



## **INFORME FINAL**

### **TITULO**

# **ESTADO DEL ARTE DEL ARTE DE LA MEDICIÓN NETA PARA MICROGENERACIÓN DOMICILIARIA Y DE CÓDIGOS DE RED PARA CENTRALES EÓLICAS**

## **GERENCIA DE ENERGÍAS NO CONVENCIONALES**

**Para**

**COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA**

---

“Documento considerado como reservado de acuerdo al Artículo 14 Fracción II de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental, con fundamento en los Artículos 82 y 83 de la Ley de Propiedad Industrial y Artículo 5 de la Ley Federal de Derechos de Autor y Artículos 210 y 211 del Código Penal Federal”



IIE/01/14/13427/I 03/F  
Noviembre/2007

**INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELÉCTRICAS**  
**DIVISIÓN DE ENERGÍAS ALTERNAS**  
**GERENCIA DE ENERGÍAS NO CONVENCIONALES**

***ESTADO DEL ARTE DEL ARTE DE LA MEDICIÓN NETA PARA  
MICROGENERACIÓN DOMICILIARIA Y DE CÓDIGOS DE RED  
PARA CENTRALES EÓLICAS***

**M.I. M. Consolación Medrano Vaca**  
**Ing. Jaime Agredano Díaz**  
**Dr. Jorge M. Huacuz Villamar**  
**M.C. Omar Guillén Solís**

**Proyecto: (13427) Estado del Arte del Arte de la Medición Neta para Microgeneración  
Domiciliaria y de Códigos de Red para Centrales Eólicas**

Apartado postal 1-475  
62001 Cuernavaca, Mor.  
México

Avenida Reforma No. 113  
Colonia Palmira  
62490 Cuernavaca, Morelos  
México.

## *Resumen ejecutivo*

---

### ***Estado del Arte de la Medición Neta para Microgeneración Domiciliariay de Códigos de Red para Centrales Eólicas***

<b>Núm. del informe:</b>	<b>IIE/01/14/13427/I 03/F</b>
<b>Programa:</b>	<b>14</b>
<b>Subprograma:</b>	<b>63</b>
<b>Tópicos:</b>	<b>Medición Neta y Códigos de Red para Centrales Eólicas</b>

---

La Gerencia de Energías No Convencionales (GENC) del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), presentó a la CRE la propuesta GENC/CRE/V1.1/0015/2007, en donde se documentan los términos de referencia para el desarrollo de un estudio tendiente a revisar el estado del arte internacional e identificar las mejores prácticas utilizadas en otros países para la medición neta en el caso de micro-generadores con energías renovables, y en el caso de códigos de red para centrales eoloeléctricas.

En este documento se integran los dos informes técnicos: IIE/01/14/13427/I 01/F; titulado “*Estado del Arte de la Medición Neta para Micro-generación Domiciliaria*”; y el IIE/01/14/13427/I 02/F, titulado “*Estado del Arte de Códigos de Red para Centrales Eólicas*”. El objetivo de este estudio fue Identificar y analizar los métodos para llevar a cabo la medición neta en los países donde ésta se aplica, así como sus características técnicas y sus ventajas y desventajas en la aplicación; especificar tipo y características de los dispositivos de medición e identificar los elementos de reglamentación necesarios para su implementación. Así como identificar y analizar los códigos de red para centrales eólicas que son utilizados en otros países, con el propósito de identificar elementos comunes y distintivos que se puedan aplicar en México

En el primer informe se incluyen 5 capítulos. En el primer capítulo se reportan antecedentes de lo que implica un programa de medición neta donde se ha implementado. En el segundo capítulo se reportan el concepto del programa de medición neta, sus propósitos y los beneficios que este esquema ofrece. En el capítulo 3 se reportan las consideraciones de diseño de un programa de medición neta. En el capítulo 4 se reportan los programas de medición neta que se han implementado y sus reglas específicas. En el capítulo 5 se resumen las lecciones aprendidas reportadas en la literatura consultada

El segundo informe incluye 3 capítulos. En el primer capítulo se reportan: antecedentes referentes al desarrollo de los requerimientos necesarios para la interconexión de las centrales eólicas a nivel mundial; semblanza internacional del estado actual de la energía eólica; clasificación de los aerogeneradores, en función de sus condiciones para el cumplimiento de los códigos de red; y las características de las centrales eólicas. En el capítulo 2 se reportan los requerimientos para la conexión a red de las centrales eólicas, y en el capítulo 3 se reportan los códigos de red, vigentes de varios países.



## INFORME FINAL

### TITULO

**ESTADO DEL ARTE DE LA MEDICIÓN NETA PARA  
MICROGENERACIÓN DOMICILIARIA**

**GERENCIA DE ENERGÍAS NO CONVENCIONALES**

**Para**

**COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA**



IIE/01/14/13427/I 01/F  
Octubre/2007

**INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELÉCTRICAS**  
**DIVISIÓN DE ENERGÍAS ALTERNAS**  
**GERENCIA DE ENERGÍAS NO CONVENCIONALES**

***ESTADO DEL ARTE DE LA MEDICIÓN NETA PARA  
MICROGENERACIÓN DOMICILIARIA***

**M.I. M. Consolación Medrano Vaca**  
**Ing. Jaime Agredano Díaz**  
**Dr. Jorge M. Huacuz Villamar**

Proyecto: **(13427) Estado del Arte de la Medición Neta para Microgeneración  
Domiciliaria**

Apartado postal 1-475  
62001 Cuernavaca, Mor.  
México

Avenida Reforma No. 113  
Colonia Palmira  
62490 Cuernavaca, Morelos  
México.

# Índice

---

## 1. INTRODUCCIÓN

1.1 Generalidades.....	01
1.2 Objetivo del estudio.....	03

## 2. CONCEPTOS DE MEDICIÓN NETA

2.1 Medición neta .....	04
2.2 Propósitos de medición neta .....	05
2.3 Beneficios de la medición neta .....	06

## 3. CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA UN PROGRAMA DE MEDICIÓN NETA

3.1 Antecedentes.....	07
3.2 Reglas generales, de un programa de medición neta .....	07
3.2.1 Interconexión y otros requerimientos .....	07
3.2.2 Métodos de medición .....	10
3.2.3 facturación.....	12
3.2.4 Definición del método para el manejo del exceso de generación neta .....	12
3.2.5 Tecnología y sus capacidades .....	13
3.2.6 Capacidad límite.....	13
3.2.7 Relación con otras políticas .....	13

## 4. PROGRAMAS DE MEDICIÓN NETA EN EL MUNDO

4.1 Generalidades.....	15
4.2 Canadá.....	15
4.3 Japón .....	16
4.4 Tailandia.....	17
4.5 Túnez.....	18
4.6 Países Bajos .....	18
4.7 Estados Unidos .....	19

## 5. LECCIONES APRENDIDAS

5.1 Generalidades.....	33
5.2 Experiencias de los programas de medición neta implementados .....	33
5.2.1 Estados Unidos .....	33

---

---

5.2.2 Canadá .....	35
5.3 Barreras que inhiben el éxito de la implementación de los programas.....	36
5.3.1 Económicas.....	36
5.3.2 Capacidad límite.....	37
5.3.3 Carencia de apoyos políticos y conocimiento público.....	37
5.3.4 Componentes de interconexión.....	38
5.4 Consideraciones políticas para el éxito de la implementación de medición neta.....	38

## Lista de Abreviaciones

---

BCUC	British Columbia Utilities Commission
BC Hydro	British Columbia Hydro and Power Authority
CHP	Combined Heat and Power
DEC	Display Energy Certificate
DP&L	Dayton Power and Light Company
IREC	Interstate Renewable Energy Council
kW	Kilowatt
MADRI	Mid-Atlantic Distributed Resources Initiative
MEC	Montana Electric Cooperatives
MVA	Mega volts amperes
MW	Megawatt
NEG	Net excess generation
OCC	Oklahoma Corporation Commission
PGE	Portland General Electric
PUC	Public Utilities Commission
PUD	Public Utility District
SCS Tariff	Scheduling Coordinator Services Tariff
VSP	Very Small Power Produce

---



## *Resumen ejecutivo*

---

### *Estado del Arte de la Medición Neta para Microgeneración Domiciliaria*

<b>Núm. del informe:</b>	<b>IIE/01/14/13427/I 01/F</b>
<b>Programa:</b>	<b>14</b>
<b>Subprograma:</b>	<b>63</b>
<b>Tópicos:</b>	<b>Medición neta</b>

---

La Gerencia de Energías No Convencionales (GENC) del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), presentó a la CRE la propuesta GENC/CRE/V1.1/0015/2007, en donde se documentan los términos de referencia para el desarrollo de un estudio tendiente a revisar el estado del arte internacional e identificar las mejores prácticas utilizadas en otros países para la medición neta en el caso de microgeneradores con energías renovables, y en el caso de códigos de red para centrales eoloeléctricas.

En este documento se reporta la síntesis del estado del arte de los programas de medición neta en el mundo y corresponde al informe final de la primera parte del proyecto “*Estado del Arte de la Medición Neta para Micro-generación Domiciliaria y de Códigos de Red para Centrales Eólicas*”. El objetivo de este estudio fue Identificar y analizar los métodos para llevar a cabo la medición neta en los países donde ésta se aplica, así como sus características técnicas y sus ventajas y desventajas en la aplicación; especificar tipo y características de los dispositivos de medición e identificar los elementos de reglamentación necesarios para su implementación.

El informe consta de 5 capítulos, en el primer capítulo se reportan antecedentes de lo que implica un programa de medición neta donde se ha implementado. En el segundo capítulo se reportan el concepto del programa de medición neta, sus propósitos y los beneficios que este esquema ofrece. En el capítulo 3 se reportan las consideraciones de diseño de un programa de medición neta. En el capítulo 4 se reportan los programas de medición neta que se han implementado y sus reglas específicas. En el capítulo 5 se resumen las lecciones aprendidas reportadas en la literatura consultada.

---

La medición neta es un instrumento de política para promover generación eléctrica a baja escala, mediante pequeños sistemas de generación con energías renovables, interconectados a la red. La instalación de este tipo de sistemas ocurre típicamente en viviendas y negocios, sin embargo para algunos casos también se incluyen clientes industriales y agrícolas. Consiste en medir la electricidad que produce y que consume el usuario involucrado. La energía que no consume el usuario se inyecta a la red. En ese momento el medidor de electricidad girará en sentido opuesto. Al final de cada período el usuario sólo paga la diferencia, o en su defecto si genera más energía de la que consume, la compañía eléctrica se la acredita en la siguiente factura a tarifas específicas.

Los propósitos de un programa de medición neta incluyen: incentivar la generación con energía renovable, promover la generación eléctrica distribuida., reducir la carga central en líneas de transmisión y

---

distribución, facilitar la instalación e interconexión de generación en el sitio de consumo y reducir el impacto ambiental, entre otros.

Los principales beneficios que ofrece incluyen: incentivos para invertir en sistema de generación renovable, simplifica el proceso de interconexión a la red, descentraliza la generación en una forma flexible, y mejora la competitividad de fuentes renovables con respecto a las energías convencionales entre otros.

---

El diseño de un programa de medición neta, implica un conjunto de reglas generales, las cuales varían considerablemente de país a país y aún dentro de un mismo país. En términos generales la reglas básicas son: definición de las normas de interconexión, especificación del tipo de medidor, definición del período de facturación neta, definición de las tecnologías elegibles, desarrollo de la tarifa de medición neta que acredite cualquier exceso de generación, definir como se maneja el exceso de generación, establecer la potencia máxima por tipo de cliente y la máxima total permitida por programa, establecer el tipo de clientes elegibles, definir las condiciones de instalación, operación, mantenimiento y pruebas de los generadores, y relación con otras políticas, entre otras.

---

Programas de medición neta han sido implementados en: Estados Unidos, Canadá, Japón, Tailandia, Túnez y Países Bajos; de éstos se describen las reglas específicas que les aplica a su programa. En la literatura mencionan otros países como: Australia, Italia, Malta y Bélgica, Alemania y España.

*Canadá:* Son elegibles clientes residenciales y comerciales, participan todas las tecnologías que generen con energía renovable. Aceptan una capacidad de 50kW como límite por sistema. Para generadores mayores de 5kW, se requiere verificación de sitio con cargo al usuario. El usuario paga el medidor, su instalación y las lecturas, con cargo en su factura. Se le paga al usuario la energía excedente, al final del período a una tarifa de costo evitado.

*Japón:* Su programa es voluntario para sistemas fotovoltaicos, principalmente. Las compañías compran la energía de los sistemas FV residenciales a 19 ctvs USD/kWh.

*Tailandia:* Aceptan sistemas hasta 10 MW, pueden participar todas las energías renovables. Recibe un subsidio adicional en un rango de 0.95 a 25.31 ctvs USD/kWh, dependiendo del tipo de energía, el más bajo para biomasa y el más alto para FV.

*Túnez:* Aplica para todas las energías renovables. Para hacer rentable la energía FV interconectada a la red, la política de medición neta, estipula que se debe pagar al cliente generador la diferencia entre el precio del mercado del kWh FV y el precio promedio de la energía de combustibles fósiles.

*Países Bajos:* Aplican todas las energías renovables, la compañía eléctrica, está obligada a pagar un límite de 3000 kWh/año, a los productores de energía renovable, a una tarifa de 0.18 euros/kWh.

*Estados Unidos:* La mayoría de los estados que aplican medición neta incluye los sectores: residencial, comercial e industrial. Limitan la capacidad del sistema a 25 kW en 18 estados. La mayoría de los programas cuentan con sus normas de interconexión. Veintinueve estados acreditan el excedente de energía en la siguiente factura del cliente, 16 estados donan el exceso a la compañía al final del período de 12 meses.

---

La participación en programas de medición neta tiende a ser más alta en las regiones, países o jurisdicciones donde se incluyen: la medición neta simple, las tarifas convencionales a precios altos, interés en la seguridad de la energía e incentivos adicionales para la adquisición de los sistemas de generación. Países como Estados Unidos y Canadá, han realizado evaluaciones de seguimiento a sus programas para identificar barreras que limitan la aceptación de éstos en la población.

Algunos elementos que han presentado los programas que no han tenido éxito incluyen: restricción de elegibilidad de los clientes, limitante en el tamaño elegible del sistema, limitación del número total de participantes, cargos excesivos por parte de compañía por conceptos de uso de red y manejo administrativo entre otros, demandas irrazonables y redundantes requerimientos de seguridad, seguros adicionales innecesarios y falta de promoción del programa a los clientes elegibles.

Las condiciones que han logrado el éxito de programas de medición neta incluyen: enfoque en metas, más que un balanceo de intereses (cliente-suministradora); permiten banquear mensualmente el exceso de generación, reducen los cargos innecesarios y molestos, relación de la medición neta con los estándares de portafolio de renovables, implementación de la medición neta como un paquete integral de incentivos.

Las barreras que han impactado negativamente en la implementación de un programa de medición neta son de tipo económico, técnico y político.

Un aspecto sumamente importante en el buen desarrollo de un programa de medición neta es la participación política, los esquemas presentados identificaron que se deben: adoptar políticas que apoyen las tecnologías renovables (créditos, crear fondos para investigación, asegurar una compensación adecuada para los microgeneradores). Se deben imponer límites adecuados que garanticen el éxito de la implementación. Se deben implementar otro tipo de políticas, principalmente de tipo monetario para apoyar la promoción de los sistemas de generación de energía renovable conectados a la red.

---

**Proyecto: 13427**

**Título: *Estado del Arte de la Medición Neta para Microgeneración Domiciliaria***

## INTRODUCCIÓN

---

### 1.1 Generalidades

La comercialización de los sistemas de generación eléctrica, con energías renovables, ha sido la etapa de mayor conflicto, en su curva de aprendizaje. La implementación de los generadores renovables no ha sido tarea fácil ni económica. Muchos de los países desarrollados como Japón, Alemania, Estados Unidos, entre otros, han invertido grandes sumas de dinero en su desarrollo y actualmente en su difusión y comercialización. Las medidas que han tomado para promover los sistemas renovables se basan principalmente en estímulos y subsidios económicos.<sup>1</sup> Entre ellos, se encuentran las tarifas de inyección a red (feed-in tariffs), los portafolios estándar de energías renovables (Renewable Portfolios Standard)

Actualmente en al menos 48 países (14 países desarrollados y 34 en desarrollo) tienen algún tipo de mecanismo para promover la generación de energía renovable. El más común es la llamada tarifa de inyección a red *feed-in tariffs*, la cual ha sido decretada en varios países en los últimos años. Estados Unidos fue el primer país que decretó este mecanismo, en 1978; varios estados lo adoptaron, sin embargo en los 1990's fue eliminado. La tarifa de inyección a

---

<sup>1</sup> Global Status Report, 2006, International Energy Agency; <http://www.ren21.net/globalstatusreport/gsr4b.asp>

red fue adoptada en Dinamarca, Alemania, Grecia, India, Italia, España y Suiza a principios de los 1990's. En el 2005 al menos 32 países ya la habían adoptado.

Por primera vez en la India se estableció el mecanismo de inyección a red seguido por Sri Lanka, y Tailandia (sólo para pequeños productores), Brasil, Indonesia y Nicaragua. A mediados del 2005, los mecanismos de inyección a red fueron decretados en China, Irlanda, Turquía.

El mecanismo de inyección a red ha revolucionado fuertemente el mercado para tecnologías fotovoltaicas, principalmente ha incrementado el interés y la inversión en la generación de energía renovable, notablemente en los últimos años en Alemania, España y Dinamarca. En varios países, los mecanismos de inyección a red han tenido mayor efecto en energía eólica, pero ha influenciado el desarrollo en biomasa y pequeña hidro, La mayoría de las leyes manejan límites máximos para la capacidad del sistema elegible. Por ejemplo en Alemania 5 MW. La más reciente tarifa de inyección de España ha ayudado a incrementar las inversiones en nuevas plantas de generación de energía solar térmica. El diseño del mecanismo de tarifa de inyección a red varía de país a país. En algunos aplican sólo para ciertas tecnologías, limitan su máxima capacidad y período de aplicación, entre otras variantes.

El modelo de portafolios de renovables (RPS siglas en inglés), se está expandiendo a nivel estado/condado en los Estados Unidos, Canadá e India desde el 2003. Este modelo decreta la participación de las energías renovables en el portafolio energético nacional. Hay al menos otros 6 países con esquemas RPS. Por ejemplo decretadas desde el 2001 en Australia; en 2002 en el Reino Unido; en el 2003 en Japón; en el 2003 en Suecia. Este mecanismo también varía sus condiciones y reglas por país.

Existen otras prácticas de apoyo para promover la generación de energía renovable, incluyendo subsidios o descuentos directos al capital de inversión, incentivos fiscales, exenciones de impuestos, créditos con bajo interés, mercado de bonos de carbono, financiamiento o inversiones públicas directas. El subsidio directo al capital de inversión se aplica en por lo menos 30 países.

En los últimos 5 años la instalación de generadores fotovoltaicos conectados a red ha, crecido exponencialmente, principalmente en países industrializados como Japón, Alemania y España que son los líderes en este sector. En Japón los subsidios directos al capital, empezaron con 50% en 1994 disminuyeron al 10% en el 2003 y terminaron en 4% en el 2005. Esos mecanismos dieron como resultado la instalación de 1,617 MW<sup>2</sup>. En Alemania se han instalado alrededor de 2,831 MWp<sup>3</sup>, hasta diciembre del 2006, mientras que en España la potencia instalada al 2006 ascendió a 100.4<sup>4</sup> MW.

---

<sup>2</sup> Osamu Ikki, Koji Matsubara, National Survey Report f PV Power Applications in Japan 2006, International Energy Agency , Exchange and Dissemination of Information on PV Power Systems; May 2007. Kawasaki City, Kanagawa, Japan.

<sup>3</sup> Lothar Wissing, National Survey Report f PV Power Applications in Germany 2006, International Energy Agency , Exchange and Dissemination of Information on PV Power Systems; May 2007, Jülich

<sup>4</sup> Trends in Photovoltaic Applications: Survey Report of Selected IEA Countries Between 1992 y 2006; Report IEA-PVPS T1-16:2007; International Energy Agency.

En algunos países se han establecido fondos para energía renovable con la finalidad de financiar inversión, proveer créditos con tasas de interés bajo o facilitar el mercado de otras formas por ejemplo: a través de investigación, educación, normatividad e inversión en instalaciones públicas.

En general, independientemente de la política que se aplique, los excedentes de generación por el lado del usuario se inyectan a la red. Sin embargo, los esquemas utilizados para la medición y contabilidad de energía inyectada a red, así como los mecanismos de valorización de los mismos, varían de un país a otro. La medición neta es una de estas formas que ha sido adoptada en varios países.

El mecanismo de **medición neta** existe en al menos 7 países, 38 estados de la Unión Americana y varias provincias de Canadá. En Japón existe un programa voluntario de medición neta. Esta legislación ha sido principalmente instrumentada para facilitar el mercado de sistemas FV interconectados a la red en los Estados Unidos y Japón, Sin embargo la mayoría de las políticas de medición neta incluyen diversas energías renovables.

En México comienzan a darse las condiciones y el interés por instalar pequeños generadores distribuidos con energías renovables, tanto por usuarios potenciales como la industria, lo que obliga a definir las reglas para la interconexión y acreditación de la energía aportados a la red de distribución.

En este primer informe se reporta el estudio del estado del arte internacional de la política de medición neta. En un segundo informe se reporta el estado del arte de los códigos de red para centrales eoloeléctricas.

## 1.2 Objetivo del estudio

Identificar y analizar los métodos utilizados para llevar a cabo la medición neta en los países donde se aplica, así como describir sus características técnicas, sus ventajas y desventajas, además de describir tipos y características de los dispositivos de medición e identificar los elementos de reglamentación necesarios para su implementación.

## CONCEPTOS DE MEDICIÓN NETA

---

### 2.1 Medición Neta

La medición neta es un instrumento de política para promover generación eléctrica a baja escala, mediante pequeños sistemas de generación con energías renovables, interconectados a la red. La instalación de este tipo de sistemas ocurre típicamente en viviendas y negocios, sin embargo para algunos casos también se incluyen clientes industriales y agrícolas.

La medición neta consiste en un método simplificado para medir la electricidad que se produce y se consume en una casa o comercio que tiene instalado un generador con base en energía renovable. Bajo este esquema la energía que no consume el usuario se inyectará a la red, con lo cual el medidor de energía eléctrica girará en sentido opuesto. Para el consumidor representa que la compañía suministradora almacena los excedentes de energía y se los regresa cuando los requiera. Al final del período de facturación, el cliente sólo paga por su consumo neto, este es el total de energía demandada a la red menos la energía aportada a la red. La característica de este esquema es que se intercambia kWh por kWh sin importar la hora del día en que se aportó el excedente.

Los programas de medición neta incentivan la inversión del consumidor en la generación de la energía renovable. También permiten a los mercados de energía verde capitalizar la demanda, los productos y servicios de energía verde.

En Estados Unidos y Japón la Medición Neta fue adoptada por las compañías eléctricas como un mecanismo para promover entre sus clientes la inversión en fuentes de energía renovable.

En la siguiente figura se muestra el esquema de interconexión de un sistema con medición neta.

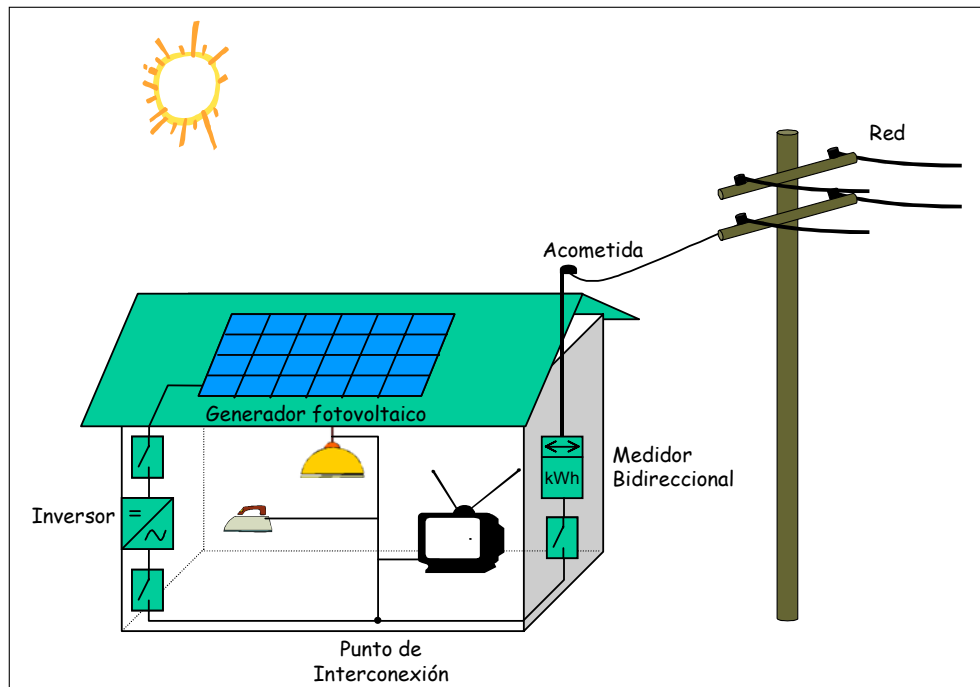


Figura 2.1 Esquema de un sistema interconectado a la red con medición neta

## 2.2 Propósito de la medición neta<sup>5</sup>

En los países donde se ha implementado el esquema de medición neta, se busca una serie de propósitos, dentro de los que se incluyen los siguientes:

- Incentivar una mayor generación con energía renovable a pequeña escala.
- Promover la generación eléctrica distribuida.
- Incrementar la diversidad de abastecimiento de energía.
- Reducir la carga central en líneas de transmisión y distribución.
- Bajar la demanda pico del sistema de la compañía.
- Apoyar la inversión temprana de tecnologías renovables.
- Facilitar la descentralización de la energía.
- Facilitar la instalación e interconexión de generación en el sitio de consumo.

<sup>5</sup> Jan Hamrin, Dan Lieberman and Meredith Wingate; *Regulator's Handbook on Renewable Energy Programs & Tariffs*. Center for Resources Solutions, March, 2006.



- Reducir la factura eléctrica a los usuarios.
- Reducir el impacto ambiental
- Promover desarrollo económico (por ejemplo, la tecnología nueva genera manufactura y/o oportunidades de servicio)

### **2.3 Beneficios de la medición neta**

La medición neta proporciona una variedad de beneficios tanto para las compañías eléctricas como para los consumidores. En la siguiente relación se mencionan los más importantes.

- Ofrece incentivos para invertir en fuentes de energía distribuida no contaminante
- Se adapta fácilmente a todas las formas de generación eléctrica a pequeña escala
- Simplifica el proceso de interconexión, técnica y administrativamente para la compañía suministradora y los generadores.
- Descentraliza la generación en una forma flexible, beneficiando los perfiles de distribución de potencia de la compañía.
- Mejora la competitividad de fuentes renovables de energía con respecto a las energías convencionales.
- El excedente de energía generada por el consumidor se deposita en la compañía, para usarla cuando la necesite.
- Para la medición neta simple se puede usar el mismo medidor
- Los sistemas renovables interconectados a la red no requieren sistema de almacenamiento, lo que disminuye su costo.

Un beneficio para las compañías suministradoras es la generación distribuida ya que es similar a una reducción estratégica de la demanda. Puede proveer beneficios valiables tanto a la compañía como a todos sus clientes. Implica reducción de la demanda de energía pico; reducción de pérdidas técnicas y aplazamiento de inversiones para el sistema de generación, transmisión y distribución; reducción en costos por combustible, operación y mantenimiento de generadores convencionales existentes. También provee beneficios ambientales a nivel regional y global.

## **CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA PROGRAMAS DE MEDICIÓN NETA**

---

### **3.1 Introducción**

El diseño de un programa de medición neta puede variar en función de la jurisdicción, políticas, compañías, etc. En algunas jurisdicciones la medición neta es un mandato de gobierno o política regulatoria, en otros es totalmente voluntaria, tanto para la compañía suministradora de electricidad como para los clientes. Algunas de las políticas son muy descriptivas, otras son muy generales dejando el diseño de detalle a las compañías suministradoras. En esta sección sólo mencionan los conceptos generales que se consideran para el diseño, las reglas y condiciones de los programas implementados se reportan en el capítulo 4.

