



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

DOCUMENTO CREG-066
28-08-17

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y
GAS**

CONTENIDO

ANTECEDENTES	4
1. INFORMACIÓN GENERAL.....	6
1.1 Integración de nuevas fuentes de generación	6
1.2 Aspectos de remuneración.....	12
2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	16
3. OBJETIVOS	18
4. ALTERNATIVAS	18
4.1 Condiciones de integración a la red	19
4.1.1 Posibles efectos sobre la red.....	19
4.1.2 Alternativas.....	19
4.2 Condiciones de conexión a la red	22
4.2.1 Información de disponibilidad de red	22
4.2.2 Condiciones de conexión según capacidad.....	22
4.2.3 Plazos y plataforma para efectuar solicitudes de conexión	24
4.2.4 Parámetros para revisión del esquema	24
4.3 Condiciones de medida.....	25
4.3.1 Para usuarios AG con potencia instalada igual o menor a 0,1 MW.....	25
4.3.2 Para GD y usuarios AG con potencia instalada mayor a 0,1 MW	26
4.4 Remuneración de generación a pequeña escala	26
4.4.1 Generadores distribuidos	27
4.4.2 Autogeneradores	28
4.4.2.1 Alternativas de balance de la medición	29
4.4.2.2 Ejemplo guía para el análisis de autogeneración	30
4.4.2.3 Autogeneradores sin FNCER	33
4.4.2.4 Autogeneradores con FNCER.....	34
5. ANÁLISIS DE IMPACTOS	36
5.1 Supuestos	37
5.2 Beneficios económicos para el usuario autogenerador.....	38
5.3 Beneficios para el sistema	41
5.3.1 Costos evitados de inversiones en generación	41
5.3.2 Costos evitados de inversiones en líneas de transmisión:	42
5.4 Costos para el sistema.....	43
5.5 Conclusiones.....	44
6. CONSULTA PÚBLICA	45
7. PROPUESTA	45

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 2 de 63




8. REFERENCIAS..... 45
 ANEXOS 47
 Anexo 1. Identificación de problemas en la red con base en la introducción de nuevas fuentes de generación en el sistema de distribución. 47
 Anexo 2. Experiencia internacional para la integración..... 51
 Anexo 3. Remuneración..... 55
 Anexo 4. Variables consideradas para análisis de impacto..... 59

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 3 de 63

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

ANTECEDENTES

Con la expedición de la Ley 1715 de 2014, el Gobierno Nacional estableció como objetivo la integración de las fuentes no convencionales al sistema energético nacional. Dentro de las políticas establecidas en dicha norma, se viabilizó la entrega de excedentes de autogeneración, con el fin de promover ésta actividad, así como la generación distribuida.

De acuerdo con las definiciones de la mencionada ley, la actividad de autogeneración se clasificó en dos grupos según su tamaño. El primer grupo se denominó autogeneración a gran escala y el segundo autogeneración a pequeña escala. El límite de potencia que divide estos dos grupos fue definido en 1 MW por la UPME mediante la Resolución UPME 281 de 2015. Respecto del límite de potencia para ser considerado generador distribuido, la ley delegó esta definición a la CREG.

De igual forma, la Ley 1715 de 2014 definió las competencias de cada una de las entidades del sector. El Ministerio de Minas y Energía, como entidad rectora en materia de política energética, es el encargado de establecer los lineamientos para definir la regulación de la actividad de autogeneración de gran y pequeña escala, así como la de la generación distribuida. Dando cumplimiento a lo consignado en la Ley 1715 de 2014, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 2469 de 2014 para la autogeneración de gran escala, y el Decreto 348 de 2017 para la de pequeña escala.

Para reglamentar la actividad de autogeneración a gran escala, la CREG expidió la Resolución 024 de 2015 donde se definen condiciones de conexión, de respaldo, suministro de energía y entrega de excedentes, entre otros.

Para el tema particular de autogeneración a pequeña escala y la generación distribuida, la Ley 1715 de 2014 determinó que la CREG debe "(...) establecer los procedimientos para la conexión, operación y respaldo y comercialización de energía de autogeneración distribuida conforme con los principios y criterios de esta ley, las leyes 142 y 143 de 1994 y los lineamientos de política energética para tal fin (...) "¹, considerando que los elementos para promover esta actividad se fundamentan en la definición de mecanismos simplificados de conexión y la entrega de excedentes, así como la aceptación de medidores bidireccionales de bajo costo para la autogeneración. Con el fin de materializar estos mecanismos, el Ministerio de Minas y Energía determinó, en el Decreto 348 de 2017, condiciones simplificadas para ésta actividad, en términos de la medición, la conexión, el contrato de respaldo y la entrega de excedentes y su respectiva liquidación.

¹ Literal a del numeral 2 del artículo 6

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 4 de 63

Adicionalmente, vale la pena mencionar que dentro de la Ley 1715 se considera la definición de mecanismos simplificados para agentes autogeneradores con capacidad instalada hasta 5 MW de energía a la red y que entreguen excedentes a la red².

Teniendo en cuenta los antecedentes presentados, la CREG ha desarrollado un marco regulatorio para la actividad de autogeneración a pequeña escala y la generación distribuida, conforme a lo definido por el Ministerio de Minas en el Decreto 348 de 2017 y buscando, simultáneamente, la simplicidad que se requiere para fomentar el uso de tecnologías de autogeneración y dar una señal eficiente de precios.

A esta altura, vale la pena señalar que los autogeneradores de pequeña escala con capacidad de conexión de hasta 0,1 MW no tienen la obligación de suscribir un contrato de respaldo con el operador de red para utilizar la red de distribución.

Teniendo en cuenta estos lineamientos y lo definido en la Ley 1715 de 2014, en las siguientes secciones de éste documento se expone la propuesta regulatoria diseñada para la actividad de autogeneración de pequeña escala y generadores distribuidos, en adelante AGPE-DG.

Este documento está dividido en 10 secciones, incluida esta introducción. En las cuatro primeras se encuentran la información general, la identificación del problema a resolver y los objetivos buscados con la propuesta de regulación. En la quinta se presenta el detalle de las alternativas revisadas para cada caso con el fin de efectuar, en la sexta sección, el análisis de impactos. En las últimas secciones se presenta el esquema de consulta pública utilizado y la propuesta en particular, especificando la normatividad identificada para los temas de conexión y medición para los autogeneradores a pequeña escala, así como las referencias documentales y los anexos con información que soporta las propuestas realizadas.

² Ídem

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 5 de 63

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

1. INFORMACIÓN GENERAL

La integración de fuentes de energía en la red de distribución y, especialmente, de fuentes no renovables de energía ha ido aumentando significativamente en el mundo. Una de los principales efectos de esta integración ha sido la creación de una nueva figura llamada prosumer (por la unión de sus siglas en inglés producir y consumer), que representa la posibilidad que ahora tienen los usuarios de producir su propia energía aprovechando las nuevas tecnologías que utilizan principalmente dichas fuentes renovables.

Esta nueva generación en la red establece retos importantes en la operación y confiabilidad que tienen relación directa con la capacidad de producción instalada, la ubicación, la tecnología de la planta y la capacidad de control en la generación, entre otros; tanto que, en un futuro próximo, se espera que estas fuentes influyan de manera importante en el planeamiento de la red debido a los cambios en el comportamiento de los consumos.

Por otra parte, se ha considerado que la integración de estas nuevas tecnologías genera beneficios a los sistemas eléctricos en la medida en que ayudan, en algunos casos, entre otros aspectos, a disminuir pérdidas, a desplazar inversiones en infraestructura, a mejorar la calidad, etc y por lo tanto se ha buscado incentivar su integración por la vía de la remuneración de la energía que se inyecta en la red.

A continuación, se presentan aspectos generales relacionados con la integración de los recursos distribuidos y distintos tipos de remuneración de la energía inyectada.

1.1 Integración de nuevas fuentes de generación

La manera tradicional de abastecimiento de energía eléctrica supone grandes centrales generadoras que se conectan a las redes de transmisión y distribución para entregar la energía producida al usuario final, con lo que las redes y sus protecciones se han diseñado para entregar flujo de potencia, generalmente, en un solo sentido: hacia el consumidor final.

Sin embargo, nuevas tecnologías de generación que aparecen en el sistema de distribución han comenzado a modificar este concepto. Se empiezan a tener nuevas fuentes de producción de energía en niveles bajos de tensión lo que rompe el paradigma de un "único sentido del flujo de potencia".

De esta manera, se observa la necesidad de actuar en la adaptabilidad de las redes y en la reglamentación que se adecúe y permita el desarrollo de estas nuevas tendencias, facilitando su acceso de forma sencilla, en tiempos razonables, considerando los estudios que se requieran según su impacto a la red de tal manera que se garanticen los criterios técnicos para el funcionamiento apropiado de la red y remunerando adecuadamente los excedentes de energía exportados, buscando mejorar la eficiencia en el uso de los recursos.

En el artículo 5 de la Ley 1715 de 2014 la autogeneración y la generación distribuida se definen así:

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 6 de 63

- * Autogeneración. Aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades. En el evento en que se generen excedentes de energía eléctrica a partir de tal actividad, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin.
- * Generación Distribuida (GD). Es la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL). La capacidad de la generación distribuida se definirá en función de la capacidad del sistema en donde se va a conectar, según los términos del código de conexión y las demás disposiciones que la CREG defina para tal fin.

Independientemente del tipo de generación definido en la ley 1715 de 2014, autogeneración o generación distribuida, cuando existen inyecciones de energía a la red se entiende que el efecto ejercido sobre la misma es equivalente. Por tal motivo, aunque que los autogeneradores son, por vocación principal, consumidores de energía; para su conexión se deben tener reglas similares a las de conexión de equipos de generación para garantizar una operación confiable y segura.

La Ley 1715 de 2014 propende por incentivar el uso de aquellas que provienen de fuentes no convencionales, en adelante FNCER por la sigla de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, definidas como *“(...) aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares (...)”*.

No obstante lo anterior, las tecnologías más frecuentemente utilizadas a nivel mundial para la introducción de recursos distribuidos en el sistema son, por ejemplo, la turbina de gas y vapor, microturbinas, motores alternativos, plantas eólicas, plantas solares fotovoltaicas, plantas geotérmicas, entre otras (Ackermann y Knyazkin, 2002; Trebolle, 2006).

Por otra parte, respecto de la operación de los sistemas de distribución con la integración de los recursos distribuidos, en (Ackermann y Knyazkin, 2002), (Coster, et al., 2011) y (Cigre, 2014) se mencionan algunos aspectos técnicos³ que podrían surgir por este motivo, como:

- Exceder límites térmicos de los elementos de la red,
- Variación incontrolable del nivel de tensión en algunos puntos del sistema,
- Incremento de la corriente de falla en sitios específicos,
- Aumento de distorsiones en la onda de tensión,
- Aumento de problemas con la coordinación de protecciones,
- Aparición de flujos inversos,
- Operación aislada no controlada.

³ En el anexo 1 de este documento se encuentran las generalidades de estos conceptos.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 7 de 63

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

Para evitar estos problemas, varios países han establecido condiciones de conexión, generalmente en función de la cantidad de energía transportada, en función de la capacidad nominal de un circuito de red o en función de la capacidad nominal de un usuario.

La condición de la cantidad de energía transportada está dirigida a prevenir la reversión de flujos de potencia para evitar pérdidas adicionales, mayor deterioro de los activos así como problemas asociados a la coordinación de las protecciones de la red.

En este sentido, para evitar flujos de potencia indeseados, algunos países han estudiado condiciones de integración en función de la mínima y la máxima cantidad de energía en un sistema.

En el primer caso, se toma la mínima cantidad de energía en una hora durante un período determinado, considerando que la totalidad de energía generada por un autogenerador sea consumida en el mismo circuito, de tal forma que se disminuya la probabilidad de flujo de excedentes a niveles de tensión superiores. De esta forma, la característica resultante es que la máxima cantidad de energía agregada posible a entregar en un circuito sea el 50% de la mínima cantidad de energía horaria en un periodo determinado para el mismo circuito. Este parámetro es ampliamente utilizado en varios estados de los Estados Unidos, en Canadá y España.

En relación con la máxima cantidad de energía horaria en un periodo determinado se busca disminuir la probabilidad que existan excedentes en la red que fluyan a niveles de tensión superiores. En algunos estados de Estados Unidos, así como en algunos países de África y Europa, no se permite que se conecten recursos de generación cuya capacidad agregada supere el 15% de la máxima carga del alimentador del circuito donde se va conectar el generador (Cigre, 2014)⁴.

Por otra parte, la condición de capacidad conectada a un circuito respecto de su capacidad nominal está dirigida a minimizar el impacto de las variaciones súbitas de voltaje que pueden causar algunos generadores en función de la disponibilidad de la fuente de producción de energía. Por ejemplo, los paneles fotovoltaicos pueden presentar variaciones de voltaje en función de la aparición aleatoria de nubes. La capacidad nominal de un circuito de red puede ser definida en función de la capacidad nominal del transformador o la capacidad del alimentador.

Ejemplo de lo anterior se presenta en Portugal donde se determina que la capacidad total instalada de generación en el circuito no puede sobrepasar el 25% de la capacidad nominal del transformador que lo alimenta. Otro ejemplo se presenta en Italia, donde la capacidad instalada de generación no puede exceder el 65% de la capacidad nominal del transformador.

⁴ En el anexo 2 se amplían prácticas comunes en algunos países y algunos de los porcentajes que usan (cuando lo definen).

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 8 de 63

La aplicación de la condición de la capacidad nominal de un usuario está orientada a evitar la sobre instalación de recursos de auto generación respecto de las necesidades energéticas particulares. Así, por ejemplo, en Portugal⁵ se estableció que los usuarios podrían instalar recursos de autogeneración hasta 1,5 kW de capacidad nominal para poder acceder a una conexión rápida y sin mayores requisitos. Otro ejemplo, es en Chile⁶ donde los autogeneradores solo pueden instalarse hasta 100 kW.

Como complemento de las condiciones de conexión anteriormente expuestas, en la investigación realizada en (Moura, 2016) se realizó una encuesta a nivel internacional y se identificaron criterios similares para la entrada de generación distribuida de acuerdo con un límite agregado de capacidad con respecto a:

- 1) Algún porcentaje de la demanda pico del circuito = 27 países,
- 2) Algún porcentaje de integración de renovables = 1 país,
- 3) Un límite fijo de capacidad en MW = 13 países,
- 4) Un número de instalaciones máximas = 1 país.

Ahora bien, como se mencionó en la primera parte de esta sección, la introducción de estos generadores distribuidos puede implicar problemas operativos los que podrían aumentar proporcionalmente al incremento del número de instalaciones. De esta forma, la experiencia internacional muestra que el procedimiento de conexión puede hacerse en forma gradual y que según el tamaño de la instalación pueden hacerse o no estudios más rigurosos de conexión.

