

## ANÁLISIS DEL INSTRUMENTO REGULATORIO “MEDICIÓN NETA” (NET METERING) Y SU POTENCIAL APLICACIÓN AL CASO COLOMBIANO

**Sergio Botero B. & Carlos A. Morales R.**

Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Sede Medellín.

sbotero@unalmed.edu.co

*Recibido para evaluación: 10 de Noviembre de 2008*

*Aceptación: 5 de Diciembre de 2008*

*Entrega de versión final: 12 de Diciembre de 2008*

### **Resumen**

En el presente artículo se resaltan las más importantes políticas, regulaciones o prácticas que se han desarrollado en algunos países para viabilizar un instrumento regulatorio llamado medición neta, el cual que ha demostrado ser clave en el desarrollo de la generación distribuida. Dentro del análisis de la prácticas internacionales se resalta la forma en que se han constituido los marcos regulatorios, de manera que puedan servir como un modelo para el marco regulatorio colombiano en la implementación de la medición neta.

Con base en los análisis anteriores y en el marco regulatorio colombiano vigente, se presentan unas consideraciones generales y una propuesta básica, que pueden servir para un posterior estudio sobre la introducción de un marco regulatorio que incentive la implementación de la medición neta.

**Palabras Clave:** Generación distribuida, Marco Regulatorio, Medición Neta, Eficiencia Energética.

### **Abstract**

This paper shows the most important policies, regulations and practices that have been developed in some model countries, to develop a regulatory instrument named Net Metering, which has demonstrated to key in the development of Distributed Generation. In the analysis of international practices, there is a study about the way that foreign frameworks have been constituted, to have them as a model for Colombian regulatory framework for the implementation of net metering.

With basis in those analysis and on Colombian regulatory framework, some general considerations and a basic proposal are presented. They could serve for subsequent studies about the introduction of a regulatory framework which incentives the implementation of net metering.

**Keywords:** Distributed Generation, Regulatory Framework, Net Metering, Eficiencia Energética.

## 1. INTRODUCCIÓN

La generación distribuída se ha constituido en una opción de desarrollo de los sistemas eléctricos en los cuales se logra un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, a la vez que se minimizan los impactos ambientales los riesgos de suministro de electricidad, en comparación con los sistemas tradicionales de generación centralizada.

Uno de los instrumentos regulatorios que más impacto ha tenido para viabilizar la generación distribuída en diversos países es la Medición Neta. En el presente artículo se hace una descripción de este instrumento regulatorio y de experiencias que se han tenido a nivel internacional, finalmente se hace un análisis para el caso colombiano.

## 2. LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Generación distribuida podría definirse como la modalidad de generación de energía eléctrica en la que se busca generarla lo más cerca posible al lugar de su consumo incorporando herramientas de tecnología moderna y el respaldo de la red del sistema eléctrico, para compensar cualquier requerimiento adicional de compra o venta de energía eléctrica, considerando el uso de baterías y acumuladores para el suministro de electricidad.

Es importante entonces presentar otras definiciones expuestas por diversos autores para dar una idea del rango dentro del cual puede incluirse el concepto de generación distribuida

- Producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan

conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico.

- Es la generación conectada directamente en las redes de distribución.
- Es la generación de energía eléctrica mediante instalaciones mucho más pequeñas que las centrales convencionales y situadas en las proximidades de las cargas.
- Son sistemas de generación eléctrica o de almacenamiento, que están situados dentro o cerca de los centros de carga.
- Es la generación de energía eléctrica a pequeña escala cercana a la carga, mediante el empleo de tecnologías eficientes, destacando a la cogeneración, con la cual se maximiza el uso de los combustibles utilizados.

Dentro de estas definiciones puede encontrarse que el concepto de generación distribuida se asocia con instalaciones que son relativamente más pequeñas que las centrales de generación. Según la capacidad de generación, hay una amplia variabilidad en cuanto a rangos para incluir la generación distribuida: puede ir desde valores menores a 500KW; hasta valores de 20 MW o más. Para el caso colombiano de acuerdo a la definición regulatoria de planta menor, se podría decir que la generación distribuída es aquella que tiene capacidad de generación menor de 20 MW.

De igual forma la generación distribuída puede realizarse con combustibles convencionales o no convencionales, también se puede definir por el hecho de que utilice almacenamiento de energía. La Figura 1 muestra una clasificación de las tecnologías de generación distribuida.

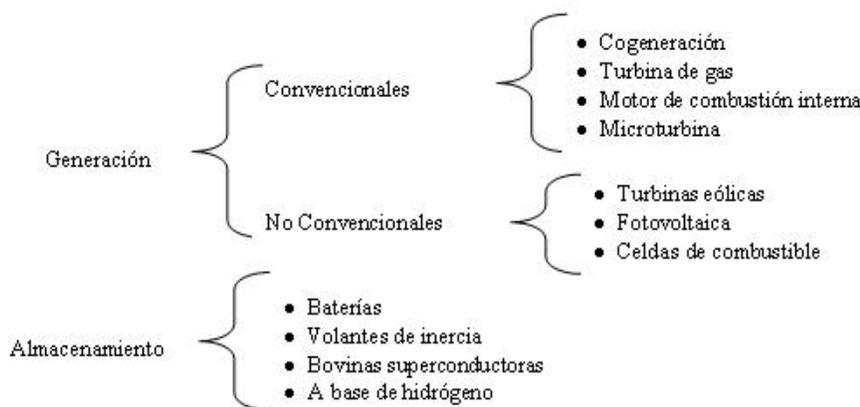


Figura 1. Clasificación de tecnologías de generación distribuida

### 3. INSTRUMENTO REGULATORIO MEDICIÓN NETA

Net Metering o Medición Neta es una herramienta regulatoria que permite a las empresas o domicilios que invierten en generación eléctrica local y conectada a la red, obtener una mayor tasa de retorno a sus inversiones. Siendo especialmente útil para aquellas tecnologías que producen energía renovable e intermitente como son solar fotovoltaica y energía eólica. En términos sencillos, la medición neta permite a los clientes generar su propia electricidad, “depositando” en la red los excedentes y “retirla” desde la red cuando los requerimientos sean mayores que la producción.