### **3.2 Reglas generales, de un programa de medición neta**

Las reglas de medición neta pueden variar considerablemente de país a país y aún dentro de un mismo país, como es el caso de Estados Unidos, donde se maneja por estado cualquier decisión referente al servicio eléctrico. En términos generales estas reglas básicas son las siguientes:

- Definición de las normas de interconexión para la medición neta
- Especificación del tipo de medidor para la medición eléctrica,
- Definición del período de facturación neta,
- Definición de las tecnologías elegibles en el programa,
- Desarrollar la tarifa de medición neta que acredite cualquier exceso de generación,

- Definir un método para el manejo del exceso de generación neta,
- Establecimiento de la potencia máxima por tipo de cliente y la máxima total permitida por programa,
- Establecer la clase de clientes elegibles,
- Condiciones de instalación, operación, mantenimiento y pruebas de los generadores,
- Establecer el período de aplicación de la política y
- Relación con otras políticas

### 3.2.1 *Interconexión y otros requerimientos*

Para el diseño de un programa es muy importante desarrollar estándares de interconexión y procedimientos que garanticen la seguridad de personas, equipos y componentes y la calidad de la energía. Estos documentos incluyen responsabilidades y requerimientos tanto de los clientes como de la compañía suministradora. Los estándares de interconexión están relacionados con el tipo de tecnología y la capacidad del generador.

Los estándares de interconexión de los programas de medición neta vigentes, son muy variables. Normalmente cada programa cuenta con sus propias regulaciones. Existen estándares, de interconexión de sistemas de generación distribuida, los cuales, han sido la base para definir las reglas de interconexión para los programas de medición neta. También se han tomado como referencia los estándares de programas ya implementados que han tenido éxito como es el caso de New Jersey.

Entre los estándares generalizados se encuentran los siguientes:

#### Estados Unidos<sup>6</sup>:

- 1) *IEEE 1547 Standard for Interconnection of Distributed Resources with Electric Power Systems*. Esta norma se enfoca en la interconexión a nivel de distribución y para sistemas arriba de 10 MVA.
- 2) *IEEE 929-2000 Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*. Esta norma se aplica sólo para sistemas FV de 10 kW o menos.
- 3) *UL 1741 2nd revision; Inverters, Converters, Controllers and Interconnection Systems equipment for Use UIT Distributed Energy Resources*.

#### Canadá<sup>7</sup>:

- 1) *ADGTD Interim Guide for Generator Interconnection to the Wires Owner Distribution*,

---

<sup>6</sup> *Connecting to the grid; A guide to Distributed Generation Interconnection Issues*; Interstate Renewable Energy Council (IREC), North Carolina Solar center; 5<sup>th</sup> edition, 2007.

<sup>7</sup> Liuchen Chang and Hossein Madadi Kojabadi; *Review Interconnection Standards for Distributed Power Generation*; Proceedings of the 2002 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering; IEEE, 2002.

- 2) NSPI Guidelines for Interconnection of Customer Generation by Nova Scotia Power Inc.,
- 3) BC Hydro *Connection Requirements for Utility or Non-Utility Generation 35 kV y Interconnection of Solar Photovoltaic Systems to the BC Hydro System* by BC Hydro,
- 4) *Non-Utility Generation Interconnection Requirement at Voltages 25 kV SaskPower*, y *Technical Requirements for the Interconnection of Non Utility Generators (NUG)* by Yukon Electric Corp.
- 5) *Canadian guidelines for connecting micro-power generators to utility grids.*
- 6) IEEE P 1589, *Draft Standard for Conformance Tests Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.*

Además de Estados Unidos y Canadá, en Tailandia toman también como referencia la norma IEEE 1547 (*Standard for Interconnection of Distributed Resources with Electric Power Systems*). En Japón cuentan con sus propios procedimientos y guías de interconexión a la red.

Los principales requerimientos de interconexión a nivel internacional<sup>7</sup> para generación distribuida se resumen en tres categorías: especificaciones generales, seguridad y protección, y calidad de la energía, los cuales se relacionan en seguida:

- A) Especificaciones generales
  - Regulación de voltaje
  - Frecuencia del sistema
  - Sincronización
  - Monitoreo
  - Dispositivos de aislamiento
  - Puesta a tierra
- B) Requerimientos de seguridad y protección
  - Disturbios del voltaje
  - Disturbios de frecuencia
  - Pérdidas de sincronización
  - Reconexión
  - Anti-aislamiento
- C) Requerimientos de la calidad de la energía
  - Armónicas
  - Transitorios
  - Depresiones dinámicas de voltaje (sags o dips)
  - Inyección de corriente directa CD
  - Parpadeos (flicker)

### 3.2.2 Métodos de medición <sup>8</sup>

#### a) Medición neta simple

Los métodos más comunes de medición neta usan un medidor bidireccional simple que registra el flujo de electricidad en dos direcciones, lo que se inyecta a la red y lo que se consume de la red. El medidor gira hacia delante cuando el cliente está consumiendo electricidad de la red. Además el medidor gira hacia atrás cuando la energía que produce el usuario se inyecta a la red. Muchos de los medidores tienen esa capacidad. Al final de cada período de facturación la compañía factura al usuario sólo por el consumo neto de energía de la red. En la figura 3.1 se representa la medición simple.

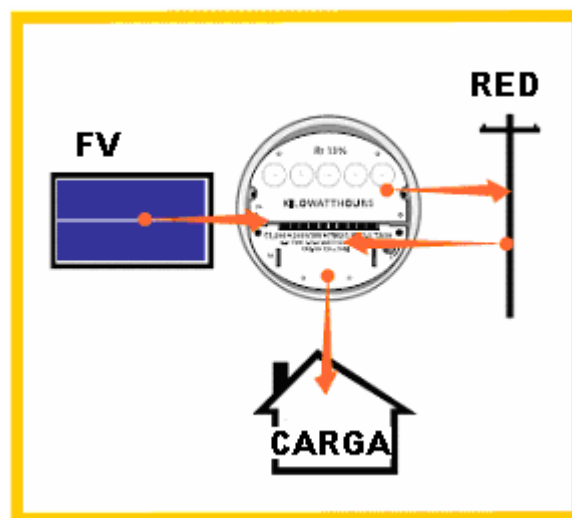


Figura 3.1 Esquema de medición neta simple

#### b) Medición dual o compuesta

La medición dual es otro método que requiere de dos medidores, uno mide la electricidad que se consume de la red y el otro la energía del microgenerador que se inyecta a la red.

El cliente paga generalmente el costo del medidor secundario, mientras que la compañía absorbe los gastos administrativos asociados con procesar los datos a partir de los dos medidores. Bajo este esquema de medición, la energía generada por el cliente que se inyecta a la red se acredita a la cuenta del siguiente mes como costo evitado que es mucho más bajo que el precio de venta. Básicamente ésta es la diferencia entre la medición dual y la medición simple.

<sup>8</sup> Michael Dworkin, Freeing the Grid: How Effective State Net Metering Laws can Revolutionize U.S Energy Policy; Vermont Law School, November, 2006

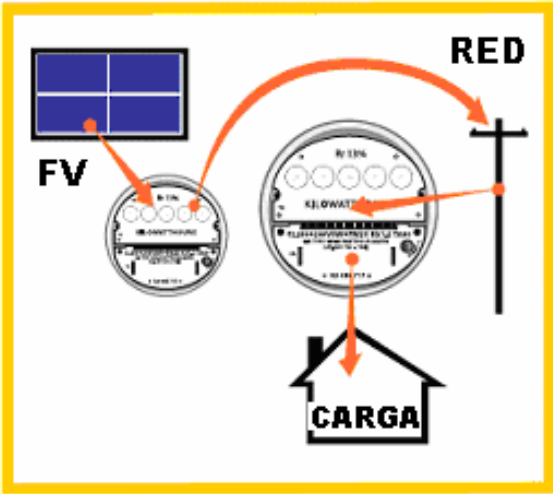


Figura 3.2 Esquema de medición neta dual

*c) Medición por facturación neta (net billing)*

Otro sistema de medición, llamado facturación neta utiliza también dos medidores. Usa uno bidireccional para registrar el consumo de energía neta, mientras el segundo medidor registra la salida total de electricidad alimentada a la red del sistema de generación distribuida. Al igual que las mediciones anteriores el cliente se acredita la tarifa de venta por la electricidad generada. En la siguiente figura se muestra el esquema de medición por facturación neta.

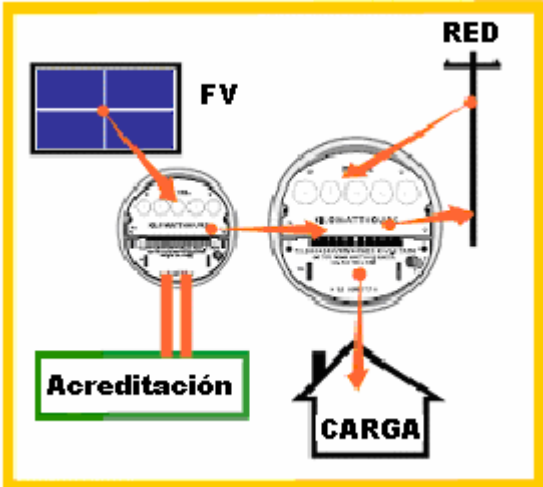


Figura 3.3 Esquema de medición por facturación neta

#### d) Medición inteligente (Smart Metering)

La medición inteligente generalmente utiliza un medidor avanzado que identifica el consumo en una forma más detallada que los medidores convencionales, y opcionalmente comunica esta información a través de alguna red a la compañía de servicios local para propósitos de facturación y monitoreo.

Este sistema de medición permite al cliente registrar su aportación horaria, de tal forma que en sitios que manejan tarifas horarias y si la demanda pico de la compañía ocurre durante las horas de generación de energía renovable, entonces, el cliente se verá favorecido económicamente por la diferencia en el precio de la tarifa. En la figura 3.4 se muestra el esquema para este tipo de medición.

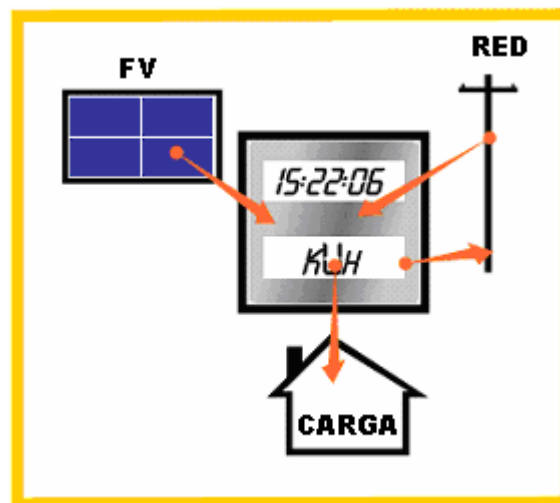


Figura 3.4 Esquema de medición inteligente

#### 3.2.3 Facturación

La definición del período de facturación, tanto para la medición neta como para el cierre del ciclo para ajuste por aportaciones de exceso de energía a la red, es un tema de consideración en todas las legislaciones. La mayoría de los programas considera el mismo período de pago de la factura eléctrica y 12 meses para el cierre del ciclo para el balance de energía y las aportaciones a la red de distribución.

#### 3.2.4 Definición del método para el manejo del exceso de generación neta

La energía aportada a la red de un período de facturación, normalmente se acredita en la siguiente cuenta, al precio de venta. La energía aportada a la compañía al final del período de 12 meses, se dona a la compañía eléctrica. Existen algunos programas que compran dicha energía a la tarifa de costo evitado. Existen programas que estipulan la compra de energía a precios más altos, con el propósito de incentivar la instalación de pequeños generadores

distribuidos con base a energías renovables. Esto ocurre principalmente en los países que cuentan con empresas que fabrican los generadores, por lo que se busca apoyar su desarrollo.

### *3.2.5 Tecnología y sus capacidades*

La mayoría de los programas implementados alrededor del mundo limitan la participación a tres tecnologías renovables: solar fotovoltaico, eólico y micro hidro, porque se considera que esas tecnologías representan un mayor beneficio social. Algunos programas permiten tecnologías de cogeneración tales como microturbinas y celdas de combustible, si utilizan, combustibles renovables. La mayoría de los programas implementados limitan el tamaño del sistema individual a 100 kW o más pequeños.

### *3.2.6 Capacidad total límite*

La mayoría de los programas ya implementados marcan límites en cuanto a la cantidad total de usuarios. La mayoría está enfocada a la generación total de energía de todos los clientes participantes. Normalmente se reporta en porcentaje sobre la demanda pico de la compañía en el año previo. Esta limitación pretende evitar, o por lo menos disminuir, el riesgo de utilizar el potencial concerniente a subsidios cruzados.

### *3.2.7 Relación con otras políticas*

En el diseño de programas en otros países, típicamente se considera la relación que exista que pueda existir con otras políticas, como por ejemplo, si hay planes de financiamiento para la adquisición del equipo o cualquier otro tipo de políticas que sean complementarias o se relacionen con la medición neta.



## PROGRAMAS DE MEDICIÓN NETA EN EL MUNDO

---

### 4.1 Generalidades

De acuerdo con lo que reporta la Agencia Internacional de Energía (IEA siglas en inglés), son pocos los países que han implementado programas de medición neta, de hecho la mayoría tiene implícito otro estímulo, el cual ha favorecido el éxito de los programas, principalmente en países como Japón y Alemania, siendo éstos los líderes en instalaciones fotovoltaicas interconectadas a la red, lo cual se ha traducido también en liderazgo tecnológico en esta industria. El programa que ha tenido mayor aceptación a nivel mundial es el de tarifa de inyección a red (*feed-in-tariff*).

Estados Unidos es el país que más programas de medición neta aplica: 38 estados aplican este tipo de programas, mismos que difieren en cuanto a las reglas de aplicación. Este país cuenta con la suficiente experiencia e información para evaluar y determinar cuales son las reglas que más favorecen a la promoción de los pequeños generadores de energía renovable interconectados a la red.

Otros países como Canadá, Japón, Tailandia, Túnez y los Países Bajos tienen implementados programas de medición neta, cuyas condiciones y reglas se reportan en este capítulo.

Existen otros países que han implementado estos programas, principalmente para apoyar la promoción de sistemas FV, entre los cuales se incluyen: Australia, Italia, Malta y Bélgica.

Cabe mencionar que tanto en Alemania como en España, en los últimos años se han instalado en forma masiva sistemas fotovoltaicos interconectados a la red. Esto se debe, principalmente, a sus mecanismos de promoción llamado tarifa de inyección a red (*feed-in-tariff*). Este mecanismo aplica un esquema de pago directo (al productor), por la energía FV que su generador inyecta a la red a una tarifa definida. Al mismo tiempo, el usuario paga a la compañía eléctrica la energía que consume de la red, es decir no existe una medición neta.

#### 4.2 Canadá<sup>9,10</sup>

En noviembre del 2003, la British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro) aprobó la aplicación de un programa de medición neta en base en la *tarifa horaria* (Rate Schedule 1289). Este programa fue revisado y modificado en mayo del 2004 por la British Columbia Utilities Commission (BCUC).

En este país las políticas de medición neta para pequeños generadores interconectados a la red se restringen a algunas zonas de distribución y a varios tipos de tarifas, y deben cumplir con las siguientes condiciones:

- a) El programa de medición neta es disponible para clientes residenciales y comerciales en tarifas de Zona 1 y Zona II.
- b) Son elegibles los clientes de tarifas 1101, 1107, 1200, 1201, 1210, 1211, 1220, 1234, 1255, 1256, 1265 y 1266. También para clientes que pagan tarifas horarias y clientes en tarifa de zona II
- c) La energía elegible es la que se produce con energías renovables, incluyendo pequeña hidro, eólica, solar FV, celdas de combustible, geotermia, energía de olas, mareas y biomasa, así como la cogeneración de calor y energía conde gas de rellenos sanitarios y desechos sólidos municipales, y mejoras de eficiencia en instalaciones existentes.
- d) La capacidad máxima límite por generador es de 50 kW.
- e) Para generadores más grandes de 5kW se requiere de verificación en sitio para su aceptación. La verificación consiste en revisar tanto la protección y las técnicas de control y debe hacerse antes de interconectarse. Esta acción tiene un cargo de *Can\$ 600*. En la siguiente tabla se muestra en que caso aplica esta condición

---

<sup>9</sup> Application for Net Metering Tariff Rate Schedule 1289, British Columbia Hydro and Power Authority, Nov. 2003; [http://www.bchydro.com/rx\\_files/info/info8804.pdf](http://www.bchydro.com/rx_files/info/info8804.pdf)

<sup>10</sup> Net Metering Tariff – Rate Scahedule 1289 (RS 1289): Monitoring and Evaluation Report, British Columbia Hydro and Power Authority, Vancouver, BC, June, 2005; [http://142.52.74.150/rx\\_files/info/info24287.pdf](http://142.52.74.150/rx_files/info/info24287.pdf)

Tabla 4.1 Condiciones de los sistemas para aplicar verificación

<b>Tamaño de la unidad</b>	<b>Inversor basado en generadores de inducción</b>	<b>Generadores síncronos</b>
Menos de 5kW	No requiere de verificación de aceptación	No requiere de verificación de aceptación
5kW a 10 kW	Requiere de un chequeo rápido según sea el caso	Se requiere verificación para todos los casos
10 kW a 50 kW	Se requiere verificación para todos los casos	Se requiere verificación para todos los casos

- f) El exceso de energía generada por el cliente se paga a una tarifa de costo evitado. El precio propuesto por BC Hydro es de 5.4 ctvs Can\$/kWh de acuerdo con el costo promedio de la energía de la licitación para generación de energía verde, 2002/03.
- g) Debe instalarse un medidor de cuatro cuadrantes bidireccional que registre la energía abastecida por BC Hydro para cada cliente (RS 1289). Uno de los medidores registra la electricidad abastecida por BC Hydro al cliente y el otro registra la electricidad del cliente que se entrega a BC Hydro.
- h) La compra o bonificación de la energía se hace en el momento en que se cumple un ciclo calendario, 6 meses o 12 meses, dependiendo si su facturación es mensual o bimestral.
- i) No hay límite para la capacidad total del programa, pero está en constante evaluación.

### 4.3 Japón<sup>11</sup>

Desde hace ya 30 años, Japón inició el desarrollo e investigación sobre energías alternativas, empujado por la crisis petrolera, su alta dependencia de este recurso y/o carencia de combustibles fósiles en el país. Su desarrollo se enfocó principalmente en la energía solar. A mediados de los 90's comenzó su labor de promoción. Para lograr su objetivo, se establecieron 4 clases de políticas para la creación del mercado, por el gobierno y las compañías de energía eléctrica. Estas políticas incluyen:

- 1) Procedimientos simplificados para la instalación de sistemas fotovoltaicos residenciales
- 2) Elaboración de guías técnicas para conexión a red
- 3) Sistemas de medición neta por las compañías eléctricas

<sup>11</sup> Osamu Kimura and Tatsujiro Susuki; 30 Years of Solar Energy Development in Japan: Co-Evolution Process of Technology, Policies and the Market. [http://web.fu-berlin.de/ffu/akumwelt/bc2006/papers/Kimura\\_Suzuki.pdf](http://web.fu-berlin.de/ffu/akumwelt/bc2006/papers/Kimura_Suzuki.pdf)

#### 4) Programa de subsidio directo al capital de inversión en FV residenciales

A pesar de todos los esfuerzos realizados por el gobierno y la industria eléctrica, el mercado de los sistemas FV no despegaba, por lo cual se decretaron políticas más agresivas que apoyaran la promoción.

En 1992 las compañías eléctricas implementaron un programa voluntario de medición neta y en 1994 aplicaron un subsidio del 50% directo al capital de inversión. Este subsidio fue disminuyendo paulatinamente y concluyó en el 2005. Actualmente ya no está activo. Sin embargo la política de medición neta sigue vigente, y actualmente compran la energía proveniente de los sistemas FV residenciales a 22 yens/kW (aproximadamente a USD 19 ctvsUSD/kW).

#### 4.4 Tailandia<sup>12</sup>

En noviembre del 2001, el Comité Tailandés de Política Energética (Thai Energy Policy Comite, EPC) del Consejo Nacional de Política Energética (National Energy Policy Council, NEPC), aprobó un significativo cambio de la regulación Tailandesa para productores de energía muy pequeños (Thailand's Very Small Power Produce, VSPP), que entró en vigor en el 2002. Los cambios consistieron en facilitar la generación de electricidad limpia. La regulación amplia su meta a generadores de mayor capacidad.

La regulación VSPP permite interconectarse a clientes con generadores de energía renovable tales como: solar, viento, microhidro, generadores con biomasa o biogás, con una capacidad arriba de 1 MW, por instalación. A finales del 2006, actualizaron sus regulaciones aceptando sistemas de hasta 10 MW de potencia eléctrica.

Esta regulación también estipula que las compañías eléctricas deben comprar la electricidad renovable a la misma tarifa que ellos la compran a la compañía de generación del gobierno, EGAT. En otoño del 2006 esta tarifa estuvo alrededor de 3.8 baht\$/kWh durante las horas pico en días hábiles y 2.0 baht\$/kWh durante las horas pico de los fines de semana y días festivos<sup>13</sup>.

La energía renovable recibe un subsidio adicional de 0.3 a 8 baht\$/kWh (0.0095 a 0.2531 USD\$/kWh) dependiendo del tipo de tecnología, de acuerdo con la siguiente tabla:

---

<sup>12</sup> Chris Greacen, Richard Plevin and Chom Greacen; Thai power: Net metering comes to Thailand, 2003; <http://www.palangthai.org/en/story/6>

<sup>13</sup> *Significant Thai Clean Energy Law Upgrades; VSPP 10 MW for Renewable Energy & Combined Heat and Power + VSPP Renewable Energy Subsidy Adder*; [www.palangthai.org/docs/SignificantThaiCleanEnergyLawUpgrade.doc](http://www.palangthai.org/docs/SignificantThaiCleanEnergyLawUpgrade.doc)

Tabla 4.1 Subsidios adicionales para energía renovable

<b>Tecnología</b>	<b>Subsidio Baht/kWh (USD/kWh)</b>
Biomasa, incluyendo biogás	0.3 (0.0095)
Hidroenergía, menos de 50 kW	0.8 (0.0253)
Hidroenergía grande más de 50 kW, pero menos de 200 kW	0.4 (0.0127)
Eólica y desechos municipales	2.5 (0.0791)
Solar	8.0 (0.2531)

#### 4.5 Túnez<sup>14</sup>

Túnez en su nuevo marco político económico, abrió su mercado eléctrico al sector privado en la producción de energía. Bajo el esquema del nuevo marco se incluye la generación de energía renovable interconectada a la red. Como cualquier cliente generador de energía renovable de otros países, en Túnez, también el usuario puede vender a la compañía eléctrica sus excedentes de energía.

Para hacer rentable la electricidad FV interconectada a la red, la política de medición neta, estipula que se debe pagar al cliente generador la diferencia entre el precio del mercado del kWh FV y el precio promedio de la energía de combustibles fósiles. Este subsidio se justifica por las externalidades que resultan de la producción de energía FV, la cantidad de CO<sub>2</sub> evitado y la reducción de partículas al medio ambiente.

El costo de generación de un sistema FV es de alrededor de 0.47 TND/kWh (0.38 USD/kWh). En el sitio de estudio la diferencia que la compañía debe pagar por los kWh FV es 4.7 veces el precio de venta de la energía mediante fuentes convencionales. El subsidio es entre 0.306 TND y 0.438 TND por kWh generado con FV (0.25 a 0.35 USD/kWh).

#### 4.6 Países Bajos<sup>15</sup>

Aquí se tiene implementado un programa de medición neta, cuyas reglas reportadas en la literatura establecen que las compañías eléctricas se obligan a comprar la energía producida con fuentes renovables, hasta 3000 kWh/año de productores privados al precio de venta (alrededor de 0.18 euros/kWh).

<sup>14</sup> A. S. Bouazzi and M. Krarti; *Net Metering and its Impact on PV Program in Tunisia*; 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion; may, 2003, Osaka, Japan

<sup>15</sup> Job Swens; *Co-operative Programmed on Photovoltaic Power Systems*; International Energy Agency, task 1: Exchange and Dissemination of Information on PV Power Systems, May 2007, The Netherlands.

## 4.7 Estados Unidos

Estados Unidos es un país que ofrece una amplia gama de reglas y condiciones de sus políticas de medición neta en sus 38 estados que la aplican. Además cuenta con una extensa bibliografía en donde proporciona toda su experiencia en el campo. Se han realizado evaluaciones por estado y cuyos resultados contienen información referente a los éxitos y fracasos de la implementación de esta política.

La ley de medición neta ha sido decretada en 38 estados y el District of Columbia (D.C). Estas leyes se basan en el mismo concepto general, por lo que hay una gran similitud en los estatutos. Hay también muchas diferencias en elementos específicos. Por ejemplo, el tamaño permitido del sistema, clases de clientes que pueden participar, tarifas de compra, tratamiento del exceso de energía generada por el cliente y disposición de los excedentes de energía.

La medición neta puede aplicarse a cualquier tecnología renovable o convencional ( o celdas de combustible). La mayoría comúnmente aplica a electricidad solar y pequeños generadores eólicos, pero en algunos estados incluyen pequeños sistemas de cogeneración de biomasa y sistemas micro-hidro. En alrededor de 10 estados son elegibles las celdas de combustible y pequeños sistemas de cogeneración.

Los elementos específicos que diferencian las reglas generales de los programas de medición neta en Estados Unidos incluyen<sup>16</sup>:

- \* **Clases de clientes aplicables:** La mayoría de los estados incluye sectores: residencial, comercial e industrial. En tres estados no se permite la participación del sector industrial y en cuatro más incluyen al sector agrícola.
- \* **Capacidad límite:** Dieciocho estados limitan el tamaño de instalaciones a <25 kW, mientras en 13 permiten sistemas de >25 kW.
- \* **Límite en participación:** Diecinueve estados no tienen límite en la disponibilidad de medición neta, mientras que en 14 limitan el tamaño del mercado que puede usar la medición neta. Donde esto existe, el rango límite es de 0.05% a 1% de carga pico.
- \* **Normas de interconexión:** Sólo ocho estados no reportan normas de interconexión en sus reglas de medición neta.
- \* **Compra del exceso de energía:** Veintinueve estados acreditan el excedente de energía en la siguiente factura del cliente, 16 estados donan el exceso a la compañía al final del período de 12 meses. Seis estados compran el exceso (mensualmente o anualmente) a la tarifa de costo evitado, mientras que sólo en dos estados compran a precio de venta y otros 4 compran el

---

<sup>16</sup> Jan Hamrin, Dan Lieberman and Meredith Wingate; Regulator's Handbook on Renewable Energy Programs & Tariffs, March, 2006

exceso a una tarifa de precio de venta descontado. Sólo un estado cede la energía de exceso mensualmente a la compañía.

En la tabla 4.2 se reportan las reglas de medición neta que aplican para cada estado actualizado a agosto del 2007.

En las figuras 4.1 y 4.2 se muestran gráficamente la elegibilidad de las diferentes tecnologías para medición neta y los clientes elegibles por sector en los programas de medición neta, respectivamente, en Estados Unidos al 2003.

