

Discusión de la implementación en Colombia del servicio complementario capacidad de operación por islas

Discussion of the implementation in Colombia ancillary service island operation capability

Juan David Marín - Jiménez^{a*}, Sandra Ximena Carvajal - Quintero^b, Adriana Arango - Manrique^c

Recibido: marzo 27 de 2014
Recibido con revisión: junio 12 de 2014
Aceptado: junio 20 de 2014

^{a*} Universidad Nacional de Colombia,
Sede Manizales, Facultad de
Ingeniería y Arquitectura
Km. 7 Vía Aeropuerto, Edificio Q
Manizales, Caldas, Colombia
Tel.: +(57) 8879300,
jdmarij@unal.edu.co

^b Universidad Nacional de Colombia,
Sede Manizales,
Manizales, Colombia.

Energética 43, junio (2014), pp. 99-108

ISSN 0120-9833 (impreso)
ISSN 2357 - 612X (en línea)
www.revistas.unal.edu.co/energetica
© Derechos Patrimoniales
Universidad Nacional de Colombia



RESUMEN

Los servicios complementarios son aquellos asociados a la generación, transporte y distribución de energía eléctrica que permiten establecer un determinado nivel de seguridad, calidad y eficiencia en el suministro. Los servicios complementarios en los sistemas desregulados de potencia son ofrecidos por grandes centrales de generación despachadas centralmente, sin posibilidad de ser ofrecidos por Recursos Energéticos Distribuidos.

Los recursos energéticos distribuidos han sido investigados como una posible solución para garantizar la seguridad en el suministro y calidad en el desarrollo de las redes eléctricas del futuro. En este artículo, se analiza una discusión en torno a la implementación del servicio complementario denominado capacidad de operación por islas, el cual es un servicio de soporte técnico proveniente de los recursos energéticos distribuidos que permite disminuir los tiempos de restablecimiento del sistema en caso de una desconexión total; disminuir el número de usuarios afectados por fallas en el sistema eléctrico de potencia; aumentar la confiabilidad en el suministro y las ganancias de los comercializadores debido a la disminución de la energía no suministrada.

PALABRAS CLAVE

Servicios complementarios; recursos energéticos; distribuidos; capacidad de operación por islas.

ABSTRACT

Ancillary services are those associated with the generation, transmission and distribution of electric power that allow establishing certain level of supply safety, quality and efficiency. Generally, such additional services in deregulated electric power systems are offered by major central centrally dispatched generation.

Distributed Energy Resources have been investigated as a possible solution to ensure security of supply and quality in the development of the electricity grids of the future. In this article, we analyze a discussion about ancillary service implementation called operation capacity by islands, which is a technical support service from distributed energy resources. This service would allow, reduce restoration times in the event of a blackout electrical power system, decrease the number of users affected by failures in a electrical power system; increase supply reliability and profits retailers due to the decrease in energy not delivered.

KEY WORDS

Ancillary services; distributed energy resources; island operation; capability.

1. INTRODUCCIÓN

El servicio complementario denominado *capacidad de operación por islas* COI, también conocido como capacidad del sistema para operar por Microrredes (μR) es un servicio de soporte del sistema que proviene de los *Recursos Energéticos Distribuidos* RED, los cuales son definidos como el conjunto de tecnologías de Generación Distribuida, elementos de almacenamiento y demanda controlable [Sioshansi, 2011]. El servicio de COI puede ser ofrecido tanto al operador del sistema de distribución, como al operador del sistema de transmisión [Chowdhury & Crossley, 2009]; en ambos casos tiene diferentes objetivos de control [Carvajal Quintero, et al., 2012]. En el caso que el servicio COI sea ofrecido al operador del sistema de distribución, el objetivo de la μR es garantizar una adecuada operación durante un mantenimiento programado o una falla del sistema de distribución manteniendo una flexibilidad en la operación y evitando que los usuarios incluidos en la μR presenten una ausencia del servicio. En el caso que el servicio de COI sea ofrecido al operador de la red de transmisión, la μR debe ser un participante activo en la coordinación con el servicio de arranque autónomo para permitir efectuar una serie de acciones de control y así restablecer el sistema en un menor tiempo [NYSERDA, 2010].

La operación por islas de sistemas eléctricos no era recomendada por estándares y debía ser evitada por medio de una serie de técnicas que permitieran desconectar los RED en caso de una falla sobre el sistema de distribución [IEEE Std, 2011]. En la actualidad, el paradigma de la operación de sistemas eléctricos de distribución donde los flujos de carga son unidireccionales, presenta un cambio debido a la instalación de RED sobre las redes de distribución. Este cambio incluye la operación por islas de sistemas eléctricos, esta operación ha sido estudiada por varios autores alrededor del mundo y han mostrado numerosos beneficios y aplicaciones de este tipo de operación [Mohamad, et al., 2011]. Incluso, empresas operadoras del sistema de energía en varios países reconocen el servicio de capacidad de operación por islas [DTI, 2005]. Existe dentro de la regulación barreras económicas y políticas, que impiden la prestación del servicio de COI. La regulación actual está diseñada bajo las características y esquemas tradicionales, que no consideran la inclusión de RED y una demanda que permita ser controlada por el operador, presentando un futuro incierto para los agentes y actores incluidos en la operación por μR .

En este artículo se realiza una discusión sobre las condiciones las condiciones regulatorias que permitan incorporar el servicio complementario de capacidad de operación por islas en el mercado eléctrico colombiano. A continuación se estudian los servicios complementarios que se pueden proveer por la GD y se centra la

atención en el análisis del servicio de COI mediante experiencias internacionales y por último se presentan algunas recomendaciones y unas propuestas para la prestación del servicio complementario COI en el mercado eléctrico colombiano.

2. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS PROVENIENTES DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

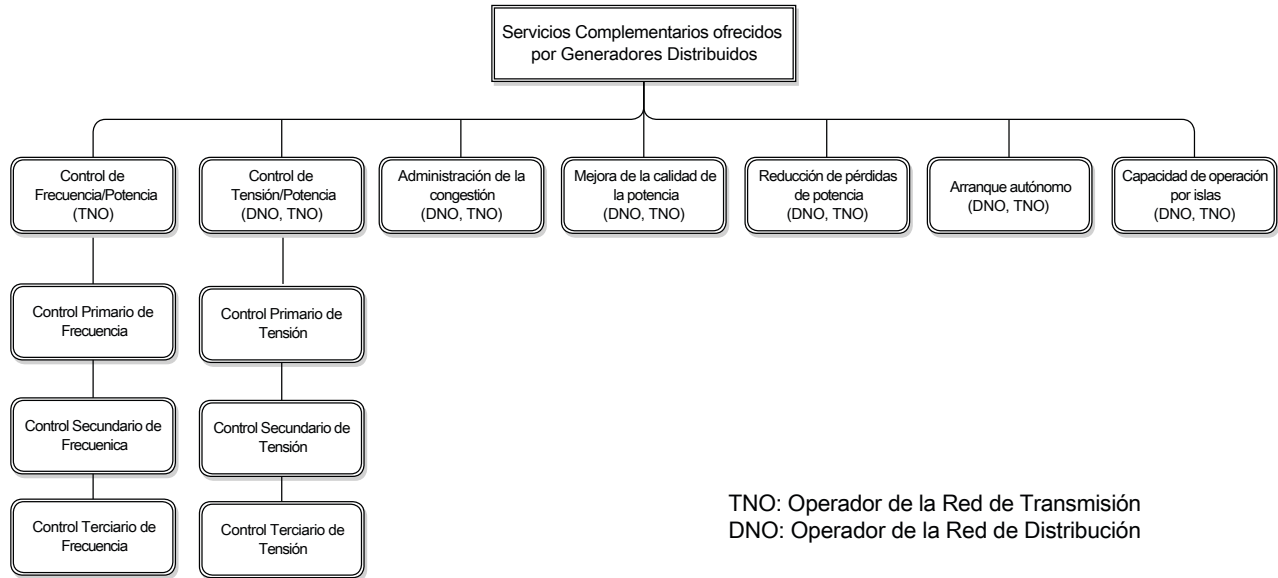
En la actualidad, los servicios complementarios son suministrados por grandes generadores despachados centralmente y según el mercado donde se presten, tienen diferentes remuneraciones e incluso algunos servicios deben ser prestados obligatorios [Rebours, et al., 2007].

La conformación actual del sistema eléctrico de potencia se basa en grandes generadores localizados a largas distancias de los centros de consumo controlados por el operador de red, los cuales se encargan de tener el sistema en rangos seguros y confiables, con la ayuda de elementos adicionales como compensación y servicios de soporte técnico como el control de frecuencia, control de tensión y arranque autónomo [Carvajal Quintero, et al., 2002]. Actualmente con la implementación de los proyectos de GD que se instalan directamente sobre la red de distribución, hacen que se cambie la operación pasiva del sistema de distribución en un elemento activo dentro de sistema de potencia gracias a la capacidad de prestación y soporte de servicios complementarios para garantizar el cumplimiento del objetivo de mantener la prestación del servicio de electricidad segura, confiable y con los estándares requeridos por la normatividad.

La GD puede ser instalada con varios propósitos técnicos y económicos (10), que con el complemento de un sistema eléctrico de distribución activo, permite que la GD pueda proveer servicios complementarios o de soporte al sistema de distribución e incluso al sistema de transmisión. En la Figura 1 se presenta una lista de futuros servicios complementarios ofrecidos por RED; dichos servicios complementarios son ofrecidos a operadores activos de la red de distribución y transmisión. La regulación vigente del mercado eléctrico colombiano solo contempla como servicio complementario la regulación secundaria de frecuencia o AGC (Automatic Generation Control) [CREG 064, 2000]. En la actualidad las definiciones y regulaciones del mercado eléctrico colombiano administrados por el operador del sistema de transmisión y ofrecidos por grandes centrales de generación no se encuentran armonizados con los conceptos de los actuales servicios complementarios ofrecidos por RED [Braun, 2007], es decir que no se puede comparar un control primario de frecuencia ofrecido por una central hidroeléctrica que un control primario de frecuencia ofrecido por una central de filo de agua. Por lo tanto, los conceptos no deben ser comparados dada las proporciones de la generación.

Los Servicios Complementarios “*futuros*” que se presentan en la Figura 1 pueden ser provistos por RED sin necesidad de implementar una *Smart Grid*, como es el caso del servicio de Control de Tensión/Potencia y Control Primario de Frecuencia, los

Figura 1. Clasificación de los Servicios Complementarios.



Fuente. Chowdhury, S. P., & Crossley, P. (2009). Microgrids and Active Distribution Networks. Institution of Engineering and Technology.

demás Servicios Complementarios requieren de la implementación de una *Smart Grid* dependiendo del grado de automatización del sistema de distribución.