Bajo este mecanismo se emplea una métrica para determinar la energía que se entrega a la red, mediante flujos de entrada o salida de electricidad, este tipo de operaciones puede ser realizado utilizando contadores “bi-direccionales” simples (BELL, 2003).

Esta metodología que regularmente es usada para pequeños sistemas de generadores eléctricos, con una capacidad aproximada a 25 kW y regularmente se utiliza en sistemas fotovoltaicos, eólicos, hidroeléctricos y de celdas de combustible cuenta dentro de sus más importantes ventajas que elimina la necesidad de utilizar sistemas de almacenamiento de energía, reduce el costo del sistema del cliente, permite que el dispositivo almacene el exceso de generación eléctrica y permite hacer un seguimiento tanto de la electricidad almacenada como de la que provee el dispositivo (PACIFIC POWER, 2004).

Este mecanismo ha probado ser eficiente en el desarrollo de infraestructura para generar electricidad renovable en Europa, Japón, y los Estados Unidos. En países como Argentina y Brasil se está empezando a probar dicha política

Como herramienta para fomentar la energía renovable, es posible solamente en los casos de aquellos que ya tienen acceso a la red eléctrica y es especialmente útil para aquellas tecnologías que producen energía renovable e intermitente como son: solar fotovoltaica y la energía eólica, pero se puede usar también con cualquier tecnología.

Hay diferentes políticas llamadas Net Metering pero no todas funcionan igual (BELL, 2003,):

- Medición neta sencilla: La manera más fácil de

realizar la medición neta es con un simple contador “bi-direccional” que mide el uso y la producción de electricidad del cliente (el del excedente generado pero no usado in situ). Esto permite a los clientes usar sus excedentes en cualquier otro momento antes que el registrador tome la lectura para cobrar la cuenta. Significa que al introducir un kilovatio-hora de electricidad a la red el contador se mueve hacia atrás una unidad. Al día siguiente esta unidad será usada gratis porque el contador se mueve hacia delante una unidad y regresa al mismo lugar...como si nunca se moviera. Si cuando la empresa hace la cuenta el cliente ha usado más electricidad de la que su sistema ha introducido a la red, el cliente tendrá que pagar precio de venta por la diferencia. Si cuando la empresa hace la cuenta el cliente ha introducido más electricidad de la que su hogar o negocio ha tomado de la red, el cliente recibe ninguna indemnización por la diferencia.

- Medición neta completa: La medición neta sencilla ayuda a las empresas o domicilios que invierten en la generación renovable a obtener una mayor tasa de retorno de sus inversiones. Sin embargo, hay personas quienes entienden que la medición neta es algo más: algo que ofrece todavía más beneficios a dichos clientes. Con la medición neta completa, los clientes ganan a medida que aumentan su producción. La medición neta sencilla, por ejemplo, no permite que los clientes se aprovechen de los ciclos estacionales. Por ejemplo: la electricidad (kWh) excedente generada durante el verano por los fotovoltaicos no se puede usar para desplazar la demanda durante el invierno, pero con la medición neta completa si se puede. Hay dos maneras de hacerlo: La primera es un método que permite a los clientes ahorrar sus excedentes introducidos en un mes y usarlos el próximo periodo de cuenta. A esta variante se lo denomina en inglés “power banking” o “rolling credit”.

Es una manera fácil y económica de aumentar la proporción de electricidad que el cliente recibe. También funciona bien con las tecnologías intermitentes. Por ejemplo: si hay un mes de mucho sol, los excedentes creados por los fotovoltaicos no se malgastan porque se pueden usar el próximo mes, aunque sea muy nublado. La segunda manera es pagándole a los clientes en efectivo por sus excedentes, según el precio de venta al por menor de la empresa (en inglés *retail*), o al costo al que los clientes están generando energía (en inglés

*avoided cost*), o mejor un valor superior al precio de venta (en inglés *premium*). Ampliando estos conceptos, se habla de *retail price* cuando se hace referencia al precio de venta al por menor que cobra una empresa al

usuario final, en esta tarifa se le cobra al usuario los costos de generación, transmisión, distribución, comercialización y otros.

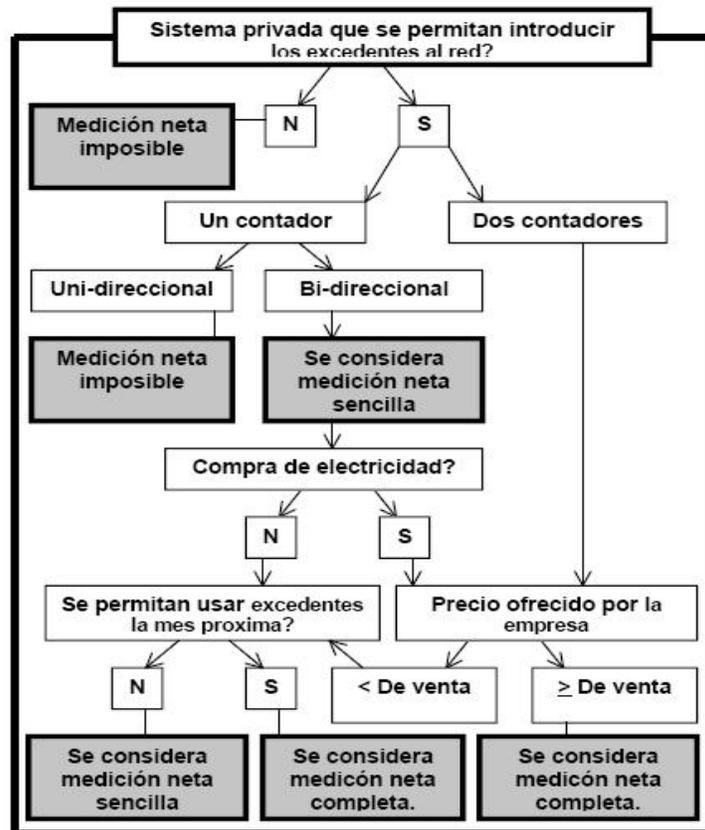


Figura 2. Cómo identificar qué es medición neta.