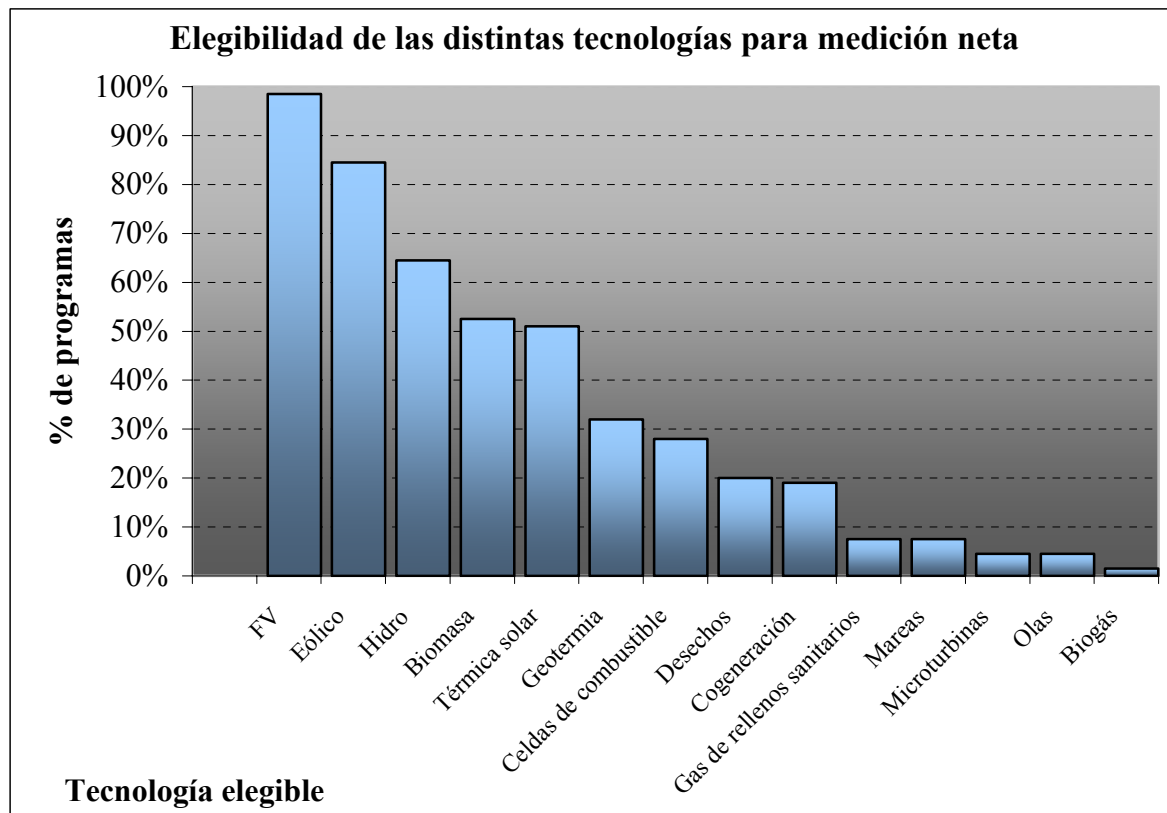


Figura 4.1 Tecnologías elegidas en los programas de medición neta en Estados Unidos  
Fuente<sup>17</sup>

<sup>17</sup> Metering in British Columbia; BC Hydro, May 2003

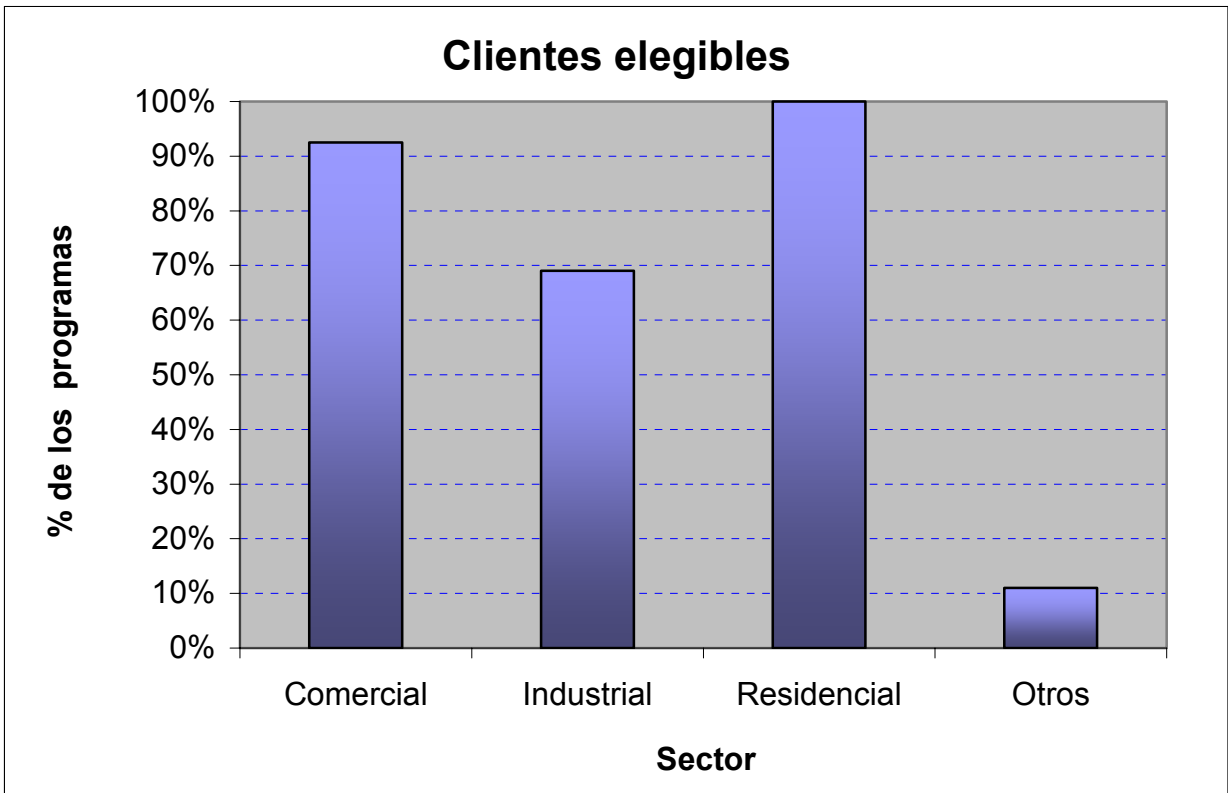


Figura 4.2 Clientes elegibles por sector en los programas de medición neta en Estados Unidos<sup>17</sup>



**Tabla 4.2 Interstate Renewable Energy Council (IREC) “Conectando a la red” Estado del Proyecto, Reglas, Regulaciones y Programas de Medición Neta (Actualizado a agosto del 2007) <sup>18</sup>**

Programa	Tamaño límite del sistema / Clases de clientes elegibles	Tecnologías elegibles	Capacidad total límite	Tratamiento de los excedentes de generación (NEG)	Normas de interconexión para medición neta	Compañías involucradas
Arizona - Arizona Public Service	100 kW / Todos los clientes	Solar, eólica y biomasa	15 MW	Acredita para la siguiente cuenta, al año cumplido se dona a la compañía	(Guías de la Compañía)	Arizona Public Service
Arizona - Salt River Project	10 kW / Residencial	Fotovoltaico	Ninguno	Pago mensual por la compañía a precio promedio del mercado, menos un precio de ajuste de \$0.00017/kWh	(Guías de la compañía)	Salt River Project
Arizona - Tucson Electric Power	10 kW / Comercial, residencial	Fotovoltaico y eólico	500 kW Pico agregado	Se acredita en la siguiente cuenta del cliente, después del ciclo de pago de enero se dona a la compañía.	(Guías de la compañía)	Tucson Electric Power
Arkansas	25 kW para sistemas residenciales 300 kW para sistemas no residenciales	Solar, eólica, biomasa, hidro, geotermia, combustibles fósiles y microturbinas	Ninguno	Acreditado en al siguiente cuenta del cliente, al completar el ciclo de 12 meses, se dona a la compañía	Si	Todas
California	1 MW (tres digestores de biogás arriba de 10 MW por unidad)/ Comercial, industrial y residencial	Fotovoltaica, gas de rellenos sanitarios, eólica, digestión anaerobia y celdas de combustible	2.5% de la demanda pico de la compañía	Se acredita en la siguiente cuenta del cliente, al completar el ciclo de 12 meses, se dona a la compañía	Si	Todas <sup>19</sup>
Colorado	2 MW / Comercial, industrial y residencial	Solar, gas de rellenos sanitarios, eólica, biomasa, digestión anaerobia, pequeña hidro y celdas de combustible	Ninguno	Acreditado a precio de venta en la siguiente factura, al final de cada año calendario, se reembolsa al cliente al costo incremental promedio horario del período previo.	Si	Compañías de Colorado sirviendo a 40,000 o más clientes

<sup>18</sup> Fuente: IREC “Connecting to the Grid” Project ([www.irecusa.org/index.php?id=31](http://www.irecusa.org/index.php?id=31))

<sup>19</sup> En California todas las compañías, con la excepción de Los Angeles Department of Water & Power (LANDWP), tiene la obligaciopn de aceptar clientes con sistemas FV y eólicos. LADWP ofrece un programa de medición neta voluntario. Además las empresas privadas tienen la obligación de ofrecer el programa de medición neta a clientes con sistemas de celdas de combustible y energía de biomasa.

Programa	Tamaño límite del sistema / Clases de clientes elegibles	Tecnologías elegibles	Capacidad total límite	Tratamiento de los excedentes de generación (NEG)	Normas de interconexión para medición neta	Compañías involucradas
		(combustibles renovables)				
Colorado - Delta-Montrose Electric Association	No debe exceder la demanda del cliente / Comercial y residencial	Fotovoltaico, eólico, biomasa e hidro	1 MW	Donado a la compañía mensualmente	Si	Delta-Montrose Electric Association
Colorado - Empire Electric Association	10 kW / Comercial, residencial, no comercial, escuelas, agricultura e instituciones	Fotovoltaico y eólico	50 clientes	La empresa paga al cliente un precio igual al costo promedio de las ventas totales de la empresa eléctrica del año en cuestión, excluyendo las ventas totales facturadas a las tarifas SCS.	Si	Empire Electric Association
Colorado - Fort Collins Utilities	10 kW / Residencial	Fotovoltaico y eólico	25 clientes	Se acredita en la siguiente cuenta del cliente, al completar el ciclo de 12 meses, se dona a la compañía los excedentes	Si	Fort Collins Utilities
Colorado - Gunnison County Electric	10 kW / Comercial y residencial	Fotovoltaico y eólico	50 clientes	Comprado por la compañía a tarifa de mayoreo (wholesale)	Si	Gunnison County Electric
Colorado - Holy Cross Energy	25 kW / Comercial, industrial y residencial	Fotovoltaico, eólico, biomasa, hidro y geotermia	Ninguno	Se acredita en la siguiente cuenta del cliente; al finalizar el año calendario la compañía paga el exceso a una tarifa de costo evitado.	Si	Holy Cross Energy
Colorado - La Plata Electric Association	25 kW / Comercial, y residencial	Fotovoltaico, eólico, biomasa e hidro	1% de la demanda pico agregada de los usuarios	Se acredita en la siguiente cuenta del cliente a la tarifa de costo evitado; Al comienzo de cada año calendario la compañía paga al cliente cualquier exceso de energía	SI	La Plata Electric Association
Connecticut	2 MW / Todos los clientes	Solar, gas de relleno sanitario, eólico, biomasa, celdas de comb.	Ninguno	Se acredita en la siguiente cuenta del cliente a precio de venta; al final de los 12 meses del ciclo la compañía paga al cliente	Si	Empresas privadas

Programa	Tamaño límite del sistema / Clases de clientes elegibles	Tecnologías elegibles	Capacidad total límite	Tratamiento de los excedentes de generación (NEG)	Normas de interconexión para medición neta	Compañías involucradas
		Desechos sólidos municipales, pequeña hidro, energía de olas, energía de la marea y energía térmica del océano		a la tarifa de costo evitado		
Delaware	25 kW para sistemas residenciales; 2 MW para clientes no residenciales de DP&L; 500 kW para no residenciales DEC y compañías municipales	Solar, eólico, biomasa, hidro y celdas de combustible	1% de la demanda mensual pico agregada de los usuarios	Se acredita a la siguiente cuenta del cliente a precio de venta; al final del período de 12 meses, cualquier restante NEG es donado al fondo de energía verde Delaware a la tarifa de costo evitada de la compañía	Si (bajo revisión)	Todas la compañías (aplica a cooperativas sólo si eligen competir fuera de sus límites)
District of Columbia	100 kW / Comercial, industrial y residencial	Solar, eólico, biomasa, hidro y celdas de combustible, hidro, geotermia, marea, CHP y microturbinas	Ninguno	Se acredita en la siguiente cuenta del cliente a la tarifa de precio de venta.	Si	Todas
Florida - Florida Keys Electric Cooperative	10 kW / Residencial	Fotovoltaica	Ninguno	Se acredita a precio de venta en la siguiente cuenta del cliente; es comprada por la compañía a precio de venta al final del período de 12 meses.	Si	Florida Keys Electric Cooperative
Florida - JEA	10 kW / Residencial	Fotovoltaico, eólico	Ninguno	Se acredita a precio de venta en la siguiente cuenta del cliente	(Guías de la compañía)	JEA
Florida - Lakeland Electric	500 kW para sistemas comerciales; 10 kW para sistemas residenciales	Fotovoltaico	Ninguno	Se acredita a precio de venta en la siguiente cuenta del cliente; prolongación indefinida	(Guías de la compañía)	Lakeland Electric
Florida - New Smyrna Beach	10 kW / Comercial, industrial y residencial	Fotovoltaico	Ninguno	Se acredita a precio de venta en la siguiente cuenta del cliente.	(Guías de la compañía)	New Smyrna Beach Utilities

Programa	Tamaño límite del sistema / Clases de clientes elegibles	Tecnologías elegibles	Capacidad total límite	Tratamiento de los excedentes de generación (NEG)	Normas de interconexión para medición neta	Compañías involucradas
Utilities						
Florida - Tallahassee Electric Utility	10 kW / Comercial y residencial	Fotovoltaico	Ninguno	Se acredita a precio de venta en la siguiente cuenta del cliente; al término del contrato de 12 meses, se dona a la compañía	(Guías de la compañía)	Tallahassee Electric Utility
Georgia	100 kW para sistemas comerciales; 10 kW para sistemas residenciales	Fotovoltaico, eólico y celdas de combustible	0.2% de la demanda pico anual de la compañía	Se acredita a precio de venta en la siguiente cuenta del cliente; al término del contrato de 12 meses, se dona a la compañía	Si	Todas
Hawaii	50 kW / Comercial, residencial y gobierno	Fotovoltaico, eólico, biomasa e hidro	0.5% de la demanda pico anual de la compañía	Se acredita a precio de venta en la siguiente cuenta del cliente; al término del contrato de 12 meses, se dona a la compañía	Si	Todas
Idaho - Idaho Power	100 kW para grandes comerciales y agricultura; 25 kW para residenciales y pequeños comercios	Solar, eólico, biomasa, hidro y celdas de combustible,	0.1% de la demanda pico del 2000 (en Idaho)	Se acredita a precio de venta en la siguiente cuenta para clientes residenciales y pequeños comerciales; se acredita el 85% de la tarifa de costo evitado para grandes clientes comerciales y de agrícolas.	((Guías de la compañía)	Idaho Power
Idaho - Rocky Mountain Power	100 kW para grandes comerciales y agricultura ; 25 kW para residenciales y pequeños comercios	Solar, eólico, biomasa, hidro y celdas de combustible	0.1% de la demanda pico del 2002 (en Idaho))	Se acredita al cliente en la factura siguiente al precio de venta de menudeo para clientes residenciales y pequeños clientes comerciales que acredita el 85% del costo evitado para los demás clientes	(Guías de la compañía)	Rocky Mountain Power
Idaho - Avista Utilities	25 kW / Comercial, residencial, y agricultura	Solar, eólico, biomasa, Hidro y celdas de combustible	0.1% de la demanda pico del 1996 (en Idaho))	Se acredita a precio de venta en la siguiente cuenta del cliente; al inicio del año calendario se dona a la compañía sin compensación al cliente.	(Guías de la compañía)	
Illinois - ComEd Wind and PV Generation	40 kW / Todos los clientes	Fotovoltaico, eólico	0.1% de la demanda pico anual de la compañía	Es comprado mensualmente por la compañía a la tarifa de costo evitado; el cliente recibe un incentivo anual como pago por su producción.	(Guías de la compañía)	ComEd

Programa	Tamaño límite del sistema / Clases de clientes elegibles	Tecnologías elegibles	Capacidad total límite	Tratamiento de los excedentes de generación (NEG)	Normas de interconexión para medición neta	Compañías involucradas
Program						
Indiana	10 kW / Residencial y escuelas	Fotovoltaico, eólico y pequeña hidro	0.1% de la demanda pico de la compañía del verano más reciente	Se acredita a precio de venta en la siguiente cuenta del cliente	Si	Empresas privadas
Iowa	500 kW / Comercial, industrial y residencial	Fotovoltaico, eólico, biomasa, hidro, desechos sólidos municipales	Ninguno	Se acredita a precio de venta en la siguiente cuenta del cliente.	No	Empresas privadas
Kentucky	15 kW / Todos los clientes	Fotovoltaico	0.1% de la carga pico de la compañía del año anterior	Se acredita a precio de venta en la siguiente cuenta del cliente; prolongación indefinida	No	Empresas privadas y cooperativas
Louisiana	100 kW para sistemas comerciales y agrícolas; 25 kW sistemas residenciales	Fotovoltaico, eólico, biomasa, hidro, geotérmico, celdas de combustible (comb. renovables), microturbinas (comb. renovables)	Ninguno	Se acredita a precio de venta en la siguiente cuenta del cliente; prolongación indefinida	Si	Todas las compañías
Louisiana - City of New Orleans	100 kW para sistemas comerciales; 25 kW para sistemas residenciales	Fotovoltaico, eólico, biomasa, hidro, geotérmico, celdas de combustible (comb. renovables), microturbinas (comb. renovables)	Ninguno	Se acredita a precio de venta en la siguiente cuenta del cliente; prolongación indefinida.	Si	Entergy New Orleans (y cualquier otra compañía jurisdiccional)
Maine	100 kW / Comercial, industrial y residencial	Solar, eólico, biomasa, hidro, geotérmico, celdas de combustible, sólidos	Ninguno	Se acredita a precio de venta en la siguiente cuenta del cliente; al final del periodo de 12 meses se dona a la compañía.	No	Todas las compañías

Programa	Tamaño límite del sistema / Clases de clientes elegibles	Tecnologías elegibles	Capacidad total límite	Tratamiento de los excedentes de generación (NEG)	Normas de interconexión para medición neta	Compañías involucradas
		municipales, desechos sólidos y energía de mareas				
Maryland	2 MW / Comercial, residencial, escuelas y gobierno	Fotovoltaico, eólico, biomasa	1,500 MW	Se acredita a precio de venta en la siguiente cuenta del cliente; al final del período de 12 meses se dona a la compañía.	Si	Todas las compañías
Massachusetts	60 kW / Comercial, industrial y residencial	Solar, eólico, biomasa, hidro, CHP, celdas de combustible y desechos sólidos municipales.	Ninguno	Se acredita a precio de venta en la siguiente cuenta del cliente.	Si	Empresas privadas
Michigan	30 kW / Comercial, industrial, escuelas, gobierno, agrícola e instituciones	Solar, eólica, biomasa, hidro, geotermia y desechos sólidos municipales.	0.1% de la carga pico de la compañía o 100 kW (lo que sea mayor)	Se acredita a precio de venta en la siguiente cuenta del cliente; al final del período de 12 meses se dona a la compañía.	Si	Varias compañías (participación voluntaria)
Minnesota	40 kW / Comercial, industrial y residencial	Fotovoltaica, eólica, biomasa, hidro, desechos sólidos municipales, CHP	Ninguno	El cliente recibe un cheque por NEG al final de cada mes, calculado a la tarifa promedio de venta de la compañía	Si	Todas
Missouri	100 kW / Todos los clientes	Solar, eólica, e hidro	5% de la carga pico de la compañía durante el año anterior	Se acredita al cliente en la siguiente factura a la tarifa de costo evitado; al final del período de 12 meses se dona a la compañía	Si	Todas
Montana	50 kW / Comercial, industrial y residencial	Fotovoltaico, eólico, e hidro	Ninguno	Se acredita al cliente en la siguiente factura a la tarifa de costo evitado; al final del período de 12 meses se dona a la compañía	Si	Empresas privadas
Montana - Montana Electric Cooperatives	10 kW / Comercial y residencial	Fotovoltaica, eólica, geotermia, celdas de comb. y pequeña hidro.	Ninguno	Se acredita al cliente en la siguiente factura a la tarifa de costo evitado; al final del período de 12 meses se dona a la compañía	Si	La mayoría de los 26 miembros de MEC

Programa	Tamaño límite del sistema / Clases de clientes elegibles	Tecnologías elegibles	Capacidad total límite	Tratamiento de los excedentes de generación (NEG)	Normas de interconexión para medición neta	Compañías involucradas
Nevada	1 MW <sup>20</sup> / Comercial, industrial y residencial	Solar, eólica, biomasa, hidro y geotermia	1% de la capacidad pico de la compañía.	Se acredita en la siguiente factura del cliente; por tiempo indefinido	Si	Empresas privadas
New Hampshire	100 kW / Comercial, industrial y residencial	Todas las renovables	1% de la demanda pico anual de la compañía	Se acredita en la siguiente factura del cliente; por tiempo indefinido	Si	Todas las compañías
New Jersey	2 MW / Comercial y residencial	Solar, eólica, biomasa, hidro, geotermia, celdas de combustible (comb. renovables), y energía del mar	Ninguno	Se acredita en la siguiente factura del cliente; al final del período de 12 meses es comprado por la compañía a la tarifa de costo evitado.	Si	Empresas privadas
New Mexico	80 MW / Comercial, industrial y residencial	Solar, eólica, biomasa, hidro, geotermia, celdas de comb., desechos sólidos municipales, CHP, y micro turbinas	Ninguno	Se acredita en la siguiente factura del cliente o se compra mensualmente a la tarifa de costo evitado de la compañía.	Si (Bajo desarrollo)	Empresas privadas y cooperativas
New York	10 kW para residencial o granjas-basadas en energía solar; 400 kW para desechos de granjas; 125 kW para granjas-eólicas; 25 kW para residencial con eólicos	Fotovoltaica, biomasa y eólica	Para solar: 0.1% de la demanda de la compañía en 1996; <sup>21</sup> para biogás de granjas: 0.4%; y para eólica: 0.2% en 2003.	Se acredita en la siguiente factura del cliente, excepto para sistemas eólicos de NEG de alrededor de 10 kW, el cual se acredita a la factura siguiente del cliente a costo evitado por la compañía al término de un período de 12 meses.	SI	Todas las compañías
North Carolina	100 kW para sistemas no residenciales; y 20 kW para residenciales.	Fotovoltaica, biomasa, eólica e hidro.	0.2% de la carga pico del Norte de Carolina del año	Se acredita en la siguiente factura del cliente; a comienzo de cada verano se dona a la compañía el exceso anual.	Si	Empresas privadas

<sup>20</sup> En Nevada, las compañías eléctricas, pueden cambiar los honorarios en sistemas más grandes que 100 kW.

<sup>21</sup> In Diciembre de 1996, la New York Public Service Commission, aprobó una petición por Central Hudson Gas & Electric Corporation para aumentar el límite en capacidad agregada de medición neta para sistemas FV de 800 kW a 1200 kW.

Programa	Tamaño límite del sistema / Clases de clientes elegibles	Tecnologías elegibles	Capacidad total límite	Tratamiento de los excedentes de generación (NEG)	Normas de interconexión para medición neta	Compañías involucradas
			anterior.			
North Dakota	100 kW / Comercial, industrial y residencial	Solar, eólica, biomasa, hidro, geotermia, desechos sólidos municipales, CHP	Ninguno	Comprado por la compañía a costo evitado.	No	Empresas privadas
Ohio	No especifica límites (debe ser de una capacidad que cubra la carga parcial o total del cliente / Comercial, industrial y residencial	Solar, eólica, biomasa, hidro, Celdas de combustible y microturbinas	1% de la demanda pico de la compañía	Se acredita en la siguiente factura del cliente; el cliente puede solicitar el reembolso de los créditos de NEG acumulados sobre un período de doce meses	Si	Todas las empresas competitivas
Ohio - Yellow Springs Utilities	25 kW / Comercial y residencial	Fotovoltaica y eólica	Ninguno	No tratado	(Guías de la compañía)	Yellow Springs Utilities
Oklahoma	100 kW o 25,000 kWh/año (lo que sea menos) / Comercial, industrial y residencial	Solar, eólica, biomasa, hidro, geotermia, desechos sólidos municipales y CHP	Ninguno	Donado a la compañía mensualmente o acreditado en la siguiente factura del cliente, varía de acuerdo con la compañía.	No	Empresas privadas y cooperativas reguladas por OCC
Oregon	2 MW para sistemas no residenciales; 25 kW para sistemas residenciales	Solar, eólico, biomasa, hidro y celdas de combustible	Ninguno	Se acredita en la siguiente factura del cliente; se acredita a los programas de asistencia de Oregon al final de cada marzo.	Si	Empresas privadas (sólo PGE y PacifiCorp)
Oregon - Ashland Electric	Ninguna / Comercial y residencial	Fotovoltaica y eólica	Ninguno	Comprado por la compañía mensualmente a precio de venta. (1,000 kWh/mes máximo)	(Guías de la compañía)	Ashland Electric
Pennsylvania	5 MW para sistemas conectados a microredes; 3 MW para sistemas no	Solar, eólica, biomasa, hidro, celdas de combustible, desechos	Ninguno	Acreditado en la siguiente cuenta del cliente; PUC para darle el tratamiento de los excedentes de energía pendientes al	Si	Empresas privadas



Programa	Tamaño límite del sistema / Clases de clientes elegibles	Tecnologías elegibles	Capacidad total límite	Tratamiento de los excedentes de generación (NEG)	Normas de interconexión para medición neta	Compañías involucradas
	residenciales; y 50 kW para sistemas residenciales	sólidos municipales, CHP, desechos de carbón otras DG.		final del período de 12 meses		
Rhode Island	1.65 MW para sistemas en ciudades, pueblos o la Comisión de la Bahía de Narragansett; 1 MW para el resto de los clientes	Solar, eólica, biomasa, hidro, geotermia, celdas de combustible, desechos sólidos municipales y CHP	5 MW (1 MW reservado para sistemas abajo de 25 kW)	Acreditado en la siguiente cuenta del cliente; donado a la compañía al final del un período de 12 meses.	(Guías de la compañía)	Narragansett Electric
Texas	50 kW / Comercial, industrial y residencial	Solar, eólica, biomasa, geotermia celdas de combustible energía del mar y microturbinas	Ninguno	Comprada por la compañía mensualmente a la tarifa de costo evitado	Si	Integrated IOUs that have not unbundled
Texas - Austin Energy	20 kW / Comercial y residencial	Solar, Wind, Biomass, Hydro, Geothermal, Municipal Solid Waste	1% de la carga de la compañía	Acreditado en la siguiente cuenta del cliente	Si	Austin Energy
Utah	25 kW / Comercial, industrial y residencial	Solar, eólico, hidro y celdas de combustible	0.1% de la demanda pico de la compañía del 2001	Acreditado en la siguiente cuenta del cliente; donado a la compañía al final del un período de 12 meses.	Si	Empresas privadas y cooperativas
Utah - City of St. George	10 kW / Todos los clientes	Fotovoltaica y eólico	No indicado	Acreditado en la siguiente cuenta del cliente a la tarifa de costo evitado , por tiempo indefinido.	(Guías de la compañía)	Ciudad de St. George
Utah - Murray City Power	10 kW / Todos los clientes	Fotovoltaica, eólico e hidro	No indicado	Se acredita en la siguiente factura del cliente a precio de venta; donado a la compañía cada abril.	(Guías de la compañía)	Murray City Power
Vermont	150 kW para sistemas de granja ; 15 kW para residenciales y comerciales / Comercial, residencial y	Todas las renovables	1% de la demanda pico de la compañía en 1996 o la demanda pico durante los meses	Acreditado en la siguiente cuenta del cliente; donado a la compañía al final del un período de 12 meses.	Si	Todas las compañías

Programa	Tamaño límite del sistema / Clases de clientes elegibles	Tecnologías elegibles	Capacidad total límite	Tratamiento de los excedentes de generación (NEG)	Normas de interconexión para medición neta	Compañías involucradas
	agrícola		más recientes, año calendario (lo que sea más alto)			
Virginia	500 kW para no residenciales; 10 kW para residenciales	Solar, eólica, biomasa, hidro, geotermia, energía del mar y desechos sólidos municipales	1.0% de la demanda pico anual de la compañía.	Acreditado en la siguiente cuenta del cliente; donado a la compañía al final del un período de 12 meses.	Si	Empresas privadas cooperativas
Virgin Islands (U.S.)	10 kW / Comercial y residencial	Fotovoltaica y eólica	5 MW en St. Croix; 10 MW en St. Thomas, St. John, Water Island y otras islas territoriales	Acreditado en la siguiente cuenta del cliente; donado a la compañía al final del un período de 12 meses.	Si	U.S. Virgin Islands Water and Power Authority (WAPA)
Washington	100 kW / Comercial, industrial y residencial	Solar, eólica, hidro, biogás, celdas de combustible y CHP.	0.25% de la demanda pico de la compañía en ocurrida en 1996	Acreditado en la siguiente cuenta del cliente; donado a la compañía al final del un período de 12 meses.	Si	Todas las compañías
Washington - Grays Harbor PUD	100 kW / Comercial, industrial y residencial	Solar, eólica, hidro, biogás, celdas de combustible y CHP	0.25% de la demanda pico de la compañía en ocurrida en 1996	Acreditado en la siguiente cuenta del cliente.; comprado por la compañía a 50% del precio de venta al final de un período de 12 meses.	Si	Grays Harbor PUD
West Virginia	25 kW / Comercial y residencial	Fotovoltaica, rellenos sanitarios, eólica, biomasa, celdas de	0.1% de la carga total de la compañía	Acreditado en la siguiente cuenta del cliente.	Si (bajo desarrollo)	Todas las compañías

Programa	Tamaño límite del sistema / Clases de clientes elegibles	Tecnologías elegibles	Capacidad total límite	Tratamiento de los excedentes de generación (NEG)	Normas de interconexión para medición neta	Compañías involucradas
		combustible e hidro				
Wisconsin	20 kW <sup>22</sup> / Comercial, industrial y residencial	Solar, eólica, biomasa, hidro, geotermia, desechos sólidos municipales y CHP.	Ninguno	Varía por compañía. Generalmente se acredita a precio de venta para renovables y a costo evitado para no renovables.	Si	Empresas privadas y municipales
Wyoming	25 kW / Comercial, industrial y residencial	Solar, eólica biomasa e hidro	Ninguno	Acreditado en la siguiente cuenta del cliente.; al término del ciclo de 12 meses la compañía la compra a costo evitado.	Si	Todas las compañías

<sup>22</sup> En enero del 2006 se aumentó la capacidad límite para sistema eólicos, de 20 kW a 100kW. Esta oferta es disponible sólo para los primeros 25 aplicaciones.