En línea con lo anterior, un concepto generalizado es que se espera que la integración de recursos distribuidos y, en general, la transformación de la red, se efectúe en tres grandes etapas: 1) integración moderada de recursos de generación con la red existente, 2) integración total y 3) desarrollos de mercados de energía localizados.

También es generalizada la opinión de que la mayoría de los países, incluidos aquellos que llevan varios años en la implementación de estos recursos de generación, que se encuentran en la primera etapa donde la principal característica es el desconocimiento de la estandarización de comportamientos y dificultades en la operación de la red ante la integración de distintos tipos de recursos distribuidos.

Para considerar que un sistema está en una etapa superior (etapa 2) es necesario que se conozca el comportamiento de las redes bajo la integración de estos recursos y haber implementado las soluciones a los aspectos técnicos descritos.

En la etapa 3 o posteriores se espera que la red sea estructuralmente homogénea de tal manera que sea fácilmente fraccionable y se permita la posibilidad de desarrollar mercados al interior de cada una de estas fracciones o mallas, demostrando su autosuficiencia energética.

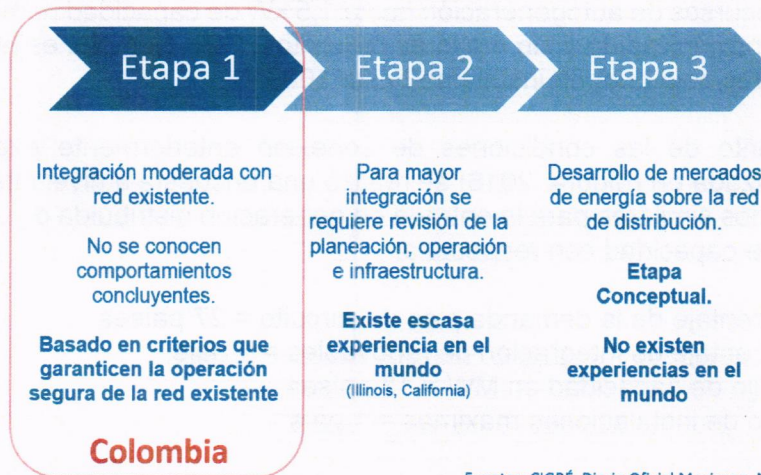
⁵ Documento disponible en <http://www.leideportugal.com/primeira-serie/decreto-lei-no-153-2014-306472>

⁶ Documento disponible en: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1066257>

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 9 de 63

Las anteriores etapas se describen en la siguiente figura y se muestra que Colombia, con la regulación que se propone, estaría dando inicio a la etapa 1.



Fuentes: CIGRÉ, Diario Oficial Mexicano, NREL

Figura 1. Etapas de integración de generación en sistemas de distribución

Como ejemplo de lo anterior, México adoptó un esquema similar de integración y que se define en la referencia (Diario Oficial de la Federación, 2017) de la siguiente forma:

- La primera etapa permite integrar generación hasta un punto tal que no se requieren realizar modificaciones en la infraestructura existente para dicha adopción, y permite evaluar las reglas y procedimientos para su interconexión, así como identificar la capacidad de las redes generales de distribución.
- La segunda etapa se da cuando la capacidad integrada de generación distribuida supera el 5% de la capacidad total del sistema eléctrico de que se trate. Además, también se requiere analizar la revisión de la planeación y operación.
- La última etapa, es cuando ya existe suficiente generación en el sistema, es entonces que se podrían desarrollar mercados de energía en esos niveles de tensión.

Como complemento de lo anterior, un ejemplo específico de integración en la etapa 1 es el realizado en Estados Unidos. Allí algunos estados realizan un proceso de conexión en dos o tres partes de la siguiente forma:

- Primera parte: es un proceso simplificado en el cual se evalúan los siguientes aspectos:
 1. ¿La planta es menor a 2MW?
 2. ¿La capacidad total instalada en un circuito (incluyendo la propuesta de conexión en nueva generación) es menor al 15% de la carga máxima registrada en el alimentador?

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 10 de 63

3. ¿Toda la generación instalada en el circuito (incluyendo la propuesta de conexión en nueva generación) no debe contribuir en más del 10% con la corriente de falla del circuito en el punto de alta del transformador del circuito?
 4. ¿Toda la generación instalada en el circuito (incluyendo la propuesta de conexión en nueva generación) no debe causar que algún dispositivo de protección o equipo exceda el 87.5% de su capacidad de corto circuito?
- Segunda parte: si no se cumple con la primera parte, se debe realizar un estudio de impacto en el sistema que puede incluir (según sea necesario): análisis de corto circuito, análisis de estabilidad, un análisis de flujo de carga, estudios de caída de tensión y del efecto *flicker* que se presenta en la tensión, estudios de coordinación de protecciones y revisión del sistema de puesta a tierra.

El procedimiento en dos pasos descrito anteriormente ha sido tomado como referencia en varios estados en Estados Unidos y ha sido aplicado de forma similar en los siguientes estados: Colorado, Florida, Illinois, Iowa, y Kansas (CIGRÉ, 2014).

Además, en California, existe un tercer paso en el caso que no se apruebe el segundo. Este tercer paso consiste en un estudio de interconexión para determinar que requerimientos son los necesarios para una adecuada conexión.

En el mismo orden y dirección anterior, algunas prácticas que se identifican de la experiencia internacional para permitir la integración en la red de generación distribuida son:

1. En la red: el refuerzo de la red y su reconfiguración, así como nuevas instalaciones. Algunos países construyen nuevas subestaciones dedicadas a fuentes de generación distribuida solamente.
2. Para el nivel de corto circuito: instalar unidades con bajas corrientes de falla, transformadores con alta impedancia y reactores serie.
3. Para la regulación de tensión: configuración de TAPS en transformadores, ajustar reguladores de tensión.
4. Para el control de salida de potencia: establecer un control en el factor de potencia de las unidades de generación o controlar la salida de potencia reactiva.
5. Para el flujo de potencia invertido: reajustar la configuración de control de los reguladores de tensión, reemplazar sistemas de las protecciones y reconectores. Limitar la potencia instalada en los alimentadores o circuitos.
6. Para la calidad de potencia: limitar la capacidad de integración en un porcentaje de la capacidad de corto circuito en el punto de conexión.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 11 de 63

7. Para evitar condiciones de red aislada: Se limita la capacidad de generación respecto a un porcentaje de la carga. También limitar la potencia instalada en los alimentadores o circuitos. De otro lado, es un requisito instalar protecciones anti-isla.

Para integrar todos los conceptos presentados, los relacionados con la capacidad de una red para conexión de AGPE-DG con los requisitos asociados por cada tipo de instalación y con la divulgación de la información que puede requerir un potencial AGPE-DG, se ha identificado que, en el contexto internacional, el operador de red informa de la disponibilidad de su red mediante el uso de una plataforma de información en línea.

El sistema de información web se actualiza periódicamente y se diseña con base en un mapa similar al que ofrece la compañía Google para ubicación georreferenciada. En el mapa el operador indica, mediante un código de colores (en la zona que le compete), la disponibilidad en capacidad en kW o MW que la red puede recibir para nuevas instalaciones. Por ejemplo, el color verde podría ser que aun puedan ser instalados generadores distribuidos.

El sistema de información descrito anteriormente corresponde a los desarrollos de Estados Unidos (New York State – NYSERDA, 2017) y Reino Unido (Scottish and Southern Electricity Networks, 2017). Con la implementación de este tipo de sistemas se puede tener un control en cuanto al número y la capacidad de las instalaciones de AG-DC y el usuario interesado en este tipo de proyectos puede saber a priori si puede aplicar para la instalación.

En síntesis, de la experiencia internacional se identifica lo siguiente:

- La integración debe efectuarse garantizando la operación segura, confiable y con calidad del sistema.
- La integración debe desarrollarse por etapas y estableciendo criterios según el tamaño de la instalación.
- El operador de red debe informar la disponibilidad de su red para recibir autogeneración.
- En función del impacto en la red se requiere de un mayor o menor análisis de la conexión.

1.2 Aspectos de remuneración

Tal y como se comentó al inicio de este numeral, las formas de remuneración de la energía inyectada varían especialmente para incentivar la energía proveniente de los llamados prosumers, bien sea buscando incentivar el autoconsumo o buscando la generación de energía excedente, es decir energía en mayor cantidad a la que consumen, como una forma de ayudar a viabilizar este tipo de instalaciones de generación.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 12 de 63

El balance neto y sus diferentes variaciones han sido la forma más utilizada para lograr estos objetivos. Cada país o región ha escogido diferentes maneras de aplicar esta figura de acuerdo a sus condiciones locales y a sus objetivos de política pública, y se ha enfocado a facilitar la viabilidad de los proyectos por los ahorros que genera en la factura del servicio.

El balance neto consiste en un proceso de saldo de las diferencias entre la energía inyectada a la red y la energía consumida de la red por parte del *prosumer*. En la literatura disponible al respecto se encuentra que, según se valoren los excedentes, existen dos tipos de balance a saber: i) Medición neta (*net metering*) cuando la energía inyectada se descuenta del consumo y ii) Facturación neta (*net billing*) cuando a cada kWh inyectado se le asigna un valor económico y se descuenta de la factura.

Para su aplicación se requiere definir un período de tiempo sobre el cual se hace el balance de la energía a favor o a deber por el usuario, en el caso de medición neta, y el balance de saldos económicos a favor o en contra del usuario. Se define además un período sobre el cual se liquidan de manera definitiva la energía o los saldos monetarios pendientes, como parte de la factura del servicio. Estos dos periodos pueden o no coincidir en el tiempo.

Se han identificado otros tipos de remuneración, por ejemplo cuando la venta de excedentes se realiza con un contrato de precio fijo a largo plazo, donde usualmente el precio pactado es con base en la tecnología de generación. Este esquema de remuneración se le ha llamado en la literatura *Feed-in-Tariffs* (FIT).

De otro lado, cuando se establece un contrato en el que la energía se vende a precio de mercado y adicionalmente se le agrega una prima o bonificación por la energía, el esquema de remuneración en la literatura se llama *Feed-in-Premium* (FIP).

En complemento de lo anterior, en la investigación desarrollada en (Moura, 2016) se realizó una encuesta a nivel internacional para identificar la situación actual de remuneración cuando se inyectan excedentes en la red, donde se tienen datos de 39 países y 63 estados. En ese estudio se identificaron los siguientes casos:

- Donde el productor no recibe ingreso por la energía exportada.
- Donde se remunera basado en el mercado mayorista.
- Remuneración con base en con 2 esquemas. El primero es *Net feed-in tariffs* (net-FIT) que indica que se paga un valor fijo por toda la energía que el generador inyecte en la red. El otro esquema es *Net feed-in premiums* (net-FIP) que además de tener una remuneración fija por la energía inyectada podría tener otro ingreso variable que depende del precio del mercado.
- Remuneración basada en *Medición neta*.
- Remuneración con tarifa de generación y *net-FIT/FIP*, o *Generation Premium*. Aquí se recibe un pago no solo por los excedentes, sino también por la generación usada para

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 13 de 63

su propio beneficio, es decir, se ahorra parte de la factura y además le pagan por cada kWh producido.

Se aclara que el autor afirma que podrían existir más esquemas de remuneración que no fueron identificados. Los resultados de la encuesta se muestran en la siguiente gráfica:

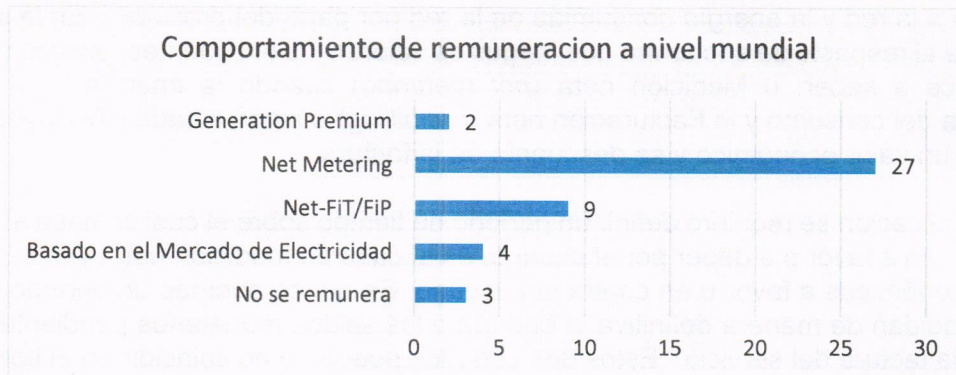


Figura 2. Resumen de remuneración de encuesta realizada en (Moura, 2016).

Por otra parte, para complementar el análisis anterior, Moura en su tesis presenta un mapa para conocer el estado de remuneración aproximado a nivel mundial y que se presenta a continuación.

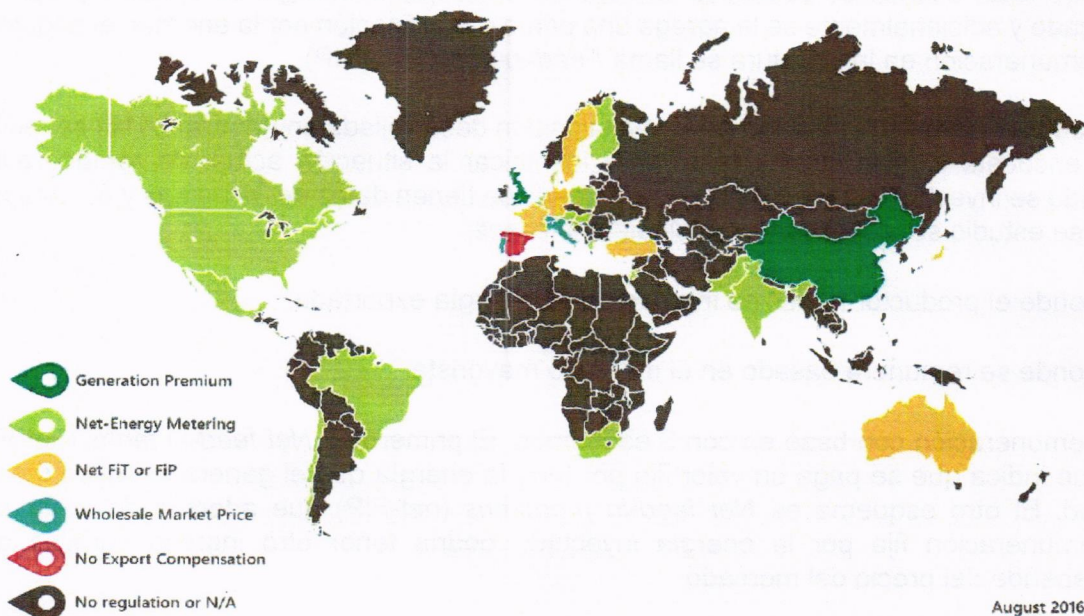


Figura 3. Complemento de Figura 1. Fuente: (Moura, 2016).