La clasificación de los servicios complementarios presentada en la Figura 1, muestra los servicios complementarios o de soporte al sistema que son ofrecidos por fuentes de RED, cabe destacar que actualmente en algunos países son remunerados algunos de los servicios complementarios mostrados en la Figura 1 y que demuestra la importancia de instalar RED en el sistema. En Colombia, se reconoce el servicio de control secundario de frecuencia (AGC); sin embargo, solo pueden participar las plantas de generación con una capacidad mayor a 20 MW, es decir que el actual marco regulatorio, descarta la GD para la prestación del servicio de AGC.

Actualmente, en Europa el operador del sistema de transmisión es el responsable y único comprador de servicios complementarios sobre el mercado; los operadores del sistema de distribución son responsables únicamente de los servicios de compensación de energía y control de tensión. Se estima que en el 2015 en Europa los operadores del sistema de distribución sean responsable de la prestación de servicios complementarios que sean provistos por estructuras de μR e incluso algunos servicios complementarios puedan ser ofrecidos por operadores de GD directamente al operador del sistema de distribución [Research, 2012].

Una vez identificados los servicios complementarios ofrecidos por la GD; se estudia el servicio complementario de capacidad de operación por islas, dado que es una alternativa que permitirá dar un valor agregado a la operación de los actuales y futuros

proyectos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) en Colombia y adicionalmente posibilita un aumento en la confiabilidad para los usuarios que se incluyan dentro de una isla o μR .

3. CAPACIDAD DE OPERACIÓN POR ISLAS

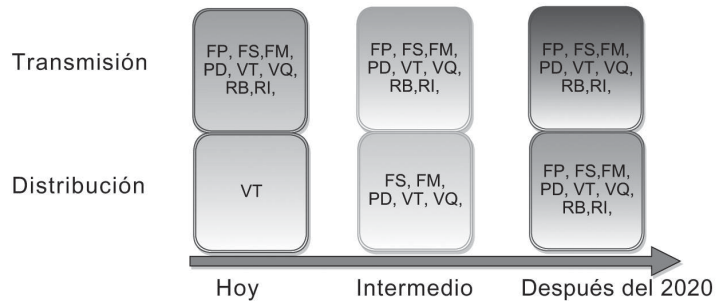
La capacidad de operación por islas es un servicio complementario que proviene de la GD, ofrecido al operador del sistema de distribución y al operador del sistema de transmisión. Consiste en la capacidad de un generador distribuido o en una μR debidamente configurada, para trabajar en modo aislado durante un largo periodo de tiempo cuando sea requerido, ya sean por señales del mercado, por fallas en la red de suministro, por mantenimiento o por una desconexión total.

El servicio de operación por islas prestado al operador del sistema de transmisión, es utilizado después de ocurrido un apagón general y conjuntamente con el servicio de arranque autónomo, permite a los operadores del sistema restablecer el servicio en menor tiempo; adicionalmente, consigue que los usuarios inmersos en el interior de la isla pasen inadvertidos ante la desconexión en algún lugar de la red y puedan continuar con un suministro constante [Peas Lopes, et al., 2005].

El servicio de operación por islas prestado al operador del sistema de distribución, es un servicio

Figura 2. Presente y futuro de los Servicios Complementarios en redes de T&D.

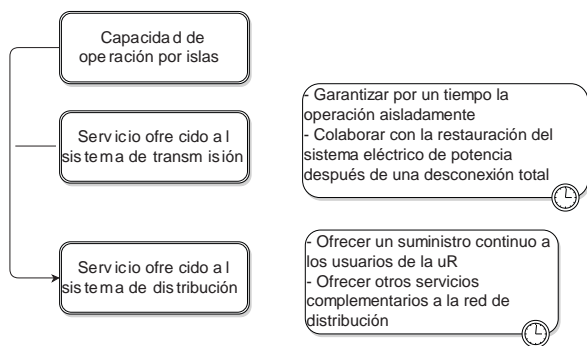
F - Estabilidad de Frecuencia	- Control Primario de Frecuencia (FP) - Control Secundario de Frecuencia (FS) - Reserva de Potencia (FM)
P - Balance de Potencia	- Despacho y programación de generación (PD)
V - Estabilidad de Tensión	- Control de cambio del TAP (VT) - Control de potencia reactiva (VQ)
R - Restauración del Suministro	- Capacidad de arranque autónomo (RB) - Capacidad de operación por islas (RI)



Fuente. Advanced architectures and control concepts for more microgrids, 2007

complementario futurista, que se prestará cuando los sistemas de distribución que actualmente son pasivos, cambien de paradigma y se transformen en sistemas de distribución activos [Chowdhury & Crossley, 2009]. Por lo tanto, en el presente trabajo se orienta el estudio del servicio complementario de capacidad de operación por islas ofrecido como un servicio de soporte al sistema de transmisión; no obstante, para prestar efectivamente este servicio, es necesario que opere técnicamente y se realice la planeación de la viabilidad de la isla formada o μR , para que se valide su funcionamiento y pueda ser reconocido como un servicio de soporte al sistema.

Figura 3. Aplicaciones del servicio de Capacidad de Operación por Islas.



Fuente. Elaboración propia

En la Figura 3, se presentan las aplicaciones del servicio de capacidad de operación por islas, se describen los principales objetivos de cada aplicación. Sin embargo ambas aplicaciones pueden ser consideradas complementarias, dado que para garantizar la operación aisladamente por determinado tiempo, se requiere de una adecuada planeación que permita a los usuarios incluidos en la μR contar con un servicio con calidad. El servicio complementario de capacidad de operación por islas, se ha extendido por operadores de sistemas en países europeos, los cuales han mostrado un aumento

en la seguridad en el suministro a los respectivos usuarios. A continuación se presentan unas definiciones y descripciones de dicho servicio en algunos países.