Se habla de *avoided cost* o costo evitado cuando un cliente de un programa de medición neta está generando su propia energía y le está “evitando” a la compañía generadora de energía el costo de esa generación; para el caso de un monopolio natural en el que una sola compañía presta el servicio de energía eléctrica, el costo de generación de la energía para el cliente y

que es evitado por la compañía generadora es llamado *avoided cost*, si es el caso de un mercado en el que hay más de un oferente del servicio de energía eléctrica se podría hablar de costo evitado por el sistema. La combinación de los dos métodos hace que toda la electricidad que genera el cliente sea valorada al precio de venta (BELL, 2003).

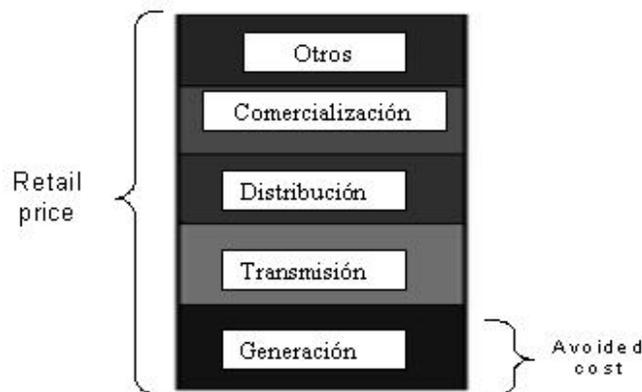


Figura 3. Componentes del precio de la energía eléctrica.

Existe una práctica denominada Retail Wheeling donde el consumidor genera su propia energía y toma los faltantes de la red o suministra sus excedentes, pero en este caso no están regulados los mecanismos de transacción (ZULUAGA, 2005).

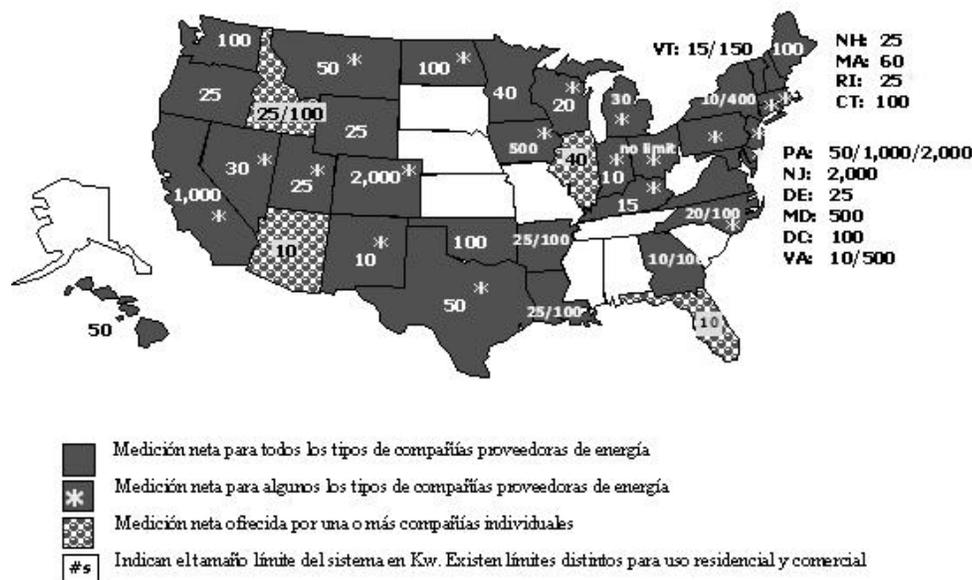
#### 4. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES EN MEDICIÓN NETA

##### 4.1. Estados Unidos

En Estados Unidos hay actualmente 40 estados que utilizan alguna variante del net metering (Figura 4).

Estados como Arkansas y Hawai, por ejemplo, utilizan la medición neta sencilla. Arizona permite la medición neta completa pero ofrece el costo evitado (avoided cost) para cualquier excedente. Colorado, por otra parte, paga al precio de venta completo. En California no se paga nada, pero permite a los clientes ahorrar los excedentes para usarlos al mes siguiente o en el curso del año (DSIRE, 2006).

El Net Metering en Estados Unidos se rige por la ley *Energy Policy Act 2005*, que resalta las necesidades de inversión en la infraestructura energética del país, ayuda a potenciar la confianza en el sistema energético y promueve una diversa combinación de combustibles para generar electricidad (EEI, 2006a).



**Figura 4.** Regulación en los estados que utilizan Net Metering en Estados Unidos en septiembre de 2006

Actualmente esta metodología enfrenta algunos retos, pues cuando se usa con los actuales medidores de energía puede llegar a ser problemática. Los actuales medidores no pueden contabilizar la diferencia entre los picos de precios de la electricidad, ni puede contabilizar la diferencia entre los costos de la electricidad al por mayor y al por menor. Por ejemplo, regularmente los precios al por menor tiene una tasa fija para los usuarios, aunque el costo al por mayor de la electricidad varíe en gran medida para las compañías de distribución, a lo largo del día, con precios más altos en la mañana y en la noche. Así, entregar un KWh al sistema a las 10:00 am tiene el mismo efecto de entregarlo a las 3:00 pm ignorando el verdadero costo

de la energía en ese momento. La figura 4 muestra una curva de costo horario típica que ilustra la diferencia de precios. De esta forma, los clientes del Net Metering pueden aprovechar las diferencias en precios para lograr un beneficio propio.

Dadas estas condiciones, existe la necesidad de utilizar medidores más avanzados. Los medidores que ayudan a evitar estos problemas son llamados *medidores inteligentes*, que ayudan a garantizar que al cliente de Net Metering sólo se le pague el valor real de la electricidad la hora en la que la electricidad es producida y consumida. Estos medidores permiten que contabilice con el valor verdadero de la energía y hasta permita hacer un mejor cálculo de costo de distribución y

transmisión. Otra alternativa a este problema es que los clientes de este sistema usen dos medidores en vez de uno, de manera que puedan registrar flujos de entrada y de salida con los valores correctos y de forma separada.