Otro aspecto relevante de la encuesta internacional realizada en (Moura, 2016), es si se incluía una compensación de red por parte de estas fuentes de generación.

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 14 de 63

Moura afirma que la compensación de red ha sido un tema de gran debate internacional para las empresas comercializadoras y operadores de red y que han surgido muchas investigaciones analizando los impactos y beneficios de autogenerar y del posible efecto de un sub-financiamiento de la red. Se identificó que se pueden tener diferentes tipos de compensación de red, que van desde una tasa fija anual, o basado en un volumen de energía o potencia. Moura encuentra que cuando se realiza un cargo por volumen, este cargo podría pertenecer a:

- Un sobrecargo por energía consumida de la red,
- Un cargo por la energía auto-consumida,
- Un cargo por la energía consumida sin importar su origen (red o autogeneración),
- Un cargo por la energía excedente en la red,
- Un cargo por toda la generación producida.

La encuesta de Moura presenta en el análisis de resultados de la siguiente forma:

- Número de países que tienen un cargo por volumen,
- Número de países que tienen un cargo por capacidad con base en una tasa fija por algún periodo de tiempo,
- Número de países que tienen un cargo por solicitud (*application fee*).

Los resultados se muestran en la siguiente figura.

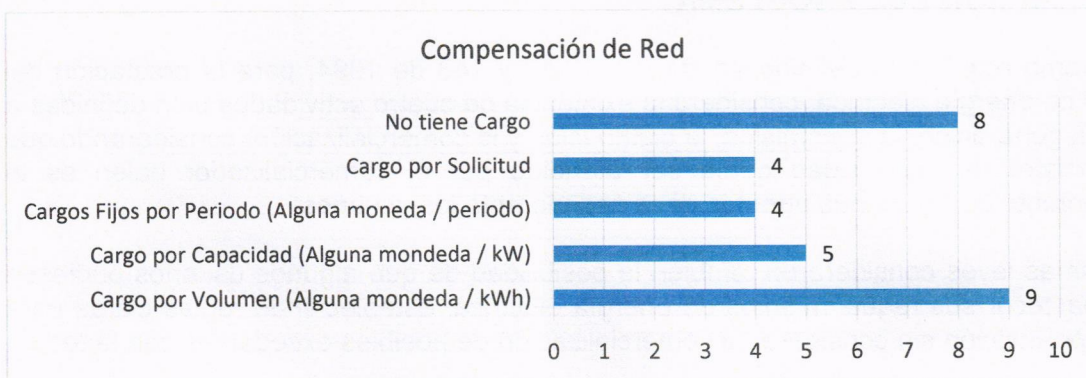


Figura 4. Compensación de Red. Fuente: (Moura, 2016).

Para complementar todo lo anterior, en el Anexo 3 se presentan casos de remuneración ampliados para los siguientes países: México, Costa Rica, Chile y España.

La remuneración en México consiste en la definición de un contrato que depende de la capacidad instalada y pueden ser dirigidos a un usuario o un conjunto de usuarios. En el proceso se realiza un balance entre la energía generada y consumida. En caso de excedentes de energía, éstos se pueden utilizar para un periodo de facturación posterior donde el consumo haya sido mayor que la generación.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 15 de 63

En Costa Rica al igual que en México, los autogeneradores pueden utilizar sus excedentes de energía en meses posteriores al momento en que fueron entregados a la red de distribución. Sin embargo, solo se podrán utilizar como excedentes de energía el 49% de la energía total generada, el resto no tendrá beneficio económico ninguno. Además, pagan un cargo por acceso a la red.

El esquema de Chile es diferente a los anteriores ya que un usuario puede tener excedentes que son valorados al mismo valor de la tarifa a la que el usuario compra su energía. Lo anterior significa que su crédito para el mes siguiente no se expresa en kilovatios hora sino en un descuento monetario, que podrá ser cruzado con el valor de su próxima factura.

Finalmente, en España la remuneración de los excedentes de energía tiene varias opciones:

- Por medio de tarifas reguladas,
- Venden la energía en el mercado de electricidad,
- Vende la energía a un precio libremente negociado.

Además, en España, en todos los casos anteriores se le reconoce un valor adicional o prima, un pago por eficiencia y un pago por potencia reactiva (dependiendo de si cumple con los requerimientos).

2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

El esquema regulatorio definido en las leyes 142 y 143 de 1994, para la prestación del servicio de energía eléctrica, considera la existencia de cuatro actividades bien definidas a saber: la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización; considerando que el suministro de electricidad debía ser atendido por el comercializador quien es el representante de los demás agentes de la cadena ante los usuarios.

Las mismas leyes consideraron también la posibilidad de que algunos usuarios pudiesen auto abastecer sus requerimientos de energía eléctrica, estableciendo reglas claras para su autoproducción sin considerar la comercialización de posibles excedentes con la red.

En el entorno de las leyes 142 y 143 la posibilidad de auto generación se consideraba limitada generalmente a aquellos que pudiesen tener aprovechamientos energéticos derivados de los procesos productivos de su actividad principal.

Por su parte, a lo largo del tiempo, los precios de las tecnologías de generación han decrecido a la par que la tecnología ha alcanzado mayores eficiencias lo que permite que, solamente por citar un ejemplo, se pueda observar la posibilidad de instalación de paneles solares para el autoabastecimiento energético.

Considerando lo anterior, mediante la Ley 1715 de 2014 se dio un giro en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica al permitir que aquellos usuarios con equipos de generación que, además de satisfacer parte o la totalidad de su consumo,

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 16 de 63

podrían vender sus posibles excedentes de energía a la red para ser utilizada por los comercializadores en la prestación del servicio a otros usuarios.

En este marco, el Ministerio de Minas y Energía expidió los decretos reglamentarios 2469 de 2014 y 348 de 2017 para los temas de autogeneración a gran y pequeña escala respectivamente y la UPME la Resolución UPME 281 de 2015 para definir el límite entre los dos tipos de autogeneración mencionada.

Por nuestra parte, se expidió la Resolución CREG 024 de 2015 estableciendo regulación asociada con la conexión y venta de excedentes de auto generadores a gran escala.

Al momento de instrumentalizar los lineamientos de política establecidos respecto de la motivación y la incorporación de generación distribuida y de autogeneración a pequeña escala en el sistema interconectado nacional, es mandatorio armonizar las motivaciones de la Ley 1715 y los decretos mencionados con las funciones asignadas a la CREG mediante las leyes 142 y 143 de 1994, donde se ordena que la regulación del servicio debe tener en cuenta, entre otros, el criterio de eficiencia económica, así como los criterios técnicos de calidad y confiabilidad del servicio de energía.

De esta manera, el problema identificado es la ausencia de regulación para la venta de excedentes de energía de AGPE-DG de una manera segura, confiable y con calidad y que la regulación de conexión y medición para generadores de energía están diseñadas para plantas de gran envergadura.

Los efectos de no contar con la regulación apropiada para el tratamiento de estos agentes podrían ser, principalmente:

- Instalación desorganizada de recursos de generación de energía distribuida que pueden poner en riesgo la operación de los sistemas de distribución a causa de cambios no controlados en el nivel de tensión del servicio, posibles reversiones de flujos de energía y, además, fallas en la seguridad de la red al momento en el que personal de la compañía distribuidora efectúe operaciones de mantenimiento sobre la red desconociendo la ubicación de recursos de generación.
- Desaprovechamiento de recursos de generación que eventualmente pueden ser utilizados como parte de la oferta energética, principalmente en épocas de desabastecimiento del producto por fenómenos que afectan las principales fuentes.
- Desaprovechamiento de algunos otros posibles beneficios que trae la incorporación de estos recursos como son i) la disminución de pérdidas en transporte y distribución, ii) eliminación de algunas restricciones de transmisión, iii) reducción de necesidades de inversión en infraestructura de generación y transporte, iv) mejora en la confiabilidad del suministro, v) beneficios ambientales, entre otros.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 17 de 63

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

3. OBJETIVOS

El objetivo general de la reglamentación propuesta es facilitar la integración de AGPE-DG a la red de distribución de energía eléctrica de manera organizada para mantener los estándares técnicos en la red, efectuando una adecuada remuneración de los excedentes, cumpliendo los principios y propósitos de las leyes asociadas.

Para el logro de dicho objetivo se plantean, entre otros, los siguientes objetivos específicos:

- Contar con información de la red en tiempo real para que los potenciales AGPE-DG puedan revisar la posibilidad de instalar sus equipos de generación en un circuito determinado, en un periodo de seis meses a partir de la publicación de la reglamentación definitiva.
- Disminuir los requisitos de conexión de los generadores y autogeneradores a pequeña escala a las redes de un OR, conservando la seguridad requerida sobre la operación del sistema.
- Efectuar procedimientos que permitan mejorar el trámite de las solicitudes de conexión estándares, con mayor transparencia y menores tiempos de ejecución.
- Mantener los estándares de voltaje de la red y minimizar la probabilidad de reversión de flujos en un circuito determinado.
- Remunerar adecuadamente los excedentes de energía para incentivar la instalación de recursos de generación y obtener precios eficientes de suministro acordes con las necesidades en cada caso.
- Mantener inventarios actualizados de los AGPE-DG en las redes del país.
- Revisar periódicamente los impactos técnicos y económicos de una cantidad de AGPE-DG en las redes de los OR.

4. ALTERNATIVAS

Considerando los criterios de eficiencia de las leyes 142 y 143 de 1994, los lineamientos de política definidos en el Decreto 348 del 2017 del Ministerio de Minas y Energía y las experiencias internacionales de países que han integrado estas tecnologías, durante el análisis del tema se encontraron varias alternativas para cada uno de los temas en consideración. Es así como para los procesos de conexión y medición se identificaron dos alternativas y para la remuneración de excedentes se identificaron varias, las que son documentadas en el presente segmento.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 18 de 63

4.1 Condiciones de integración a la red

Como se observó en los antecedentes, para revisar las condiciones de alternativas relacionadas con la manera en que los AGPE-DG, se integran a la red, es necesario considerar los siguientes elementos:

- a) Posibles efectos sobre la red
- b) Información disponible de experiencias internacionales

4.1.1 Posibles efectos sobre la red

La disponibilidad de datos sobre los efectos técnicos sobre las redes ante la presencia e incorporación de AG-GD es muy baja y la poca disponible está asociada con esquemas de red teóricos o pilotos de redes diseñadas exclusivamente para tal fin.

No obstante, el consenso de las preocupaciones de los administradores de red en el mundo está asociado con el efecto sobre varios aspectos técnicos a saber:

- Regulación de voltaje
- Reversión de flujos de potencia
- Límites térmicos
- Corrientes de corto circuito
- Coordinación de protecciones
- Calidad de la potencia
- Operación en isla

El control de los dos primeros aspectos, asociados con la regulación de voltaje y la reversión de flujos de potencia, es complejo en virtud de su dinamismo y por lo tanto requiere de evaluaciones periódicas del comportamiento de la red.

Si bien los restantes criterios listados son igualmente importantes, el impacto de los mismos puede ser minimizado o eliminado mediante su identificación en los estudios de conexión o en la coordinación de protecciones a efectuar con el OR.

4.1.2 Alternativas

Con base en lo expuesto se examinan dos alternativas: 1) No modificar la regulación y 2) establecer estándares técnicos de disponibilidad del sistema.

En este tópico, la alternativa de no emitir regulación no permitiría un fácil acceso a la red dado que las reglas para conexión de equipos de generación están diseñadas para la conexión de equipos con mayor capacidad.

Por otra parte, el eliminar las condiciones técnicas actuales para que los AGPE-DG se conectaran directamente permitiría que los sistemas tuviesen dificultades técnicas

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 19 de 63

causadas, principalmente, por posibles reversiones de flujos de potencia y por posibles cambios en el voltaje por fuera de los estándares establecidos.

Adicional a lo anterior, si bien la alternativa de no modificar la regulación es una posibilidad a tener en cuenta en cualquier propuesta de regulación, dicha alternativa no es factible en este caso dado que el Decreto 348 de 2017 establece la obligación de la CREG para emitir regulación respecto de trámites simplificados para la conexión y entrega de excedentes. En el mismo sentido, la sentencia del 7 de febrero de 2017 proferida por el Consejo de Estado ordena a la CREG emitir la regulación al respecto en un término de 12 meses contados a partir de dicha fecha.

Con base en lo expuesto, la alternativa de no modificar la regulación no será considerada como parte de los análisis a evaluar.

Así, la propuesta regulatoria considera el establecimiento de estándares técnicos de disponibilidad del sistema, mediante el cumplimiento de uno de los siguientes requisitos:

- a) Permitir la instalación de sistemas de AGPE-DG en un mismo circuito de tal manera que la cantidad de energía generada por AG DG, considerando un consumo igual a cero en el caso de los autogeneradores a pequeña escala, no supere el 50% de la cantidad mínima de energía consumida por los usuarios conectados al mismo y registrada en el año anterior, o
- b) Permitir la instalación de sistemas AG DG en un mismo circuito de tal manera que la sumatoria de capacidad instalada de los AGPE-DG no supere el 5% de la capacidad nominal del mismo.

Dada la diversidad de condiciones de los circuitos en el país y considerando que los dos criterios pueden superponerse para mantener la red en buenas condiciones de operación, la propuesta supone el cumplimiento de por lo menos uno de los dos criterios. En los casos en que no se cumpla ninguno, se considera que los estándares técnicos se encuentran en riesgo de ser incumplidos y por tanto es posible negar la conexión de un nuevo AGPE-DG.

No obstante lo anterior, en el caso que los circuitos presenten condiciones técnicas de saturación de AGPE-DG y exista un potencial usuario que requiera conectarse al mismo, será posible la conexión siempre y cuando exista la posibilidad técnica de efectuar expansiones de la red y liberar capacidad de conexión para lo cual, el OR deberá informar al potencial usuario sobre las obras de expansión requeridas para su conexión y la inversión de la expansión correrá por cuenta del usuario interesado.

Un aspecto importante de la propuesta está relacionado con la información que un potencial AGPE-DG requiere para evaluar las condiciones de conexión a una determinada red.

Como parte inicial del proceso de conexión, que se encuentra más adelante, en la propuesta de resolución se incluyó la obligación de los OR de publicar información asociada con los circuitos o subestaciones de su sistema, con el fin de que un potencial usuario conozca el estado real de las condiciones de su conexión a la red.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 20 de 63

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

De esta manera, para cada circuito el OR debe publicar en su página web datos como: Código del circuito, identificación del transformador de donde se alimenta (con capacidad), demanda mínima del circuito en el último año, capacidad de autogeneración instalada y capacidad disponible.