3.1. Experiencias Internacionales de la capacidad de operación por islas

Croacia - La operación por islas es el servicio complementario que asegura 1/2 el establecimiento de operación por islas de parte del sistema de potencia en caso de fallas, en caso de mantenimientos mayores o trabajos de reconstrucción. El propósito de este servicio complementario es minimizar el tiempo de interrupción del servicio a los usuarios en circunstancias extraordinarias¹.

Serbia - En el mercado eléctrico de Serbia el servicio complementario de capacidad de operación por islas, no está definido independientemente y hace parte del servicio de arranque autónomo; es decir, el servicio complementario de arranque autónomo, se compone de dos elementos: (I) la capacidad de arranque autónomo del generador, y (II) la habilidad para trabajar en modo de operación aislado, por largo tiempo.

Suiza - En Suiza es reconocido el servicio complementario de capacidad de operación por islas, una unidad que está habilitada para la prestación de este servicio, si puede garantizar la estabilización de una red aislada por un determinado tiempo y asegurando los límites de los parámetros eléctricos según el código de transmisión².

República Checa - La capacidad de operación por islas, es la capacidad de una unidad de generación para suministrar energía a una parte aislada del sistema, también llamada isla. Cada unidad de generación debe tener una alta capacidad de regulación la cual es requerido para prevenir y si es necesario manejar un estado de emergencia³.

1 Fuente de información: Fuentedeinformación: <http://www.hep.hr/ops/en/services/System.aspx>
 2 Fuente de información: http://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/ancillary_services/prequalification/D100412_test-for-black-start-capability_en.pdf
 3 Fuente de información: <http://www.ceps.cz/ENG/Cinnosti/Podpurne-sluzby/KategoriePPS/Pages/OP.aspx>

Implementar un Servicio Complementario en un mercado eléctrico desregulado requiere de un análisis detallado de la pertinencia, beneficios y desafíos para su implementación, que permitan determinar los beneficios en seguridad, calidad y confiabilidad para los usuarios finales. El Servicio Complementario de Capacidad de Operación por Islas, permite alcanzar numerosos beneficios para el sistema eléctrico donde se implemente. A continuación se enuncian determinados desafíos para la implementación del Servicio Complementario de Capacidad de Operación por Islas en Colombia.

3.2. Desafíos para la implementación del servicio complementario: Capacidad de Operación por Islas

3.2.1. Desafíos Técnicos

La prestación del servicio complementario de la capacidad de operación por islas, requiere de una adecuada planeación que permita considerar los diferentes estados de operación de la μR . Los desafíos para la prestación de este servicio complementarios son similares a los desafíos para la operación por μR , a continuación se mencionan dichos desafíos estudiados en [DTI, 2005],

- Cumplir con los límites regulatorios de la frecuencia y la tensión del sistema durante la desconexión, la operación aislada y la reconvenid de la μR .
- Llevar a cabo todas las conexiones de puesta a tierra, incluida la provisión de la puesta a tierra del neutro de la operación aislada.
- Adecuar el esquema de protecciones del sistema eléctrico de distribución, considerando los modos de operación.
- Establecer una adecuada sincronización durante los cambios de estado y evitar problemas de sincronismo.
- Controlar grandes salidas repentinas de carga.

Adicionalmente, las comunicaciones para el control y la trasmisión de información entre el operador del sistema de distribución y la μR son esenciales para lograr una mayor confiabilidad en la operación.

3.2.2. Desafíos de mercado

La economía de escala es una desventaja de la GD, dado que las ganancias de la generación centralizada es mucho mayor; en

el actual mercado colombiano, las plantas menores de generación, siempre salen despachadas según su disposición, no obstante el precio pagado es el precio de bolsa, lo que convierte a las plantas mayores en una inversión más rentable para los inversionistas. Por lo tanto, deben estudiarse posibles soluciones que aumenten la competitividad de la GD. Dado que no es viable que miles de generadores distribuidos participen en el mercado eléctrico mayorista, en la Figura 4 se presenta el esquema de la jerarquía de la consolidación de las unidades más pequeñas de electricidad que, lo que sugiere la apertura de un mercado descentralizado en μR .

3.2.3. Desafíos Regulatorios

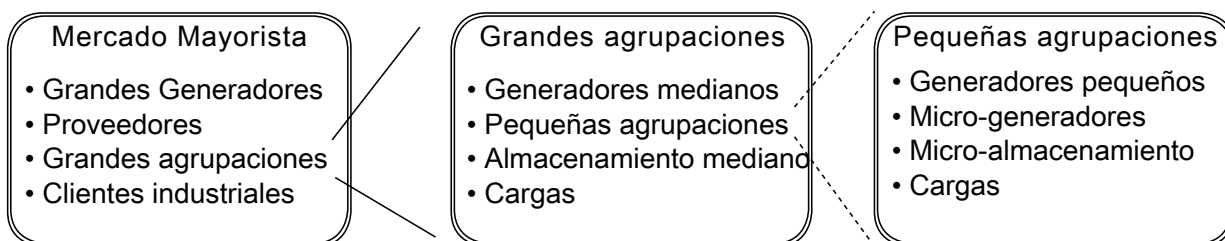
Un factor determinante que influye decisivamente sobre la viabilidad técnica y financiera de las μR , son los ajustes del mercado y la regulación aplicada. De hecho, la adaptabilidad de una política pública para μR , debido a la constante evolución tecnológica demostrará ser fundamental para la creación de un nivel adecuado tanto para los agentes del mercado existentes, como para los nuevos agentes (e.g. μR) [More MicroGrids, Advanced architectures and control concepts for more microgrids, 2009].