## **LECCIONES APRENDIDAS**

---

### **5.1 Introducción**

La participación de programas de medición neta tiende a ser más alta en las regiones, países o jurisdicciones donde se incluyen: la medición neta simple, las tarifas convencionales a precios altos, interés en la seguridad de la energía e incentivos adicionales para la adquisición de los sistemas de generación.

### **5.2 Experiencia de los programas de medición neta implementados**

#### **5.2.1 Estados Unidos**

En los Estados Unidos actualmente se han implementado programas de medición neta en 38 estados y en Washington D.C., pero no en todos se ha tenido el mismo éxito. En el reporte No. 01-06; Michael Dworkin<sup>8</sup> reporta los resultados de una evaluación para identificar factores que han intervenido en el fracaso y el éxito de los programas en este país. Este análisis revela algunas lecciones fundamentales que vale la pena considerar tanto para el diseño del programa de medición neta, como para la implementación del mismo.

a) *Programas poco efectivos*

Algunos elementos comunes que han presentado los programas que no han tenido éxito incluyen:

- Restricción de elegibilidad a clientes comerciales, industriales y agrícolas
- Limitante en el tamaño elegible del sistema de energía renovable
- Limitación del número total de participantes
- Cargos excesivos por parte de compañía por conceptos de uso de red y manejo administrativo entre otros.
- Demandas irrazonables y redundantes requerimientos de seguridad
- Seguros adicionales innecesarios
- Falta de promoción del programa a los clientes elegibles.

Las comisiones que intentan balancear los intereses del cliente con los de la compañía suministradora de electricidad, frecuentemente debilitan el intento de legisladores de estado y adoptan regulaciones que destruyen el programa.

Por ejemplo en Arkansas anteriormente, así como Oklahoma actualmente, no se otorga ninguna compensación al usuario por la energía que aporta su generador a la red. Cada mes la compañía eléctrica se atribuye el exceso de energía del cliente. Este tipo de reglas en el programa de medición neta dan pauta al rechazo del mismo. Arkansas en sus tres primeros años de implementado su programa sólo tres clientes instalaron sistemas de generación. Con esa experiencia, modificaron sus reglas en cuanto al tratamiento que se le daría al exceso de energía logrando, después del cambio, mayor aceptación del programa en la población.

b) *Programas efectivos*

Los elementos y características comunes que han favorecido a programas de medición neta incluyen:

- Enfoque en metas más que un balanceo de intereses (cliente-suministradora)
- Permiten banquear mensualmente el exceso de generación
- Reducen los cargos innecesarios y molestos
- Relación de la medición neta con los estándares de portafolio de renovables
- Implementación de la medición neta como un paquete integral de incentivos

El número de sistema instalados (o el total de MW instalados) es un importante indicador de generación distribuida. Sin embargo esta métrica podría también reflejar otros programas de incentivos disponibles para los clientes (por ejemplo rebajas en el precio de los sistemas o mecanismos de financiamiento favorables para los clientes). Tal es el caso de California, en este estado se implementó el programa de medición neta desde 1995 y se fue expandiendo hasta aumentar a 1 MW el tamaño del sistema. Este estado también ofrece numerosos

incentivos financieros. Actualmente cuenta con alrededor de 13,000 clientes de los 15,200 a nivel nacional en el 2004. Estos datos reflejan que en los demás estados el nivel de promoción ha sido muy bajo.

Tres estados que aplican el programa no cuentan con un sólo cliente, seis estados registran cinco clientes o menos. Algunos clientes expresaron su inconformidad referente a los excesivos trámites requeridos y los cargos que aplica la compañía, que simplemente se pierde el interés por instalar un sistema de generación en su casa o negocio.

### 5.2.2 Canadá<sup>10</sup>

En el 2005 BC Hydro llevó a cabo entre la población una evaluación del desempeño y aceptación del programa de medición neta.

Este programa de medición neta no es un decreto nacional y son pocas las compañías eléctricas que lo han adoptado. Debido a esto, la implementación del programa se ha ido desarrollando muy lentamente. En el 2005 se tenían instalados apenas 16 sistemas de los cuales 12 son fotovoltaicos, tres son pequeña hidro y uno eólico.

BC Hydro es una de las tres compañías en Canadá que ofrecen medición neta y es la única que ofrece el servicio en British Columbia, Fortis BC no ofrece el programa. Manitoba Hydro ofreció medición neta a sus clientes durante 1989 a 2003, sin embargo la participación fue muy baja y cancelaron el programa.

En enero del 2005, Ontario propuso una regulación para revisión pública en donde estipula que el máximo tamaño del sistema sería de 500 kW.

Hydro One al igual que Quebec tienen un programa de medición neta disponible para la mayoría de los clientes que quieran instalar sistemas de generación con tecnología renovable. Sus condiciones son muy similares al programa de BC Hydro.

Toronto Hydro también aplica un programa disponible para todos sus clientes con generadores hasta 500 kW.

El proceso de monitoreo y evaluación a un año de haber implementado el programa BC Hydro, consistió en la aplicación de encuestas a diversos usuarios, posibles clientes potenciales. Dicha encuesta arrojó los siguientes resultados que se enfocan en mejorar el programa de medición neta implementado por BC Hydro, para lograr una mayor aceptación de la población hacia este medio de generación eléctrica.

- Incrementar el límite de capacidad individual del generador
- Informar al público del programa
- Incrementar la tarifa que pagan
- Aplicar incentivos/subsidios
- Abastecer el medidor y el switch

- Contar con mayor información como esquemas detallados para informar del programa
- Eliminar los cargos por inspección
- Ofrecer más ayuda técnica a personas que no tiene conocimiento del tema, sin cargos adicionales
- Ofrecer el programa a otro tipo de clientes, no sólo residenciales y comerciales.

### 5.3 Barreras que inhiben el éxito de la implementación de los programas

Las barreras que han impactado negativamente en la implementación de un programa de medición neta son de tipo económico, técnico y político.

Se han identificado algunas barreras primarias que inhiben potencialmente la participación en forma masiva de pequeños generadores renovables.

#### 5.3.1 Económicas

La medición neta puede no ser económicamente atractiva. Factores como los que se mencionan son determinantes en el desarrollo de este tipo de programas<sup>23</sup>.

- a) precios relativamente bajos de la energía,
- b) altos costos de capital para el desarrollo del sistema de generación
- c) y carencia de créditos atractivos para adquirir el sistema

Existen algunos programas como el de Utah, cuyas condiciones hacen difícil la recuperación de inversión del sistema. Un sistema que contemple las tres barreras mencionadas, prácticamente no recupera su inversión.

Las tarifas bajas de electricidad parecen tener un alto impacto en el desinterés para instalar un sistema de generación, ya que normalmente el costo nivelado de generación (\$/kWh) por lo menos del sistema FV está por encima de las tarifas eléctricas actuales. Hay otras tecnologías como la eólica o biomasa que pueden ser más competitivas.

Bajo la medición neta, un cliente participante paga una tarifa a precio de venta por la energía que usa de la red. En algunos programas las compañías pagan el exceso de generación del cliente a una tarifa de su costo evitado. En Estados Unidos<sup>24</sup> la diferencia entre la tarifa de venta y la de costo evitado es sustancial: entre USD\$5 y USD\$10 al mes para un sistema FV a escala residencial (2 kW) y entre USD25 y USD\$50 para un sistema eólico escala de granja (10 kW). El efecto de esta diferencia desfavorece la economía del cliente.

---

<sup>23</sup> Sam Liu, et. al. Utah's Net Metering Program: Best Practices, Program Barriers and Recommendations: Utah Department of Commerce, Division of Public Utilities, February 2007.

<sup>24</sup> Net Metering FAQ; [http://www.homepower.com/resources/net\\_metering\\_faq.cfm](http://www.homepower.com/resources/net_metering_faq.cfm)

### 5.3.2 *Capacidad limite*

La limitante en la capacidad tanto del sistema individual como de la capacidad total con acceso al sistema puede ser una barrera que inhiba el desarrollo e implementación de la medición neta. La limitante individual excluye a ciertos sectores potenciales a participar, como pueden ser los usuarios comerciales e industriales. Además, estos sectores tienen mayor solvencia económica para instalar sistemas de generación renovables.

Por otro lado la limitante en la capacidad total con acceso al sistema puede dejar fuera a muchos clientes interesados. En muchas de los programas que se aplican en Estados Unidos, la capacidad máxima se basa en la demanda pico de la compañía en años previos. En Utah, apenas serían 3,515 kW siendo el 0.1% de la demanda pico de la compañía ocurrida en el 2001. En California se vivió esa experiencia y de 0.5% que habían considerado aumentaron a 2.5% de la demanda pico de la compañía.

### 5.3.3 *Carencia de apoyos políticos y desconocimiento público*

La participación política puede dar un impulso fuerte para promover la generación con energías renovables. Sin embargo en la experiencia con algunos de los programas que ya se han implementado, existe mucho desinterés entre el sector político, lo que inhibe considerablemente la promoción de éstos.

El éxito de un programa puede estar sujeto a la buena voluntad de los políticos y a su capacidad para articular metas claras y adoptar políticas que fomenten en forma masiva la participación de los programas de medición neta y, por consiguiente, la participación de energía renovable.

Muchas veces la falta de conocimiento, entre la población de los programas de medición neta y sus beneficios potenciales, es lo que inhibe el éxito de éstos. En New Jersey, han implementado políticas de promoción y tienen sus metas bien definidas, lo que los ha llevado a su éxito con el programa. El programa actual de New Jersey maneja la capacidad individual limite más alta de la nación (2MW), su meta es lograr una participación de 20% de energía renovable para el 2020.

### 5.3.4 *Componentes de interconexión*

Existe la preocupación de que los requerimientos de diseño e interconexión sean excesivos, lo que llevaría al desánimo de la instalación masiva de los generadores. De hecho, algunos programas en Estados Unidos como el de New Jersey reconocen que necesitan hacer más flexibles sus estándares de interconexión, sin descuidar la seguridad y confiabilidad del sistema.



#### **5.4 Consideraciones políticas para implementar con éxito un programa de medición neta**

Algunas de las medidas para aprovechar los beneficios que ofrece la política y lograr su éxito en su implementación son:

- a) Adoptar políticas que apoyen las tecnologías renovables
  - Proporcionar créditos sobre impuestos a los consumidores que instalen generadores renovables.
  - Crear fondos para investigación, desarrollo y proyectos de demostración que ayuden a bajar los costos de generación distribuida.
  - Permitir la interconexión de la generación de los consumidores a la red.
  - Permitir al consumidor usar su generación para reducir su consumo de energía de la compañía.
  - Asegurar una compensación apropiada a los consumidores para sus aportaciones de energía a la red.
- b) Si la política de medición neta se adopta, se deben imponer límites adecuados que garanticen el éxito de la implementación.
- c) Implementar otro tipo de políticas, principalmente de tipo monetario para apoyar la promoción de los sistemas de generación de energía renovable conectada a la red.

En los países que se ha tenido éxito con la aplicación de la política de medición neta, previamente se han implementado subsidios considerables ya sea directo sobre el capital de inversión o pagos por los kWh que inyectan a la red.

## Bibliografia

---

1. Adam M. Payne, Richard D. Duke, Robert H. Williams; *The impact of net metering on the residential rooftop PV Market*; IEEE, 2000.
2. Andrew E. Pape, *Clean Power at Home*, The Solar Energy Society of Canada Inc, Ottawa. The Association for the Advancement of Sustainable Energy Policy, Vancouver, May, 1999.
3. Assumpcio Lopez-Polo, Dement Suna and Reinhard Haas; *An International Comparison of Market Drivers for Grid Connected PV Systems*; 21<sup>st</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference; Dresden, Germany; September, 2006.
4. Chris Cook and Rusty Haynes; *Analysis of U.S. Interconnection and Net-metering Policy*, Interstate Renewable Energy Council, 2006.
5. Chris Greacen, Richard Plevin, Chom Greacen; *Thai power: Net metering comes to Thailand 2003*; <http://palangthai.org/en/story/6>.
6. *Distributed Energy Program: Utility Tariffs and Pricing Issues*; U.S. Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy.
7. Forsyth, T. L.; Pedden M. and Gagliano T.; NREL/TP-500-32471; *The Effects of the Net Metering on the use of Samall-Scale Wind Systems in the United States*; National Renewable Energy Laboratory, Golden Colorado, November 2002.
8. *Freeing the Grid, Summary*; Interstate Renewable Energy Council, Report No.02-07, September,2007; [http://www.newenergychoices.org/uploads/FreeingTheGrid2007\\_ExSum.pdf](http://www.newenergychoices.org/uploads/FreeingTheGrid2007_ExSum.pdf)
9. Gary L. Nakarado, *What did Congress say in the Energy Policy Act of 2005 about Time-Based Metering and Communications and Demand Response?*; Public Utilities Commission of Ohio, Tech Conference, Golden Colorado, April, 2006.
10. Jeanne Fox, *Net Metering in New Jersey*; Energy central, 2005; <http://www.energypulse.net>.
11. John J. Bell, *A Survey of Canadian Policies to Compensate Small Power Producers for Electricity Fed to the Grid: Net Metering and Net Billing*; Thesis of Master; Dalhousie University, Halifax, Nova Scotia, December, 2003.
12. Liuchen Chang and Hossein Madadi Kojabadi; *Review of Interconnection Standards for Distributed Power Generation*; Proceedings of the 2002 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering, IEEE, 2002.

13. *Net Metering Rate Schedule 1289 Application*; British Columbia Hydro and Power Authority, Vancouver, B.C. July, 2003.
14. Net Metering Rules, Arkansas Public Service Commission, 2002;  
[http://www.apscservices.info/rules/net\\_metering\\_rules.pdf](http://www.apscservices.info/rules/net_metering_rules.pdf)
15. *Renewable Energy Policy Review: Belgium*, European Renewable Energy Council, Brussels, May 2004.
16. Sam Liu, et. al.; *Utah's Net Metering Program: Best Practices, Program Barriers and Recommendations*; Utah Department of Commerce, Division of Public Utilities, February, 2007.
17. *Staff's Draft Proposed Net Metering Rules*, August, 2006;  
[http://www.puc.state.or.us/PUC/admin\\_rules/workshops/net\\_metering/8\\_25\\_rules.pdf](http://www.puc.state.or.us/PUC/admin_rules/workshops/net_metering/8_25_rules.pdf)
18. Thomas J. Starrs; *Net Metering: New Opportunities for Home Power*; 1996  
[http://www.crest.org/repp\\_pubs/pdf/issuebr2.pdf](http://www.crest.org/repp_pubs/pdf/issuebr2.pdf)
19. *Update on Determining the Costs and Benefits of California's Net metering Program as Required by Assembly Bill 58*; California Public Utilities Commission Energy Division, March, 2005.



## **INFORME FINAL**

### **TITULO**

## **ESTADO DEL ARTE DE CÓDIGOS DE RED PARA CENTRALES EÓLICAS**

## **GERENCIA DE ENERGÍAS NO CONVENCIONALES**

**Para**

## **COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA**

---

“Documento considerado como reservado de acuerdo al Artículo 14 Fracción II de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental, con fundamento en los Artículos 82 y 83 de la Ley de Propiedad Industrial y Artículo 5 de la Ley Federal de Derechos de Autor y Artículos 210 y 211 del Código Penal Federal”



**IIE/01/14/13427/I 02/F**  
**Noviembre/2007**

**INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELÉCTRICAS**  
**DIVISIÓN DE ENERGÍAS ALTERNAS**  
**GERENCIA DE ENERGÍAS NO CONVENCIONALES**

***ESTADO DEL ARTE DE CÓDIGOS DE RED  
PARA CENTRALES EÓLICAS***

**M.I. M. Consolación Medrano Vaca**  
**Ing. Jaime Agredano Díaz**  
**M.C. Omar Guillén Solís**  
**Dr. Jorge M. Huacuz Villamar**

Proyecto: (13427) Estado del Arte de Códigos de Red para Centrales Eólicas

Apartado postal 1-475  
62001 Cuernavaca, Mor.  
México

Avenida Reforma No. 113  
Colonia Palmira  
62490 Cuernavaca, Morelos  
México.

---

# Indice

---

## 1. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes .....	01
1.2. Objetivo del estudio .....	03
1.3. Energía eólica en el mundo .....	03
1.4. Clasificación de aerogeneradores .....	05
1.5. Características de las centrales eólicas .....	08

## 2. REQUERIMIENTOS PARA CONEXIÓN A RED DE CENTRALES EÓLICAS

2.1. Definición y alcances .....	09
2.2. Generalidades de los requerimientos de códigos de red .....	10
2.3. Energía eólica y estabilidad de la red .....	11
2.3.1 Estudios de dinámica del sistema .....	11
2.3.2 Capacidad de los métodos actuales .....	12
2.4. Requerimientos para la conexión y operación (códigos de red) .....	13
2.4.1 Descripción de los requerimientos .....	14
2.4.2 Calidad de la energía .....	15
2.5. Soluciones de tecnología de energía eólica avanzada para la integración a la red .....	18
2.5.1 Control de voltaje .....	19
2.5.2 Limitación de la potencia activa .....	19
2.5.3 Control por tasas de rampa .....	19
2.5.4 Balanceo (control de frecuencia primario y secundario) .....	19

## 3. CODIGOS DE RED PARA CENTRALES EÓLICAS VIGENTES A NIVEL INTERNACIONAL

3.1. Contexto internacional .....	20
3.2. Documentos editados de códigos de red por país .....	21
3.3. Códigos de red por país .....	24
3.3.1 Alemania .....	24
3.3.2 Estados Unidos .....	26
3.3.3 India .....	27
3.4.5 España .....	28
3.4.6 Dinamarca .....	29
3.4.6 Noruega .....	31
3.4.7 República Checa .....	32
3.4.8 Irlanda .....	32
3.4.9 Reino Unido .....	34

---

3.4.10 Italia .....	36
3.4.11 Canadá .....	37
3.4.12 Otros países .....	39

## Bibliografía

## *Resumen ejecutivo*

---

### **Estado del Arte de Códigos de Red para Centrales Eólicas**

<b>Núm. del informe:</b>	<b>IIE/01/14/13427/I 02/F</b>
<b>Programa:</b>	<b>14</b>
<b>Subprograma:</b>	<b>63</b>
<b>Tópicos:</b>	<b>Códigos de red, centrales eólicas</b>

---

La Gerencia de Energías No Convencionales (GENC) del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), presentó a la CRE la propuesta GENC/CRE/V1.1/0015/2007, en donde se documentan los términos de referencia para el desarrollo de un estudio tendiente a revisar el estado del arte internacional, e identificar las mejores prácticas utilizadas en otros países, para la medición neta en el caso de micro-generadores con energías renovables, y en el caso de códigos de red para centrales eólicas.

En este documento se reporta la síntesis del estado del arte de *códigos de red para centrales eólicas* en el mundo y corresponde al informe final de la segunda parte del proyecto “*Estado del Arte de la Medición Neta para Micro-generación Domiciliaria y de Códigos de Red para Centrales Eólicas*”. El objetivo de este estudio fue identificar y analizar los códigos de red para centrales eólicas que son utilizados en otros países, con el propósito de identificar elementos comunes y distintivos que se puedan aplicar en México.

El informe consta de 3 capítulos. En el primer capítulo se reportan: antecedentes referentes al desarrollo de los requerimientos necesarios para la interconexión de las centrales eólicas a nivel mundial; semblanza internacional del estado actual de la energía eólica; clasificación de los aerogeneradores, en función de sus condiciones para el cumplimiento de los códigos de red; y las características de las centrales eólicas. En el capítulo 2 se reportan los requerimientos para la conexión a red de las centrales eólicas, y en el capítulo 3 se reportan los códigos de red, vigentes de varios países.

---

Un código de red es un conjunto de reglas expedidas por la autoridad competente. Dichos códigos son de observancia obligatoria por las empresas eléctricas y de servicios públicos y las demás personas físicas y morales que hagan uso de los sistemas de transmisión y/o distribución eléctrica nacional, regional o local. Un código de red debe abarcar algunos aspectos normativos como: condiciones de conexión, códigos de operación y códigos de planeación.

Es evidente que hay necesidad de reglas claras para garantizar que la red se mantenga en operación y con seguridad, cuando las centrales eólicas estén conectadas. A este respecto, la tecnología de energía eólica ha demostrado que puede cumplir con los requisitos técnicos para mantener la estabilidad del sistema.

Los requerimientos de los códigos de red y regulaciones varían de país a país. Las diferencias se enfocan a: prácticas tradicionales locales, nivel de penetración de la energía eólica y el grado de



robustez de las redes eléctricas. A pesar de las diferencias en los requerimientos, todos cubren los aspectos relacionados con la variación de voltaje y el control de la frecuencia.

Los operadores de red (transmisión y distribución) desarrollan códigos de red para la conexión de generadores. Sus códigos para centrales convencionales, han sido complementados con códigos específicos para centrales eólicas. Los fabricantes de turbinas eólicas han respondido a estos requerimientos a través de modificaciones y mejoras en el diseño, principalmente en las áreas de control y del sistema eléctrico de la turbina. Sin embargo, los fabricantes de generadores eólicos, obviamente que se ven agobiados por los continuos cambios en las regulaciones en los países cuyo potencial eólico instalado es considerable como: Alemania, España, India, Estados Unidos y Dinamarca, entre otros. Además, se ve reflejado en el costo final de la tecnología.

Es importante que los operadores, tanto de la red como de las centrales eólicas, y de los fabricantes de turbinas eólicas, entiendan bien las interacciones dinámicas entre la red y las plantas eólicas. Deben establecer condiciones para que las centrales eólicas respondan adecuadamente ante desviaciones en la tensión y fallas en la red. También es importante considerar las situaciones en donde las centrales eólicas ponen en riesgo la estabilidad del sistema de potencia: estabilidad transitoria de la red, estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia y los tiempos críticos de liberación de fallas, entre otros.

Antes de interconectar una central eólica, es necesario realizar simulaciones del comportamiento dinámico del sistema de potencia. Esto se realiza generalmente con herramientas de software que utilizan modelos matemáticos de toda la red y los generadores eólicos.

Los requerimientos que establecen los códigos de red implican: control de potencia activa, control de frecuencia, rangos de frecuencia y de voltaje, control de voltaje, calidad del voltaje, transformadores con cambiador de Tap's, protección de la central eólica, modelado y verificación de las centrales eólicas, comunicaciones y control externo y la calidad de la energía.

Las turbinas eólicas modernas utilizan los avances tecnológicos recientes, y en principio, se diseñan para cumplir con las regulaciones de conexión y contribuir con la operación estable del sistema eléctrico. De conformidad con los requerimientos se especifica lo siguiente.

1) Referente al *rango de frecuencia de operación*: los aerogeneradores de tiempo atrás (tipo A), generalmente no cumplen con los rangos más amplios de frecuencia operacional estipulados en varios códigos de red. Sin embargo, con algunos ajustes tales como incrementar la capacidad de sobrecarga, sobredimensionando los convertidores, se puede solucionar el problema.

2) El *control de la frecuencia*, se realiza a través del control de la fuente motriz primaria. Aunque el viento no se pueda controlar, la potencia de salida en la mayoría de las turbinas modernas si se puede controlar. Es importante para la operación del sistema eléctrico, que los generadores tengan la posibilidad de incrementar su potencia de salida, para soportar los cambios en la frecuencia del sistema durante un pico inesperado de demanda, o después de la pérdida de un elemento de la red. Tal requerimiento también podría estar en conflicto con el despacho prioritario, atribuido a las fuentes no programables de energía renovable.

---

3) La capacidad de la turbina eólica para *controlar voltaje y potencia reactiva* depende del tipo de generador.

---

El sistema eléctrico de algunas turbinas eólicas (tipo A) se desconecta automáticamente de la red en el caso de sags (o depresiones) de voltaje prolongado. Los aerogeneradores más recientes tienen la capacidad para proporcionar potencia reactiva de soporte al sistema durante fallas sostenidas y contribuyen a la recuperación del voltaje del sistema. Algunos aerogeneradores como el de tipo D ofrecen la capacidad de soportar este tipo de anomalías aplicando estrategias específicas de control al inversor.

El monitoreo y control operacional de las centrales eólicas en los conceptos más avanzados de las mismas, se lleva a cabo con sistemas SCADA<sup>25</sup>. Un sistema de adquisición de datos registra los parámetros principales de las turbinas eólicas individuales y del punto de acoplamiento con la red. El monitoreo ha sido una opción tecnológica avanzada que da solución a los problemas de integración entre la centrales y la red. Las funciones de control incluyen lo siguiente

- 1) *Control de voltaje*: en coordinación con los transformadores con cambiadores de tap's para controlar el voltaje, este se asegura con un rango amplio de control rápido de la potencia reactiva.
- 2) *Limitación de la potencia activa*: se obtiene restringiendo la potencia de salida de la central por encima del punto de control, esto conlleva obviamente a pérdidas de energía.
- 3) *Control por tasas de rampa*: este tipo de control es en principio similar al de limitación de potencia activa, en este caso con puntos fijos con tiempo variable para rampa ascendente o descendente.
- 4) *Balaceo (control de frecuencia primario y secundario)*: se proporciona controlando la reducción de la potencia activa de salida a un nivel predefinido y por un periodo de tiempo también predefinido por el control del ángulo de paso de las aspas de todas o varias turbinas eólicas, o por la desconexión de algunas turbinas eólicas de la central eólica.

---

Existen diversas instituciones y organizaciones encargadas de preparar estándares para la integración a red de la generación eoloelectrónica (y de otras fuentes renovables). El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE), el Instituto Nacional Americano de Estándares (ANSI), la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) y las Asociaciones, Europea y Americana de Energía Eólica (EWEA y AWEA). Estas dos últimas instituciones han llevado el liderazgo en la resolución de problemas técnicos de interconexión con el desarrollo de la serie de estándares de la IEEE 1547.

La mayoría de los países toman como referencia la norma IEC 61400-21 para establecer sus respectivos códigos de red. Este estándar recomienda prácticas para evaluar la calidad de la energía inyectada a la red. Además, incluye un análisis de flujos de carga para evaluar el nivel del voltaje en la red, durante condiciones normales de operación. También evalúa las variaciones de voltaje y sus consecuencias a la entrada y salida de los aerogeneradores. Por otro lado, define el contenido máximo de armónicas permisible que una central eólica puede inyectar a la red. Incluye también parámetros característicos de calidad de la energía, en cuanto a mantener el voltaje, potencia máxima permitida y potencia reactiva.