Estos datos se deberán publicar mediante un sistema de información georreferenciado, que deberá estar disponible cuando el usuario ingrese a la página web del OR y digite alguno de los datos de la factura del usuario para ubicar el transformador o circuito al cual se encuentra conectado, considerando el valor de los parámetros de energía mínima y capacidad nominal en cada caso, así:

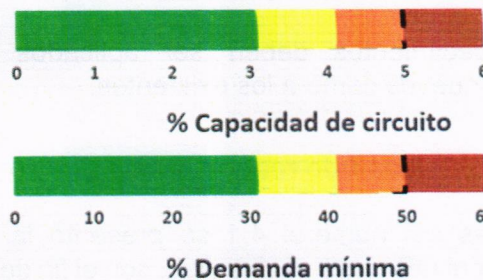


Figura 5. Parámetros de disponibilidad de la red.

Como se presenta en las anteriores ilustraciones, dependiendo de la sumatoria de la capacidad nominal de recursos de AGPE-DG en un circuito respecto de la capacidad nominal del mismo, se deberá resaltar el circuito en color verde cuando dicho valor sea inferior al 3%, resaltado en color amarillo cuando el valor se encuentre entre 3% y 4%, en color naranja cuando se encuentre entre 4% y 5% y en color rojo cuando el valor sea igual superior al 5%, con lo cual se informa, de manera visual al potencial AGPE-DG, la capacidad disponible o la necesidad de inversión para su posible conexión al sistema. Igual código de colores se debe aplicar para la característica de porcentaje de demanda mínima.

Considerando que se requiere el cumplimiento de una de las dos variables, en el sistema de información georreferenciado se deberá visualizar la variable que presente menor probabilidad de conexión a la red existente, es decir, se debe visualizar la variable que represente menor capacidad de conexión a la red de entre las dos características mencionadas.

Considerando que el diseño y puesta en servicio de un sistema de información para este tipo de aplicaciones puede requerir desarrollos adicionales a los existentes en las páginas web de los OR y conociendo que algunas aplicaciones similares han sido desarrolladas en dos meses, se propone que esta tarea sea realizada en un máximo de seis meses a partir de la publicación de la resolución definitiva.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 21 de 63

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

4.2 Condiciones de conexión a la red

Igual que en el ítem anterior, la alternativa de no modificar la regulación requeriría incumplir las instrucciones del Decreto 348 de 2017 y de la sentencia del Consejo de Estado, por lo que no será evaluada en este apartado y sólo será presentada la alternativa de regulación.

Los elementos que se han revisado para establecer regulación sobre la conexión de AGPE-DG se pueden identificar en cuatro grupos a saber:

- a. Información de disponibilidad de red,
- b. Condiciones de conexión según capacidad,
- c. Plazos y plataforma para efectuar solicitudes de conexión,
- d. Parámetros para revisión del esquema.

Se aclara que estos procedimientos deben ser aplicados a todos los usuarios autogeneradores, tanto a los nuevos como a los existentes.

4.2.1 Información de disponibilidad de red

En la sección de alternativas del numeral 4.1 se presentó la propuesta relativa a la información que debe publicar el OR en su página web, con el fin de que un potencial AGPE-DG pueda revisar, en tiempo real, la disposición de la red para recibirlo, así como para conocer los requisitos de conexión según su tamaño y tecnología.

4.2.2 Condiciones de conexión según capacidad

Los AGPE-DG exportan energía a la red y deben ser considerados en su rol de generadores de energía, por tanto todos ellos deben presentar estudios de conexión a la red.

No obstante lo anterior, además de la simplificación de algunos conceptos actualmente establecidos para la conexión de generación a los SDL, la propuesta considera que estos AGPE-DG no tengan que obtener aprobación de conexión por parte de la UPME sino que todo el procedimiento sea directamente realizado ante el OR.

Entendiendo que la influencia de un generador sobre la estabilidad de la red depende en buena medida de su capacidad nominal, los estudios de conexión se han diferenciado en tres grupos:

- a) Para AGPE-DG con capacidad inferior o igual a 0,1 MW
- b) Para AG con capacidad entre 0,1 MW y 1 MW
- c) Para AG con capacidad entre 1 MW y 5 MW

Para la conexión de AGPE-DG con capacidad inferior o igual a 0,1 MW se considera que debe existir un estudio de conexión muy sencillo que a la vez que considere los datos básicos de operación, permita una conexión rápida a la red. Al respecto se ha propuesto que sea el Consejo Nacional de Operación, CNO quien diseñe una propuesta de formulario

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 22 de 63

que contenga la mínima información requerida para su conexión para aplicar por todos los OR del país.

En este grupo se incluye a los generadores distribuidos, cuya definición propuesta es que sean aquellos generadores conectados cerca a los centros de consumo y con una capacidad máxima de 100 kW. Este límite de 100 kW se propone por considerar que:

- Los generadores con capacidades iguales o inferiores a este valor no tienen efectos tan importantes en la red como los que produciría un generador con mayor capacidad.
- En el mundo, las capacidades a partir de las cuales se definen los generadores distribuidos varían en rangos alrededor de 10 kW o 100 kW⁷.
- Su producción de energía se considera importante y equiparable a la que consumiría el menor de los usuarios no regulados y produciría efectos benéficos en la red de distribución al evitar el transporte de energía desde el STN y pueden ser una solución localizada para disminuir restricciones de red.

En cualquier caso, bien sea generador distribuido o autogenerador a pequeña escala con capacidad inferior a 0,1 MW, el procedimiento simplificado propuesto minimiza los requisitos para la conexión de equipos de generación a la red y permite un seguimiento en línea al mismo.

En el caso de los requerimientos de conexión para los AG con capacidades entre 0,1 MW y 1 MW es necesario desarrollar análisis de regulación de tensión, estudios de protecciones y análisis sobre el efecto de las pérdidas de energía y calidad de la potencia, causadas por la inyección de energía a la red. Para que los potenciales usuarios puedan conocer el alcance de estos estudios, los OR deberán establecer y publicar el contenido de cada uno de estos ítems. Al igual que en el caso anterior, el solicitante podrá observar en línea el estado de su trámite.

Finalmente, para el caso de la conexión de AG con capacidades entre 1 MW y 5 MW, también aplicable cuando se superen los criterios de integración directa a la red, el estudio de conexión deberá contener, en adición a las condiciones para AG entre 0,1 MW y 1 MW, análisis sobre corriente de cortocircuito, incremento de corriente de falla a tierra, variaciones lentas de tensión y de protección anti-islas, dada su mayor capacidad de influencia sobre la red de distribución.

De manera general se pretende que el proceso de conexión de AGPE-DG sea transparente para todos y que, en caso de un posible rechazo de la solicitud de conexión, el OR informe ampliamente al potencial usuario sobre las causales para dicha decisión (previamente los OR deben definir parámetros objetivos que puedan ser verificables por cualquier persona o entidad) con el objeto de minimizar conductas anticompetitivas, que puedan incumplir con

⁷ Aunque por supuesto que existen casos que llegan hasta 10 MW dependiendo de las características de los consumos o de la capacidad instalada en países que pueden superar decenas de veces la capacidad instalada registrada en Colombia.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 23 de 63

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

la libertad de acceso a las redes o que de alguna manera sean contrarias a los derechos de los usuarios.

4.2.3 Plazos y plataforma para efectuar solicitudes de conexión

Como ya se ha mencionado, el trámite inicia con la solicitud que un potencial AGPE-DG efectúa mediante la página web del OR y con el lleno de los requisitos en cada caso según su capacidad instalada de generación.

El solicitante podrá verificar en cada momento del tiempo la fase en la que se encuentra su solicitud, los días disponibles para que el OR ejecute dicha fase, las comunicaciones entre el OR y el solicitante y, en general, todas las interacciones que se requieran con lo que se considera que el proceso tendrá una trazabilidad completa.

Por otra parte, al comparar los tiempos propuestos para la ejecución de cada una de las actividades involucradas en el proceso de conexión con las establecidas en la regulación vigente⁸, se puede observar una considerable reducción de los mismos.

La propuesta de reducción de la mayoría de los plazos tuvo en cuenta tanto la posibilidad de efectuar las labores en tiempos más reducidos⁹, considerando los avances tecnológicos relacionados con el manejo de información, como la experiencia durante la implementación de la Resolución CREG 179 de 2015, cuando la mayoría de los plazos propuestos estuvieron vigentes.

4.2.4 Parámetros para revisión del esquema

Como se documentó en los aspectos generales del presente documento, Colombia entraría a la primera fase de incorporación de AGPE-DG, la cual se caracteriza por un desconocimiento del comportamiento de las redes ante la entrada de estas tecnologías de generación y por ende, de los efectos tanto en la red como en las tarifas al usuario final resultantes de la aplicación del esquema de remuneración de excedentes planteado.

Con base en lo anterior, se considera necesario establecer condiciones para la revisión del esquema con el objeto de visualizar, si es necesario, cambios en la regulación que eviten posibles problemas técnicos o económicos.

Así, la propuesta considera que, cuando los AGPE-DG exporten a la red una cantidad equivalente al 50% de la demanda mínima horaria nacional, es necesario evaluar la incidencia de la integración de la nueva generación tanto en la operación de las redes como en los aspectos económicos relacionados con la remuneración de las actividades de red como en las tarifas al usuario final, con la posibilidad de modificar el esquema de remuneración planteado o modificar las condiciones técnicas.

⁸ Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998 y la Resolución 156 de 2011

⁹ Los plazos vigentes se colocaron en 1998 según la experiencia de los agentes en ese momento y con la disponibilidad de información de ese entonces.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 24 de 63

Para que este parámetro sea de fácil seguimiento por la mayor cantidad de usuarios o agentes, también puede expresarse en función de la demanda anual de energía nacional. Para lo anterior, dado que el 50% de la demanda mínima horaria nacional¹⁰ corresponde a 2.503 MWh que equivale al 3,64%¹¹ de la demanda nacional anual, se propone establecer el parámetro de revisión en 4%.

Este análisis se vuelve relevante al momento de tomar decisiones de inversión las cuales deben efectuarse con el pleno conocimiento de que la CREG, en el momento que lo considere pertinente, tiene la potestad de revisar la reglamentación de remuneración de cualquier actividad y modificar las metodologías acorde con los lineamientos y las funciones otorgadas por la ley, independientemente de que la remuneración de los equipos de generación pueda subir o bajar de manera instantánea a partir de la decisión que se adopte.

4.3 Condiciones de medida

En el mismo sentido que los dos apartados anteriores, la alternativa de *no modificar la regulación* requeriría incumplir las instrucciones del Decreto 348 de 2017 y de la sentencia del Consejo de Estado, por lo que no será evaluada en este apartado y sólo será presentada la alternativa de regulación.

Con referencia a la medida, se encuentra que las condiciones generales para la mayoría de los AGPE-DG están dadas y debidamente consignadas en la Resolución CREG 038 de 2014.

No obstante, las primeras dos flexibilidades propuestas se reflejan en los hechos de no exigir medidor de respaldo a los autogeneradores de que trata el presente documento y de relevarlos de la verificación adelantada por un tercero de que trata el artículo 23 del código de medida.

Con base en lo anterior, la propuesta de resolución divide las responsabilidades de medición en dos grupos a saber:

- a. Para usuarios AG con potencia instalada igual o menor a 0,1 MW y
- b. Para GD y usuarios AG con potencia instalada mayor a 0,1 MW

4.3.1 Para usuarios AG con potencia instalada igual o menor a 0,1 MW

Para estos usuarios existen dos posibilidades: i) colocar un medidor integrador que registre únicamente la exportación de energía y ii) colocar un medidor horario bidireccional, telemedido, en adelante HBT.

¹⁰ 5.007 MWh registrada en la hora 6 del 25 de diciembre de 2016

¹¹ Esta energía puede ser producida, en un año, por una planta de 2.500 MW con un factor de planta del 11%.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 25 de 63

La primera, la de permitir un medidor integrador para medir las exportaciones de los AG con potencia instalada menor a 0,1 MW es una flexibilidad que puede representar importantes reducciones en costos de instalación para AG con capacidades muy pequeñas.

No obstante, en este segmento de capacidades, se permite que sea el usuario quien elija el tipo de medidor a instalar, pudiendo realizar también sus transacciones mediante un medidor HBT, igual al que se le exige a los usuarios no regulados.

Entendiendo que es deseable realizar medidas con mayor precisión y que el medidor HBT es más costoso que el medidor integrador, se ha propuesto incentivar la instalación del primero otorgando un beneficio adicional a aquel usuario que, estando en este rango, opte por instalar el medidor más preciso posible. Los beneficios para estos AG se explican en la sección de remuneración de excedentes.

4.3.2 Para GD y usuarios AG con potencia instalada mayor a 0,1 MW

Dado que la Resolución CREG 131 de 1998 define que la característica de potencia para que un usuario sea considerado como parte del mercado competitivo (usuario no regulado) es justamente 0,1 MW y que las condiciones de medida para estos usuarios ya son HBT, se considera que no se requiere flexibilización adicional distinta a la descrita en la introducción de este aparte, que se pueda plantear para estos usuarios.

De igual manera se considera que los generadores distribuidos deben instalar los medidores que les corresponde según lo establecido en la Resolución CREG 038 de 2014. Se aclara que los GD deben cumplir con los requisitos de medidor de respaldo y verificación inicial.

4.4 Remuneración de generación a pequeña escala

Tanto en la definición como en las reglas de remuneración que establece la Ley 1715 de 2014, se entiende que la entrada al SIN de energía generada en la modalidad de pequeña escala se podrá hacer de dos formas: mediante la autogeneración y mediante la generación distribuida.

En efecto la ley define la autogeneración como aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente para atender sus propias necesidades. Esta se clasifica en gran y pequeña escala, siendo la primera aquella cuya potencia máxima supera 1 MW y la segunda con potencia menor o igual a 1 MW, según definición de la UPME.

Por su parte, la generación distribuida es definida por la ley como la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL). Respecto a la potencia máxima, deja en cabeza de la CREG su definición en función de la capacidad del sistema en donde se va a conectar. Como se indica en el apartado de condiciones de conexión según capacidad del numeral 4.2 de este documento, se propone definirla en 0.1 MW.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 26 de 63

De acuerdo con estas definiciones, el autogenerador es esencialmente un consumidor para quien la naturaleza del negocio es producir energía para su propio consumo y eventualmente vender la generación excedente, esto es la energía que produce y no alcanza a consumir en tiempo real. Por el contrario, la naturaleza del negocio para el generador distribuido es producir energía exclusivamente para la venta. Bajo este entendido se concibieron y analizaron las alternativas de remuneración que se describen en este numeral.