Existen, dos aspectos prioritarios de la influencia externa sobre una μR : esquema de precio y expectativa técnica. El esquema de precio se refiere al ajuste de como es el manejo de comprar y vender electricidad entre la μR y la red externa; esto se categoriza en cuatro criterios principales [More MicroGrids, Advanced architectures and control concepts for more microgrids, 2009],

1. Reconocimiento del consumo local;
2. Diferencia dirección de los precios (compra y venta);
3. Dependencia del tiempo del precio de la μR ;
4. Incentivos financieros, como sistemas de prima (FIT)

La expectativa técnica se refiere al aspecto potencial de la explotación de una μR y el componente despachable y controlable de la red aguas arriba, que

Figura 4. Jerarquía de la consolidación de las unidades más pequeñas de electricidad. (16)



Fuente. More MicroGrids, Advanced architectures and control concepts for more microgrids, 2005

fundamenta la posibilidad de la prestación de servicios complementarios de la μR para sobreponer al operador del sistema de distribución, pero también podría llegar a ser un desacuerdo económico debido a los costos adicionales de la medición, comunicación y control [More MicroGrids, Advanced architectures and control concepts for more microgrids, 2009].

Por lo tanto, es preciso que cada mercado eléctrico presente condiciones diferentes, no obstante se requiere que los entes reguladores armonicen conceptos de los servicios complementarios ofrecidos por la GD y puedan incluirse en los mercados de servicios complementarios provenientes de la generación centralizada [Chowdhury & Crossley, 2009].

3.3. Beneficios de la implementación del servicio complementario: Capacidad de Operación por Islas

A continuación se realiza un listado de los actores beneficiados en la implementación del servicio complementario de capacidad de operación por islas, los cuales son ampliados en [DTI, 2005]:

- Usuarios.
 - Industriales (públicos y privados).
 - Residenciales (urbanos y rurales).
 - Con respaldo de plantas de generación y UPS.
- Sociedad en general.
- Generadores de electricidad.
- Operadores del Sistema de Transmisión.
- Operadores de las redes de distribución.
- Desarrolladores de GD.
- Fabricantes de equipos y generadores.

Sin embargo, dependiendo de las condiciones sociales y del lugar de implementación, rigen nuevos beneficios que son necesarios estudiarlos detalladamente según el caso de estudio.

A continuación se presenta una propuesta técnica para la implementación del servicio complementario de la capacidad de operación por islas en Colombia; dicha propuesta está basada en datos de disponibilidad de GD en Colombia (ver Anexo de potencial de GD en Colombia), casos típicos de estudio que se pueden presentar y tendencias del mercado eléctrico colombiano.

4. PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SERVICIO COMPLEMENTARIO CAPACIDAD DE OPERACIÓN POR ISLAS PARA COLOMBIA

Se detecta que en Colombia existe un gran vacío

regulatorio y de mercado en lo referente al reconocimiento de la GD como una alternativa en la prestación del servicio eléctrico y aumento en el portafolio energético. Al día de hoy, el avance en instalaciones de GD ha sido muy reducido en comparación con el gran potencial conocido. En [CREG, 2009], se analizan tres barreras que impiden una masificación en proyectos de GD: (I) de costos, dado que no se ha masificado el desarrollo de proyectos de GD en Colombia, no se pueden alcanzar economías de escala, lo que no es una inversión atractiva para los inversionistas; (II) legales y regulatorios, existe una tendencia a privilegiar los esquemas de generación centralizados, los trámites de conexión para tecnologías renovables son muy dispendiosos e incluso los operadores de red no tienen reglamentos para la conexión de proyectos, adicionalmente no se cuenta con un marco legal para los productores independientes de electricidad (IPP); (III) operación del mercado, se presenta una falta de acceso a créditos y una inseguridad en el cumplimiento de los contratos de compraventa de energía y potencia (PPA) e largo plazo debido a trámites ambientales, adicionalmente se muestran deficiencias en habilidades técnicas, financieras y de negocios que crean incertidumbres en para nuevos proyectos de GD con tecnologías renovables, por otro lado la formula tarifaria establecida en la resolución CREG 119 de 2007, no permite aplicar costos preferenciales por la prestación de un servicio Premium con altos índices de calidad.

El Estado colombiano durante los últimos años ha emprendido estrategias dentro de un marco de política y normatividad para promover prácticas con fines de uso racional y eficiencia energética, reglamentado por la resolución 180919 de 2010 del Ministerio de Minas y Energía (MME) la cual establece un Plan de Acción Indicativo enmarcados en seis subprogramas estratégicos, en los cuales se incluyen: Promoción del uso de Fuentes No Convencionales de Energía y estrategia financiera e impulso al mercado. Dentro de los objetivos específicos del Plan de Acción Indicativo, se encuentra: “Facilitar la aplicación de normas relacionadas con incentivos, incluyendo los tributarios, que permitan impulsar el desarrollo de subprogramas y proyectos que hacen parte del PROURE”.

Así pues, se establece que dicho Plan de Acción Indicativo debe promover acceso fácil, oportuno y flexible a recursos para la ejecución de proyectos, mediante:

- Fondos de cofinanciación - Cooperación Técnica Internacional no Reembolsable;
- Diseño de esquemas financieros - Estructuración de líneas de crédito, empresas de servicios energéticos (ESCOS), financiación por terceros, entre otros;
- Incentivos Tributarios - Exclusión de IVA y deducción de renta líquida.

