technical and Regulatory Exigencies for Grid Connection of Wind Generation.*
- Universidad Federal de Santa Catarina. Experience of WAMS Development and Applications in Brazil
- Pontifica Universidad Católica de Chile Escuela de Ingeniería. Conexión de energías renovables no convencionales al sistema.
- P. Kundur. *Power system stability and control*
- Bruno Fey. *Grid Codes for Wind PowerIntegration in Spain and Germany:Use of Incentive Payments toEncourage Grid-Friendly Wind Power Plants*
- *Deutsche Gesellschaftfür international Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Analysis of Power System Stability inDeveloping and Emerging Countries*

PAISES MIEMBROS

América del Sur

Argentina
Brasil
Bolivia
Chile
Colombia
Ecuador
Paraguay
Perú
Uruguay
Venezuela

Caribe

Barbados
Cuba
Grenada
Guyana
Haití
Jamaica
Trinidad & Tobago
República Dominicana
Suriname

México y América Central

Belice
Costa Rica
El Salvador
Guatemala
Honduras
Nicaragua
Panamá
México

País participante

Argelia

Av. Mariscal Antonio José de Sucre
N58-63 y Fernández Salvador
Edificio **Olade**, Sector San Carlos
Casilla 17-11-6413
Quito - Ecuador

Telf. (593 2) 2598 122 / 2598 280
Fax (593 2) 2531 691

olade@olade.org
www.olade.org