Los códigos de red establecidos para 11 países, se reportan en las siguientes dos tablas:

---

<sup>25</sup> SCADA Supervisory Control and Data Acquisition

---

Tabla 1. Códigos de red para diversos países

País	Control de potencia	Rango de Frecuencia	Compensación de Potencia Activa
Alemania	-La reducción en la potencia de salida al valor señalado, se debe representar como el 10% de la potencia activa en el punto de conexión por minuto.	47.5 – 51.5 Hz continuos 47.5 – 49.5 incremento lineal de potencia desde 80 a 100%	<i>Variante 1:</i> 0.975 (inductivo) a 0.90 (capacitivo). <i>Variante 2:</i> 0.95 (inductivo) a 0.925 (capacitivo) Si P < 100 MW, 0.95 (inductivo) a 0.95 (capacitivo)
Estados Unidos	-Entre 0.95 de adelanto a 0.95 de atraso		
India	-Entre 0.925 de adelanto a 0.85 de atraso		
Dinamarca	-No debe exceder más del 5% de la potencia máxima de la central eólica en cualquier instante -La tasa de rampa que desciende se fija a 20% de la potencia máxima en menos de 20 segundos	Abajo de 47.0 Hz para 0.3 seg 47.0 – 47.5 Hz para 10 seg 47.5 – 48.0 Hz para 5 min 48.0 – 49.0 Hz para 25 min 49.0 – 50.3 Hz continuos 50.3 – 51.0 Hz para 1 min frecuencias superiores a 53.0 Hz para 0.3 seg (sin tener que reducir la producción de energía eólica).	En estado estable no más del 10% de la potencia máxima.
Noruega	De 20% a 100% de la potencia nominal de la central eólica, con rampas ascendente/descendente en el rango de 10-100% por minuto	49.0–50.5 Hz, 100% continuo 47.5–49 Hz reducción de la potencia activa permitida (proporcional a la variación de frecuencia) 47.0 – 47.5 Hz, 20 seg 50.5 – 51 Hz, 30 min sin reducción de potencia, arriba de 51 Hz, 3 min	· Que las plantas eólicas operen a plena carga con un factor de potencia de alrededor de $\cos\phi = \pm 0.91$ · Se requiere que el regulador de voltaje proporcione un valor resultante de voltaje en estado estable dentro del rango de 0-10%.
República Checa		48.5 a 50.5 Hz	desde $\cos\phi_{IND} = 0.85$ (suministro de potencia reactiva inductiva) a $\cos\phi_{CAP} = 0.95$ (generador sobre-excitado) dentro de un rango de voltaje terminal permitido del $\pm 5\%U_n$
Irlanda	Tasa máxima de rampa de X MW por minuto, en donde X se encuentra en el rango de 1 a 30.	49.5 – 50.5 Hz continuamente a potencia nominal. 47.5 – 52.0 Hz para 60 min. 47.0 – 47.5 Hz para 20 seg, permanece sincronizado al sistema de transmisión, durante la tasa de cambios de frecuencia arriba, e incluyendo 0.5 Hz por segundo	0.95 (100% potencia activa), 0.835 (50% potencia activa), 0.835 (10% potencia activa) atraso o adelanto, como sea adecuado, medido en el lado de baja tensión del transformador conectado a la red eléctrica
Reino Unido	Inglaterra y Gales: Para un cambio arriba a 300 MW: Sin demanda. Para un cambio entre 300 y 1000 MW: 50 MW/min. Para un cambio sobre 1000 MW: 40 MW/min. Escocia: Menores de 15 MW: sin límite 15 MW a 150 MW: 20% de salida nominal/min (1 minuto promedio), 7% de salida nominal /min (10 minutos promedio). Arriba de 150 MW: 30 MW/min (1 minuto promedio), 10 MW/min (10 minutos en promedio)	47.0 – 47.5 Hz, 20 seg 47.5 – 52.0 Hz, continuo. (49.5 – 50.0 Hz, 100% de potencia activa). (49.5 – 52.0 Hz, 100% de potencia activa para interconexiones en CD).	Aplica en cualquier punto entre los factores de potencia de, 0.95 (atraso) y 0.95 (adelanto); en el punto de conexión con la red, en Inglaterra y Gales; o en el lado de alta tensión del transformador. De 0.95 inductivo (del 100% a 20%) a 0.95 capacitivo (del 100% a 20%)
Canadá	No aplica Se trata de un requerimiento para nuevos proyectos a futuro y en la medida que la penetración de esta tecnología se incrementa.	Operación normal continua entre 59.4 Hz y 60.6 Hz. Capacidad que se basa en el tiempo de baja frecuencia. Capacidad que se basa en tiempo de sobre frecuencia	

Los requerimientos para la capacidad de respuesta a fallas se reporta en la siguiente tabla:

Tabla 2. Requerimientos de código de red de capacidad de respuesta a fallas

País	Duración de la falla	Nivel de caída de voltaje	Tiempo de recuperación	Perfil del voltaje	Inyección de corriente reactiva	
Alemania	150 mseg	0% Ur	1.5 seg	genérico	Arriba de 100%	
Estados Unidos	625 mseg	15% Ur	2.3 seg	genérico	No	
India		20%				
España (ST)	500 mseg	20% Ur	1 seg	genérico	Arriba de 100%	
Dinamarca	100 mseg	25% Ur	1 seg	SD: fases 2 y 3 ST: fases 1, 2 y 3	No	
Noruega						
República Checa						
Irlanda	625 mseg	15% Ur	3 seg	Fases 1, 2 y 3	No	
Reino Unido	140 mseg	15% Ur	1.2 seg	genérico	No	
Italia (>35 kV)	500 mseg	20% Ur	0.3 seg	genérico	No	
Canadá	Ontario	625 mseg	15% Ur	-	-	No
	Quebec	150 mseg	0% Ur	0.18 seg	Secuencia-positiva	No

---

**Proyecto: 13427**

**Estado del Arte de Códigos de Red para Centrales Eólicas**

# INTRODUCCIÓN

---

## 1.1 Antecedentes

La tecnología de generación eolieléctrica ha alcanzado el mayor índice de penetración en el mercado energético, se considera la tecnología renovable con mayor participación a nivel mundial. Los países con mayor capacidad instalada son: Alemania, España, Estados Unidos, India y Dinamarca. Su liderazgo entre las tecnologías que utilizan los recursos energéticos renovables en países europeos se debe principalmente, al compromiso adquirido por dichas naciones durante la firma del tratado de Kyoto para disminuir las emisiones contaminantes de efecto invernadero. A nivel internacional la capacidad instalada de energía eólica<sup>26</sup> es de más de 80 GW en alrededor de 50 países<sup>27</sup>, donde se incluyen los 88 MW instalados en nuestro país.

Es un hecho que la era de los combustibles baratos y abundantes está llegando a su fin y nuevas tecnologías están surgiendo para hacer frente a la creciente demanda de energía en el mundo. Actualmente los combustibles fósiles han sufrido aumentos considerables y la volatilidad del mercado internacional de los energéticos muestra signos de una etapa de incertidumbre y riesgo en el futuro inmediato. Este hecho tendrá efectos positivos en el uso y aprovechamiento de las energías renovables en general y en particular para la energía eólica.

---

<sup>26</sup> Wind Energy Statistics World Wide; Countries 100 MW or more; Latest up-date: 8 November 2007; <http://home.wxs.nl/~windsh/stats.html>.

<sup>27</sup> IEA Wind Energy 2006 Annual Report; International Energy Agency; July 2007; [http://www.ieawind.org/annual\\_reports.html](http://www.ieawind.org/annual_reports.html)

La energía eólica además de contribuir en la disminución de los efectos nocivos del uso de los combustibles fósiles en el medio ambiente, también contribuye a la seguridad y diversificación energética de los países. Además de lo anterior, su utilización tiene otros efectos positivos como: la creación de empleos y su beneficio social asociado, utiliza una fuente de energía gratuita y limpia. El costo de generación de electricidad depende únicamente de los costos de operación y mantenimiento, y a diferencia de las tecnologías convencionales no depende del costo de un combustible escaso y costoso y de disponibilidad incierta.

El gran desarrollo experimentado por la tecnología eólica ha derivado en que las medianas y grandes centrales se interconecten a las redes de transmisión y distribución. Aproximadamente el 80% de la capacidad eólica instalada en el mundo está interconectada. La interconexión de centrales eólicas en pequeña escala no representan un problema para la red, pero en la medida que se incrementa la capacidad eólica, es necesario implementar algunos cambios en las regulaciones para su interconexión.

La conexión de las centrales eólicas a las redes de transmisión y distribución, provoca cambios en los niveles de voltaje en la red local. Por tal motivo, todos los operadores de redes eléctricas, establecen los procedimientos de operación que definen la forma en que las plantas eólicas interconectadas deben funcionar para mantener la estabilidad de la red eléctrica. Estos procedimientos varían de un país a otro, pero invariablemente cubren aspectos como la estabilidad del voltaje y el control de la frecuencia.

En algunos países se han presentado problemas de aceptación en la interconexión de centrales eólicas a la red. En Dinamarca, por ejemplo, los operadores de centrales eólicas han tenido que enfrentarse a las constantes trabas que les presentaban los operadores de la red eléctrica. A pesar de esto, Dinamarca es un país con alta penetración de energía eólica.

La gran cantidad de plantas eólicas interconectadas a las redes de distribución y transmisión han obligado a los operadores de redes a modificar y/o actualizar continuamente los códigos de red.

En la medida que los sistemas eólicos siguen ganando mercado y su capacidad se incrementa, las reglas para su interconexión al sistema de transmisión se sigue ajustando en base a las características inherentes de las plantas de generación convencional y el uso de las máquinas síncronas como son los generadores eólicos.

Los primeros aerogeneradores se interconectaron a la red de distribución. En la medida que éstos fueron incrementando su capacidad, su interconexión se realiza en la red de transmisión. Los requerimientos específicos para la interconexión difieren en función de la red a la que se interconectan ya sea de transmisión o distribución.

En México empiezan a darse las condiciones para la instalación de centrales eólicas, con lo que crece la inquietud por los problemas de estabilidad en la red eléctrica y los requerimientos de regulación primaria y secundaria que las máquinas eólicas deberán

---

cumplir. La participación de la generación eólica en México actualmente es mínima, por lo que sus efectos en la red eléctrica no son considerables. Sin embargo, se prevé que en el corto y mediano plazo la potencia instalada de plantas eólicas crecerá significativamente.

Las reglas que regulan la conexión de aerogeneradores a las redes eléctricas constituyen un nuevo elemento en la industria eléctrica en otras partes del mundo. Muestran una evolución creciente por la participación en aumento de esta tecnología en la generación de electricidad. Una de las principales motivaciones para la introducción de los códigos de red ha sido la necesidad de que las centrales eólicas continúen generando electricidad en caso de que se presenten fallas de corta duración en la red. Su desconexión por fallas simples, trae consigo pérdidas cuantiosas de energía.

Para la Comisión Reguladora de Energía, como ente regulador del país en materia energética, es importante conocer las mejores prácticas internacionales relacionadas con los códigos de red que se utilizan en países con alta penetración eólica. La Disponibilidad será de disponer de información que permita elaborar un código propio que tome en consideración las características particulares del Sector Eléctrico Mexicano.

La Gerencia de Energías No Convencionales del Instituto de Investigaciones eléctricas (GENC-IIE) presentó una propuesta a la CRE en la que se presentan los términos de referencia para un estudio tendiente a revisar el estado del arte internacional e identificar las mejores prácticas utilizadas en otros países, para el caso de códigos de red para centrales eólicas.

En este informe se reporta una síntesis de los códigos de red para centrales eólicas vigentes en el mundo.

## **1.2 Objetivo del estudio**

Identificar y analizar los códigos de red para centrales eólicas que son utilizados en otros países, con el propósito de identificar elementos comunes y distintivos que se puedan aplicar en México.

## **1.3 Energía eólica en el mundo**

La tecnología eólica ha mostrado avances significativos,, En los últimos 25 años el progreso tecnológico ha dado lugar a turbinas eólicas mucho más eficientes, más fáciles de instalar, de mayor capacidad por unidad y de menor costo. Una turbina eólica actual produce 180 veces más energía eléctrica y a la mitad del costo que una máquina de hace 20 años<sup>28</sup>.

---

<sup>28</sup> Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply: Analysis, Issues and Recommendations; A report by The European Wind Energy Association (EWEA), December, 2005; [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/publications/grid/051215\\_Grid\\_report.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/grid/051215_Grid_report.pdf)

Entre las nuevas tecnologías de generación eléctrica, la tecnología de generación eólica es la que reporta la mayor tasa de crecimiento a nivel mundial. La potencia instalada durante el 2006 tuvo un incremento superior al 26% respecto a la del 2005. Los países líderes en cuanto a potencia instalada son: Alemania (20,622 MW), España (11,615 MW), Estados Unidos (11,575 MW), India (6,270 MW) y Dinamarca (3,137 MW). La figura 1.1 muestra la participación por país. En la misma figura se observa que 5 países (Alemania, España, Estados Unidos, India y Dinamarca), poseen alrededor de 70% de la capacidad instalada mundial.

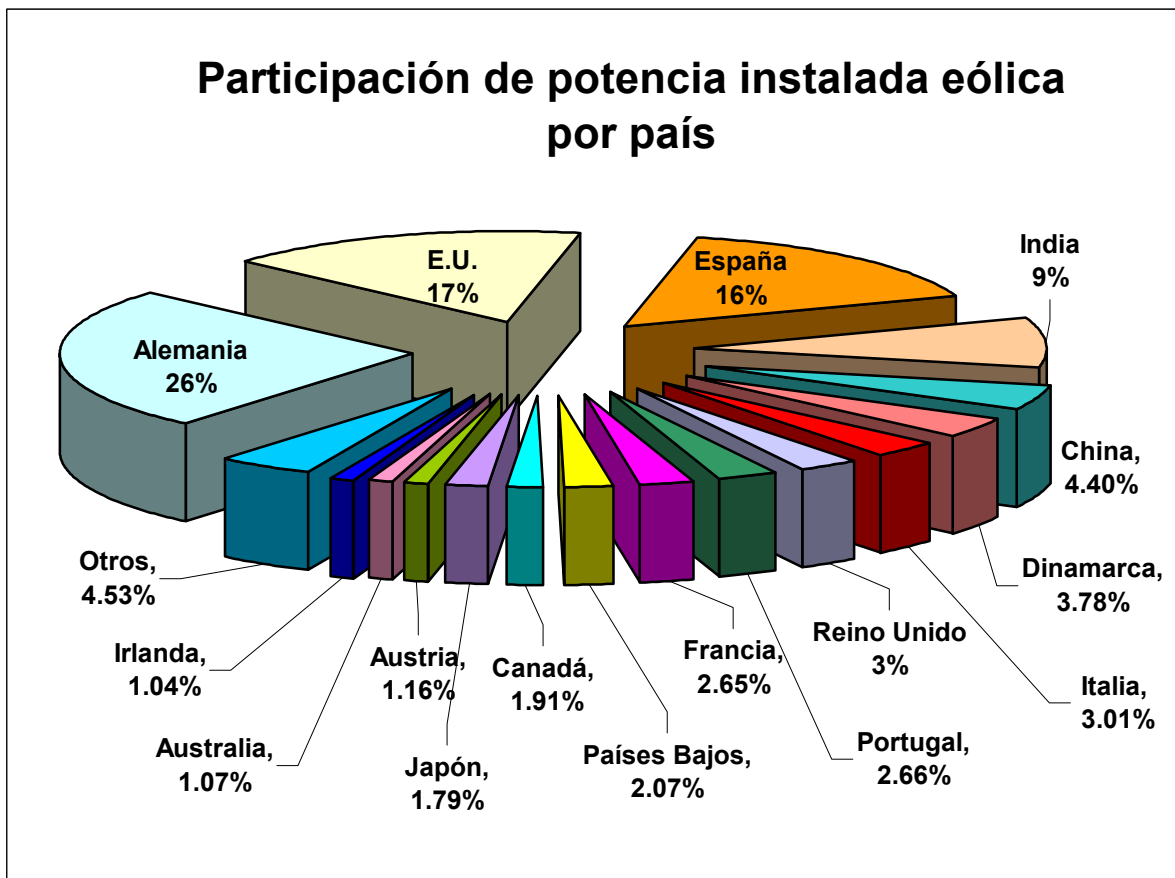


Figura 1.1 Participación de capacidad instalada total por país.

Fuente: Elaboración propia con información de Wind Energy Statistics World Wide, al 8 de noviembre del 2007.

La penetración a gran escala de la energía eólica, requiere mejoras en la infraestructura de la red de transmisión, donde se incluyan las modificaciones necesarias. Sin embargo, los efectos positivos de la modernización, incluyen el uso del sistema eléctrico de potencia para proporcionar otros servicios en una región o país.

La tecnología eólica ofrece soluciones atractivas, tanto económicas, ambientales y técnicas para enfrentar los desafíos de la creciente demanda de energía a nivel mundial y de los



compromisos adquiridos por países y bloques económicos para disminuir sus niveles de emisiones al medio ambiente.

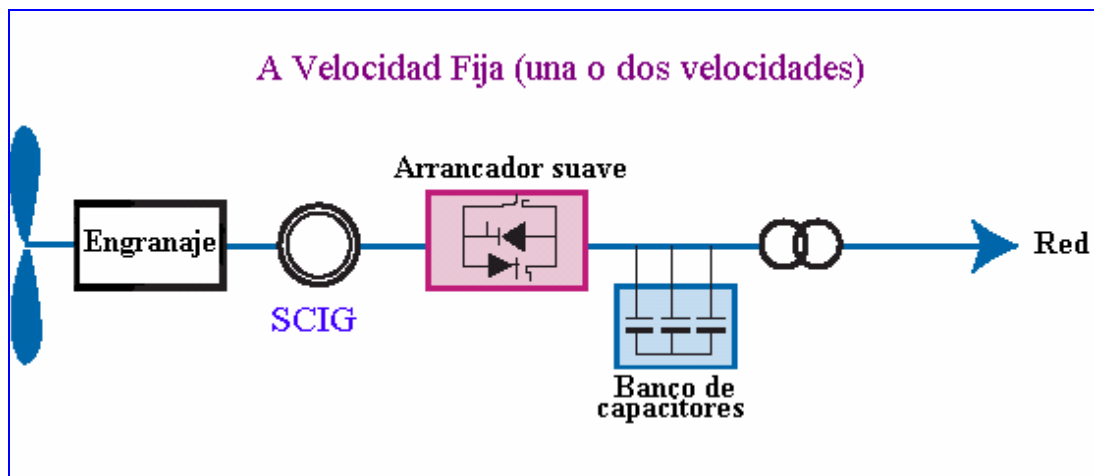
#### 1.4 Clasificación de aerogeneradores

Para la comprensión de la descripción de los códigos de red mencionados en las siguientes secciones de este informe, se describe la clasificación que la Unión Europea considera para los aerogeneradores que se utilizan en los diversos países. Los aerogeneradores<sup>28</sup> se clasifican en A, B, C y D, se describen en esta sección.

##### Aerogenerador A

Se basa en el concepto del generador asíncrono de jaula de ardilla (SCIG) ampliamente utilizado en la década de los 80's, su rotor está acoplado directamente a la turbina y su estator está conectado directamente a la red. Su velocidad de rotación puede variar ligeramente (entre 1% y 2%). Este tipo de aerogeneradores se fabricaron en dos versiones; el de velocidad simple y el de doble velocidad. Esta velocidad se refiere a la velocidad de giro del generador eléctrico de la máquina. Los generadores de doble velocidad tienen mayor rendimiento y producen menos ruido con vientos de baja intensidad. Aerogeneradores tipo A tiene muy pocas posibilidades de control a excepción que las de conectar y desconectar, especialmente aquellos modelos que no incluyen mecanismos de control del ángulo de ataque de las aspas.

Capacidades de plantas eólicas con aerogeneradores tipo A: Control de voltaje, Control de potencia reactiva.



SCIG: Generador de Inducción de Jaula de Ardilla

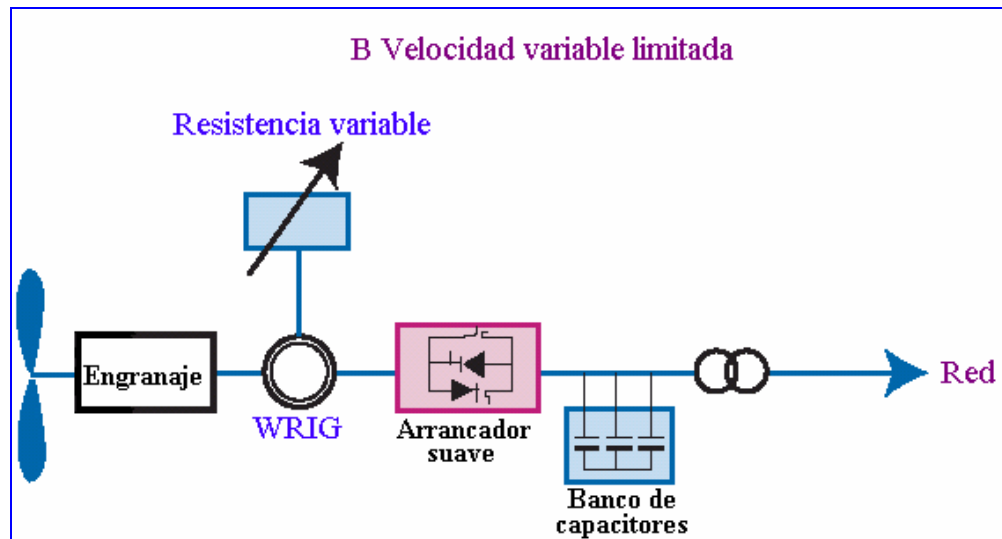
Figura 1.2 Diagrama Esquemático de un aerogenerador tipo A

##### Aerogenerador B

Estas turbinas eólicas están equipadas con un generador de inducción de rotor devanado (WRIG). La electrónica de potencia se aplica para controlar la resistencia eléctrica del

rotor, esto permite variar su velocidad a  $\pm 10\%$  durante ráfagas de viento, maximizando la calidad de la energía y reduciendo la carga mecánica de los componentes de la turbina. Los aerogeneradores de tipo B están equipados con un sistema de control activo del ángulo de ataque de las palas.

Capacidades de plantas eolicas con aerogeneradores tipo B : Control de voltaje, (calidad de la energía)



WRIG: Generador de Inducción de rotor devanado.

Figura 1.3 Diagrama Esquemático de un aerogenerador tipo B

### Aerogenerador C

Este tipo es el más popular. Combina ventajas de los sistemas anteriores con los avances en la electrónica de potencia. El generador de inducción tiene un rotor devanado, que está conectado a la red a través de un convertidor con fuente de voltaje de respaldo. Éste controla al sistema de excitación para desacoplar la frecuencia eléctrica y mecánica del rotor y fijar su frecuencia y la de la red.

El uso de la electrónica de potencia, proporciona el control de la potencia activa y reactiva, y permite el control activo del voltaje. En este tipo de aerogeneradores se eleva a aproximadamente 40% la potencia de salida a través del inversor hacia la red. La otra parte va directamente a la red, y la ventana de variaciones de velocidad es de aproximadamente 40% arriba y abajo de la velocidad síncrona.

Capacidades de plantas eolicas con aerogeneradores tipo C: Control de voltaje, Control de potencia reactiva, soporte a fallas de corta duracion en la red.

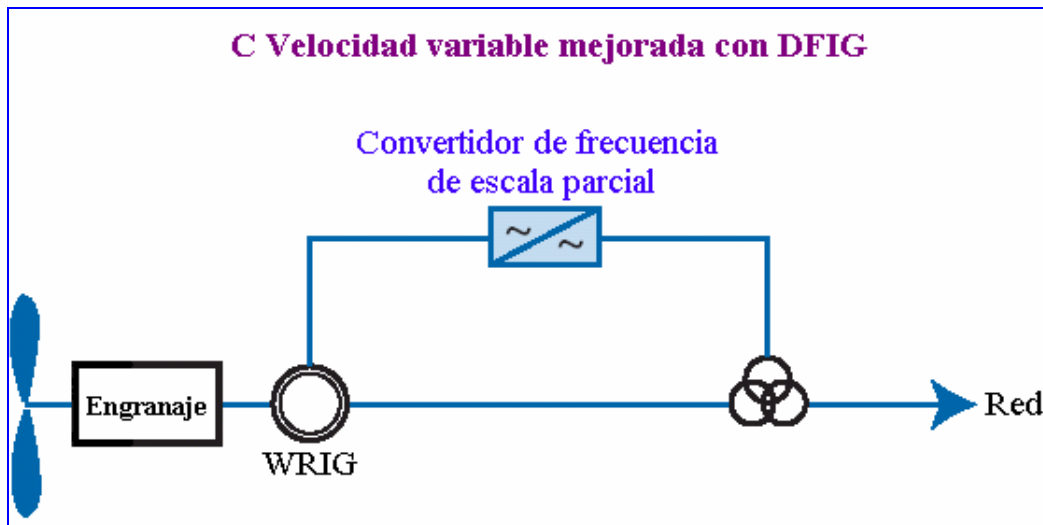
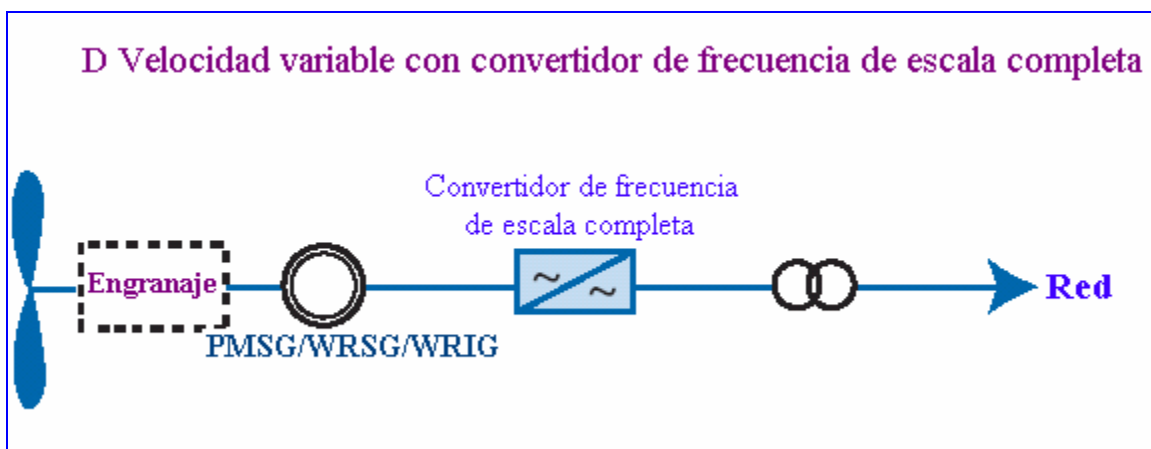


Figura 1.4 Diagrama Esquemático de un aerogenerador tipo C

### Aerogenerador D

Este tipo de aerogeneradores están equipados con el clásico tren impulsor, en el concepto de impulsor directo y aún en una versión híbrida de transmisión de paso pequeño y un generador de velocidad media. Se están utilizando varios tipos de generadores. Los generadores síncronos con rotores devanados, generadores con imanes permanentes y los generadores de inducción en jaula de ardilla. En este tipo de aerogeneradores el estator está conectado a la red vía un convertidor de electrónica de potencia. El rotor tiene devanados de excitación o imanes permanentes. Está completamente desacoplado de la red, proporciona un rango más amplio de velocidades de operación que el tipo C y tiene un rango más amplio para proporcionar potencia reactiva y capacidad de control de voltaje.

Capacidades de plantas eólicas con aerogeneradores tipo C: Control de voltaje, Control de potencia reactiva, soporte a fallas de corta duración en la red



PMSG: Generador Síncrono de imanes permanentes.  
WRSG: Generador Síncrono de rotor devanado.

Figura 1.5 Diagrama Esquemático de un aerogenerador tipo D

## 1.5 Características de las centrales eólicas

En el campo específico de las centrales eólicas, se debe hacer énfasis en las distintas etapas de desarrollo de una máquina eólica como: fabricación, pruebas de campo de los prototipos y su implementación comercial. Las condiciones del sitio influyen en el desempeño del aerogenerador, y en su operación normal.

Dentro de las áreas de desarrollo, considera actividades como: diseño de máquinas eólicas; pruebas operacionales y de campo; implicaciones en los contratos de compraventa de energía; simulación del comportamiento operativo de centrales eólicas en condiciones particulares de cada sitio; y concordancia de pruebas entre gabinete y campo.

Por otro lado, se deben cumplir una serie de aspectos particulares de compatibilidad con la red, tales como:

- Evaluación del sitio dentro de la certificación de un proyecto, incluyendo la simulación de la central eólica y su interacción con la red.
- Aplicación de condiciones eléctricas locales como (pruebas de corto circuito) potencias de corto circuito, longitud de cables, transformadores, etc.
- Aplicación de datos de certificación tipo, existentes para las turbinas elegidas.
- Simulación del comportamiento eléctrico de la central, aplicando datos específicos del sitio.

Los factores clave a considerar, toman en cuenta que la red se diseña para enfrentar variaciones y demandas inciertas, además de las interrupciones inesperadas en la generación y la transmisión. La producción de energía eólica que se inyecta a la red, produce un efecto significativo de suavizado, el cual mejora con la extensa distribución geográfica de las centrales eólicas. Por otro lado, se puede predecir la producción de energía eólica en intervalos de horas y días.

Las turbinas eólicas se caracterizan de acuerdo con las condiciones requeridas en el mercado que va a abastecer. Los requerimientos de códigos de red están evolucionando continuamente y los desarrolladores de la tecnología eólica deben considerarlo en su diseño.

---

## REQUERIMIENTOS PARA CONEXIÓN A RED DE CENTRALES EÓLICAS

---

### 2.1 Definición y alcances

Un código de red es un conjunto de reglas expedidas por la autoridad competente. Dichos códigos son de observancia obligatoria por las empresas eléctricas y de servicios públicos y las demás personas físicas y morales que hagan uso de los sistemas de transmisión y/o distribución nacional, regional o local.

Un código de red debe abarcar los siguientes aspectos normativos:

*Condiciones de conexión*, donde se especifican los criterios técnicos mínimos de diseño, tales como: construcción, montaje, puesta en servicio, operación, mantenimiento, ambientales, entre otros. Estos criterios se deben aplicar por: las empresas de transmisión y distribución locales, cualquier persona que esté conectada a la red, o que busque conectarse con los sistemas de transmisión regional o distribución local.