En la Figura 5 se presenta la evolución de las estrategias financieras e impulso al mercado a través de los últimos diez años, desde el año 2002 se ha iniciado la implementación de algunos incentivos tributarios; sin embargo, es a partir del año 2012 donde se ha dado claridad y se han articulado el Ministerio de Minas y Energía con

el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible para impulsar y dar mayor fluidez a los incentivos tributarios para proyectos de eficiencia energética y el uso de Fuentes No Convencionales de Energía en Colombia.

Una vez identificados los desafíos y posterior a la superación de cada desafío, es posible considerar que en Colombia se puedan implementar proyectos de μR ; no obstante, para la prestación del servicio complementario de capacidad de operación por islas, se requieren otros cambios en el mercado eléctrico que permitan la prestación de servicios complementarios provenientes de GD y μR .

A continuación se presenta una discusión técnica que permite orientar a los planeadores, diseñadores y empresas del sector eléctrico en la operación de sistemas eléctricos de distribución que contengan fuentes de GD, para habilitar y considerar la operación por μR y así permitir la prestación del servicio complementario de capacidad de operación por islas.

4.1. Posición comercial del operador de red

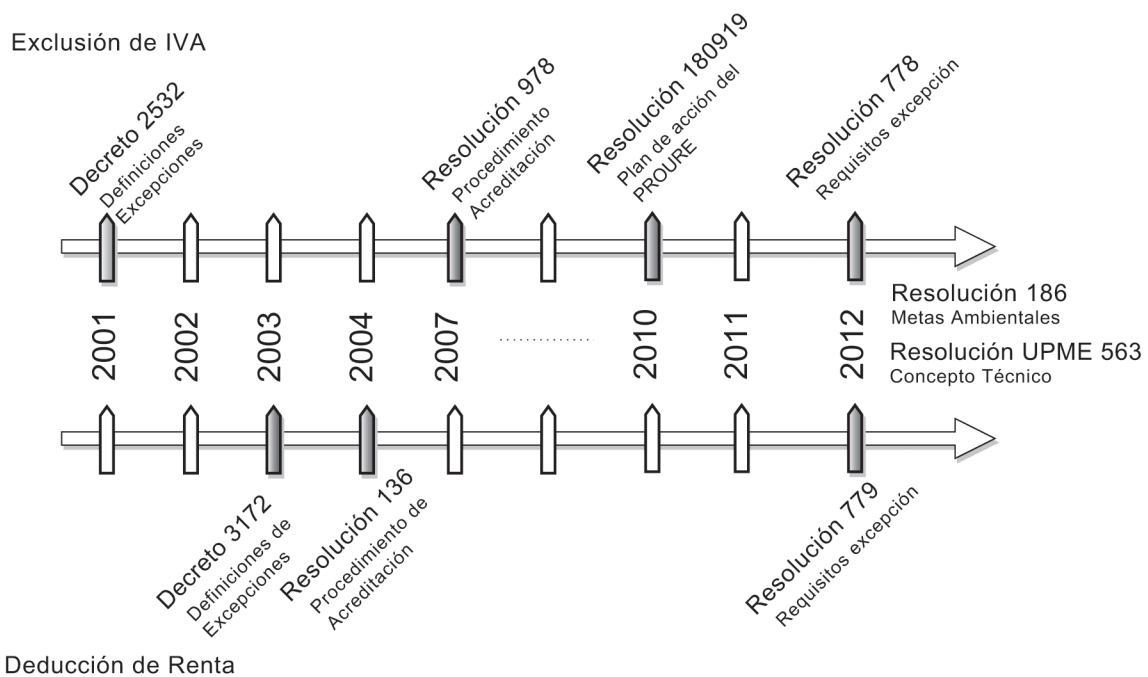
La regulación colombiana contempla medidas de calidad y confiabilidad en los sistemas de distribución por medio de diferentes regulaciones [CREG 065 de 2012, CREG 025 de 1995] que exigen a diferentes operadores de red a cumplir con unos índices de calidad y confiabilidad en la prestación del servicio. No obstante, la regulación colombiana no incentiva a los operadores de red a mejorar sus índices de confiabilidad, es decir que no se reconoce un precio especial a los operadores de red que presten un servicio continuo con altos índices de confiabilidad, así el

precio del kWh de un circuito con una disponibilidad por ejemplo de 99,4 % es el mismo precio del kWh de un circuito con una disponibilidad del 98,7 %. En este sentido, no se estimula a los operadores del sistema a aumentar su confiabilidad y por lo tanto, no es viable que las empresas del sector inviertan en la adecuación de los sistemas eléctricos de distribución para habilitarlos para operar por μR . Adicionalmente, la conformación actual de la fórmula tarifaria aplicada a los usuarios no permite un tratamiento diferente en cuanto a la tarifa de energía para usuarios que tengan las mismas condiciones o estratos socioeconómicos; es decir, la red de distribución puede formar una o varias μR , sin embargo no es posible cobrar tarifas diferentes por un aumento en la confiabilidad del sistema. Adicionalmente, el operador de la red de distribución no tendría poder de mercado cuando la μR opere aisladamente, lo que podría causar abusos en la tarifa de energía.

El operador del sistema de distribución (operador de red) no exhibe un reglamento claro para la conexión de proyectos de GD con tecnología de energía renovable, tampoco ha mostrado un conocimiento ni interés por la operación del sistema por μR ; estos vacíos pueden ser debidos a que aún no se ha presentado una demanda considerable en proyectos de GD, ni se han mostrado los beneficios inexplorados de la operación por islas en Colombia.