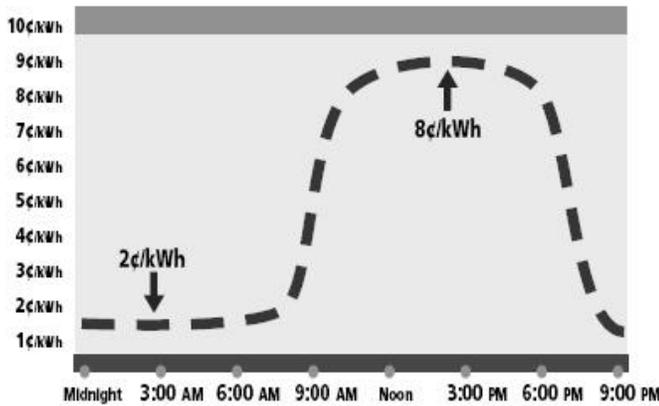


Figura 5. Curva de costo horario característica de picos en verano en los EE.UU.

La regulación actual exige que cada dispositivo eléctrico ofrezca a sus clientes y les provea en caso de pedirlo, un calendario de tarifas basadas en tiempo (*time-based rate schedule*). Los calendarios de tarifas con “medición inteligente” le permiten al consumidor administrar el uso de la energía a través de una medición avanzada (usando medidores inteligentes) y tecnologías de comunicación (EEI, 2006d). Existen varios ejemplos de medición inteligente contemplados en la ley (EEI, 2006d):

- Tabla de hora de uso
- Picos críticos
- Precios en tiempo real
- Acuerdos de créditos por reducción de carga en los picos (Credits for peak load reduction agreements).

El Estado de California ha elaborado planes para una implementación a gran escala de infraestructura de medición avanzada, esto representa un paso agresivo e innovador buscando promover entre los consumidores conciencia acerca de los periodos de picos de carga y responder a los precios sensibles a los picos para reducir la probabilidad de ocurrencia de apagones. Parece ser que el factor primario en importancia es el económico.

Si la principal preocupación no fuera económica las proyecciones financieras de una inversión que necesita grandes inyecciones de capital deberían realizarse. Los costos y beneficios en el tiempo deberían dar apoyo a la decisión sobre cómo hacer la inversión y típicamente se utilizan metodologías como el VPN (valor presente neto) y la TIR (tasa interna de retorno) para valorar la inversión. También se requiere la utilización de otras evaluaciones adicionales para una evaluación completa de una infraestructura de medición avanzada.

El servicio regulado tradicionalmente opera como un monopolio con la obligación de servir para el beneficio de las accionistas y clientes. El beneficio de un sistema de medición avanzada parece no justificarse sobre la base de un análisis puramente económico. Los beneficios para los usuarios no son fácilmente cuantificables, pues incluye una resolución más rápida de reclamos sobre las cuentas, menores errores, mayor capacidad de respuesta ante una suspensión del servicio, reducción de pérdidas por robos, mayor seguridad en el contador, entre otros (EEI, 2006d).

#### 4.2. Canadá

Actualmente las regiones de British Columbia, Ontario, Quebec, Nova Scotia y Manitoba cuentan con regulaciones aprobadas sobre medición neta y otras zonas estudian su implementación. Los reguladores regionales se han dado a la tarea de revisar políticas y programas que soporten la medición neta. También las compañías de distribución local han desarrollado e implementado programas que mejoran el proceso de aplicación, especificando los requerimientos contractuales y las tarifas aprobadas por los reguladores.

En Canadá las compañías de distribución local ofrecen programas de medición neta básicamente por tres razones (POWER CONNECT, 2006a):

- Con el creciente número de clientes residenciales que instalan sistemas de energía renovable en sus casas se necesita un sistema simple y estandarizado para conectar sus sistemas a la red eléctrica, garantizando seguridad y energía de calidad.
- Muchos clientes residenciales no están durante el día en sus casas usando energía eléctrica mientras sus sistemas están generando energía, la medición neta les permite recibir el valor adecuado por la energía que producen sin necesidad de instalar

sistemas costosos de almacenamiento con baterías.

- La medición neta provee un mecanismo simple, económico y fácil de administrar para incentivar el uso de sistemas de energía renovable que proveen beneficios de orden local, nacional y global.

Los ahorros en la cuenta del cliente dependen de una cantidad de factores, particularmente de la diferencia entre el costo de producción de la energía (avoided cost) y los precios de venta al por menor (retail prices). En general la diferencia está entre \$10 y \$15 dólares canadienses por mes para un sistema fotovoltaico residencial de pequeña escala (2Kw) y entre \$25 y \$50 por mes para una turbina de viento de uso en granjas (10kw) (POWER CONNECT, 2006a).

Actualmente la introducción e implementación de la medición neta en Canadá se hace a través del proyecto “Net Metering Project”, este busca facilitar la introducción de la medición neta en el sector eléctrico, identificar y eliminar las barreras introducidas por la legislación actual sobre energía y gas (Electricity and Gas Inspection Act - EGIA), que es administrado por Measurement Canada, que es una agencia de operación especial (Special Operating Agency) dentro de la industria canadiense y que fue creada para la administración y refuerzo de las legislaciones establecidas sobre electricidad y energía, entre otras, a través de autoridad constitucional exclusiva otorgada por el gobierno de Canadá (MEASUREMENT CANADA, 2006a).

La organización del proyecto está integrada por entidades públicas y privadas involucradas en el sector eléctrico de la siguiente manera:

- Measurement Canada como regulador y fijador de políticas.
- Comité Direccional, que revisa las políticas e implementa las soluciones.
- Grupo Nacional de Trabajo, con representantes de los usuarios, compañías prestadoras del servicio de energía eléctrica, compañías fabricantes de medidores y el regulador.
- Grupo Técnico, conformado por Measurement Canada y compañías fabricantes de medidores.

La situación actual consiste en que bajo la legislación sobre energía y gas, cualquier medidor de electricidad debe ser de un tipo preaprobado y debe ser inspeccionado por Measurement Canada antes de su puesta en servicio. Los medidores han sido

tradicionalmente usados para medir en una sola dirección y los medidores que ahora prestan el servicio no han sido aprobados o inspeccionados para medir en dirección contraria (cuando el consumidor entrega electricidad a la red). La precisión de los actuales medidores en dirección contraria es desconocida y los requerimientos y políticas asociadas a la EGIA no contemplan la medición neta (POWER CONNECT, 2006b).