*Códigos de operación*, donde se especifican las condiciones y procedimientos de operación que deben aplicar los sistemas de transmisión y distribución locales. También especifican como deben operar sus instalaciones de generación de energía eléctrica otros productores conectados a la red de transmisión. Los códigos incluyen procedimientos y condiciones, que aplican en casos de salidas de unidades generadoras o de sus equipos asociados.

*Un código de planeación*, donde se especifica la información que deben proporcionar las personas y/o empresas que se encuentren conectadas o deseen conectarse a los sistemas de transmisión regional o distribución local. Esta información se proporciona a los transportadores y distribuidores locales, para que lleven a cabo la planeación del sistema. Comprende también, los criterios de planeación aplicables, tanto para los transportadores y distribuidores locales, como para los demás usuarios que estén conectados o que deseen conectarse a los sistemas de transmisión regional y distribución local.

## **2.2 Generalidades de los requerimientos de códigos de red**

Es evidente la importancia de contar con reglas y que éstas se cumplan para asegurar que los sistemas eléctricos de potencia operen adecuadamente y con seguridad cuando los generadores eólicos estén conectados. Bajo esta premisa, la tecnología eólica se está desarrollando para cumplir con los requerimientos técnicos más estrictos. Sin embargo, los cambios continuos en códigos de red, requerimientos técnicos y regulaciones relacionadas, se llevan a cabo con escasa participación del sector eólico, según el sentir de los países europeos.

Los códigos de red y otros requerimientos técnicos deben reflejar las necesidades técnicas reales para los sistemas de potencia operando. Deben desarrollarse con estrecha vinculación entre los Operadores del Sistema de Transmisión<sup>29</sup>(TSOs), el sector de energía eólica y los gobiernos. El cumplimiento en la actualidad de los códigos de red, con frecuencia, involucra costos elevados.

Los requerimientos y regulaciones de códigos de red varían considerablemente de país a país. Las diferencias se identifican por los distintos niveles de penetración de energía eólica en cada país y por los diferentes grados de robustez de la red eléctrica. A pesar de las diferencias en los requerimientos, todos cubren los aspectos relacionados con la variación de voltaje y el control de la frecuencia.

Los conceptos de conexión a red están relacionados con la estabilidad de la misma, y su infraestructura, está a su vez influenciada por los flujos de energía y el funcionamiento de la central eólica en caso de fallas en la red. A mayores niveles de penetración de energía eólica, el soporte que éstas entregan a la red es más relevante, asumiendo que la capacidad de transmisión es suficiente. Se han desarrollado herramientas de simulación avanzadas para investigar la estabilidad de la red bajo condiciones críticas. Con dichas herramientas se simula el comportamiento de plantas eólicas con sus controles específicos.

A nivel de distribución, la integración de tecnologías renovables está aportando mayor participación de generación distribuida. La red de distribución es menos robusta que la de transmisión y su confiabilidad disminuye al igual que los niveles de voltaje a causa de su configuración radial, además de que la administración activa en redes de distribución es mínima. Por otro lado, se diseñan y configuran con base a combinaciones extremas de

---

<sup>29</sup> Operador del sistema de transmisión (TSO, siglas en inglés)

carga y temperatura ambiente, (los incrementos en éstos parámetros reducen la capacidad de las líneas aéreas).

La generación eólica ofrece diversas ventajas económicas al sistema de operación; que en pocas ocasiones son reconocidas. Por ejemplo, reducen las pérdidas de energía en la red, porque la generación está más cercana a los centros de consumo. También contribuye a reforzar la red y ayuda a mantener la calidad del suministro, lo cual evita inversiones adicionales. Se tiene que tomar en cuenta que la integración de centrales eólicas a la red eléctrica crea nuevas situaciones de carga y cambios en la dirección de los flujos de energía eléctrica. Esto afecta la operación del equipo de control y protección de la red, por lo que se necesita modificar el diseño y las prácticas de operación.

Los operadores de red (transmisión y distribución) desarrollan códigos de red para la conexión de generadores. Sus códigos para centrales convencionales, han sido complementados con códigos específicos para centrales eólicas. Los fabricantes de turbinas eólicas han respondido a estos requerimientos a través de modificaciones y mejoras en el diseño, principalmente en las áreas de control y del sistema eléctrico de la turbina.

## **2.3 Energía eólica y estabilidad de la red<sup>28</sup>**

El comportamiento dinámico de los sistemas eléctricos de potencia se determina principalmente con los generadores. Es importante que los operadores, tanto de la red como de las centrales eólicas, y de los fabricantes de turbinas eólicas, entiendan bien las interacciones dinámicas entre la red y las plantas eólicas. Deben establecer condiciones para que las centrales eólicas respondan a eventos y fallas en la red (caídas súbitas de voltaje, etc.). También cuando las centrales eólicas afectan la estabilidad del sistema de potencia como: estabilidad transitoria de la red, la estabilidad del voltaje, la estabilidad de frecuencia y los tiempos críticos de liberación de fallas, entre otros.

### *2.3.1 Estudios del comportamiento dinámico del sistema de potencia*

En los estudios del comportamiento dinámico de los sistemas de potencia, se usan modelos matemáticos para simular los efectos sobre los componentes principales del sistema. Por ejemplo, los eventos y disturbios transitorios en la red. Dichos estudios indican qué clase de medidas deben tomar los operadores de la red y los operadores de los generadores eólicos. Los estudios de la dinámica de los sistemas de potencia se realizan en conjunto con el modelado de flujos de carga en estado estable. Estos estudios tienen la finalidad de determinar los límites de energía proveniente de las plantas eólicas que la red puede absorber sin que se presenten problemas de estabilidad serios.

Los efectos de la inyección de energía eólica sobre la estabilidad de los sistemas de potencia es un tema que se ha estado revisando de manera continua. Al igual que para las tecnologías convencionales, para realizar los estudios de estabilidad dinámica, se usan herramientas de simulación. Estas permiten calcular los efectos dinámicos basados en las características de la

---

configuración del sistema de potencia y de las plantas de generación (turbinas eólicas). La diferencia para el caso de turbinas eólicas es el tipo del sistema de conversión eléctrica. Las centrales eólicas utilizan máquinas de inducción y tienen características dinámicas diferentes que una máquina clásica, con su generador síncrono.

Para estudiar los efectos dinámicos, se han desarrollado modelos avanzados. Éstos modelan los efectos de varios sistemas eléctricos utilizados en las turbinas eólicas. Para el propósito de simulaciones dinámicas, se han desarrollado los modelos de las turbinas eólicas de velocidad fija y velocidad variable.

Por otro lado, los estudios de la dinámica del sistema de potencia proporcionan mayor información acerca de la capacidad de la central eólica para brindar soporte a la red. El soporte a la red se refiere a servicios auxiliares con que deben contar los generadores y requiere que el operador del sistema de potencia tenga esta información para garantizar la seguridad, confiabilidad, estabilidad y manejo económico de la red. Estos servicios auxiliares incluyen soporte a la potencia de salida (rápida) o control de frecuencia, control de voltaje y la capacidad de arranque.

En general, con estos estudios se concluye que la dinámica de los sistemas de potencia no es un obstáculo para incrementar la penetración de la energía eólica si se toman las medidas adecuadas. Además, no es necesario que los modelos se detallen. Para los estudios de las compañías suministradoras se agregan modelos de los sistemas de generación eoloelectrónica.

Las medidas técnicas que deben cumplir las plantas eólicas, formuladas en los códigos de red se basan en los resultados de los estudios dinámicos. Además de los requerimientos técnicos básicos para las centrales eólicas, los códigos requieren del soporte de voltaje por la compensación rápida de potencia reactiva. Este voltaje en algunas ocasiones considera la instalación de equipo adicional en la red en las inmediaciones de la central eólica.

### *2.3.2 Capacidad de los métodos actuales*

Las condiciones de la interacción dinámica entre el sistema de potencia y las plantas de energía eólica, deben quedar bien definidas. Por tal motivo es necesario armar modelos dinámicos para realizar simulaciones de interacción de las centrales eólicas antes de su interconexión con la red. Esto implica ir a la vanguardia con los cambios continuos y exigencias de los códigos. Los operadores de los sistemas de potencia en algunos países europeos han incluido en su plantilla de personal, a desarrolladores de centrales eólicas para que realicen los modelos dinámicos de la central antes de permitir su conexión a la red.

A continuación se reportan ejemplos y conclusiones de estudios dinámicos que se han desarrollado en algunos países con gran capacidad de energía eólica conectada a redes de transmisión y distribución, su experiencia es muy amplia en el tema de códigos de red para centrales eólicas.

---



- a) Dinamarca: En un estudio realizado por la empresa Eltra (Operadora de Servicios de Transmisión)<sup>30</sup> sobre estabilidad transitoria de voltaje en un sistema con gran capacidad de energía eólica descentralizada y conectada a la red de distribución. En Dinamarca, el 80% de la capacidad instalada de energía eólica está conectada a la red. La mayoría de las centrales eólicas en este país son de tecnología vieja y se desconectan cuando se presentan disturbios en la red. Derivado del estudio, se hicieron recomendaciones para restaurar el voltaje después de una falla, para la prevención contra sobrevoltajes y la incorporación de reservas adicionales de energía. Se encontró que la instalación de pequeñas unidades de compensación dinámica (reactiva e inductiva) en nodos selectos de la red, proporcionan los mejores resultados para recuperar el nivel de voltaje.
- b) Alemania: el estudio realizado por la Deutsche Energie Agentur (Dena) (Agencia Alemana de Energía)<sup>31</sup> se enfocó al problema de la estabilidad de la red. En dicho estudio se concluye que no existen obstáculos técnicos para que la energía eólica tenga una penetración de al menos 15% para el año 2015, si las turbinas cumplen con los requerimientos actuales de los códigos de red, particularmente en lo que se refiere a la capacidad de respuesta a fallas. Con esto, permanecen conectadas a la red en caso de que se presente un disturbio en la red.
- c) España<sup>32</sup>: recientemente se llevó a cabo un estudio de estabilidad del sistema. El estudio lo realizaron de manera conjunta los operadores de la Red Eléctrica de España (REE) y la Asociación Empresarial Eólica (AEE) para los sistemas eléctricos de España y Portugal. El estudio consideró la capacidad máxima de energía eólica que puede integrarse al sistema en los momentos de carga pico sin exceder sus límites. El estudio fue realizado para mostrar la seguridad del sistema sin ir más allá de los límites definidos por la Unión para la Coordinación de Transmisión de Electricidad (UCTE por sus siglas en ingles).

## 2.4 Requerimientos que establecen los Códigos de Red

Con base a estudios como los descritos en la sección anterior, varios operadores del sistema de transmisión (OST's) han estado desarrollando continuamente paquetes de requerimientos específicos, particularmente para las centrales eólicas. El propósito de estos requerimientos es asegurar que las centrales eólicas no afecten negativamente la operación del sistema de potencia en aspectos como: la seguridad del suministro, confiabilidad y calidad de la energía.

---

<sup>30</sup> Akhmatov, V. Voltage stability of large power networks with a large amount of wind power. Proceedings Billund, 2003

<sup>31</sup> DENA : Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Dena, March 2005.

<sup>32</sup> REE/REN/AEE/CNE. Generación eólica. Análisis de estabilidad transitoria. Julio de 2005 (power point presentation)

---

Las reglas las fijan las instancias eléctricas, principalmente los OST's y no así los organismos gubernamentales. Los códigos de red son a menudo fuente de controversias entre los operadores de la red y los operadores de la central eólica. En general, se puede decir que las tecnologías de los aerogeneradores disponibles en el mercado, se adaptan a los códigos establecidos. Las variaciones en la tecnología de las turbinas eólicas actuales reflejan la historia de los códigos de red.

#### *2.4.1 Descripción de los requerimientos*

Se describen a continuación los aspectos ligados con los requerimientos de códigos de red para centrales eólicas:

##### *a) Control de la potencia activa*

Varios códigos de red se refieren al control de la potencia activa de las centrales eólicas que tienen la función de asegurar una frecuencia estable en el sistema y prevenir la sobrecarga de las líneas de transmisión. Los códigos de red varían en cuanto al alcance de la regulación de la potencia activa requerida.

##### *b) Control de la frecuencia*

La conservación de la frecuencia en un sistema de potencia dentro de límites aceptables es un requisito indispensable para garantizar la seguridad del suministro, la prevención de sobrecarga del equipo eléctrico y el cumplimiento de las normas sobre calidad de la energía.

##### *c) Rango de frecuencia y de voltaje*

Es un requisito que deben cumplir los equipos cuyo valor lo determina el operador del sistema para asegurar su operación, aún cuando se presenten variaciones de voltaje y frecuencia en la red, con esto, se permite el funcionamiento fuera de los valores nominales.

##### *d) Control de voltaje*

Esto implica requerimientos de compensación de potencia reactiva.

*e) Calidad del voltaje (cambios rápidos, parpadeos y armónicas).* Es un grupo de requerimientos que están incluidos en los códigos nacionales.

##### *f) Transformadores con cambiador de Tap*

Algunos códigos de red requieren que las plantas eólicas estén equipadas con transformadores de red con cambiador de tap en el secundario, que permitan variar la relación de voltaje entre la central eólica y la red en caso de ser necesario.

---

g) Protección de la central eólica

Esta categoría de requerimientos es necesaria para prevenir daños de la central eólica en casos donde se presenten fallas o disturbios en la red. Un sistema de protección con relevadores es necesario para actuar, por ejemplo, en casos de altas corrientes por corto circuito, bajos voltajes y sobrevoltajes durante y después de una falla. Esto protege las centrales contra daños por los impactos que se originan de fallas en la red. Los requerimientos de capacidad contra fallas entran en esta categoría.

h) Modelado y verificación de las centrales eólicas

Algunos códigos requieren que los propietarios de las centrales eólicas proporcionen los modelos y datos técnicos de las máquinas. Esto permite al operador utilizar dicha información en sus modelos cuando realice simulaciones para analizar la interacción entre la central eólica y el sistema de potencia. También se requiere la instalación de equipo de monitoreo para verificar el comportamiento de la central durante fallas y contrastar los resultados de sus modelos con los datos reales.

i) Comunicaciones y control externo

Al igual que los requerimientos anteriores, los códigos nacionales coinciden de manera unánime sobre este punto. El operador de la planta eólica debe proporcionar señales que correspondan a un número de parámetros importantes del operador del sistema, para habilitar la operación adecuada del sistema de potencia (típicamente voltaje, potencias activa y reactiva, estado de operación, velocidad y dirección del viento, etc.). Además, deberá ser posible conectar y desconectar las turbinas eólicas de manera externa.

#### 2.4.2 *Calidad de la energía*

Los parámetros relevantes son la potencia activa y reactiva, incluyendo el valor máximo, las fluctuaciones de voltaje (parpadeo), número de operaciones por maniobra de interruptores (y las variaciones de voltaje resultantes), corrientes armónicas y cantidades relacionadas.

Para lo anterior, se ha desarrollado una norma adecuada para caracterizar la calidad de la energía de las turbinas eólicas y para la medición de dicho parámetro: norma IEC 61400-21.

La aplicación de las prácticas que recomienda esta norma, permiten hacer una evaluación cuidadosa del impacto de las centrales eólicas sobre la calidad del voltaje en redes de distribución. En lugar de aplicar reglas simplificadas, se recomienda utilizar métodos de análisis con la ayuda de la norma IEC 61400-21 para llevar a cabo los siguientes análisis:

- Análisis de flujos de carga para evaluar si las variaciones lentas de voltaje permanecen dentro de límites aceptables.

- Las mediciones de emisión máxima de parpadeo y la comparación con límites aplicables.
- La evaluación de la caída de voltaje debido al arranque de las turbinas eólicas.
- La estimación de la corriente máxima armónica y la comparación con los límites aplicables.

La norma IEC 61400-21 está en revisión y en la evaluación se deberán incluir procedimientos para prueba, para caracterizar el control de la energía y las capacidades contra fallas por las turbinas eólicas modernas.

### *2.4.3 Conformidad con los requerimientos de los códigos de red*

Las turbinas eólicas de última generación utilizan los avances tecnológicos recientes, y en principio, se diseñan para cumplir con las regulaciones de conexión y a contribuir con la operación estable del sistema eléctrico.

#### *a) Rango de la frecuencia de operación*

Los aerogeneradores tipo A generalmente no cumplen con los rangos más amplios de frecuencia operacional estipulados en varios códigos de red. Sin embargo, la operación del aerogenerador en dicho rango de frecuencias, no es una tarea complicada, en la medida en que principalmente involucra sobrecarga térmica de los equipos, en particular sus componentes de electrónica de potencia, los cuales tienen constantes de tiempo térmica corta. Una posible solución a esta limitante es el sobredimensionamiento de los convertidores y puede realizarse a costos razonables. El incremento de la temperatura de operación trae como consecuencia la reducción del tiempo de vida de los aislamientos. Sin embargo; la operación de la central con desviaciones considerables de frecuencia no es muy común, por lo que su efecto puede despreciarse ó disminuirse, limitando la potencia de salida en los extremos del rango de frecuencias. Por regla general, los aerogeneradores pueden diseñarse para operar en rangos de frecuencia amplios.

#### *b) Control de la frecuencia (contribución a la regulación primaria)*

Para cualquier generador, la forma más común para controlar su frecuencia, se realiza a través del control de la fuente motriz primaria. Aunque el viento no se pueda controlar, la potencia de salida en la mayoría de las turbinas modernas se puede controlar.

Es importante para la operación del sistema eléctrico, que los generadores tengan la posibilidad de incrementar su potencia de salida, para soportar cambios en la frecuencia del sistema durante un pico de demanda inesperado, o después de la pérdida de un elemento de la red. Las turbinas eólicas con ángulo de paso controlado son capaces de mantener al sistema, solamente cuando se fija anticipadamente su potencia de salida por debajo de su

potencia nominal, y por supuesto si el viento está disponible. Esto les permite proporcionar control primario y secundario de la frecuencia.

El problema asociado con asistencia a la red por las turbinas eólicas, es la reducción de la potencia de salida y por lo tanto, la pérdida de ingresos que no pueden ser contrarrestados por lo gratificante del servicio de control primario. Además, no es la opción más barata para el sistema tener energía eólica que contribuya a la regulación primaria (pérdida de electricidad producida a cero costos de combustible) y solamente sería aplicado cuando otras opciones de costos efectivos se han agotado.

Además, dado que solamente las máquinas eólicas de tecnología reciente son capaces de variar la respuesta a la frecuencia, el requerimiento de participación del código de red en reserva primaria y secundaria no es adecuado como una prevención general en los códigos de red. Tal requerimiento también podría estar en conflicto con el despacho prioritario, atribuido a las fuentes no programables de energía renovable.

c) Control de voltaje y potencia reactiva

La capacidad de la turbina eólica para controlar voltaje y potencia reactiva depende del tipo de generador. Un generador de inducción de tipo jaula de ardilla en turbinas eólicas de velocidad fija (tipo A) es un consumidor de potencia reactiva y necesita equipo adicional para proporcionar el control rápido de la potencia reactiva (es decir, los compensadores de VARS's estáticos, STATCOM's). Esto se puede implementar como equipo de compensación centralizado de la planta eólica o de turbinas eólicas individuales. Las turbinas eólicas modernas con capacidades de MW del tipo A, vienen en su mayoría equipadas con estos dispositivos, mientras que las máquinas del tipo A de tecnología más atrasada, necesitan modificarse para que sean capaces de proporcionar el control de potencia reactiva.

Un generador de inducción doblemente alimentado (tipo C) es capaz de controlar la potencia reactiva, satisfacer el requerimiento del factor de potencia de adelanto de 0.925 sin dificultades, pero puede tener problemas con la potencia máxima de salida cuando se requiere el factor de potencia de atraso de 0.85. Para cumplir con este requerimiento se incrementa el rango de frecuencia del convertidor y posiblemente incrementar los valores nominales de los conductores del estator y rotor.

d) Capacidad de respuesta a fallas

La capacidad de las centrales eólicas para mantener la red en caso de depresiones de voltaje en el sistema es un área que aún está en desarrollo.

El sistema eléctrico de las turbinas eólicas tipo A se desconecta automáticamente de la red en el caso de depresiones prolongadas de voltaje. Las primeras máquinas del tipo A no tenían capacidad para soportar este tipo de fallas. Las turbinas eólicas tipo A de modelo

---

reciente se pueden equipar con una fuente ininterrumpida de potencia (UPS), con esto se habilitan para proporcionar el soporte local a la red en el caso de salidas.

Las turbinas Tipo C pueden incluir características que les permiten proporcionar soporte contra fallas. El método más frecuente utilizado se basa en la denominada protección por palanca. Durante depresiones severas de voltaje debido a fallas en la red, el convertidor de electrónica de potencia del lado del rotor se desconecta rápidamente de la red para protegerlo contra grandes picos de corriente durante tales eventos. Para proporcionar esto, el devanado trifásico del rotor se cortocircuita vía el interruptor de palanca y el generador DFIG se convierte en SCIG. La palanca se libera en un tiempo corto antes de que se libere la falla. Las unidades tienen entonces la capacidad para proporcionar potencia reactiva de soporte al sistema durante fallas sostenidas y contribuye a la recuperación del voltaje del sistema. Las máquinas de última generación tienen la capacidad de soportar este tipo de anomalías.

Los aerogeneradores tipo D ofrecen la capacidad de soportar este tipo de anomalías aplicando estrategias específicas de control al inversor.

## **2.5 Soluciones con tecnología avanzada de energía eólica para su integración a la red**

Los códigos de red imponen requerimientos sobre las centrales eólicas en el punto de conexión con la red eléctrica. El cumplimiento de los códigos de red se realiza parcialmente por los controladores de las centrales eólicas, pero algunas veces cada turbina que conforma una central eólica tiene que cumplir con ciertos requerimientos de forma individual.

El monitoreo y control operacional de las centrales eólicas en los conceptos más avanzados de las mismas, se lleva a cabo con sistemas SCADA<sup>33</sup>. Un sistema de adquisición de datos registra los parámetros principales de las turbinas eólicas individuales y del punto de acoplamiento con la red. Los valores medidos se usan para determinar los puntos óptimos que se fijan para las turbinas eólicas individuales bajo cualquier condición de clima y de la red eléctrica.

Este método de monitoreo y control centralizado, se basa en tecnología avanzada de comunicaciones e información. Permite que las centrales eólicas lleven a cabo varias funciones de control que de forma cotidiana se realizan en las plantas de generación convencionales, de esta manera ofrecen las propiedades virtuales de la central eléctrica. Las funciones de control más importantes se relacionan a continuación.

### *2.5.1 Control de voltaje*

En coordinación con los transformadores con cambiadores de tap's para controlar el voltaje. Este se asegura con un rango amplio de control rápido de la potencia reactiva. Las

---

<sup>33</sup> SCADA Supervisory Control and Data Acquisition

turbinas eólicas tipo D permiten el suministro de potencia reactiva a velocidades bajas de viento y aún durante calmas de viento, cuando las turbinas eólicas se pueden operar como cambiadores de fase.

#### *2.5.2 Limitación de la potencia activa*

Se obtiene restringiendo la potencia de salida de la central por encima del punto de control, esto conlleva obviamente a pérdidas de energía .

#### *2.5.3 Control por tasas de rampa*

Este tipo de control es en principio similar al de limitación de potencia activa. En este caso con puntos fijos con tiempo variable para rampa ascendente o descendente. Lo anterior es un aspecto crítico para la seguridad del sistema de potencia. Las reducciones abruptas de la energía eólica se pueden limitar, pronosticando los periodos con gradientes negativos. En tales casos, la salida de la central eólica se reduce en adelanto para limitar el gradiente de potencia a un valor que pueda acomodar de manera segura al sistema de potencia.

#### *2.5.4 Balanceo (control de frecuencia primario y secundario)*

Se proporciona controlando la reducción de la potencia activa de salida a un nivel predefinido y por un periodo de tiempo también predefinido por el control del ángulo de paso de las aspas de todas o varias turbinas eólicas, o por la desconexión de algunas turbinas eólicas de la central. El control ascendente se puede proporcionar disminuyendo parcialmente la generación de la central eólica, conservándose dentro de una banda de capacidad predefinida y estar disponible después de algunos segundos. La energía potencial de reserva de una central eólica se puede determinar basándose en pronósticos a corto plazo y mediciones de la potencia de salida de las turbinas eólicas de referencia, las cuales se dejan operando sin restricciones.

---

## **CODIGOS DE RED PARA CENTRALES EÓLICAS VIGENTES A NIVEL INTERNACIONAL**

---

### **3.1 Estándares base de códigos de red a nivel internacional**

Existen diversas instituciones y organizaciones encargadas de preparar estándares para la integración a red de la generación eoloelectrica (y de otras fuentes renovables). El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE), el Instituto Nacional Americano de Estándares (ANSI), la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) y las Asociaciones, Europea y Americana de Energía Eólica (EWEA y AWEA). Estas dos últimas instituciones han llevado el liderazgo en la resolución de problemas técnicos de interconexión con el desarrollo de la serie de estándares de la IEEE 1547:

- IEEE 1547-2003 para fuentes energéticas distribuidas interconectadas con los sistemas eléctricos de potencia.
- IEEE P1547.1-2005 para procedimientos conformes de prueba.
- IEEE P1547.2 borrador de guía de aplicación del IEEE 1547-2003
- IEEE P1547.3 borrador de la guía de monitoreo, intercambio de información, y control de recursos energéticos distribuidos con sistemas eléctricos de potencia.
- IEEE P1547.4 borrador de guía para el diseño, operación e integración de sistemas isla de recursos distribuidos con sistemas eléctricos de potencia.



En el contexto de normalización internacional, *la ANSI y el IEEE* proporcionan la práctica para la interconexión de pequeños aerogeneradores con capacidades de hasta 100 kW y voltajes de operación de hasta 600 V. Dichos organismos proporcionan guías de interfaz y procedimientos operativos para conectar y operar los aerogeneradores con la red, de acuerdo con los requerimientos en EE.UU. Los lineamientos y prácticas se relacionan con la protección de equipos, calidad de la energía y seguridad para el personal operativo y público en general.

Por su parte, *la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC)* en su estándar 61400-21, proporciona los requerimientos para la medición y evaluación de la energía inyectada a la red por las centrales eólicas. La mayoría de los países toman como referencia esta norma para establecer sus respectivos códigos de red. Este estándar recomienda prácticas para evaluar la calidad de la energía inyectada a la red. Además, incluye un análisis de flujos de carga para evaluar el nivel del voltaje en la red, durante condiciones normales de operación. También evalúa las variaciones de voltaje y sus consecuencias a la entrada y salida de los aerogeneradores. Por otro lado, define el contenido máximo de armónicas permisible que una central eólica puede inyectar a la red. Incluye también parámetros característicos de calidad de la energía, en cuanto a mantener el voltaje, potencia máxima permitida y potencia reactiva.

### 3.2 Documentos de códigos de red emitidos por país

Los países europeos reportan de forma separada los documentos de códigos de red vigentes para la conexión de centrales eólicas a redes de transmisión o distribución. La tabla 3.1 muestra los documentos que reportan a dichos códigos vigentes en el mundo por país.