En la Tabla 1 se presentan las barreras técnicas, administrativas y económicas de los operadores de

Figura 5. Evolución Incentivos Tributarios - exclusión de IVA y deducción de renta líquida.



Fuente. Adaptado de Baez.

red, según las actuales condiciones del mercado. Para la prestación del servicio complementario de COI, estas barreras deben ser superadas y se requiere un estudio detallado de la normatividad de cada operador de red, dado que los operadores de red cuentan con una determinada independencia en sus reglamentos, amparados por el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica mediante la resolución CREG 070 de 1998. Por lo tanto, para superar las barreras mencionadas anteriormente, es necesario que el regulador del mercado adapte y modifique el Reglamento de Distribución conforme a la inclusión del servicio complementario de capacidad de operación por islas.

4.2. Posición del inversionista

Los inversionistas buscan estar protegidos con garantías financieras que permitan la seguridad en sus inversiones y un tiempo prudente para el retorno a la inversión, entre otros. Para prestar el servicio de capacidad de operación por islas a través de la GD existente, son grandes las inversiones iniciales relacionadas con la ganancia por la prestación del servicio complementario y el riesgo financiero y tecnológico asociado; adicionalmente en nuestro país se presentan unas barreras macroeconómicas ocasionadas por el Producto Interno Bruto (PIB), la inflación, seguridad para el inversionista, las cuales se han venido minimizando en los últimos años debido al aumento en la inversión extranjera.

En Colombia se han venido desarrollando proyectos de GD con energía renovable a través de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), los cuales contribuyen al costo final del proyecto y por ende alivian la inversión inicial. No obstante, es necesario que el Gobierno

implemente una política energética que tienda a una serie de incentivos o apoyos gubernamentales, como: exoneraciones tributarias; concesiones; despacho preferente; obligación de cuotas de generación; desarrollo de esquemas sostenibles; certificados verdes o subsidios que permitan una masificación de proyectos de DG con energía renovable y la implementación del servicio complementario de capacidad de operación por islas, que logre un beneficio económico adicional, aumente la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico de potencia.

4.3. Posición del operador de la Microrred

Para la implementación de una μR se requiere la instalación de una serie de equipos y elementos que permitan una adecuada operación; como se mencionó en el capítulo anterior, los equipos se determinan en cada caso en particular. Una vez implementada la μR y comprobada su correcta operación en todos los modos de operación, es posible que se realice la planeación para la prestación de servicios de soporte al sistema; son varios los servicios complementarios que el operador de la μR puede prestar al sistema de distribución y al sistema de transmisión (ver Figura 1); por lo tanto, se requiere determinar las necesidades del operador del sistema de distribución que permitan establecer un serie de servicios de soporte del sistema, y así obtener unas ganancias que agregan rentabilidad y lograr el aumento de la flexibilidad y seguridad en el suministro de energía.

4.4. Determinación del impacto de la Microrred

Las μR presentan diferentes impactos sobre la red de distribución en que se implementen y determinar el impacto es una tarea necesaria para iniciar el proceso de planeación y una posible prestación del servicio complementario de capacidad de operación por islas. Para determinar el impacto de la μR e iniciar el proceso de planeación y estudio de una posible operación por islas, se

Tabla 1. Barreras del operador de red para la implementación del servicio complementario capacidad de operación por islas.

Barrera del operador de red	
✓	Existe una incertidumbre en la forma de operar por islas en el sistema de distribución; se desconoce la afectación sobre la seguridad y confiabilidad en el suministro de energía en las empresas de distribución.
✓	El Operador de Red no cuenta con manuales ni reglamentos que determinen los requisitos para la conexión de tecnologías de energía renovable; no se dispone de exigencias a las fuentes de GD para la operación de islas.
✓	No se discrimina el valor del kWh según los índices de disponibilidad del servicio.
✓	No existe un incentivo comercial que conlleve a una inversión sobre la infraestructura de la red de distribución.
✓	La fórmula tarifaria no permite la inclusión de un costo por un servicio premium.
✓	Los actuales elementos de medición de los usuarios residenciales no permiten la participación del usuario en posibles programas de demanda activa.
✓	Pérdida de poder del mercado, cuando la μR opere aisladamente de la red de suministro.

Fuente. Diseño propio.

requieren conocer diferentes elementos, a continuación se presenta una lista de variables que se requieren determinar,

- Número de clientes afectados por una interrupción en la subestación principal;
- Número de salidas programadas y no programadas durante un año, en el circuito que sea posible la implementación de la μR ;
- Duración de salidas programadas y no programadas durante un año, en el circuito que sea posible la implementación de la μR ;
- Probabilidad que la GD esté disponible durante una falla del sistema; Capacidad de arranque autónomo de la GD disponible;
- Número de clientes incluidos durante la planeación para la operación por μR ;
- Características de los clientes, es decir, se debe realizar una segmentación de los clientes: residenciales, industriales y comerciales, y finalmente se requiere determinar los cargas controlables y no controlables.

Una vez identificados los anteriores elementos, es posible tener una idea del tamaño e impacto de la μR y su habilidad para prestar el servicio complementario de capacidad de operación por islas.