El proyecto cuenta con recursos de National Resources Canada (NRCAN - <http://www.nrcan-rncan.gc.ca/inter/index.html>) y Measurement Canada se encarga de administrarlos para liderar el trabajo que en cooperación con NRCAN y otras entidades del sector eléctrico pretende identificar y eliminar cualquier barrera introducida por las actuales políticas, regulaciones y especificaciones impuestas por la EGIA. Las propuestas provenientes del grupo de trabajo serán sometidas a consulta pública a través del sitio Web de Measurement Canada (MEASUREMENT CANADA, 2006b). El grupo de trabajo considerará la retroalimentación recibida y comunicará a los públicos interesados las razones de las decisiones a tomar y le dará a Measurement Canada las recomendaciones pertinentes para cambios en políticas, regulaciones y especificaciones para su aprobación y divulgación (POWER CONNECT, 2006b).

Se espera que este proyecto entregue documentación identificando las barreras regulatorias para la medición neta, políticas de Measurement Canada, especificaciones para aprobar los medidores en aplicaciones de medición neta e inspecciones de especificaciones y procedimientos para los medidores que intervienen en las aplicaciones de la medición

La Figura 8 muestra el tipo de regulación existente en diferentes regiones de Canadá. Algunas compañías prestadoras del servicio de energía eléctrica usan la figura de Net Billing, donde se usan dos medidores, uno para calcular la energía consumida y otro para la energía generada. Net Billing permite que la compañía prestadora del servicio de energía eléctrica le cargue al cliente-generador su energía consumida y este mismo obtiene un pago por la energía generada (BELL & HUGHES, 2004, p. 1535). Regularmente esta metodología compensa al usuario con tarifas por debajo del retail price o en el mismo nivel (BELL, 2004, <en línea>).

**Tabla 2.** Tarifas según horarios

Day of the Week	Time	Peak Period	Price (cents/kWh)
<b>Weekends &amp; Holidays</b>	All day	(Off-Peak)	3.5
<b>Summer Weekdays</b>	7:00 a.m. to 11:00 a.m.	(Mid-Peak)	7.5
	11:00 a.m. to 5:00 p.m.	(On-Peak)	10.5
	5:00 p.m. to 10:00 p.m.	(Mid-Peak)	7.5
	10:00 p.m. to 7:00 a.m.	(Off-Peak)	3.5
<b>Winter Weekdays</b>	7:00 a.m. to 11:00 a.m.	(On-Peak)	10.5
	11:00 a.m. to 5:00 p.m.	(Mid-Peak)	7.5
	5:00 p.m. to 8:00 p.m.	(On-Peak)	10.5
	8:00 p.m. to 10:00 p.m.	(Mid-Peak)	7.5
	10:00 p.m. to 7:00 a.m.	(Off-Peak)	3.5



**Figura 8.** Regulación existente en diferentes regiones de Canadá

En este estudio se encontraron algunas empresas que ofrecen algunas de las variantes del Net Metering (BELL, 2003) (ver Tabla 1).

**Tabla 1.** Empresas que utilizan programas de Net Metering en Canadá.

A= Medición Neta Sencilla

B= Medición Neta Completa que se permite ahorrando de electricidad entre meses.

C= Medición Neta Completa donde la empresa compra excedentes a precio al por menor o sino “avoided cost”.

Empresas como Toronto Hydro (<http://www.torontohydro.com/>) ofrecen una tabla de tarifas por hora del día como la que aparece en la Tabla 2.

### 4.3. Dinamarca

Este país ha puesto en marcha un programa de medición neta que tiene sus orígenes en 1999 y que contempla tecnologías de generación fotovoltaicas de pequeña escala. Bajo este programa, la electricidad generada por entes privados es comprada al mismo precio que el que la compañía prestadora del servicio de energía eléctrica cobra cuando vende su electricidad estándar. Este programa ha permitido que efectivamente el medidor del consumidor corra hacia atrás cuando la cantidad de energía que ha entregado a la red ha superado la cantidad de energía que ha consumido. En este programa no se contemplan pagos cuando hay un saldo neto de producción anual (IEA, 2006, <en línea>).

### 4.4. Italia

En marzo de 2001 se inició el programa Roofs Programme que promueve sistemas fotovoltaicos conectados a la red e integrados en edificios, con capacidad entre 1 Kw. a 20 Kw. El propósito del programa es promover una amplia difusión de aplicaciones fotovoltaicas integradas y darle viabilidad a un mercado que permita a las compañías incluir este tipo de tecnologías en sus planes de inversión de largo plazo. La energía producida en este programa está cubierta por un arreglo de medición neta. Dentro de este programa existe una iniciativa llamada 10000 PV Roofs Programme, que liberaliza la electricidad producida a partir de pequeñas instalaciones fotovoltaicas y es promovido por le Miniterio de Ambiente y la Agencia Nacional Italiana para Nuevas Tecnologías, Energía y Ambiente (ENEA). LA regulación cubre intercambios locales, de compra y venta, de electricidad entre el administrador de la red y pequeños autogeneradores de electricidad a partir de plantas fotovoltaicas de capacidad instalada inferior a 20 Kw. Todo este programa funciona

bajo la modalidad de medición neta (IEA, 2004, <en línea>).

Desde 1991, las leyes 9/91 y 10/91 han alcanzado grandes éxitos promoviendo la generación distribuida y preparando las condiciones necesarias para un mercado eléctrico liberalizado. A las compañías industriales y las prestadoras del servicio de energía eléctrica se les permite producir energía para satisfacer su propia demanda y el exceso de electricidad generado es comprado por la red nacional. Estas leyes están actúan de forma coherente con leyes de uso racional de energía, de ahorro de energía y de fuentes de energía renovables y similares (IEA, 2004, <en línea>).

**Figura 9.** Oferta de generación a partir de fuentes renovables

Utilizando el instrumento de medición neta, Italia le ha apostado fuertemente a la generación de energía a partir de fuentes fotovoltaicas y su crecimiento en capacidad y producción es notable (ver Figura 9). El número de plantas en operación de generación de este tipo de energía en 2003 y que reúnen los requisitos para obtener certificados verdes, llegaba a 4 con una generación eléctrica total esperada de 1.3 GWh (IEA, 2004, <en línea>).