Las propuestas de remuneración contemplan la eficiencia económica y la suficiencia financiera. Por eso, en algunos casos y por la evidencia del enfoque del negocio que da la ley, se tomó únicamente una alternativa por considerarla eficiente. En los casos de generación distribuida y autogeneración sin FNCER se analizaron desde el punto de vista de la eficiencia para el sistema, y para las FNCER, además, los objetivos de la ley de incentivar su integración al sistema eléctrico.

4.4.1 Generadores distribuidos

Como mecanismo de promoción de la generación distribuida, la Ley 1715 de 2014 establece que la venta de la energía producida se remunere “...teniendo en cuenta los beneficios que esta trae al sistema de distribución donde se conecta, entre los que se pueden mencionar las pérdidas evitadas, la vida útil de los activos de distribución, el soporte de energía reactiva, etc., según la regulación que expida la CREG para tal fin, conforme a los principios establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994 y los lineamientos de política energética expedidos por el Ministerio de Minas y Energía para el mismo.”

Siendo el agente en cuestión un generador que, por la potencia máxima definida para considerarse como tal, es una planta con capacidad menor a 20 MW que no se despacha centralmente, se consideró que le es aplicable la regulación vigente contenida en la Resolución CREG 086 de 1996, y sus modificaciones, y por lo tanto la alternativa contemplada es no modificar la regulación dado que la vigente define su forma de comercialización y medición. Los análisis de eficiencia de esta alternativa regulatoria hacen parte de las decisiones que soportan la expedición de la mencionada resolución.

Sin embargo, la ley ordena que la remuneración de la energía generada incluya un reconocimiento económico por los beneficios que esta generación podría dar a la red. Entendiendo que estos beneficios se relacionan con la disminución de las pérdidas en la red a la cual se conecta y la disminución de las restricciones del sistema por encontrarse ubicada cerca a la demanda, se propone que sólo cuando la generación es vendida al comercializador integrado con el operador de red se le reconozcan estos beneficios. En este caso, el comercializador está obligado a comprar la energía del generador distribuido.

Así, el generador distribuido podrá comercializar su energía y ser remunerado bajo alguna de las siguientes opciones:

- a. La energía generada puede ser vendida a una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista vinculación

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 27 de 63

económica entre el comprador y el vendedor. En este caso, el precio de venta será única y exclusivamente el Precio en la Bolsa Energía en cada una de las horas correspondientes, menos un peso moneda legal (\$ 1.00) por kWh indexado conforme a lo establecido en la Resolución CREG-005 de 2001. Cuando este comercializador es el integrado con el operador de red, el generador distribuido además recibirá, por cada kWh vendido, el 50% del costo asociado con las restricciones del sistema más el 50% de las pérdidas de la red reconocidas en el nivel de tensión al cual entrega la energía.

- b. La energía generada puede ser ofrecida a un comercializador que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas. En este caso y como está previsto en la Resolución CREG 020 de 1996, la adjudicación se efectúa por mérito de precio.
- c. La energía generada puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: Usuarios No Regulados, Generadores, o Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados.

4.4.2 Autogeneradores

La Ley 1715 de 2014 distingue dos clases de autogeneradores. Los que producen energía utilizando fuentes no convencionales renovables (FNCER) y los que utilizan fuentes no convencionales (FNCE). Si bien en ambos casos se pretende incentivar su instalación permitiendo la entrega de excedentes de su generación a la red de distribución, la principal diferenciación se hace en relación con la forma de remuneración.

Para el caso de la autogeneración que no utiliza FNCER, deja en cabeza de la CREG su regulación conforme a los principios establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994 y los lineamientos de política energética expedidos por el Ministerio de Minas y Energía para tal fin.

Para el caso de los autogeneradores que utilicen FNCER, la ley establece que los excedentes se reconocerán, mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía, según las normas que la CREG defina para tal fin, las cuales se fundamentarán en los criterios establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994 para definir el régimen tarifario, específicamente, el criterio de suficiencia financiera.

El balance neto ha sido la forma más adoptada en el mundo para el reconocimiento de excedentes buscando promover la autogeneración, dando condiciones especiales cuando se trata de fuentes renovables. Cada país o región ha escogido diferentes maneras de aplicar esta figura de acuerdo a sus condiciones locales y a sus objetivos de política pública, y se ha enfocado a facilitar la viabilidad de los proyectos por los ahorros que genera en la factura del servicio.

Para su aplicación se requiere definir un período de tiempo sobre el cual se hace el balance de la energía a favor o a deber por el usuario, en el caso de medición neta, y el balance de

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 28 de 63

saldos económicos a favor o en contra del usuario. Se define además un período sobre el cual se liquidan de manera definitiva la energía o los saldos monetarios pendientes, como parte de la factura del servicio. Estos dos periodos pueden o no coincidir en el tiempo.

4.4.2.1 Alternativas de balance de la medición

En la siguiente grafica se resumen las principales características de las formas de balance neto utilizadas para la remuneración de excedentes, medición o facturación, y que a criterio de la CREG modifican las señales de eficiencia para el usuario y para el sistema. Se considera que la aplicación pura de cada uno de estos balances genera un espectro de posibilidades de aplicación según los objetivos que se quieran alcanzar.

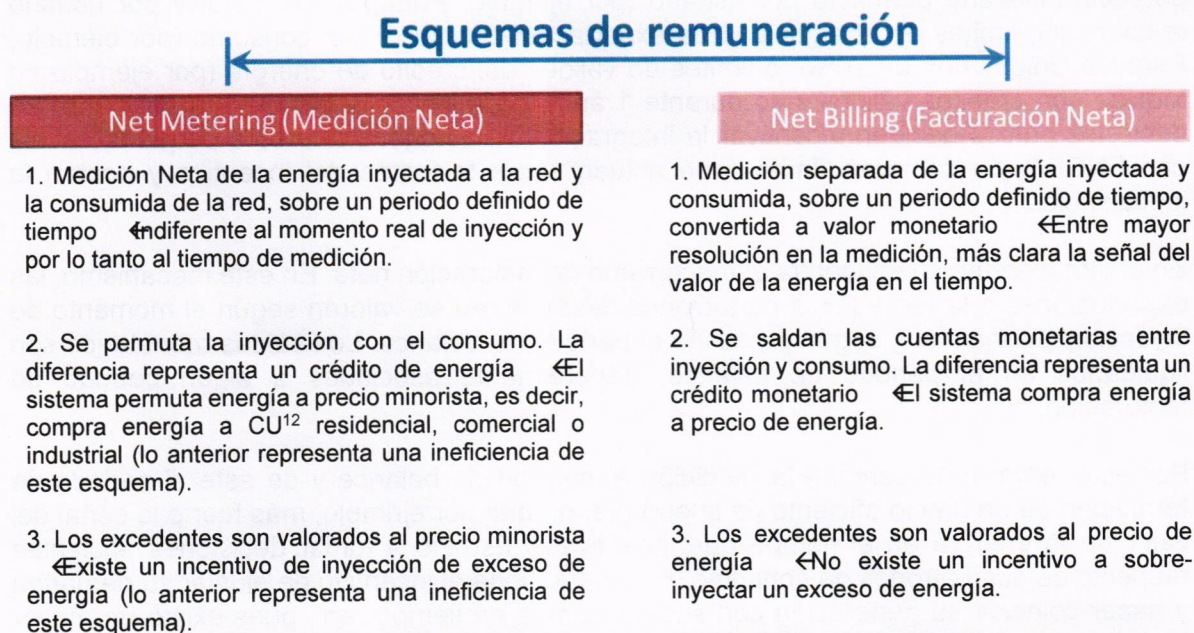


Figura 6. Mecanismos de remuneración de excedentes de autogeneración

En medición neta, toda inyección a la red es considerada un excedente que genera un crédito de energía a favor del autogenerador, crédito que puede ser utilizado por el autogenerador al consumir energía de la red en cualquier momento posterior. Debido a que este mecanismo intercambia los kWh inyectados por los kWh consumidos, los excedentes tienen un valor para el usuario igual a CU.

La valoración de la energía de autogeneración a CU genera varias ineficiencias:

1. El sistema compra energía a CU, es decir, un valor mayor al precio eficiente (precio de bolsa) y mayor al precio que es transferido al usuario por la actividad de compra energía por parte del comercializador (variable G del CU).

¹² CU: Costo unitario de prestación de servicio como se define en la Resolución CREG 119 de 2007

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 29 de 63

2. El usuario autogenerador tiene un incentivo a sobre-instalar su capacidad de generación para inyectar exceso de energía en la red, sin ningún límite, pues esta energía se reconoce a un valor mayor que el precio eficiente para el sistema.
3. Las compras por generación de energía a CU deben ser trasladadas a todos los usuarios regulados. La ineficiencia es mayor conforme crezca la cantidad de usuarios autogeneradores que exportan energía a la red.
4. El balance neto de energía elimina la señal del valor de la energía en el tiempo.

Dentro de los países identificados, ninguno aplica un diseño de medición neta puro, sin ningún tipo de límites. Cada país o región que opta por este esquema, identifica límites en potencia instalada permitida por usuario (por ejemplo, Portugal con 1.5 kW por usuario residencial), límites de energía para la exportación que supera el consumo (por ejemplo, Estados Unidos con un 20%), o límites de validez del crédito de energía (por ejemplo en México con créditos válidos sólo durante 1 año), para limitar la ineficiencia asociada. Es decir, los países deciden incentivar la integración de autogeneradores a pequeña escala con FNCER y establecen límites que actúan sobre la fuerza del incentivo y acotan la ineficiencia.

En el otro extremo se encuentra el mecanismo de facturación neta. En este mecanismo, las exportaciones a la red y las importaciones desde la red se valoran según el momento de inyección y consumo y según se defina el período de balance. Los saldos monetarios son liquidados en el periodo de balance, generalmente asociados a algún periodo de facturación.

Por esto, entre más cercana la medición al período de balance y de este al periodo de formación de un precio eficiente de la energía, horaria por ejemplo, más fuerte la señal del valor de la energía en el tiempo que incentiva al usuario a tomar decisiones eficientes respecto de sus patrones de consumo. El usuario tiene el incentivo de ajustar su demanda y hacer coincidir su generación con sus consumos en tiempo real, pues existe un mayor beneficio económico en el costo evitado de compra de electricidad desde la red que en la entrega de excedentes.

4.4.2.2 Ejemplo guía para el análisis de autogeneración

Por simplicidad, se presenta el siguiente ejemplo que establece las convenciones y nomenclatura que se utilizará en la sección de alternativas de remuneración. Se realizó el análisis asumiendo que la tecnología utilizada es solar fotovoltaico debido a que es la tecnología que se espera que tenga mayor uso en la autogeneración a pequeña escala por sus costos y facilidad de instalación. De todas formas, las variables son aplicables para la identificación de excedentes utilizando cualquier tecnología.

Para la construcción de este escenario se utilizaron las siguientes fuentes y datos:

- a. Perfil de autogeneración: Esta curva se construyó con base en la radiación solar. Se analizaron 4 ciudades de Colombia: Riohacha, Valledupar, Bogotá y Medellín con datos

30

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 30 de 63

horarios y semi-horarios de radiación directa y su resultante producción eléctrica fotovoltaica por kW instalado, del Laboratorio Nacional de Estados Unidos de Energía Renovable (NREL), de los años 1998-2014 y el año tradicional (TMY) generado estadísticamente para representar un año típico. Es de anotar que debido a que la información es horaria o semi-horaria, no se ilustran las fluctuaciones inter-horarias, como aquellas causadas por el movimiento de las nubes. Los datos sólo representan un promedio de potencia horario, y se asume que la distribución de los datos es uniforme durante toda la hora. Dado que Bogotá presenta las menores horas de sol en el año tradicional respecto a las otras ciudades, se tomó sólo este caso para los análisis por ser el escenario más conservador.

- b. Perfil de demanda: Con datos agregados del SUI de demanda y un escalamiento de acuerdo con la generación total mensual de un usuario residencial típico, se construyó una curva típica horaria de un usuario de estrato 4 ubicado en la ciudad de Bogotá.
- c. Costos: Se utilizaron estimativos de costos de inversión de agencias internacionales como NREL y IEA, y de tres proveedores de paneles solares en Bogotá.

Se considera un usuario residencial en Bogotá con una demanda mensual igual a 270 kWh. Este usuario decide volverse autogenerador y para ello construye un sistema fotovoltaico en el techo de su casa con una capacidad de 3 kW. Este usuario integra el sistema fotovoltaico con 12 paneles solares, cada uno de 250 W, que resulta en un área cubierta con paneles de aproximadamente 30 m² (o 10 m²/kW instalado).

En un día con irradiación menor (Julio 5 del año tradicional) a la irradiación promedio anual, este usuario tiene el siguiente comportamiento:

- Durante las horas 0-6 y 18-23 (horas donde no hay sol), este usuario abastece su demanda consumiendo únicamente de la red, es decir importando desde la red, pues sus paneles solares no están generando potencia.
- Durante las horas 6-8 y 16-18 (horas donde “sale” y “se pone” el sol), este usuario abastece su demanda en parte con la generación de sus paneles y en parte importando desde la red, ya que sus paneles solares no están generando suficiente potencia para cubrir toda su demanda.
- Durante las horas 8-16 (horas de sol), este usuario abastece el total de su demanda con su sistema fotovoltaico y además exporta el excedente de su generación a la red.

La Figura 7, en su parte superior, muestra el perfil de demanda y generación solar del usuario del ejemplo. En la parte inferior muestra el perfil de su importación y exportación de energía eléctrica desde y hacia la red resultante de los perfiles de demanda y generación. **Ag1** representa la cantidad de energía autogenerada por el usuario que abastece su demanda durante las horas de sol, es decir en tiempo real.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 31 de 63

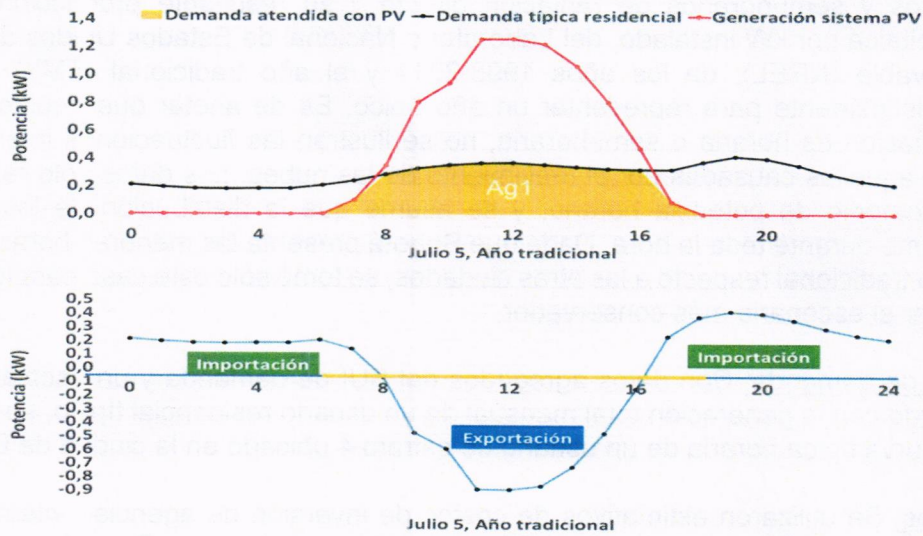


Figura 7. Superior: Perfil de demanda y generación solar Inferior: Importación desde la red y exportación hacia la red.