Tabla 3.1 Códigos de red para conexión a nivel de distribución y transmisión por país

No.	Autor	País	TSO	Título	Entrada en vigencia
1	E.ON	Alemania	E.ON	Netzanschlussregeln Hoch- u. Höchstspannung	Ago.03
2	E.ON	Alemania	E.ON	Netzanschlussregeln Hoch- u. Höchstspannung	Abr.06
3	VET	Alemania	VET	Netzanschluss- und Netznutzungsregeln	Jun. 04
4	VDN	Alemania	EnBW/ RWE	EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz	Ago.04
5	ESB National Grid	Irlanda	ESBNG	Grid Code WFPS1- Wind Farm Power Station Grid Code Provisions	May-05
6	NGET	GB	NGET	Grid Code	Jul.07
7	AEMC	Australia	NEMMCO	National Electricity Rules Version 13	Mar.07
8	VDN	Alemania	ÜNB GER	Konsequente Umsetzung der Erkenntnisse der dena- Netzstudie erfordert die Anpassung der TransmissionCode Anforderungen an Regenerative Energieerzeuger	Ene.06

No.	Autor	País	TSO	Título	Entrada en vigencia
9	FERC	USA		FERC Order No. 661-A, Interconnection for Wind Energy (Appendix G to LGIA)	
10	Terna	Italia	Terna		
11	Hydro Québec TransEnergie	Canadá	Hydro Québec TransEnergie	EXIGENCES TECHNIQUES RELATIVES À L'INTÉGRATION DES CENTRALES AU RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDRP QUEBEX Rev. Octobre 2005	May-03
12	AESO Alberta	Canadá	AESO Alberta	Wind Power Facility Technical Requirements	Nov.04
13	IESO Ontario	Canadá	IESO Ontario	Market Rules Chapter 4, Grid Connection Requirements	Mar.06
14	Ministerio de Industria Turismo y Comercio	España	REE	18485 RESOLUCIÓN de 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas.	Oct.06
15	State Grid Corporation of China	China		China Notice on issuing Technical specifications for wind farm connected to grid of State Grid Corporation of China (Trial), State Grid Development No. 779, 2006	Sep.06
16	PSE - Operator S.A.	Polonia	PSE - Operator S.A.	INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI PRZESYŁOWEJ	Sep.07
17	KEPCO	Corea	Korean RElectric Power Corporation	Grid Code	Sep06
18	CEI	Italia		CEI 11-32; V1 Impianti di produzione eolica	Dic-06
19	Svenska Kraftnät	Swedwn	Svenska Kraftnät	Affärsverket svenska kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar	Dic.05
20	Hellenic Republic Ministry of Development	Grecia	HTSO	Grid Control and Power Exchange Code for Electricity	May-05
21	Sistema Eléctric nacional (SEN)	Portugal	REN	Despacho nº10315/2000 (2ª .Série) ANEXO REGULAMENTO DA REDE DE TRANSPORTE	May-00
22	EESTI Energia AS	Estoria	EESTI Energia AS	Technical requirements for connecting wind turbine installations to the power network	May-01
23	CEPS	Checoslovaquia	CEPS	Basic conditions for the use of the Czech Transmission System, Chapter 5, Conditions for the operation of generating units	Ene-06
24	Fingrid	Finlandia	Fingrid	Specifications for the operational	

No.	Autor	País	TSO	Título	Entrada en vigencia
				performance of power plants; Translation	
25	Elkraft/Eltra	Dinamarca	Elkraft/Eltra	Regulation TF 3.2.5, Wind turbines connected to grids with voltages above 100 kV	Dic-04
26	Elkraft/Eltra	Dinamarca	Elkraft/Eltra	Forskrift TF 3.2.6, Vindmøller tilsluttet net med spændinger under 100 kV	May-04
27	Minister Of Economy And Labou Implementing Order	Polonia	Minister Of Economy And Labou Implementing Order	On the terms and conditions of connection of corporate entities to electricity networks and on grid management and operation	2004
28	Slovenská elektrizačná prenosová, a.s.	Eslovaquia	Slovenská elektrizačná prenosová, a.s.	Technical design and operating requirements for connection to the transmission system	Oct-05
29	Minister of Energy	Nueva Zelanda		Electricity Governance Rules	2003
30	Terna	Italia	Terna	Codice di Rete - Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete	
31	Directie Toezicht Energie (Dte)	Países Bajos	Directie Toezicht Energie (Dte)	Netcod	Abr-07
32	RTE	Francia	RTE	Référentiel Technique	Jun-07
33	Centro Brasileiro de Energia Eólica	Brasil		Guia de Projeto Elétrico de Centrais Eólicas	2003
34	Nordel	Escandinavia		Nordic Grid Code 2007 (Nordic collection of rules)	Ene-07
35	Canadian Wind Energy Association	Canadá		CanWEA BASE CODE	Jun 2006
36	Gobierno de Canarias	Islas Canarias		Boletín Oficial de Canarias - 2006/225 - Lunes 20 de Noviembre de 2006	Nov-07
37	VDN	Alemania	All german DSO's	Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz	Jun- 2007
38	The Walloon Government	Bélgica	ELIA	Arrêté du Gouvernement wallon relatif à la révision du règlement technique pour la gestion du réseau de transport local d'électricité en Région wallonne et l'accès à celui-ci	Jul-07
39	VDN	Alemania	All german TSO's	TransmissionCode 2007 Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber	Ago -07 Versión 1.1

Fuente: List of grid Codes IGCC\_GLWind\_Rev.2.9\_work <http://www.gl-group.com/Industrial/glwind/11741.htm>;

### 3.3 Códigos de red por país

En esta sección se reportan los códigos de red que aplican por país. La revisión de éstos códigos se enfoca a todas las naciones que se identificaron y que tenían disponible su información. Para algunos países, se mencionan a grandes rasgos sus códigos de red, porque la información es escasa. Los países que llevan el liderazgo en la instalación de centrales eólicas conectadas a la red, representan una buena experiencia en el campo. Sin embargo, solamente algunos países reportan sus experiencias y ponen a disposición la información.

#### 3.3.1 *Alemania*<sup>34,35</sup>

En Agosto del 2004 la VDN (Association of Transmission System Operators) publicó sus guías para plantas de generación basadas en fuentes renovables, conectadas a redes con voltajes de 60 kV a 110 kV, 220 kV y más altos. La Renewable Energy Sources Act (REA) elaboró requerimientos especiales para las plantas de generación eólicas para cuando se presenten disturbios en la red eléctrica. Las plantas de generación eólicas que se conectan directamente a redes en alto y extra alto voltaje, deberán participar de manera activa en la regulación de voltaje y el control de la frecuencia.

**Control de potencia:** la VDN en Alemania requiere plantas de generación para operar a potencias de salida reducidas. Que operen a cualquier condición y en cualquier punto de operación, a un valor máximo de potencia. Las condiciones las especifica el operador de la red. La reducción en la potencia de salida al valor señalado, se debe representar como el 10% de la potencia activa en el punto de conexión por minuto.

**Rango de frecuencia:** la desconexión automática desde la red, debido a las desviaciones de la frecuencia de 50 Hz, no es permisible a frecuencias entre 47.5 y 51.5 Hz. Para frecuencias abajo de 49.5 Hz, al generador se le permite reducir su salida linealmente, cuando alcanza el 80% de su rango de salida y la frecuencia alcanza 47.5 Hz. Cuando las frecuencias se encuentran fuera de 47.5 Hz o 51.5 Hz, la unidad se debe desconectar inmediatamente y automáticamente de la red. Para casos individuales, el operador de red debe especificar un valor diferente de ajuste.

**Compensación de potencia reactiva:** se requiere que la planta de generación opere en cualquier punto con al menos una potencia reactiva de:

- Variante 1: 0.975 (inductivo) a 0.90 (capacitivo)
- Variante 2: 0.95 (inductivo) a 0.925 (capacitivo)
- Si  $P < 100$  MW; 0.95 (inductivo) a 0.95 (capacitivo)

---

<sup>34</sup> I. Erlich and F. Shewarega; *Interaction of Large Wind Power Generation Plants with the Power System*; First International Power and Energy Conference PECon 2006; Putrajaya, Malaysia; November 2006.

<sup>35</sup> G. Di Marzio and O.B. Fosso; *International Grid Code Developments for Wind Turbines and DC Inter.-Connectors*; CIGRE, 2006.

---

El operador de la red determina cual de las variantes aplicará al punto de conexión.

**Capacidad de respuesta a fallas en la red:** este requerimiento es uno de los más demandados por la mayoría de los operadores de los sistemas de potencia. En Alemania, para fallas “*en puntos remotos a la conexión*” (el voltaje que se mantiene en el punto de conexión no menor a 70% del voltaje nominal de red), todos los tipos de unidades de generación tienen que permanecer conectadas a la red, al menos durante 5 seg. Para fallas “*cercanas al punto de conexión*” se tiene que hacer una distinción entre plantas de generación, con bajas corrientes de corto circuito (convertidores) y altas corrientes de corto circuito (generadores síncronos).

La curva límite para el patrón de voltaje al punto de conexión para eventos de fallas se muestra en la figura 3.1. Se muestra el valor más alto de voltaje entre líneas trifásico de red. Las fallas trifásicas o los sags de voltaje simétricos no deben llevar a la inestabilidad, esto se muestra en la parte superior de la línea roja de la misma figura.

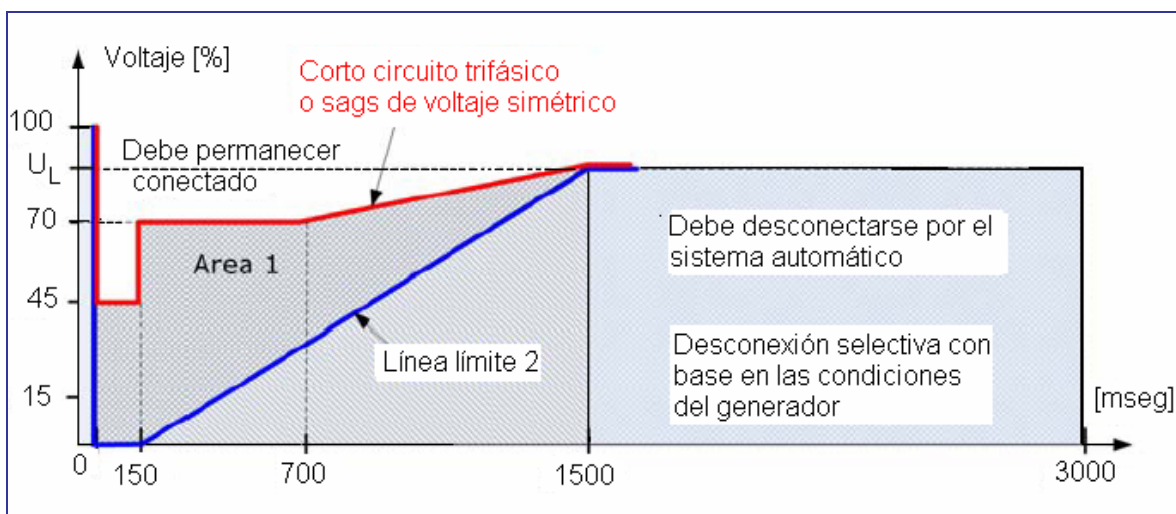


Figura 3.1 Límites de voltaje para la desconexión de unidades de generación en caso de fallas en la red.

En situaciones especiales, la unidad de generación se puede desconectar de la red si se incluye lo siguiente:

- El voltaje en el punto de acoplamiento común tiene un valor menor al 85% del voltaje nominal y con una operación en adelante. La unidad de generación se deberá desconectar después de un retraso de tiempo de 0.5 seg.
- Si el voltaje en el lado de baja tensión de cada transformador de los generadores, cae y permanece abajo del 80% de la banda inferior del voltaje de 95%, basado en la relación de reajuste de 0.98. Los generadores se deberán desconectar en cuatro instantes, después de 1.5 seg, 1.8, 2.1 y 2.4 respectivamente.

- Si el voltaje, en el lado de baja tensión de cada transformador del generador, se eleva y permanece por arriba del 120% del valor superior de la banda de voltaje (105%), basada en una relación de ajuste de 1.02, el generador afectado se desconectará de la red con un tiempo de retraso de 100 mseg.

### 3.3.2 *Estados Unidos*<sup>36</sup>

La Comisión Federal Reguladora de Energía (Federal Energy Regulatory Comisión, FERC) es la que define los requerimientos para interconexión a la red de las centrales eoloelectricas con capacidades superiores a 20 MW. Los principales requerimientos son los que se refieren a la capacidad de ajuste contra bajo voltaje, criterios de diseño del factor de potencia, control supervisorio y la capacidad de adquisición de datos.

**Control de potencia:** la central eólica deberá mantener un factor de potencia dentro del rango, entre 0.95 de adelanto a 0.95 de atraso, medido en el punto de interconexión. Este requerimiento es necesario para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema de potencia. Los clientes interconectados deberán considerar siempre el factor de potencia de los equipos, mientras la planta eólica está en operación.

**Control supervisorio y capacidad de adquisición de datos (SCADA).** Las centrales eólicas proporcionan al sistema SCADA la capacidad para transmitir información y recibir instrucciones del transmisor. El transmisor y el cliente de la planta eólica interconectada, determinan que información del sistema SCADA es esencial para la propuesta de plantas eólicas. Se toma en cuenta el tamaño de la planta, sus características, localización e importancia de la fuentes de generación dentro de la red.

**Capacidad de respuesta a fallas en la red:** las plantas de energía eólica deberán permanecer en línea durante disturbios en el voltaje por períodos de tiempo y niveles de voltaje asociados como se muestran en la figura 3.2.

- Una planta de generación eólica debe tener capacidad de respuesta a bajos voltajes por abajo del 15% del voltaje base de línea para 0.065 segundos.
- Una central eólica debe ser capaz de operar continuamente al 90% del voltaje base de línea medido en el lado de alto voltaje de la subestación de la planta eólica.

---

<sup>36</sup> Interconnection for Wind Energy and Other Alternative Technologies; 18 CFR Part 35; United States of America, Federal Energy Regulatory Commission; January 24, 2005.

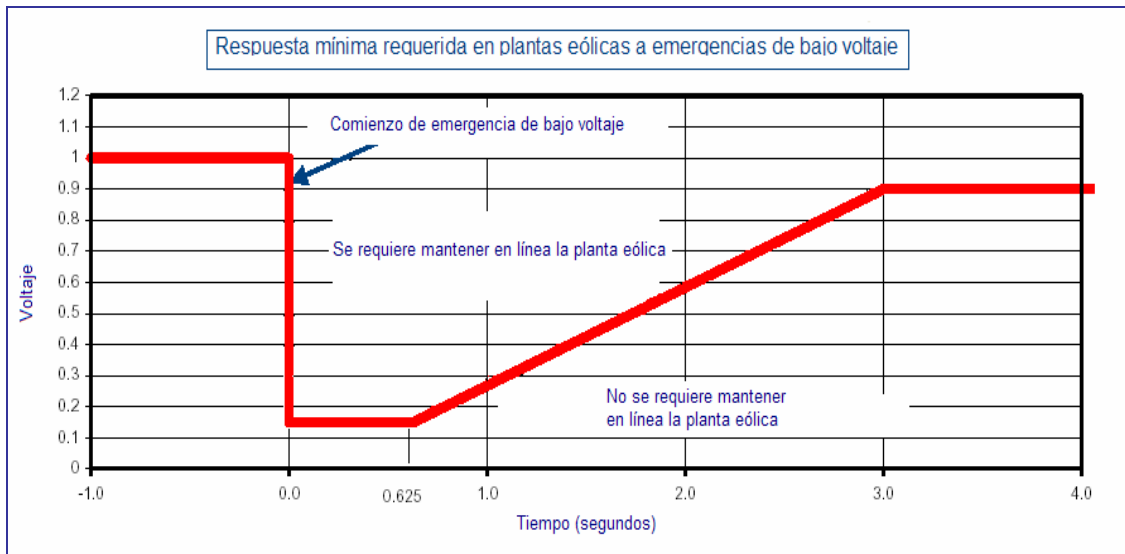


Figura 3.2 Requerimientos de capacidad de respuesta a bajos voltajes.

### 3.3.3 India

Los requerimientos esenciales de códigos de red están relacionados con la frecuencia, el voltaje y el comportamiento de las centrales eólicas durante fallas en la red eléctrica.

**Control de frecuencia y potencia activa:** se requiere controlar la frecuencia en un sistema mediante el control de la inyección de potencia en la red y prevenir la sobrecarga de las líneas.

**Control de voltaje:** los aerogeneradores deberán ser capaces de suministrar una fracción de la capacidad reactiva al sistema de potencia, incluyendo la capacidad dinámica. También debe participar en mantener el balance de potencia reactiva. El factor de potencia debe mantenerse en el rango de 0.925 de adelanto a 0.85 de atraso. Este control debe proteger al generador de suministrar o absorber demasiada potencia reactiva, mediante la protección contra la operación sobre-excitado y sub-excitado.

**Capacidad de respuesta a fallas:** es obligatorio que la central eólica se mantenga estable y conectada a la red en la presencia de fallas en la red. Si la caída de voltaje es mayor al 20% durante una falla, el aerogenerador viejo que no tenga la capacidad de respuesta a fallas, se puede desconectar de la red en común acuerdo con los códigos de red que fueron validados en su tiempo de instalación.

### 3.3.4 España<sup>37</sup>

En la referencia se detallan los requerimientos de interconexión mínimos para aerogeneradores. El documento se enfoca sólo a dos temas; capacidad de respuesta a fallas y control de voltaje/potencia reactiva durante fallas y aplica a todos los operadores conectados a la red principal de transmisión.

#### *Capacidad de respuesta a fallas:*

Las plantas eólicas deberán permanecer conectadas durante fallas para un perfil de voltaje, como se muestra en la figura 3.3.

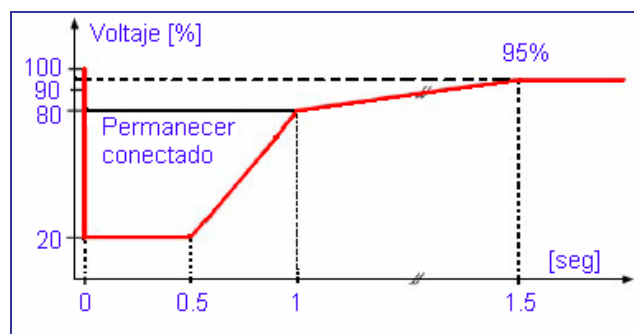


Figura 3.3 Capacidad de respuesta a fallas por aerogeneradores conectados a la red de transmisión española.

Se requiere que las plantas de energía eólica dejen de aportar potencia reactiva dentro de los 100 mseg para una caída de voltaje y deben inyectar potencia reactiva en 150 mseg para que se recupere el voltaje de red como se muestra en la figura 3.4.

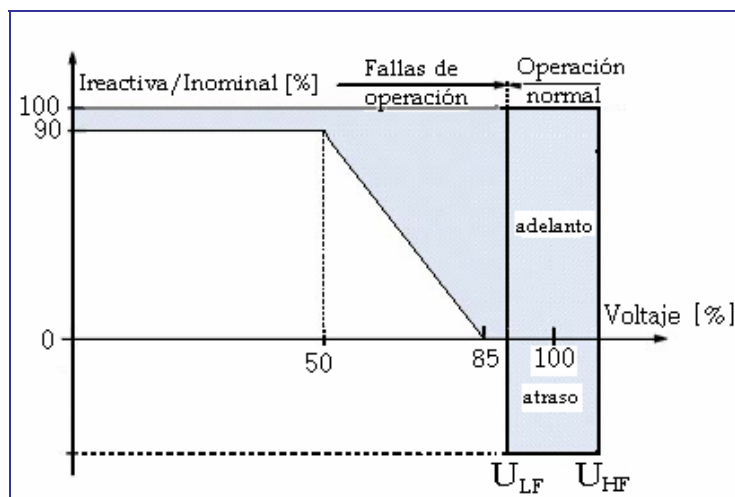


Figura 3.4 Corriente reactiva admisible (generada o consumida) en aerogeneradores, en función de su tensión en bornes.

<sup>37</sup> REE – Requisitos de Respuesta frente a Huecos de Tensión de las Instalaciones de Producción de Régimen Especial, PO 12.3, Red Eléctrica de España, Noviembre 2005



### 3.3.5 *Dinamarca*

En este país los requerimientos para centrales eólicas conectadas a la red a niveles bajos de voltaje y arriba de 100 kV incluyen especificaciones relacionadas a: potencia y control de potencia, frecuencias, voltajes, interacción entre sistema de potencia y centrales eólicas. En casos de fallas en el sistema de potencia; protecciones, comunicación a/desde la central eólica, así como verificación y pruebas.

**Control de potencia:** la producción de energía eólica no debe exceder más del 5% de la potencia máxima de la central eólica en cualquier instante. La producción límite llegará de una señal externa o se deducirá de valores locales de la frecuencia y/o del voltaje. La tasa de rampa que desciende se fija a 20% de la potencia máxima en menos de 20 segundos.

La producción se determina como un valor en MW promedio en un minuto.

**Rango de frecuencias:** Los requerimientos para que las unidades de generación suministren potencia y permanezcan conectados a la red eléctrica cuando la frecuencia del sistema varíe de los 50 Hz. La desviación en la frecuencia se presenta cuando existe un desbalance entre generación y demanda en el sistema de potencia. Las condiciones de frecuencia para Dinamarca se relacionan a continuación:

- Abajo de 47.0 Hz para 0.3 seg
- 47.0 – 47.5 Hz para 10 seg
- 47.5 – 48.0 Hz para 5 min
- 48.0 – 49.0 Hz para 25 min
- 49.0 – 50.3 Hz continuos
- 50.3 – 51.0 Hz para 1 min
- frecuencias superiores a 53.0 Hz para 0.3 seg (sin tener que reducir la producción de energía eólica).

**Compensación de potencia reactiva:** Eltra requiere que los aerogeneradores sean de potencia reactiva neutral. Las maniobras con interruptores y control de la potencia reactiva se deberán hacer para limitar la producción o absorción de potencia reactiva en estado estable a no más del 10% de la potencia máxima.

**Capacidad de respuesta a fallas:** se requiere que una planta eólica, resista a secuencias de fallas sin que se desconecte de la red. Los requerimientos siguientes no aplican a fallas para una conexión radial de la central eólica.

- Fallas trifásicas sobre una línea de transmisión o transformador aleatorios con desconexión permanente sin ningún intento de recierre (el tiempo de liberación de falla es típicamente 0.10 segundos).
  - Fallas en dos fases de líneas de transmisión aleatorias, con el recierre fallado (el tiempo de liberación de falla será típicamente 0.1 segundos, el período de desionización 0.3 segundos y el tiempo de liberación de falla en el recierre fallado entre 0.1 - 0.5 segundos).
-

En algunas situaciones especiales, los aerogeneradores deben permanecer conectados a la red eléctrica, cuando se presentan fallas por corto circuito trifásicas por 100 mseg y fallas de corto circuito bifásicas con o sin conexión a tierra para 100 mseg, seguido de otra de 300 a 500 mseg para un nuevo corto circuito de 100 mseg de duración. Esta condición se representa gráficamente en la siguiente figura.

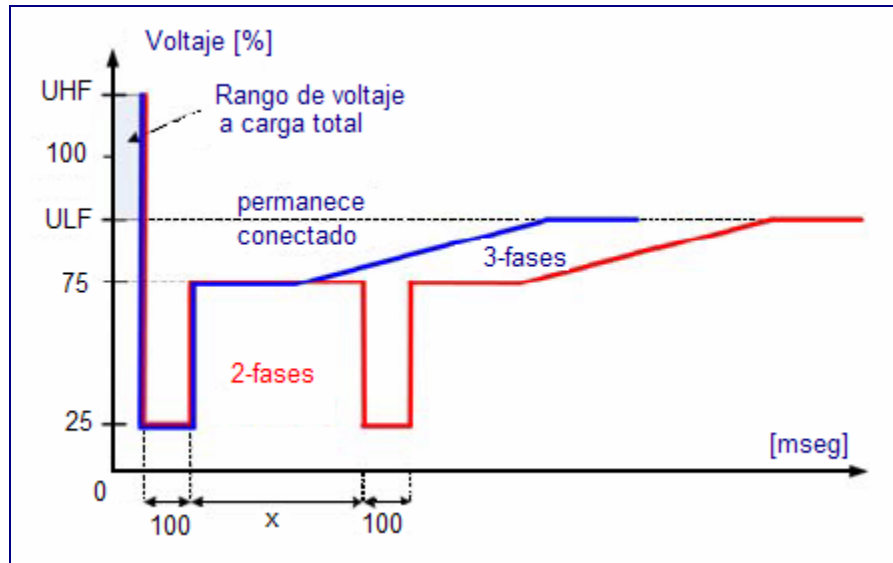


Figura 3.6 Capacidad de respuesta a fallas de los aerogeneradores conectados al sistema de distribución en Dinamarca.

El límite superior de voltaje a plena carga (UHF) y el límite inferior a carga parcial (ULF) en la red de distribución se define en la siguiente tabla.

Tabla 3.2 Niveles de voltaje en la red de distribución Danesa.

Voltaje nominal	Límite inferior a carga parcial $U_{LF}$	Límite superior a plena carga $U_{HL}$
0.4 kV	0.38 kV	0.44 kV
10 kV	10 kV	11 kV
15 kV	14.5 kV	16.5 kV
20 kV	20 kV	22 kV
30 kV	28.5 kV	33 kV
50 kV	47.5 kV	55 kV
60 kV	57 kV	66 kV

Un resumen general de los requerimientos de la capacidad de respuesta a fallas de los aerogeneradores se reporta en la siguiente tabla.

Tabla 3.4 Resumen de requerimientos de la capacidad de respuesta en sistemas de distribución y transmisión

Nivel de voltaje	Capacidad de respuesta a fallas				
	Duración de la falla	Nivel de caída de voltaje	Tiempo de recuperación	Perfil del voltaje	Inyección de corriente reactiva
Sistema de distribución	100 mseg	25% Ur	1 seg	Fases 2 y 3	No
Sistema de Transmisión	100 mseg	25% Ur	1 seg	Fases 1, 2 y 3	No

### 3.3.6 Noruega

Las regulaciones relevantes relacionadas a reglas de interconexión de plantas eólicas son: guías de dimensionamiento técnico de plantas conectadas a redes centrales y regionales; los códigos de red nórdicos, así como la regulación de la calidad de la energía en el sistema de potencia.

**Control de potencia:** se requiere que la producción se limite en un rango de 20% a 100% de la potencia nominal de la central eólica, con rampas ascendente/descendente en el rango de 10-100% por minuto. Además, se requiere que una planta eólica tenga la capacidad técnica para detenerse desde su capacidad plena en 30 seg.

**Rango de frecuencia:** los rangos de frecuencia que se manejan en este país son los siguientes:

- 49.0 – 50.5 Hz, 100% continuo
- 47.5 – 49 Hz reducción de la potencia activa permitida (proporcional a la variación de frecuencia)
- 47.0 – 47.5 Hz, 20 seg
- 50.5 – 51 Hz, 30 min sin reducción de potencia,
- Arriba de 51 Hz, 3 min.

**Compensación de potencia reactiva<sup>38</sup>:** se requiere que las plantas eólicas operen a plena carga con un factor de potencia de alrededor de  $\cos\phi = \pm 0.91$ , referido al lado de alta tensión del transformador. Se requiere que el regulador de voltaje proporcione un valor resultante de voltaje en estado estable dentro del rango de 0-10%.

<sup>38</sup> “Veileder for teknisk dimensjonering av anlegg tilknyttet regional og sentralnettet (in Norwegian)”; Statnett 2005, <http://www.statnett.no>

### 3.3.7 *República Checa*<sup>39</sup>

La operación segura del sistema de potencia presupone que los requerimientos de unidades individuales se especifiquen de manera clara. Tales requerimientos deben reflejar las necesidades del sistema de transmisión.

**Valores permitidos de voltaje y frecuencia.** Todas las unidades de generación deben ser capaces de permanecer operando con potencia activa y reactiva nominales, generadas en el rango de frecuencias de 48.5 a 50.5 Hz y un voltaje terminal en un rango de 95% a 105% del nominal  $U_n$ . Dos frecuencias límites,  $f_{\min}$  y  $f_{\max}$ , a las cuales la unidad no debe operar, esto lo debe definir de manera clara el operador, para cada unidad generadora.

**Capacidad de respuesta ante fallas:** las unidades deben resistir a fallas en la red eléctrica de acuerdo con lo siguiente:

- Estabilidad dinámica antes y después del corto circuito.
- Estabilidad en estado estacionario (sobre pérdida de capacidad para transferir potencia activa sobre un perfil de transmisión débil).

Cuando la estabilidad dinámica se ve amenazada, las unidades se deben equipar con la protección adecuada.

#### **Requerimientos relacionados con el rango de regulación de la unidad**

El generador debe ser capaz de suministrar, potencia activa nominal dentro de un rango de factores de potencia desde  $\cos \varphi_{\text{IND}} = 0.85$  (suministro de potencia reactiva inductiva) a  $\cos \varphi_{\text{CAP}} = 0.95$  (generador sobre-excitado) dentro de un rango de voltaje terminal permitido del  $\pm 5\% U_n$  y con una frecuencia entre 48.5 y 50.5 Hz.

Los requerimientos para la regulación de potencia resumidos arriba, se pueden intercambiar por los siguientes: el generador debe ser capaz de suministrar potencia activa nominal dentro de un rango de factores de potencia de  $\cos \varphi = 0.85$  (suministro de potencia reactiva inductiva) a  $\cos \varphi = 0.95$  (generador sobre-excitado) dentro de un rango de voltaje permitido de 400 kV  $\pm 5\%$ , 220 kV  $\pm 10\%$  y 110 kV  $\pm 10\%$ .

### 3.3.8 *Irlanda*

La Comisión para Regulación de Energía (CER) aprobó los códigos de red propuestos para centrales eólicas en Julio del 2004 y están vigentes desde mayo del 2005. Los requerimientos permitidos por CER incluyen el control de potencia, rango de frecuencia, compensación de potencia reactiva y capacidad de respuesta a fallas.

---

<sup>39</sup> Rules for Transmission System Operation: Extract from The Grid Code; Part I. Basic conditions for the use of the Czech Transmission System, Chapter 5, Conditions for the operation of generating units: Revision 06, January 2006.

**Control de potencia:** el código de red requiere para centrales eólicas una tasa máxima de rampa de  $x$  MW por minuto, en donde  $x$  se encuentra en el rango de 1 a 30.