**Figura 10.** Capacidad y Producción eléctrica a partir de fuentes fotovoltaicas

## 5. Situación Regulatoria en Colombia

La actividad de generación distribuida no se encuentra regulada de forma explícita en Colombia, sin embargo existen unas disposiciones de ley y unas resoluciones de la Comisión Reguladora de Energía y Gas que reglamentan la generación a pequeña escala y la venta de energía al sistema. ISAGEN (2005) hace una recopilación de estas definiciones, la cuales se citan a continuación:

### 5.1. Productor Marginal

La Ley 142, en su artículo 14, numeral 15 define: “Productor marginal independiente o para uso particular. Es la persona natural o jurídica que utilizando recursos propios técnicamente aceptados por la normatividad vigente para cada servicio, produce bienes o servicios propios de las empresas de servicios públicos para sí misma o para una clientela compuesta exclusivamente por quienes tienen vinculación económica con ella o con sus socios o miembros o como subproducto de otra actividad principal.”

Según esta definición, en el caso de que una empresa decidiera producir energía eléctrica para atender sus requerimientos o los de quienes tienen vinculación económica con ella o con sus socios o miembros, se constituye en un “Productor marginal independiente o para uso particular”.

### 5.2. Autogeneradores

En la resolución 084 de 1996, la CREG define al autogenerador como: “aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del SIN, y puede o no, ser el propietario del sistema de generación.”

Todo usuario que genere energía y la dedique exclusivamente a su uso propio, será definido como autogenerador. Sólo podrá vender sus excedentes en condiciones extremas del mercado y en forma transitoria, como lo es en situaciones de racionamiento.

### 5.3. Cogeneradores

En las resoluciones 085 de 1996 y 107 de 1998, la CREG define al cogenerador como: “aquella persona

natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de cogeneración, y que puede o no, ser el propietario del sistema de cogeneración.”

Según el decreto 3683 de 2003, la cogeneración es el proceso mediante el cual a partir de una misma fuente energética se produce en forma combinada energía térmica y eléctrica, en procesos productivos industriales y/o comerciales para el consumo propio o de terceros y cuyos excedentes pueden ser vendidos o entregados en la red.

A diferencia de los autogeneradores, los cogeneradores pueden vender sus excedentes a la red, si demuestra que está aprovechando tanto energía eléctrica como energía térmica. Sin embargo la energía que venda debe ser al precio de bolsa.

#### **5.4. Plantas Inflexibles**

En el caso de plantas o unidades de generación que son despachadas centralmente, la resolución CREG No 122 de 1998 define: “Una unidad es inflexible cuando las características técnicas de la unidad hacen que genere en una hora a pesar de que su precio de oferta es superior al costo marginal del sistema.”

Debido a la incertidumbre asociada a la generación de electricidad de muchas tecnologías alternas (ej, variabilidad del viento, del sol, etc.), estas plantas cabrían dentro de la definición de plantas inflexibles. Las implicaciones de esto son muy importantes, pues las plantas inflexibles no pueden influir en la determinación del precio de bolsa, es decir, no pueden presentar ofertas a la bolsa de energía, y por ende, la energía que éstas produzcan siempre se venderá al precio de bolsa.

#### **5.5. Plantas Menores**

En la resolución 086 de 1996, la CREG define la generación con plantas menores como: “Es la generación producida con plantas con capacidad efectiva menor a 20 MW, operadas por empresas generadoras, productores marginales o productores independientes de electricidad y que comercializan esta energía con terceros, o en el caso de las empresas integradas verticalmente, para abastecer total o parcialmente su mercado. La categoría de Generación con Plantas Menores y la de Autogenerador son excluyentes. El régimen de estos últimos es el contenido

en la Resolución CREG-084 del 15 de octubre de 1996.”

Se observa entonces que existen figuras regulatorias que se podrían adaptar a la generación distribuida.

#### **5.6. Aspectos tarifarios**

Una de las principales restricciones regulatorias de la generación distribuida se basa en el modelo convencional (uninodal) que tiene el mercado Colombiano. Esto quiere decir que todo KWh de energía que se transe en la red deberá pagar los mismos cargos de uso del red de transmisión (STN) y niveles altos de tensión en distribución (para los niveles bajos de distribución existen tarifas diferenciales de acuerdo a las zonas geográficas, pero estas dependen de las características de cada red, y en una misma área de distribución los cargos serían similares para los consumidores) antes de llegar al cliente final. (ISAGEN, 2005).

Estas condiciones pueden justificarse desde el punto de vista de igualdad y equidad en el mercado, pero únicamente son aplicables al paradigma convencional, puesto que por economías de escala, las plantas grandes son mucho más eficientes que las pequeñas, y la regulación no permite diferenciar el beneficio de estar más cerca del centro de consumo (ahorro de la transmisión en grandes distancias).

En el momento en que un potencial generador distribuido hace cuentas, se encuentra una situación crítica en el aspecto tarifario: cuando se puede vender energía al sistema, esta debe ser vendida a precio de bolsa, el cual normalmente corresponde al componente G (Generación) de la tarifa de energía, sin embargo, si uno de estos usuarios va a comprar energía del sistema, lo debe pagar con una tarifa plena, es decir que incluya los componentes G+T+D+otros (Generación, Transmisión, Distribución, y otros tales como restricciones, impuestos, etc). Esta tarifa plena es de aproximadamente el doble del componente de generación.

En este orden de ideas, la medición neta no tiene viabilidad económica para un generador distribuido, puesto que cuando éste reciba energía de la red, debe pagar el doble de lo que se le reconoce cuando entregue energía a la red.

En lo que respecta a la generación distribuida, no se evidencian tratos preferenciales por parte de la

regulación colombiana. El único incentivo adicional que se podría reconocer para este tipo de tecnologías sería la disminución de pérdidas en las líneas de transmisión y distribución al ubicar sistemas generadores cerca de las cargas. Sin embargo ese único incentivo no parece suficiente para impulsar la generación distribuida, además se debería entrar a arreglos con otras instituciones, como lo son los operadores de redes (transmisión y distribución), pudiéndose dificultar estos acuerdos.