Fuente: Gráfica realizada por CREG con base en las fuentes citadas.

Los promedios mensuales de la importación y exportación de energía eléctrica de este usuario autogenerador se presentan a continuación en la Figura 8. Es de notar que aunque la demanda mensual total del usuario continúa siendo 270 kWh, el usuario está ahora consumiendo sólo 144 kWh de la red, ya que satisface parte de su demanda con su sistema autogenerador. Esta demanda autoabastecida se vuelve invisible para el sistema dado que lo único que éste comienza a percibir es una disminución de la demanda por parte del usuario en ciertas horas y una exportación de energía en otras horas. Por esta razón, la cantidad de energía **Ag1** agregada durante el mes, 126 kWh, no se muestra en la Figura 8.

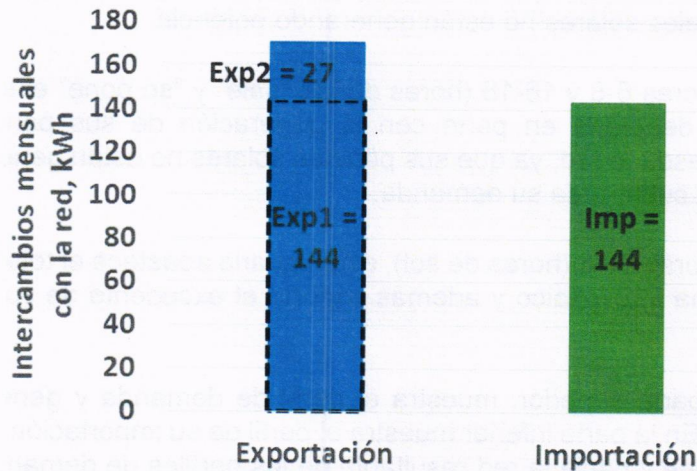


Figura 8. Exportación e importación promedio mensual hacia y desde la red del usuario autogenerador, en kWh. Gráfica realizada por CREG.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 32 de 63

[Handwritten signature]

El usuario exporta a la red un total de 171 kWh ya que son excedentes de su autogeneración. Este excedente total puede ser considerado como la suma de dos variables, **Exp1** y **Exp2**, donde Exp1 es aquella cantidad exportada equivalente a la importada **Imp** (es decir, 144 kWh), y Exp2 es la cantidad exportada restante (27 kWh). La generación total del sistema autogenerador es igual a $Ag1 + Exp1 + Exp2$ (297 kWh), siendo medibles en la frontera de la residencia con la red únicamente la exportación, igual a $Exp1 + Exp2$ (171 kWh).

4.4.2.3 Autogeneradores sin FNCER

Si bien la naturaleza de este autogenerador es producir para autoconsumo, cuando tiene la posibilidad de vender energía excedente está enfrentando un negocio de venta de energía. Es decir, está actuando como un agente generador.

Este agente es un generador que, por la potencia máxima definida para considerarse como tal, es una planta con capacidad menor a 20 MW que no se despacha centralmente. En esa medida le es aplicable la regulación vigente contenida en la Resolución CREG 086 de 1996 y por lo tanto la alternativa contemplada es no modificar la regulación dado que ya la vigente define su forma de comercialización, conexión y medición.

Sin embargo, dadas las ventajas que para el sistema y para la implementación efectiva de regulación asociada a respuesta de la demanda conllevaría el hecho de tener instalados medidores horarios, se propone que si el autogenerador menor o igual a 0.1 MW instala medidores horarios, y además vende su generación excedente al comercializador integrado con el operador de red, se le reconozcan los mismos beneficios que al generador distribuido, como incentivo para la instalación del medidor.

Así, el autogenerador que no utiliza FNCER y tiene una capacidad mayor a 0.1 MW, es decir cuenta con medidores horarios, podrá comercializar su energía excedentaria y ser remunerado bajo alguna de las siguientes opciones:

- a. La energía excedentaria de un autogenerador puede ser vendida a una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista vinculación económica entre el comprador y el vendedor. En este caso, el precio de venta será única y exclusivamente el Precio en la Bolsa Energía en cada una de las horas correspondientes, menos un peso moneda legal (\$ 1.00) por kWh indexado conforme a lo establecido en la Resolución CREG-005 de 2001.
- b. La energía excedente puede ser ofrecida a un comercializador que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas. En este caso y como está previsto en la Resolución CREG-020 de 1996, la adjudicación se efectúa por mérito de precio.
- c. La energía excedente puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: Usuarios No Regulados, Generadores, o Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 33 de 63

El autogenerador que no utiliza FNCER pero tiene una capacidad menor o igual 0.1 MW, es decir no está obligado a tener medidor horario, debe vender sus excedentes al comercializador que le presta el servicio y en este caso su remuneración será única y exclusivamente el precio de bolsa. Cuando este comercializador sea además el integrado con el operador de red, el autogenerador recibirá, por cada kWh excedente entregado a la red, el 50% del valor de las restricciones del sistema más el 50% de las pérdidas de la red reconocidas en el nivel de tensión al cual entrega la energía si instala un medidor horario, debido a que los beneficios de su ubicación son percibidos por la red que administra dicho OR.

Por lo tanto, el valor de los excedentes para autogeneradores que no utilizan FNCER con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW, sin medidor horario:

$$VE = (Exp1 + Exp2) * (PB)$$

Y para los que tienen medidor horario:

$$VE = (Exp1 + Exp2) * [PB + 0,5 * (Rr + P)]$$

4.4.2.4 Autogeneradores con FNCER

Respecto de la remuneración de excedentes de generación para autogeneradores que utilizan FNCER, la Ley 1715 de 2014 establece el reconocimiento como créditos de energía bajo un esquema de medición bidireccional.

La remuneración bajo un esquema de créditos de energía significa realizar un balance neto entre la energía excedente que se exporta a la red por parte del autogenerador y la energía que él mismo consume de la red.

Dada la naturaleza principal de usuario y los beneficios que una menor demanda de energía produce al sistema como un todo, para el análisis de alternativas para el autogenerador se priorizaron los siguientes criterios: 1) incentivar el autoconsumo antes que las ventas de excedentes, 2) viabilizar financieramente los proyectos con los posibles ahorros en la factura de energía eléctrica, principalmente para usuarios pequeños con bajos consumos y mayores costos financieros y 3) considerar las características de consumo de los usuarios.

Las siguientes son las alternativas de remuneración de excedentes que se analizaron:

1. No modificar la regulación. Esta alternativa requeriría incumplir las instrucciones del Decreto 348 de 2017 y de la sentencia del Consejo de Estado. No obstante, será objeto de una evaluación simple.
2. Medición neta pura. Esta alternativa adicional se estimó para tener un marco de referencia con una cota superior que incentiva sin límite la instalación de autogeneración. Todo excedente se intercambia con consumos de la red, es decir se valoran a CU.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 34 de 63

$$VE = ((Exp1 + Exp2) * CU) - Imp * CU$$

3. Medición neta acotada, es decir los créditos son válidos únicamente durante un período determinado. Los créditos no usados en el periodo de facturación expiran.

$$VE = Exp1 * CU + Exp2 * 0 - Imp * CU$$

4. Medición neta con pagos por servicio de sistema. Créditos de energía sobre todos los excedentes con un cobro por el servicio de sistema. Este cobro busca reconocer que el beneficio que logra el autogenerador por obtener un crédito de energía no es realizable si no cuenta con el servicio de las redes. Debe reconocer además el costo comercial de tramitar esa energía.

Sin embargo, para instalaciones pequeñas el pago del servicio del sistema puede hacer inviable el montaje de estos proyectos, principalmente por los costos financieros que deben enfrentar. Por esta razón, la alternativa considera no cobrar a los autogeneradores pequeños el servicio del sistema, lo que se considera una ineficiencia estática aceptable para el sistema mientras se impulsa la integración planteada por la ley. El costo comercial de gestionar esta energía si debe pagarse al agente que lo presta.

Por lo tanto, el valor de los excedentes para estos autogeneradores que utilizan FNCER es:

Capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW, sin medidor horario:

$$VE = (Exp1 - Imp) * Cuv - (Exp1 * Cv) + (Exp2 * PB)$$

Capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW, con medidor horario:

$$VE_ = (Exp1 - Imp) * CUv - (Exp1 * Cv) + (Exp2 * PB) + [(Exp1 + Exp2) * 0,5 * (Rr + P)]$$

Capacidad instalada mayor a 0,1 MW:

$$VE = (Exp1 - Imp) * CUv - [Exp1 * (T + D + Cv + PR + R)] + (Exp2 * PB)$$

Como se mostró, también en este caso se dan las ventajas para el sistema y para la implementación efectiva de regulación asociada a respuesta de la demanda por el hecho de tener instalados medidores horarios. Se propone que si el autogenerador menor o igual a 0.1 MW instala medidores horarios, y además vende su generación excedente al comercializador integrado con el operador de red, se le reconozcan el 50% del valor de las restricciones del sistema más el 50% de las pérdidas de la red reconocidas en el nivel de tensión al cual entrega la energía, como incentivo para la instalación del medidor.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 35 de 63

Como se muestra en numeral de análisis de impactos, se escoge esta alternativa pues representa, después de facturación neta, la alternativa más eficiente dado que los beneficios al autogenerador son los que menos aumentos representan a los usuarios en términos del impacto general en el CU y además la integración de los recursos se realiza en un menor tiempo, conjuntamente con los beneficios que esto conlleva para el sistema.

Es importante anotar que, independientemente de la remuneración que reciba el autogenerador, toda la energía excedente adquirida por el sistema debe contabilizarse en la frontera del respectivo comercializador para efectos de estimar las responsabilidades de transporte y distribución de energía para que hagan parte de la remuneración de dichos sistemas.

5. Facturación neta. Los excedentes son remunerados a precio de bolsa promedio mensual. No se incluyó la opción de remuneración a precios de bolsa horarios, subsidiarios o diarios, aun cuando un mecanismo de facturación neta pura puede incluir estas señales en tiempo real.

5. ANÁLISIS DE IMPACTOS

A continuación se presenta el análisis de los impactos correspondientes a cada una de las alternativas consideradas. Este análisis tiene dos partes: los beneficios y los costos. Para cada alternativa se estimaron los beneficios desde el punto de vista del usuario autogenerador y desde el punto de vista del sistema. Los costos de cada alternativa se consideraron desde el punto de vista del sistema.

Los análisis no consideran la aplicación de subsidios y contribuciones sino que solamente contienen análisis considerando el costo unitario de prestación del servicio del nivel de tensión 1.

Los beneficios identificados y valorados son los siguientes:

- a. Beneficios de la entrada de autogeneración para el usuario autogenerador: Los beneficios estimados corresponden al beneficio económico neto de un usuario que decide instalar capacidad para abastecer sus propias necesidades. El beneficio neto corresponde a la diferencia entre la utilidad neta (ahorro en la factura por disminución del consumo de la red más pago por los excedentes) menos el costo de la inversión de la planta de autogeneración.
- b. Beneficios de la entrada de autogeneración para el sistema: Se consideraron los siguientes como beneficios para el sistema: menores pérdidas de red debido al consumo local de la energía generada, inversiones evitadas de capacidad de generación, inversiones evitadas de líneas de transmisión y emisiones de CO₂ evitadas durante la vida útil de los sistemas (para el caso FNCER).

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 36 de 63

- c. Debido a que el beneficio correspondiente a las menores pérdidas de red es incierto, y se propone sea remunerado en todas las alternativas como la mitad de las pérdidas técnicas más la mitad de las restricciones del sistema, no se incluye en este análisis beneficio-costos. Es decir, se asume que el precio propuesto para valorar estos beneficios es eficiente, y los costos asociados por esta compensación igualan los beneficios.

5.1 Supuestos

Los análisis de los impactos de las alternativas de remuneración para autogeneradores a pequeña escala y generadores distribuidos se realizaron teniendo en cuenta los siguientes supuestos:

1. El límite de la etapa 1 considerada en el numeral 1.1 de este documento, establece que máximo el 50% de la demanda horaria de potencia mínima del país o el 5% de la capacidad de los circuitos puede equivaler a la capacidad conectada de autogeneradores y generadores distribuidos. La demanda mínima anual del país es de 5,000 MW a nivel agregado y de 6,000 MW al realizar un análisis agregado según la información de todos los circuitos de cada SDL. Es decir, la máxima capacidad total que se espera se instalará en generadores distribuidos y autogeneradores será de 2,500-3,000 MW (se tomó 2,500 MW como valor esperado).
2. Se asumen dos escenarios extremos: que los 2,500 MW correspondan a autogeneradores a pequeña escala ó que los 2,500 MW correspondan a generadores distribuidos. El esperado real es que los 2,500 MW se instalen entre generadores distribuidos y autogeneradores a pequeña escala, por lo que el análisis de impactos de la instalación de 2,500 MW de autogeneradores representa una cota superior de los estimativos. No se estimaron los impactos para la generación distribuida, ya que la alternativa propuesta considera el precio de bolsa como remuneración por la generación. La remuneración propuesta para valorar los beneficios de los generadores distribuidos, se asume que es eficiente, es decir, los costos por esta compensación igualan los beneficios.
3. Se realizó el análisis asumiendo que la tecnología utilizada era solar fotovoltaico debido a que es la tecnología FNCER con mayor variabilidad intra-horaria y la que se espera tenga mayor integración por su facilidad de instalación.
4. Los análisis consideran que no existe limitación a la incorporación de AGPE-DG con base en los análisis efectuados, por operador de red, teniendo en cuenta los parámetros comentados en los literales a y b de la sección de alternativas del numeral 4.1. La siguiente figura representa la capacidad de los circuitos SDL para integrar AGPE-DG conforme a los límites establecidos:

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 37 de 63

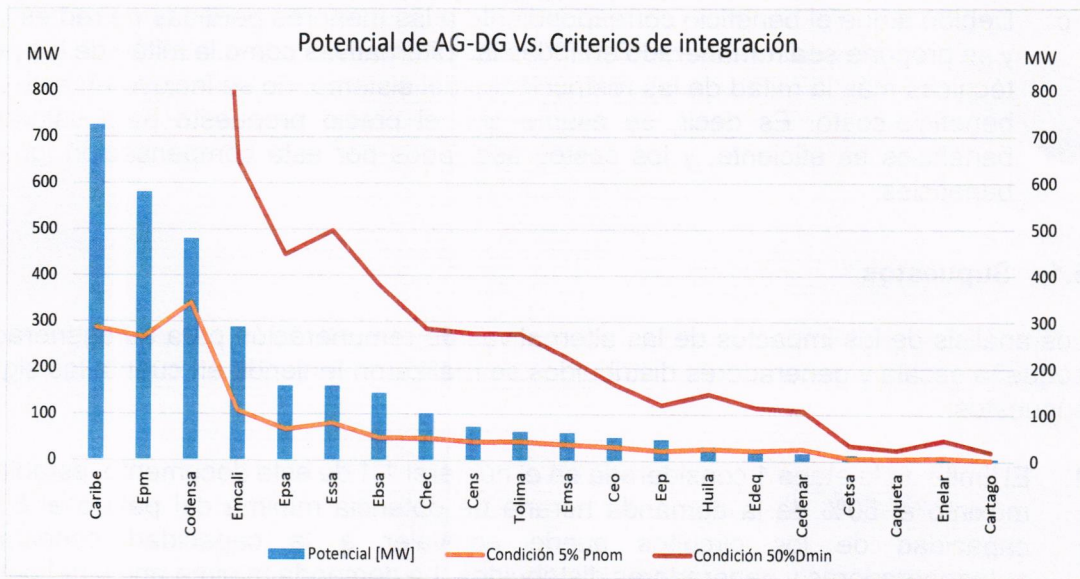


Figura 9. Revisión de parámetros de integración de AGPE-DG a la red vs. Potencial a instalar

En la Figura 9 se observa la simulación del potencial de capacidad de AGPE-DG por OR respecto de los dos criterios¹³ propuestos.