**Rango de frecuencia:** bajo rangos de frecuencias normales, las centrales eólicas deberán operar con una potencia activa de salida como se muestra en la línea B-C de la figura 3.7. Si la frecuencia cae abajo del punto B, entonces, la central eólica deberá ascender la rampa para elevar la potencia activa de salida de acuerdo con las características potencia activa-frecuencia, que se definen por la línea B-A. Una vez que la frecuencia se eleva por encima del punto C, entonces la central eólica descende la rampa para reducir su potencia activa de salida, de acuerdo con las características frecuencia/potencia activa definidas por la línea C-D-E. A frecuencias más altas en el sistema de transmisión o igual a la curva D-E, no deberá haber potencia activa de salida por la central eólica.

Los rangos de frecuencia requeridos incluyen:

- 49.5 – 50.5 Hz continuamente a potencia nominal.
- 47.5 – 52.0 Hz para 60 min.
- 47.0 – 47.5 Hz para 20 seg, permanece sincronizado al sistema de transmisión, durante la tasa de cambios de frecuencia arriba, e incluyendo 0.5 Hz por segundo.

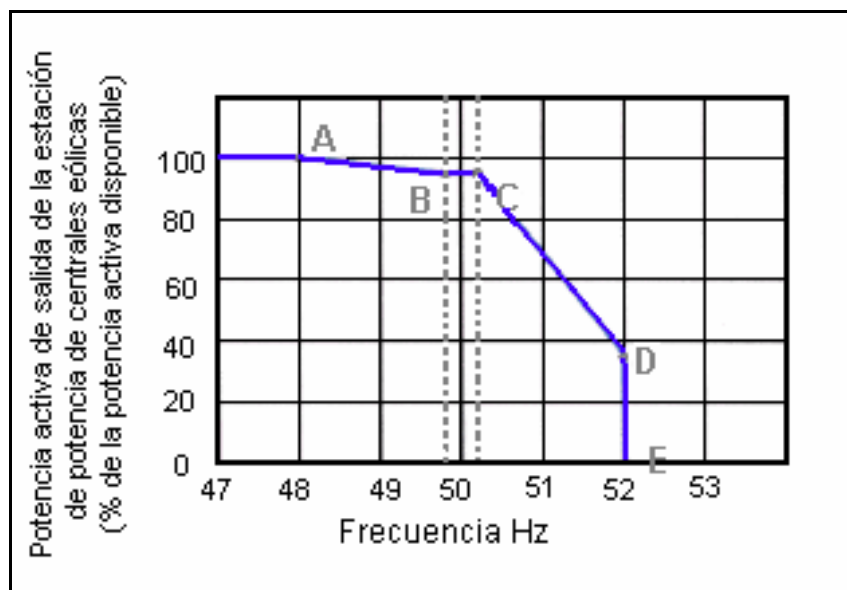


Figura 3.7 Curva de respuesta frecuencia-potencia

**Compensación de potencia reactiva:** en Irlanda, la central eólica deberá tener la capacidad de operar con los factores de potencia siguientes:

- 0.95 (100% potencia activa),
- 0.835 (50% potencia activa),
- 0.835 (10% potencia activa) atraso o adelanto, como sea adecuado, medido en el lado de baja tensión del transformador conectado a la red eléctrica.

**Capacidad de respuesta a fallas:** los requerimientos establecidos para este código incluyen:

- Aplica para los niveles de tensión en distribución y transmisión.
- El tiempo de liberación de falla debe ser entre 600 a 625 mseg.
- El nivel de caída de voltaje será de 15%  $U_r$ .
- Tiempo de recuperación 3 seg.
- Perfil de voltaje para las fases 1, 2 y 3.
- No debe inyectar potencia reactiva.

### 3.3.9 Reino Unido<sup>40</sup>

Inglaterra, Gales y Escocia, unificaron sus códigos de red<sup>41</sup>. En abril del 2005<sup>42</sup> entró en vigor el código de red de Gran Bretaña, el cual aplica a los tres países. El 19 de noviembre del 2007 entró en vigor la revisión 24.

Los requerimientos que más impactan en la interconexión de fuentes distribuidas en Inglaterra, Gales y Escocia incluyen lo siguiente:

**Control de potencia:** los requerimientos de tasa rampa aplica para plantas eólicas entre 300 MW y 1000 MW (50MW/min) y para plantas arriba de 1000 MW (40 MW/min). Escocia tiene ligeras diferencias en la tasa rampa con respecto a los otros dos países.

#### Inglaterra y Gales:

- Para una cambio arriba a 300 MW: Sin demanda.
- Para un cambio entre 300 y 1000 MW: 50 MW/min.
- Para un cambio sobre 1000 MW: 40 MW/min.

#### Escocia:

- Menores de 15 MW: sin límite
- 15 MW a 150 MW: 20% de salida nominal/min (1 minuto promedio), 7% de salida nominal /min (10 minutos promedio).
- Arriba de 150 MW: 30 MW/min (1 minuto promedio), 10 MW/min (10 minutos en promedio)

---

<sup>40</sup> Florin Iov, et.al.; *Mapping of Grid Faults and Grid Codes*; Riso National Laboratory, Technical University of Denmark; Roskilde, Denmark, July, 2007.

<sup>41</sup> “New Generation technology and Great Britain grid Codes”, Sinclair Knight Mertz 2004.  
[http://www.ofgem.gov.uk/temp/ofgem/cache/cmsattach/9814\\_grid\\_code\\_changes\\_pdf](http://www.ofgem.gov.uk/temp/ofgem/cache/cmsattach/9814_grid_code_changes_pdf)

<sup>42</sup> “The Grid Code, issue 3 revision 1.2” national Grid Electricity Transmission, 2005:  
<http://www.nationalgrid.com>

---

**Rango de frecuencia:** cada planta eólica debe ser capaz de mantener continuamente su potencia activa de salida a un nivel como se especifica a continuación:

- 47.0 – 47.5 Hz, 20 seg
- 47.5 – 52.0 Hz, continuo.
- (49.5 – 50.0 Hz, 100% de potencia activa).
- (49.5 – 52.0 Hz, 100% de potencia activa para interconexiones en CD).

**Compensación de potencia reactiva:** las plantas eólicas deben ser capaces de mantener, la cero transferencia de potencia reactiva en el punto de entrada a la red, a todos los niveles de potencia activa de salida, bajo condiciones de voltaje en estado estable. Todas las plantas eólicas que se instalen después de enero del 2006 deberán ser capaces de suministrar MW nominales de salida. Aplica en cualquier punto entre los factores de potencia de, 0.95 (atraso) y 0.95 (adelanto); en el punto de conexión con la red, en Inglaterra y Gales; o en el lado de alta tensión del transformador. De 0.95 inductivo (del 100% a 20%) a 0.95 capacitivo (del 100% a 20%)

**Capacidad de respuesta a fallas:** las unidades de generación deberán permanecer conectadas y estables transitoriamente. Las unidades no deberán salir ante cualquier tipo de falla, por corto circuito en el sistema de transmisión. Cuando opera a voltaje de red para un tiempo de liberación total superior a 140 mseg. La duración de voltaje cero depende de la protección local y de los tiempos de operación del interruptor de potencia. Esta duración y el tiempo de liberación de falla, se especifican en común acuerdo entre el operador del sistema de transmisión y los propietarios de las centrales. Siguiendo la liberación de la falla, la recuperación del voltaje de red al 90% puede tomar más de 140 mseg. En la figura 3.8 se muestra el comportamiento del requerimiento.

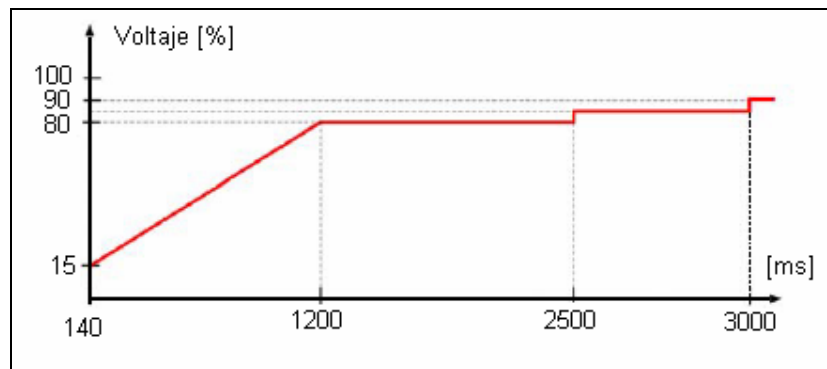


Figura 3.8 Requerimiento de capacidad contra fallas en la redes de Reino Unido.

Los mismos requerimientos que se mencionan anteriormente son validos para sags de voltaje con una duración de restablecimiento mayor a 140 ms.

Para evitar la operación isla no deseada, las unidades de generación en Escocia deberán disparar para las siguientes condiciones:

- Voltaje medido en el punto de acoplamiento común, abajo del 80% durante más de 2 seg.
- Voltaje medido en el punto de acoplamiento común, arriba de 120% (115% para 275 kV) durante más de 1 seg.

### 3.3.10 Italia<sup>43</sup>

En Febrero del 2006 se implementaron los requerimientos de interconexión para centrales eólicas de acuerdo con la referencia citada, dentro de los requerimientos de sus códigos de red se considera la capacidad de respuesta a fallas. La cual se describe.

**Capacidad de respuesta a fallas:** las reglas generales, de interconexión al sistema de transmisión en Italia se reportan en las referencias<sup>44</sup>. En 2006 se editó el documento con los requerimientos de conexión para centrales eólicas con una potencia nominal de alrededor de 25 MW conectadas a niveles de voltaje arriba de 30 kV.

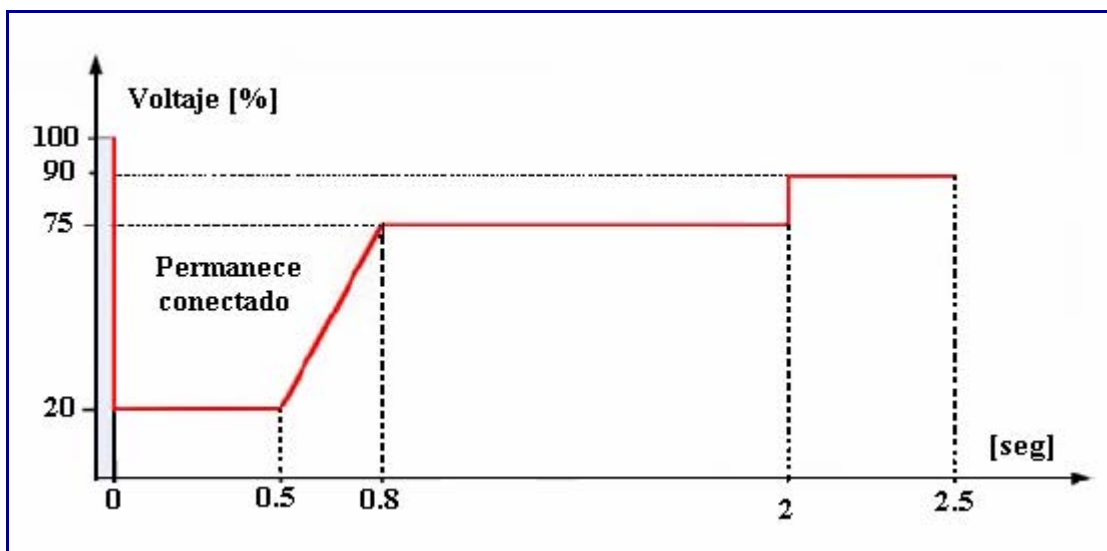


Figura 3.9 Perfil del voltaje para capacidad de respuesta a fallas.

En este país no se tienen requisitos específicos en sus códigos de red. El ente regulador (TERNA) no permite conexiones de plantas con potencias menores a 10 MVA, generalmente conectadas a las redes de distribución. A estas las están monitoreando los distribuidores de energía eléctrica.

<sup>43</sup> CEI 11/32, Appendice N.6 – Normativa impianti di produzione eolica, February 2006 (draft).

<sup>44</sup> ENEL – DK 5400 - Criteri di allacciamento di clienti alla rete AT della distribuzione, October 2004;  
ENEL -- DK 5740 - Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete MT di ENEL distribuzione, February 2005;



### 3.3.11 Canadá

Existen requerimientos específicos en 3 provincias: Alberta, Ontario y Quebec. Otras provincias están en fase de desarrollo con sus códigos de red como: Columbia Británica, Manitoba y Saskatchewan. Cada trabajo es independiente y específico para cada provincia. Los requisitos son para control de potencia en las turbinas, control de potencia reactiva, sistema de control y tolerancia de frecuencia y voltaje, control de permanencia en la red ante perturbaciones, control supervisorio (SCADA) y estabilización de potencia.

**Tolerancia de frecuencia:** este requerimiento es obligatorio y considera lo siguiente:

- Operación normal continua entre 59.4 Hz y 60.6 Hz.
- Capacidad que se basa en el tiempo de baja frecuencia.
- Capacidad que se basa en tiempo de sobre frecuencia.

**Tolerancia de voltaje:** este requerimiento es obligatorio y considera lo siguiente:

- Operación normal continua entre + 10% y -10% del voltaje nominal en el punto de interconexión (lado de alta tensión del transformador). En Northern Ontario este rango se puede exceder.
- Capacidad en base al tiempo de sobre voltaje.
- Capacidad en base al tiempo de bajo voltaje.

**Control de potencia:** el control de la potencia incluye la capacidad para limitar la potencia máxima de salida y controlar las tasas de rampa, es útil y deseable pero no un requerimiento. Se trata de un requerimiento para nuevos proyectos a futuro y en la medida que la penetración de esta tecnología se incrementa.

**Capacidad/Control de potencia reactiva:** es un requerimiento que puede variar dependiendo de: a) provincial y b) el sitio. Este requerimiento es como sigue:

Capacidad reactiva a salida plena.- proporciona 0.90 de atraso a 0.95 de adelanto a MW's de salida plena, reúne los requerimientos de capacidad reactiva y se permitirá la interconexión automática sin hacer caso de a). provincial o b) condiciones específicas del sitio.

Si se tiene una capacidad reducida, entonces, se determinará por lo siguiente:

- a). De acuerdo con las reglas provinciales.
- b). En acuerdo con los fallos de los Estudios de Impacto al Sistema desarrollado en sitio específico y que muestra la capacidad actual máxima que se requiere.

Un resumen de los requerimientos de códigos base recomendados por la Canadian Wind Energy Association se reportan en la tabla 3.5.

---

En las siguientes dos figuras se puede apreciar los rangos establecidos de códigos de red de las tres provincias con requerimientos ya establecidos<sup>45</sup>.

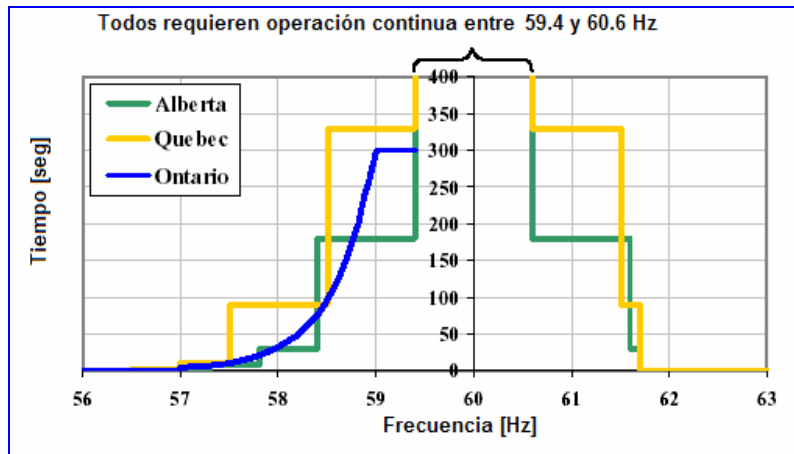


Figura 3.10 Comparación de requerimientos de tolerancia de frecuencia en tres provincias de Canadá.

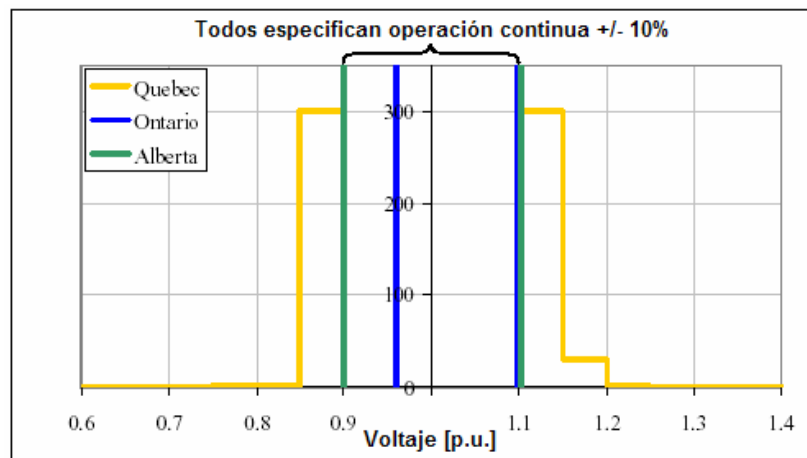


Figura 3.11 Comparación de requerimientos de tolerancia de voltaje en tres provincias de Canadá.

<sup>45</sup> Base Respuesta a la frecuencia del sistema Code; Canadian Wind Energy Association, , Garrad Hassan Canada Inc., 2005 Ottawa, Ontario, 2005.

Tabla 3.5 Requerimientos del Código Base.

Requerimiento	Formato	Información
Control de potencia reactiva de la turbina	Variable	Implementa 0.95 de adelanto a 0.90 de atraso a plena carga, dinámica firme y requerimientos de carga parcial. La implementación hasta el momento se debe permitir considerando: a) provincia y b) en sitio. La discusión sugiere 0.95 de adelanto contra 0.90 de atraso.
Control de la potencia de la turbina	Se hace notar pero no se requiere	En espera, sin requerimientos hasta el momento. Se muestra como deseable y probable para que se requiera en el futuro.
Respuesta a la frecuencia del sistema	Se hace notar pero no se requiere	En espera, sin requerimiento. Las discusiones sugieren se allane el camino para la posible implementación en el futuro, en la medida en que se necesite en las diferentes provincias.
Control de voltaje del sistema	Variable	La implementación se deberá permitir para que cambie con a) provincia y b) en sitio. Se sugieren requerimientos detallados de funcionamiento, de la discusión de los requerimientos de Alberta como un punto de partida.
Capacidad LVRT	Obligatoria pero variable	Normalizado en Quebec, pero se permite que cambie con a) provincia y b) en sitio. Los detalles a discusión incluyen LVRT con fases desbalanceadas.
Tolerancia de frecuencia	Obligatorio	Operación continua entre 59.4 Hz y 60.6 Hz. Consideraciones más rígidas se deberán proporcionar para los requerimientos de baja y alta frecuencia y hacerlo extensivo para que en Québec se pueda acomodar.
Tolerancia de voltaje	Obligatorio	Operación continua entre $\pm 10\%$ . Las consideraciones más rígidas se deberán proporcionar para requerimientos de bajo y alto voltaje, incluyendo posiblemente el requerimiento de $\pm 15\%$ para 300 segundos a Québec y considerando LVRT en relación a bajo voltaje.
Aguante a Secuencia de fase negativa	Si requerimiento	Considerados en los requerimientos de capacidad de respuesta a bajo voltaje (LVRT) y requerimientos actuales de calidad de la energía.
Proveer información		Que se proporcionen datos normalizados. Fuertemente recomendado, propuesta adoptada por la AWEA para convocar a un grupo de modelado con opciones de trabajo individual. Desarrollo recomendado en conformidad con requerimientos de prueba.
Monitoreo de operación	Obligatorio	La selección de una norma asignada de datos en tiempo con variación de acuerdo con a) provincia y b) en sitio. Proveer un canal de comunicación abierta para las instrucciones de control del operador del sistema y similar.
Estabilización del sistema de potencia	Se hace notar pero no se requiere	En espera sin requerimiento. La discusión posible será sobre el valor y forma de implementarse en el futuro.
Provisión de inercia	Sin requerimiento	En espera sin requerimiento. La discusión posible será sobre el valor y forma de implementarse en el futuro.

### 3.3.12 Otros países

De acuerdo con la relación de documentos que se reporta en la sección 3.2 existen otros países de los cuales se omitirá su resumen descriptivo, por no contar con la información suficiente para ello.

#### *Australia*

Posee su código eléctrico nacional, en el cual se da igual trato a cualquier fuente de generación, aunque destaca la necesidad de regulaciones especiales en cuanto a fuentes alternas.

#### *Portugal*

No tiene requisitos específicos en sus códigos de red. No obstante, hace hincapié en controles de frecuencia, voltaje y potencia activa; así como la verificación en el modelado de las centrales eoloeléctricas.

**Francia**

No tiene requisitos específicos en sus códigos de red. Por otra parte, encabeza en el seno de la Comunidad Económica Europea, el Mercado Energético Regional del sureste europeo, donde naciones como Albania, Bosnia-Herzegovina, Bulgaria, Croacia, Kosovo, Macedonia, Montenegro, Serbia, Rumania y Turquía mantienen un grupo de trabajo enfocado a conformar un código de redes común.

**Bélgica**

No tiene requisitos específicos en sus códigos de red, más allá de los requerimientos obligados para cualquier otro tipo de planta. Existen diferentes normativas para centrales menores de 25 MW inclusive, y otras para centrales mayores a 25 MW. Se basa principalmente en los códigos alemanes.

**Grecia**

El operador del sistema de transmisión pone en marcha al sistema de potencia y planea su desarrollo, también reúne los requisitos de operación en los puntos de conexión.

En este país se solicitan requerimientos específicos en sus códigos de red. Existe una serie de requerimientos a cumplir por el generador eoloelectrico, circuitos de mando, límites y variaciones de voltaje en el punto común de interconexión, limitaciones en distorsiones armónicas, factores de severidad ante parpadeos de voltaje, etc.

**Polonia**

Sus códigos de red establecen requerimientos técnicos para una central eoloelectrica: regulación de potencia activa, operación a distintos niveles de voltaje y frecuencia, conexión y desconexión de la red, control de voltaje y potencia reactiva, condiciones de operación durante perturbaciones en la red, estándares para seguimiento de calidad, sistemas de protección, monitoreo y telecomunicaciones, pruebas de verificación.

**Estonia**

Posee una serie de requerimientos especiales, que a través de su documento específico sobre requerimientos técnicos para la interconexión de aerogeneradores a la red eléctrica, define la manera en que éstos interactúen con la red y cumplan sus exigencias.

**Suecia**

Tienen distintos requerimientos para distintas capacidades de centrales: grandes centrales (mayores de 100 MW), de tamaño medio (25 -100 MW) y pequeñas (1.5-25 MW). Existen requisitos para control de voltaje, control de potencia y telecomunicaciones.

**Finlandia**

No tiene requerimientos específicos en sus códigos de red.

**Nueva Zelanda**

Posee distintos códigos de red desarrollados por los operadores de las líneas de transmisión, haciendo énfasis a la calidad de la energía, estabilidad de frecuencias y voltajes,

permanencia de conexión ante ciertas perturbaciones en la red, control supervisorio (SCADA), modelado de las centrales, verificación y pruebas operacionales.

***Brasil***

Tiene una “*Guía de Proyecto Eléctrico para Centrales Eólicas*”, en donde se especifican las características de conexión de sus centrales a la red.

Existen iniciativas de índole regional, como la ya explicada por Francia en el sureste europeo, y por otra parte, la que tienen los países escandinavos: Dinamarca, Finlandia, Suecia, Noruega e Islandia, en el sentido de armonizar sus códigos de red en el contexto de la transmisión de electricidad en la región nórdica de Europa.

El caso del grupo liderado por las 5 principales potencias eoloeléctricas instaladas en el mundo (Alemania, España, Estados Unidos, India y Dinamarca) tiene un grado especial de avance, dado el grado de penetración de la tecnología en estos países.

---

## Bibliografía

---

1. African Wind Energy Association (AfriWEA), <http://www.afriwea.org>
2. American Wind Energy Association (AWEA), <http://www.awea.org>
3. Asociación Argentina de Energía Eólica, <http://www.argentinaeolica.org.ar/portal/index.php>
4. Asociación Mexicana de Energía Eólica, <http://www.amdee.org>
5. Australian Wind Energy Association (AusWEA), “Best Practice Guidelines for implementation of wind energy projects in Australia”, <http://www.auswind.org/index.html>
6. British Wind Energy Association, Grid Code Representation for Wind Energy, <http://www.bwea.org>
7. California Independent System Operator Corporation (CAISO), “Wind Generation and Grid Operations: Experience & Perspective”, <http://www.caiso.com>
8. Canadian Wind Energy Association (CanWEA), “Development of a Canadian Baseline Grid Code for Interconnection of Wind Farms”, <http://www.canwea.org>
9. Centro Brasileiro de Energia Eólica, “Guia de Projeto Eletrico de Centrais Eólicas” [http://www.eolica.com.br/index\\_ing.html](http://www.eolica.com.br/index_ing.html)
10. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, “Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) y Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA)”, <http://www.diputados.gob.mx>
11. Centre for Wind Energy Technology, India (CWET), <http://www.cwet.tn.nic.in>
12. Christian Nath and Tobias Gehlhaar; Grid Code Compatibility of Wind Turbines, germanischer Lloyd, brussels, November, 2006.
13. Comisión Federal de Electricidad (CFE), “Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) 2007-2016”, <http://www.cfe.gob.mx>
14. Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia y Ministerio de Minas y Energía de Colombia, “Código de Redes de la República de Colombia”

15. Comisión Reguladora de Energía, “Contrato de Interconexión para Fuentes de Energía Renovable, Metodología para la Determinación de los Cargos por Servicios de Transmisión de Energía Eléctrica para Fuentes de Energía Renovable, Convenio para el Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica para Fuentes de Energía Renovables”, <http://www.cre.gob.mx>
  16. China Wind Energy Association, <http://www.cwea.org.cn/main.asp>
  17. E.Fagan, et.al.; Grid Code Provisions for Wind Generation in Ireland; IEEE, 2005
  18. Erlich, I and Bachmann, U.; Grid Code Requirements Concerning Connection and Operation of Wind Turbines in Germany; IEEE, 2005.
  19. Erlich, I and Shewarega, F.; Interaction of Large Wind Power Generation Plants with the Power System; First International Power and Energy Conference PECon, IEEE, November, 2006, Putrajaya, Malaysia.
  20. E.ON Netz - Deutschland, “Grid Code – High and extra high voltage“ [http://www.eon-netz.com/EONNETZ\\_eng.jsp](http://www.eon-netz.com/EONNETZ_eng.jsp)
  21. European and Indian Wind Energy Network (EIWEN), <http://www.euindiawind.net>
  22. European Wind Energy Association (EWEA), “Grid Code Perspectives”, EWEA/EC/ ETSO conference on large scale integration of wind energy, <http://www.ewea.org>
  23. Germanischer Lloyd, “Grid Code Compatibility of Wind Turbines”, <http://www.glgroup.com/glwind>
  24. Global Wind Energy Council (GWEC), “Perspectivas Globales de la Energía Eólica 2006”, Informe en idioma español del GWEC, <http://www.gwec.net>
  25. “Grid Code Requirements Concerning Connection and Operation of Wind Turbines in Germany”, I. Erlich, U. Bachmann, University of Duisburg-Essen and Vattenfall Europe Transmission
  26. Indian Wind Energy Association (InWEA), <http://www.inwea.org>
  27. International Electric and Electronic Engineers, <http://www.ieee.org>
  28. Japan Wind Energy Association (JWEA), <http://ppd.jsf.or.jp/jwea>
  29. Korean Wind Energy Development Organization (KWEDO), <http://www.kwedo.or.kr>
-

30. National Grid Code of England,  
<http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Codes/gridcode>
  31. New Generation Technologies and GB Grid Codes; report on Change Proposals to the Grid Codes in England & Wales and in Scotland; Sinclair Knight Merz (SKM), Final report, December 2004.
  32. New Zealand Wind Energy Association, (NZWEA), <http://www.windenergy.org.nz>
  33. Red Eléctrica de España, “Wind Energy Integration Grid code for Wind Energy in Spain and developments in Europe”, <http://www.ree.es>
  34. Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), “Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-151-SEMARNAT-2006, que establece las especificaciones técnicas para la protección del medio ambiente durante la construcción, operación y abandono de instalaciones eoloelectricas en zonas agrícolas, ganaderas y eriales”, <http://www.semarnat.gob.mx>
  35. Utility Wind Integration Group, <http://www.uwig.org>
  36. Wigton Windfarm Ltd, Jamaica, <http://www.wwfja.com>
  37. World Institute of Sustainable Energy, “Wind Power Development in India”, <http://www.wisein.org>
  38. World Wind Energy Association, <http://www.wwindea.org>
-