Una forma para viabilizar la generación distribuida sería incluir partes interesadas tales como: autoridades regionales, operadores de red, inversionistas privados, etc, con el fin de obtener precios de energía menores a los que ofrece el sistema nacional, en este punto un generador como ISAGEN podría entrar a participar en la gestión de proyectos conjuntos. Otra posibilidad sería desarrollar sistemas eléctricos “islas” sin relación con el SIN, en las cuales participe el operador de red local, el cual tiene exclusividad sobre el área geográfica. Sin embargo, para lograr esto primero se debería lograr el cambio en las condiciones regulatorias descritas anteriormente.

En el pasado se han hecho esfuerzos para cambiar las regulaciones y fomentar los sistemas de generación el último reportado fue hecho por Asocaña, la asociación de Cañicultores en el Valle del Cauca (Pinto, 2004), en la cual se propuso a la CREG que los sistemas de cogeneración de la región pudieran vender sus excedentes en la red regional sin cobrar el cargo por transmisión nacional, la respuesta fue negativa.

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con base en la investigación hecha sobre el marco teórico de la generación distribuida y la medición neta, la investigación sobre algunas de las mejores prácticas que en cuanto a medición neta se están desarrollando en el mundo y la exploración de marcos regulatorios que han permitido la difusión de la misma, que a su vez ha hecho posible que compañías prestadoras del servicio de energía eléctrica incluyan este instrumento regulatorio dentro de sus portafolios de servicios y que muchos usuarios tengan la alternativa de convertirse en auto abastecedores de energía, en la mayoría de casos energía generada a partir de fuentes limpias y renovables, considero que es totalmente pertinente hacer una propuesta para que dentro del actual marco

regulatorio energético colombiano, se incluyan mecanismos que difundan, promuevan, incentiven, soporten y favorezcan la generalización de la implementación del instrumento regulatorio de medición neta.

Sobre el mecanismo de medición neta pueden hacerse diferentes propuestas teniendo en cuenta los diferentes grupos de interés involucrados (gobierno, ente regulador, compañías prestadoras del servicio energía eléctrica, consumidores, la comunidad general, entre otros) en su potencial puesta en marcha como herramienta regulatoria. De manera general, las siguientes consideraciones podrían incluirse dentro de una propuesta de reforma a un marco regulatorio energético:

- La implementación de un mecanismo regulatorio de este tipo requiere esfuerzos mancomunados entre el Gobierno colombiano, la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), las organizaciones privadas que participan en el sector energético, los usuarios finales y la comunidad en general.
- Por experiencias citadas en otros países un proyecto nacional que esté dirigido a difundir, promover, incentivar, soportar y favorecer este instrumento regulatorio es una excelente manera de traducir propuestas en hechos y hacer una ejecución efectiva de lo que mejor le convenga al país en esta materia.
- El organismo que lidere el proyecto propuesto a nivel nacional para la implementación de la medición neta debe ser el ente regulador, pues al ser la medición neta un instrumento de política energética, quien debe dictar los parámetros para posibilitar la introducción del mismo es el ente regulador.
- Es vital que se haga un análisis de la regulación vigente que permita detectar la existencia de posibles barreras para facilitar la introducción de la medición neta en el sector eléctrico.
- Es claro que el aspecto técnico en cuanto a las especificaciones y forma de operar de los medidores es un elemento crucial. La propuesta va encaminada a que se utilicen medidores inteligentes que permitan el cobro y el pago de tarifas justas, de acuerdo con las variaciones del precio de la energía. Se recomienda entonces el uso de tablas de tarifas según hora del día que contribuyan disminuir las cargas del sistema en horas pico, con tarifas para los usuarios/generadores que entregan a la red, no

inferiores al costo evitado (*avoided cost*) y con tarifas de venta de energía para ellos no superiores al precio de venta en bolsa.

- Diseñar mecanismos de financiación para la adquisición de tecnología y medidores adecuados.
- En términos tarifarios, estudiar las actuales dificultades y un posible establecimiento de facilidades o incentivos para la conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) por parte de los usuarios.
- La posibilidad de que el ente regulador cree mecanismos o programas, en conjunto con otros organismos públicos, para incentivar la inversión de los usuarios en tecnologías renovables que potencialmente se acogerían al instrumento de medición neta.
- El ente regulador debe ser quien diseñe parámetros para establecer un estándar técnico-funcional de los medidores a utilizar, con el fin de tener control sobre el tipo de medidores a usar, de forma que cumplan los requisitos necesarios para funcionar bajo el mecanismo de medición neta de una manera adecuada.
- Leyes como la de Uso Racional y Eficiente de la energía (URE) no considera el instrumento de medición neta dentro de lo que ella establece, se propone entonces buscar un espacio dentro de esta ley que favorezca la medición neta como un mecanismo que favorece la eficiencia energética del SIN.
- Actualmente en Colombia no existen compañías que tengan acuerdos con generadores independientes que contemplen la posibilidad de utilizar medición neta. Está en manos de las actuales compañías prestadoras de este servicio público adelantar estudios que consideren la medición neta como una alternativa a ofrecer a sus usuarios, por los beneficios que para ellos representaría ofrecerla como servicio y por los beneficios que le aporta el mismo SIN, en términos de eficiencia energética.
- Que se establezcan figuras de incentivos de carácter financiero, tributario o de otra naturaleza, para las compañías que contemplen la posibilidad de ofrecer medición neta y que permitan que el mercado energético sea competitivo en ese sentido.
- Generar alianzas entre distribuidores locales de

energía para implementar programas de medición neta en forma conjunta, de manera que el riesgo que ello implica se reparta entre ellos y de manera que exista infraestructura disponible para llegar con un programa de medición neta a tantos usuarios como sea posible.