Las barras representan el potencial de capacidad de los usuarios de nivel de tensión 1 no residenciales y residenciales estratos 4, 5 y 6 por OR, teniendo en cuenta que estos usuarios son los que pueden presentar una mayor probabilidad de integrar elementos de autogeneración a la red.

La línea superior representa la condición del 50% de la demanda mínima del circuito construida con base en las curvas de carga promedio anual de los comercializadores integrados con el OR. Para apreciar de mejor manera la gráfica se excluyeron los valores de la línea superior de las tres primeras empresas (2189 MW, 1719 MW y 2088 MW respectivamente).

La línea inferior representa la condición del 5% de la capacidad del circuito, calculado con base en la información de potencia y usuarios de los transformadores de distribución en cada caso.

Como se observa, entendiendo que las condiciones son excluyentes entre sí, es decir, que solamente se requiere el cumplimiento de alguna de las dos; se concluye que los criterios no limitan la conexión de los potenciales AGPE-DG- en ningún SDL.

5.2 Beneficios económicos para el usuario autogenerador

Usando el ejemplo base de la anterior sección y modelando instalaciones de mayor tamaño, se determinaron los beneficios económicos para un usuario que decide ser autogenerador

¹³ 5% de la capacidad nominal del circuito o 50% de la demanda mínima

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código:	RG-FT-005	Versión:	0
Documento	DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión:	28/10/2016	Páginas:	38 de 63

con energía solar fotovoltaica e inyectar sus excedentes a la red, en tres ciudades de Colombia. Las ciudades analizadas fueron: Riohacha, Bogotá y Medellín. Debido a la menor radiación solar de Bogotá, se usó este caso (conservador) para estimar los beneficios económicos particulares. Las curvas de demanda se construyeron con un agregado regional, y se modularon de acuerdo al consumo típico de cada región, así: Riohacha: entre 270 y 380 kWh/mes; Bogotá: entre 140 y 270 kWh/mes; Medellín: entre 114 y 260 kWh/mes.

Generación de sistema fotovoltaico en techo:

La generación solar en una ubicación específica depende del tamaño del sistema instalado y de la eficiencia de los equipos. La Figura 10 muestra la diferencia de generación para el mismo usuario residencial, si este instala 0,8 kW (izquierda) ó 1,6 kW (derecha).

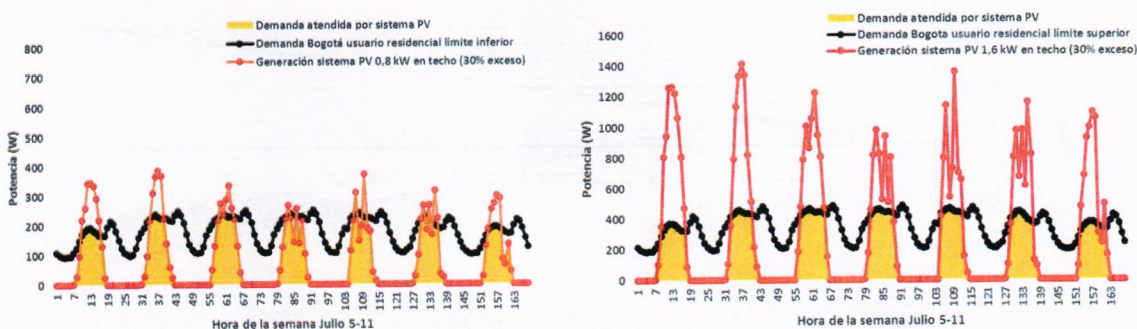


Figura 10. Generación fotovoltaica en techo en Bogotá

De esta forma, los beneficios netos económicos particulares para un usuario específico en una ubicación determinada, dependen de la relación entre los costos del sistema, los ahorros percibidos en la factura eléctrica y la remuneración por los excedentes. Los ahorros percibidos en la factura eléctrica dependen en gran medida de las preferencias y comportamientos de consumo del usuario –por ejemplo, si el usuario cambia sus hábitos y mueve sus consumos a las horas en que su sistema genera electricidad, verá mayores ahorros en la factura. La remuneración de excedentes define la fuerza del incentivo percibido por el usuario, y dependerá de la alternativa regulatoria. La decisión del tamaño de la instalación será aquella que maximice la suma de los ahorros y la remuneración recibida por la inyección de los excedentes. A continuación se presenta el beneficio particular percibido para cada alternativa regulatoria.

Alternativa 1:

Bajo esta alternativa, se entiende que el usuario autogenerador es muy pequeño para negociar el valor de sus excedentes con su comercializador, el valor dado a los excedentes es igual a cero y por lo tanto la decisión de tamaño de la instalación será tal que sea sólo para atender su propio consumo en tiempo real (es decir, para generar máximo **Ag1**). Se alcanzarán los 2,500 MW esperados en un periodo mayor de tiempo.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 39 de 63

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

Alternativas 2, 3, 4 y 5:

La Figura 11 muestra la diferencia de la fuerza del incentivo bajo un esquema medición neta pura, medición neta acotada, medición neta con pago por servicios del sistema y un esquema de facturación neta, usando el ejemplo base. Los supuestos adicionales utilizados son los siguientes: CU=COP 500; costo de capital de sistema solar = COP 9 millones/kW DC-instalado; vida útil del sistema= 25 años sin degradación de eficiencia; tasa de interés 0%.

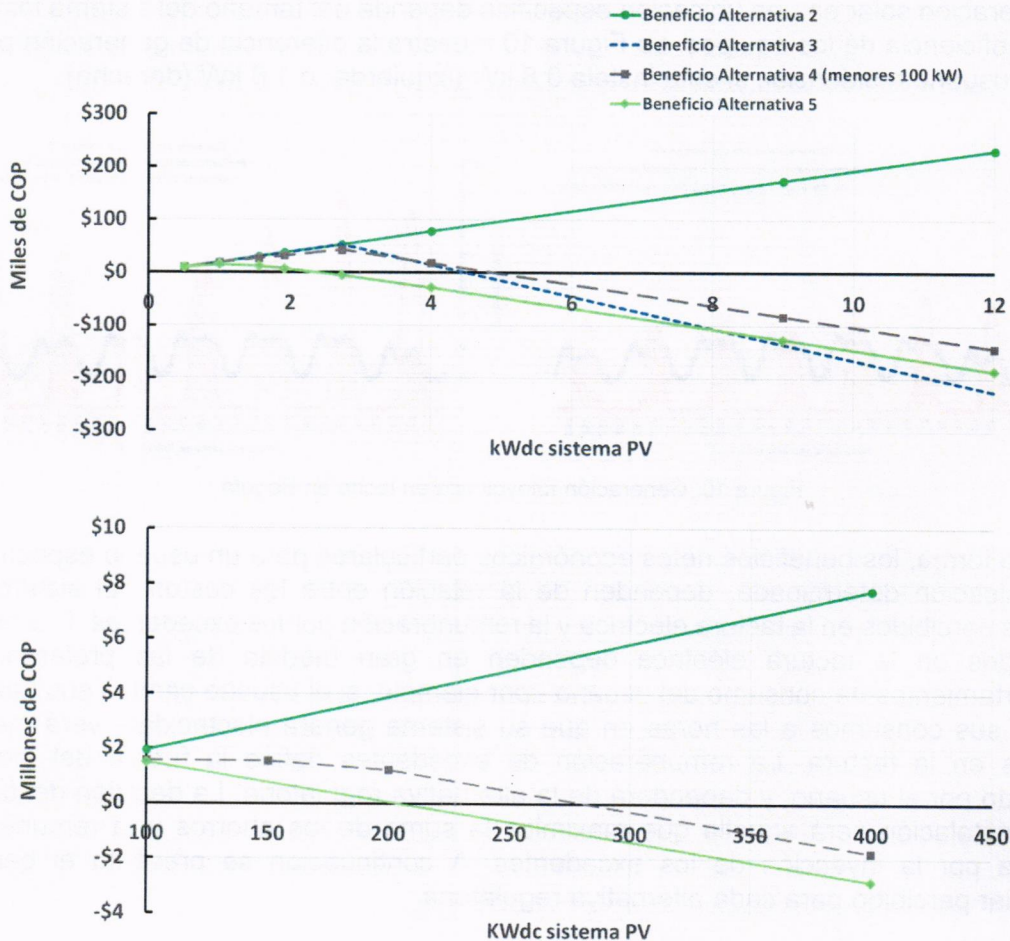


Figura 11. Beneficios económicos netos mensuales para usuarios autogeneradores de las alternativas de remuneración, arriba: menores de 0.1 MW, abajo: mayores de 0.1 MW. Beneficios = ahorro factura + remuneración excedentes – costos. Gráficas CREG

El beneficio neto mensual es igual a los ahorros en la factura más el pago recibido por los excedentes menos el costo amortizado del sistema fotovoltaico.

Para los autogeneradores menores a 100 kW:

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento DOCUMENTO CREG 066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 40 de 63

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

Si el esquema de remuneración es medición neta acotada (alternativa 3), un usuario con una demanda mensual de 270 kWh decidiría instalar entre 2,7 kW y 4,3 kW de capacidad fotovoltaica. Si el esquema de remuneración es facturación neta (alternativa 5), el mismo usuario decidiría instalar entre 1,5 kW y 2 kW de capacidad fotovoltaica. La fuerza del incentivo por kW instalado es menor en el caso de facturación neta que en el caso de medición neta acotada. Si el esquema de remuneración es medición neta con pagos de servicio del sistema (alternativa 4), el usuario instalaría también entre 2,7 kW y 4,3 kW (como en la alternativa 3), pero la fuerza del incentivo sería en este caso menor que en el caso correspondiente a la alternativa 2. Al realizar un análisis de sensibilidad sobre la tasa de interés anual, se observa que en la alternativa 4, el usuario no tiene un incentivo económico para ningún tamaño de instalación para tasas superiores al 4% anual. Es decir, solamente usuarios residenciales con este esquema que financien sus instalaciones con tasas de interés menores del 4% anual, tienen un beneficio neto económico que los incentiva a la instalación. No se modelaron los beneficios que el usuario percibe por instalar un medidor horario con telemedida, ya que esta medida aplica para todas las alternativas.

Para autogeneradores mayores a 100 kW:

Asumiendo que no hay economías de escala, bajo la alternativa 5 un usuario con una demanda mensual de 27 MWh/mes, decidiría instalar máximo 200 kW. Bajo la alternativa 4, este mismo usuario decidiría instalar hasta 270 kW. Para todos los tamaños, la fuerza del incentivo es mayor bajo la alternativa 4 que bajo la alternativa 5.

5.3 Beneficios para el sistema

5.3.1 Costos evitados de inversiones en generación

Los costos evitados por inversiones no incurridas en plantas de generación adicionales son equivalentes a los costos de capital de nueva generación con capacidad igual a 2,500 MW. Se asume que esta nueva generación mantiene aproximadamente la misma participación de la capacidad hidroeléctrica y térmica, es decir, aproximadamente 70% capacidad de generación hidroeléctrica y 30% es capacidad de generación térmica. La siguiente tabla muestra los rangos de los costos de capital asociados a plantas hidroeléctricas, y plantas térmicas a carbón y a gas (IEA 2015), y en la Tabla 2, los costos que representaría esta expansión de generación.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 41 de 63

Tabla 1. Rangos de costos de capital de plantas de generación eléctrica hidroeléctrica y térmica (IEA 2015)

Tipo de generación	Costos de capital (dólares/kW instalado)	Costos de capital (millones COP/MW instalado)
Hidroeléctrica	2,500 - 5,000	7,500 – 15,000
Térmica	700 – 2,000	2,100 – 6,000

Tabla 2 Costos de capital de 2,500 MW de capacidad de generación eléctrica (70% hidroeléctrica y 30% térmica)

Tipo de generación	Costos de capital (billones COP)	Costos por usuario regulado (COP/usuario)
70% Hidroeléctrica = 1750 MW	13 - 26	875,000 – 1,750,000
30% Térmica = 750 MW	1,6 - 4,5	105,000 – 300,000
Total = 2,500 MW	14,6 – 30,5	980,000 – 2,000,000

La Tabla 2 detalla los costos evitados por usuario regulado, estimados aproximadamente entre 1 y 2 millones de pesos.

5.3.2 Costos evitados de inversiones en líneas de transmisión:

Asumiendo que toda la generación de los AG es consumida localmente, es decir, es autoconsumida (no utiliza las redes de distribución ni de transmisión) o es consumida por usuarios del mismo circuito de distribución (no utiliza la red de transmisión), se estimaron los costos evitados asociados con líneas de transmisión que no serán necesarias.