4.5. Síntesis

El servicio complementario de capacidad de operación por islas está determinado por la habilidad de una fracción del sistema de distribución para operar en forma de μR ; en el presente artículo fueron presentadas una serie de barreras y desafíos que se deben superar para que la operación por μR se de en el sistema eléctrico de Colombia. Fueron estudiados los desafíos y beneficios de la prestación del servicio complementario de COI y se evidencia que en la actualidad existen grandes vacíos regulatorios, técnicos y de mercado en Colombia, los cuales deben ser superados de manera efectiva con el fin de avanzar hacia la prestación de servicios complementarios desde el sistema de distribución que se encamina al aumento en la eficiencia, el uso óptimo de recursos energéticos distribuidos, el aumento en la confiabilidad y seguridad del sistema. La implementación de μR tiene la bondad de ofrecer una continuidad en el suministro y la utilización de tecnologías de información y comunicaciones con una participación activa de la demanda, permitiendo la evolución de los sistemas eléctricos a un nuevo concepto de operación flexible de los sistemas eléctricos de potencia.

Finalmente, en Colombia los objetivos de las leyes frente a la prestación y operación del servicio de electricidad, son muy claras en garantizar la calidad, confiabilidad, seguridad en el suministro y eficiencia en la prestación del servicio de electricidad a todos los habitantes. Teniendo en cuenta que las políticas regulatorias están basadas en eventos anteriores que consideraban tecnologías, que en la actualidad se consideran obsoletas, para garantizar los principios mencionados, se observa que no se cuenta con una política energética que esté encaminada al desarrollo de GD con tecnología de energía renovable y por lo tanto tampoco está dirigida a incentivar la operación por μR ; lo que ocasiona que se

estén subutilizando algunos beneficios de la GD, así como el desperdicio de recursos propios del país, por lo que no existen resoluciones que propendan por la inversión, integración y operación del sistema eléctrico colombiano en redes inteligentes, y mucho menos en μR . Así pues, los inversionistas que en la actualidad están desarrollando proyectos de GD con fuentes renovables, continuarán construyendo sus proyectos convencionalmente sin considerar la operación por μR debido a que el sobre costo incurrido no representa un beneficio económico en la actualidad. El servicio complementario de capacidad de operación por islas se presenta como una alternativa que permite aumentar la flexibilidad, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico de potencia, al igual que presenta un beneficio económico para el operador de la μR por la prestación del servicio de soporte a la red.

Es necesario que los operadores de red en Colombia, inicien estudios de este tipo de operación y desarrollen proyectos pilotos que permitan determinar la viabilidad técnica en Colombia y logren establecer criterios técnicos para estudios de conexión que posiblemente se presentarán en el futuro.

REFERENCIAS

- Advanced architectures and control concepts for more microgrids.* (2007). Obtenido de Standards and Grid Code requirements for LV DG Devices, Europa: <http://www.microgrids.eu/documents/654.pdf>
- Baez, O. (s.f.). Incentivos para proyectos de eficiencia energética. *Seminario sobre procedimiento para acceder a beneficios tributarios.*
- Braun, M. (2007). Technological control capabilities of der to provide future ancillary services. *International Journal of Distributed Energy Resources*, 3(3), 191 - 206.
- Carvajal Quintero, S. X., & Marin Jimenez, J. D. (2013). Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico. *Tecnura*, 17(35), 77-89.
- Carvajal Quintero, S. X., Marin Jimenez, J. D., & Arango Aramburo, S. (2012). Feasibility of intentional islanding operation with small hydropower plants. *Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), 2012 Sixth IEEE/PES*, (págs. 1-6) Montevideo.
- Chowdhury, S. P., & Crossley, P. (2009). *Microgrids and Active Distribution Networks*. Institution of Engineering and Technology.
- CREG. (2009). La generación distribuida y su posible integración al sistema interconectado nacional. *Comisión Reguladora de Energía y Gas*. Bogotá, Colombia.
- DTI. (2005). *Islanded operation of distribution networks*. United Kingdom: Distributed Generation

- Programme in support of the Technical Steering Group.
- IEEE Std. (2011). IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems. En I. S. 1547.4-2011.
- Mohamad, H., Mokhils, H., Abu Bakar, A. H., & Wooi Ping, H. (Octubre de 2011). A review on islanding operation and control for distribution network connected with small hydro power plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(8), 3952 - 3962.
- More MicroGrids. (2005). *Advanced architectures and control concepts for more microgrids*. Obtenido de Regulatory Regimes for Supporting Development of MicroGrids: http://www.microgrids.eu/micro2000/delivarables/Deliverable_DG2.pdf
- More MicroGrids. (2009). *Advanced architectures and control concepts for more microgrids*. Obtenido de Evaluation of the system performance on power system operation: <http://www.microgrids.eu/documents/668.pdf>
- NYSERDA. (2010). Microgrids: An assesement of the value, opportunities and barriers to deployment in new york. *Center for Energy, Marine Transportation and Public Policy at Columbia University*. New York City.
- Peas Lopes, J. A., Moreira, C. L., & Resende, F. O. (2005). Control strategies for microgrids blackstart and islanded operation. *International Journal of Distributed Energy Resources*, 1(3), 241 - 261.
- Rebours, Y., Kirschen, D., & Trotignon, M. (2007). Fundamental design issues in markets for ancillary services. *Power Systems, IEEE Transactions*, 14, 1-32.
- Research, P. (2012). *Worldwide revenue from microgrids will reach \$17.3 billion by 2017*. Obtenido de PikeResearch, Boulder: <http://www.pikeresearch.com/newsroom/worldwide-revenue-from--microgrids-will-reach-17-3-billion-by-2017>
- Selim Ustun, T., Ozansoy, C., & Aladin, Z. (Octubre de 2011). Recent developments in microgrids and example cases around the world - a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(8), 4030 - 4041.
- Sioshansi, F. P. (2011). *Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy*. Waltham: Academic Press.
- Stoft, S. (2002). Power system economics: Designing markets for electricity. *Wiley-IEEE 14*, 496.