- Promover programas de incentivos tributarios para quienes decidan ser cogeneradores y vincularse a un programa de medición neta.
- Creación de programas de financiación para la adquisición de la tecnología necesaria para la generación de energías alternas, con créditos a tasas bajas y de vencimiento flexible, según la capacidad del usuario.
- Concientización para la comunidad en general de los beneficios que a nivel ambiental trae implementar programas de medición neta y de la eficiencia de la infraestructura energética.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Bell, Jeff. El rol potencial de la medición neta en el fomento del uso de la electricidad renovable en las Américas (2003). XIX Conferencia Latinoamericana de Electrificación Rural. La Habana, Cuba. Fecha de consulta: 30/04/07. Disponible en Internet: [www.xoj.ca/documents/medicion\\_neta.pdf](http://www.xoj.ca/documents/medicion_neta.pdf).
2. Bell, Jeff (2004). Net Metering: a Customer-Generator Perspective. Measurement Canada Net Metering Project. Fecha de consulta: 25 de noviembre de 2007. Disponible en Internet: <http://www.powerconnect.ca/net/metering1/Jeff%20Bell%20Presentation%20Net%20Metering.pdf>
3. Bell, J & Hughes, L (2004). Compensating customer-generators: a taxonomy describing methods of compensating customer-generators for electricity supplied to the grid. En: Energy Policy. Volumen 34, pp.: 1532 – 1539.
4. DSIRE (2006). California Incentives for Renewable Energy. Fecha de consulta: 27 de octubre de 2006. Disponible en Internet: <http://www.dsireusa.org/index.cfm?&CurrentPageID=6&EE=0&RE=1>
5. Edison Electric Intitute – EEI (2007a). The Energy Policy Act 2005. Fecha de consulta: 20 de noviembre de 2006. Disponible en Internet: [http://www.eei.org/industry\\_issues/electricity\\_policy/federal\\_legislation/index.htm](http://www.eei.org/industry_issues/electricity_policy/federal_legislation/index.htm)

6. Edison Electric Intitute – EEI (2006b). Electric Industry Regulatory Issues for 2006 and 2007. EEI/AGA Accounting Conference, Steve Rosenstock. Fecha de Consulta: 20 de noviembre de 2006. Disponible en Internet: [http://www.eei.org/meetings/nonav\\_2006-09-18-ds3/S\\_Rosenstock.pdf](http://www.eei.org/meetings/nonav_2006-09-18-ds3/S_Rosenstock.pdf)
7. Edison Electric Intitute – EEI (2006c). Net Metering Raises Policy Issues for States and Congress. Fecha de consulta: 6 de noviembre de 2006. Disponible en Internet:
8. [http://www.eei.org/industry\\_issues/electricity\\_policy/federal\\_legislation/netmetering.pdf](http://www.eei.org/industry_issues/electricity_policy/federal_legislation/netmetering.pdf)
9. Edison Electric Intitute – EEI (2006d). Deciding on “Smart” Meters: The Technology Implications of Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005. Fecha de consulta: 20 de noviembre de 2006. Disponible en Internet: [http://www.eei.org/industry\\_issues/electricity\\_policy/federal\\_legislation/deciding\\_on\\_smart\\_meters.pdf](http://www.eei.org/industry_issues/electricity_policy/federal_legislation/deciding_on_smart_meters.pdf)
10. IEA – Internacional Energy Agency (2004). ITALY. Fecha de consulta: 23 de octubre de 2006. Disponible en Internet: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/renewable2.pdf>
11. IEA – Internacional Energy Agency (2006). Net Metering for Small-Scale PV. Dinamarca. Fecha de consulta: 17 de noviembre de 2007. Disponible en Internet: <http://www.iea.org/textbase/pamsdb/detail.aspx?mode=gr&id=838>
12. ISAGEN. Fuentes no Convencionales de Generación de Electricidad. 2005. Medellín, 143 P.
13. Measurement Canada (2006a). Who we are and what we do. Fecha de consulta: 25 de noviembre de 2007. Disponible en Internet: [http://strategis.ic.gc.ca/epic/internet/inmc-mc.nsf/en/h\\_lm03274e.html](http://strategis.ic.gc.ca/epic/internet/inmc-mc.nsf/en/h_lm03274e.html)
14. Measurement Canada (2006b). Measurement Canada. Fecha de consulta: 26 de noviembre de 2007. Disponible en Internet: <http://strategis.ic.gc.ca/epic/internet/inmc-mc.nsf/en/Home>
15. Measurement Canada (2006c). Summary of Net Metering Project. PEER Review Meeting CETC – Varennes. Presentación. Canadá. Disponible en Internet: [http://www.powerconnect.ca/pc/meetings/PeerReview/Session%203%20DG%20Regulatory%20support\\_PDF/3\\_5\\_2006-Net%20metering%20Task%20force%20in%20Canada%20-%20Gilles%20Vinet.pdf](http://www.powerconnect.ca/pc/meetings/PeerReview/Session%203%20DG%20Regulatory%20support_PDF/3_5_2006-Net%20metering%20Task%20force%20in%20Canada%20-%20Gilles%20Vinet.pdf)
16. Ministry of Energy (2005). Notice of Decision for Regulation. Fecha de consulta: 26 de noviembre de 2006. Disponible en Internet: <http://www.ene.gov.on.ca/envregistry/024168er.htm>
17. Morales, C. Trabajo de Grado : Análisis del instrumento regulatorio “Medición Neta” (Net Metering) para incentivar el desarrollo de proyectos de energías alternas y generación distribuída en Colombia. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. 2006.
18. Pacific Power (2004). Net Metering. Presentación. Fecha de Consulta: 28 de octubre de 2006. Disponible en Internet: [http://www.eere.energy.gov/de/pdfs/road\\_shows/portland\\_metering.pdf](http://www.eere.energy.gov/de/pdfs/road_shows/portland_metering.pdf)
19. Power Connect (2006a). Net Metering - FAQs. Canadá. Fecha de consulta: noviembre 25 de 2006. Disponible en Intenet: <http://www.powerconnect.ca/net/faqs.htm>
20. Power Connect (2006b). Terms of Reference – Measurement Canada Electricity Net Metering Project. Fecha de Consulta: 27 de noviembre de 2006. Disponible en Internet: <http://powerconnect.ca/net/pdfs/Net%20Metering%20Project%20Terms%20of%20Reference.pdf>
21. U.S. Department of Energy (2006). Net Metering Policies. Fecha de consulta: 12 de noviembre de 2007. Disponible en Internet: <http://www.eere.energy.gov/greenpower/markets/netmetering.shtml>
22. Zuluaga, Mónica (2005). Evaluación de políticas para incentivar la generación eléctrica mediante recursos eólicos. Trabajo dirigido de grado. Universidad Nacional de Colombia.