En Colombia existen aproximadamente 25,500 km de líneas de transmisión, es decir aproximadamente 1,5 km por MW de capacidad de generación instalado. Si se integran 2,500 MW de capacidad de AG, se evitarían construir 3,840 km de líneas de transmisión. Esto equivaldría a un costo evitado de 11,5 billones de pesos (asumiendo un costo total de 1 millón de dólares, o 3,000 millones de pesos, por km de línea de transmisión).

Emisiones de CO₂ evitadas por la integración de 2,500 MW de autogeneración:

El Ministerio de Minas y Energía estima que el sector eléctrico emite anualmente aproximadamente 10,1 millones de toneladas de CO₂, es decir, 150g¹⁴ de CO₂ equivalente por kWh. Así, si todos los AG son de tecnologías que no usan combustibles fósiles, y desplazan la generación proveniente de la actual matriz eléctrica, se espera que al año estos contribuyan a evitar 0,5 millones de toneladas de CO₂ equivalente, o 33 kg de CO₂ equivalente/año por usuario regulado. Esto corresponde al 10% de la meta de la línea estratégica de reducción de emisiones por generación eléctrica¹⁵.

¹⁴ La demanda total del país fue aproximadamente 66,000 GWh en 2016

¹⁵ El Ministerio de Minas y Energía estima que aproximadamente 4,7 millones de toneladas anuales de CO₂ pueden ser evitadas en la actividad de generación eléctrica para 2030, y así aportar en un 42% a la meta de reducción de emisiones del sector minero energético. La instalación de los 2.500 MW aportan con una reducción anual de 0,5 millones de toneladas de CO₂, equivalente a un 11% de la meta de reducción por generación de energía eléctrica.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 42 de 63

5.4 Costos para el sistema

Debido a la entrada de AG, algunos componentes del CU van a aumentar, lo que supone costos directos para todos los usuarios regulados. Los principales componentes del CU que sufrirán este impacto son el componente de generación (G), distribución (D), transmisión (T) y restricciones (R).

El primer impacto de la integración de AG se debe a la reducción de demanda neta del SIN por parte de aquellos usuarios que sean AG, lo que crea un aumento en el componente D y T.

El segundo impacto de la integración de autogeneración se debe a la compra de excedentes a un precio diferente a G. Debido a que los excedentes en las alternativas 3 y 4 se compran a precios mayores, el componente G aumentará proporcionalmente al precio de compra. Aunque se podría presentar una variación en el costo de restricciones por los servicios auxiliares que requiere el sistema por la integración de este tipo de generación, no se incluyen cifras al respecto dado que en este momento no es posible estimar este costo y se espera que sea objeto de estudio.

La Figura 12 muestra el impacto en el D y T (constante para diferentes precios de remuneración por excedentes), así como el impacto proporcional en el G. En la alternativa 5, los excedentes se compran a precio de bolsa, por lo que se reemplazarán compras actuales a G por compras a un precio menor, generando una disminución en este componente. Se resaltan los valores o rangos de valores de precios de remuneración de los excedentes para cada alternativa. Bajo el supuesto que todos los AG serán de tecnología fotovoltaica, y que en promedio el consumo de la autogeneración será de 40% del total de la generación de estos sistemas, el máximo aumento esperado en el CU es del 4%.

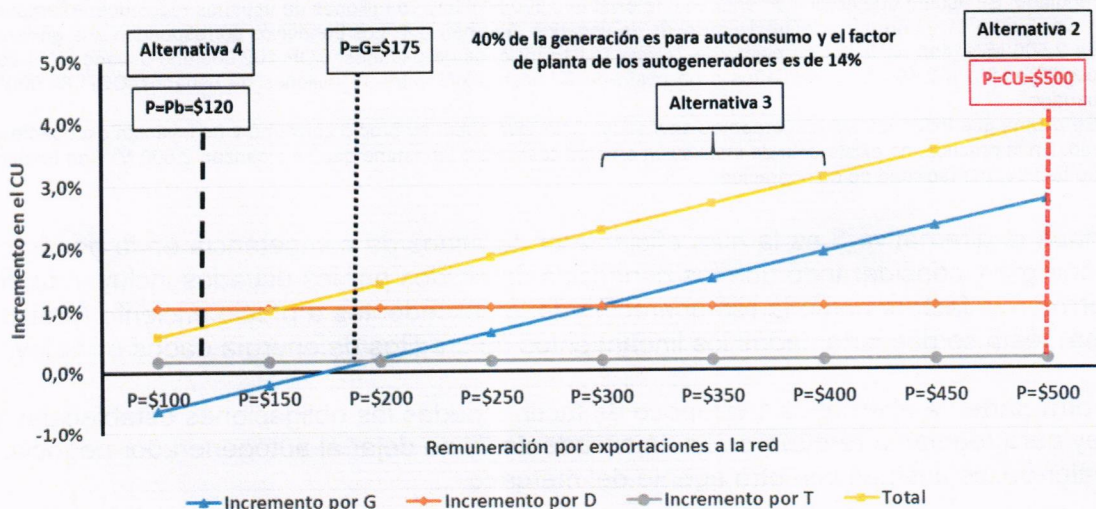


Figura 12. Impacto en los componentes G, D y T del CU, y en el CU, debido a la integración de 2,500 MW de autogeneradores solares con capacidad menor de 100 kW y factor de planta de 14%

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento DOCUMENTO CREG066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 43 de 63

5.5 Conclusiones

La Tabla 3 resume los beneficios y costos mencionados para cada alternativa considerando se alcanzan los 2,500 MW de autogeneradores esperado, por usuario regulado. A nivel de usuario, se muestran los beneficios netos económicos por la instalación de sistemas de autogeneración, y a nivel de sistema se muestran los beneficios (costos evitados), y los costos directos para todos los usuarios (aumento del CU).

Tabla 3 Resumen análisis beneficio-costado de alternativas de remuneración de plantas autogeneradoras menores a 1 MW

		Alternativa 1: no regulo ^{TT}	Alternativa 3: medición neta acotado	Alternativa 4: medición neta con pagos por servicio de sistema	Alternativa 5: facturación neta
	Tiempo esperado de penetración 2,500 MW autogeneradores ^{***}	15-20 años*	5 años**	5-10 años**	10 años**
Beneficios usuarios	Beneficio económico AG= (beneficio – costo) ^T	COP 42,000/año-usuario regulado	COP 39,000/año-usuario regulado	COP 32,000/año-usuario regulado	COP 30,000/año-usuario regulado
Beneficios Sistema	Inversiones evitadas de generación (COP/usuario)		980,000 – 2,000,000		
	Inversiones evitadas de transmisión (COP/usuario)		800,000		
	Emisiones de CO2 anuales evitadas por usuario regulado (kg/usuario)		33		
Costos Sistema	Aumento en CU por disminución de demanda y compras de excedentes a precio mayor a G	3,1%	4%	2,3% – 3,1%	1%

Notas:

- * Se alcanzan los 2,500 MW a partir de instalaciones que no inyectan excedentes a la red.
- ** Estimativos cualitativos basados en tendencias internacionales de penetración observadas
- *** 2,500 MW solares generan aproximadamente 3 millones de MWh/año.
- ^T Se estiman los beneficios menos los costos (o beneficio neto) para 2,500 MW instalados, normalizado por usuario regulado. Se asume que en el momento en que existan 2,500 MW hay 15 millones de usuarios regulados. Alternativa 2-4: ver Figura 11 y normalizar entre 15 millones de usuarios. Alternativa 1: Los beneficios corresponden a la generación de 2,500 MW (con un factor de planta de 14%) x CU/15 millones de usuarios=COP 102,000/año-usuario y los costos corresponden a 2,500 MW instalados a un costo de 9 millones/kW entre 15 millones de usuarios=COP 60,000/año-usuario.
- ^{TT} Se asume que todos los autogeneradores se instalan sólo para cubrir su propio consumo y no inyectan excedentes a la red. En la práctica, no existe cota de instalación en este caso, pero se asume que se alcanzan 2,500 MW en un periodo de tiempo, por facilidad de comparación.

Aunque la alternativa 5 es la más eficiente en términos de competencia en la generación de energía y considerando que los beneficios percibidos por los usuarios incluyen tanto el ahorro en la factura como la remuneración de los excedentes a precio eficiente (precio de bolsa), ésta se descarta dados los lineamientos de créditos de energía dados en la ley.

De otra parte, la alternativa 1 tampoco es factible dadas las obligaciones establecidas por la ley para regular la remuneración de excedentes y no dejar al autogenerador negociando el valor de los mismos con otro agente del mercado.

Respecto de las restantes alternativas, se debe analizar la combinación del menor impacto en el CU y la característica de menor tiempo para la integración de recursos que influye de

Proceso	REGULACIÓN	Código:	RG-FT-005	Versión:	0
Documento	DOCUMENTO CREG066	Fecha última revisión:	28/10/2016	Páginas:	44 de 63



manera directa en dos importantes temas: mayores inversiones evitadas en generación y transmisión así como la rapidez en la disminución de emisiones de CO₂.

Con lo anterior la alternativa 4 es la propuesta elegida por registrar mayores beneficios a la sociedad en su conjunto.

6. CONSULTA PÚBLICA

Además de las referencias descritas en el numeral 8, para la construcción de esta propuesta se consideró el documento propuesto por ASOCODIS titulado "Estatuto de Generación Distribuida" de julio de 2017, radicado en la CREG bajo el código E-2017-006356.

También se realizaron reuniones con personal del National Renewable Energy Laboratory-NREL, quienes aportaron experiencias técnicas y económicas al respecto.

Como parte del proceso de consulta se tendrá en cuenta la información enviada por las empresas mediante el cumplimiento de las circulares CREG 041 y 046 de 2017 y las presentaciones y comentarios resultantes del ciclo de conferencias relacionadas con los nuevos retos por la incorporación de los recursos distribuidos en los sistemas de distribución a efectuar por parte de la CREG entre septiembre y noviembre del 2017, así como los que sean enviados por los agentes dentro del plazo de consulta de la resolución propuesta.

7. PROPUESTA

Se propone a la CREG expedir la resolución de consulta que se adjunta.

8. REFERENCIAS

Cigre, Working Group C6.24. Capacity of Distribution Feeders for Hosting DER. Junio de 2014.

David Trebolle Trebolle. La generación distribuida en España. Tesis de Maestría en gestión técnica y económica del sector energético. Universidad Pontificia Comillas ICAI-ICADE. Año 2006. Disponible en: <https://www.iit.comillas.edu/docs/TM-06-004.pdf>

Diario Oficial de la Federación. Resolución Número 142 de 2017. Resolución de la comisión reguladora de energía por la que expide las disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida. 2017. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle_popup.php?codigo=5474790

Edward J. Coster, Johanna M. A. Myrzik, Bas Kruimer and Wil L. Kling. Integration Issues of Distributed Generation in Distribution Grids. Proceedings of the IEEE, vol. 99, No. 1, Enero de 2011.

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento DOCUMENTO CREG066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 45 de 63

New York State - NYSERDA. Map of all PV projects (completed and pipeline). Año 2017. Disponible en: <https://data.ny.gov/Energy-Environment/All-PV-Projects-Completed-and-Pipeline-Reported-by/njm5-8gee>

Scottish and Southern Electricity Networks. Generation availability map. Año 2017. Disponible en: <https://www.ssep.co.uk/GenerationAvailabilityMap/?mapareaid=1>

Ricardo Valente Moura. Energy Self-Consumption Policy, the future of distributed renewable generation?. Tese de mestrado integrado, Engenharia da Energia e do Ambiente, Universidade de Lisboa, Faculdade de Ciências, 2016. Disponible en: <http://repositorio.ul.pt/handle/10451/25805>

T. Ackermann and V. Knyazkin. Interaction between Distributed Generation and the Distribution Network: Operation Aspects. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, pp: 1357-1362, vol.2, año 2002.

IRENA. 2015. "Renewable Energy Auctions: A Guide to Design." IRENA. http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Auctions_Guide_2015_1_summary.pdf.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 46 de 63

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original. por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

ANEXOS

Anexo 1. Identificación de problemas en la red con base en la introducción de nuevas fuentes de generación en el sistema de distribución.

En esta sección se presenta el resumen de las investigaciones realizadas en (Coster et al., 2011) y (Cigre, 2014).

Los principales aspectos técnicos que influyen en la integración de fuentes de energía en la red de distribución son:

A.1.1 Límites térmicos de los componentes de la red.

Cada elemento que sea parte de la infraestructura de la red tiene un límite de capacidad de corriente y, dado el caso que se exceda, pueden ocurrir daños irreversibles que afectan las características eléctricas de los componentes.

En la literatura este límite de capacidad de corriente se conoce como el límite térmico y podría ser excedido con la introducción de nuevas fuentes de generación en el sistema. Sin embargo, con una adecuada ubicación de un generador distribuido en la red, este problema podría ser evitado. Un problema con lo anterior es que muchas veces realizar la instalación en un lugar en específico podría tener un costo considerable.

Los problemas con límites térmicos pueden ser más probables en casos en que se tenga el escenario de máxima generación del generador distribuido y mínima condición de carga.

A.1.2 Regulación de Tensión

La tensión en cada punto del sistema debe mantenerse en unos niveles deseados de acuerdo a las normas que se tengan establecidas. Sin embargo, debido a contingencias en las redes o pérdidas en la red, el nivel de tensión podría aumentar o disminuir en algunos puntos del sistema. Es entonces que se podrían tener acciones como instalar reguladores de tensión cuya función es mantener la tensión estable.

Los problemas en el nivel de tensión también se pueden presentar cuando existe una alta integración de generación distribuida, cuando no se configura de forma apropiada la interacción entre reguladores de tensión y todas las fuentes de generación que aparecen aguas abajo de un circuito en particular (Cigre, 2014), es decir, se podría perder el control debido al alto número de variables que tienen que interactuar entre sí. Además, también se puede tener variación del nivel de tensión de acuerdo a la potencia inyectada por el generador distribuido.

Por ejemplo, en (Coster et al., 2011), realizan un análisis de acuerdo a las figuras Figura 13 y Figura 14, donde se observa un alimentador en el que aparece una fuente de generación en la barra 4.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 47 de 63

Se puede observar que bajo condiciones sin fuente de generación, la caída de tensión es normal. Luego, si la fuente de generación inicia a inyectar energía a la red, la tensión en la barra 4 podría iniciar a incrementar como se observa en cada uno de los escenarios de la Figura 14.

Los escenarios presentados varían la capacidad del generador así: escenario 1 con capacidad de 1 MW, escenario 2 con capacidad de 2 MW, y escenario 3 con capacidad de 3 MW. De otro lado, también se tiene el escenario sin carga; bajo esta condición se observa que la red podría experimentar un aumento de tensión en las barras.

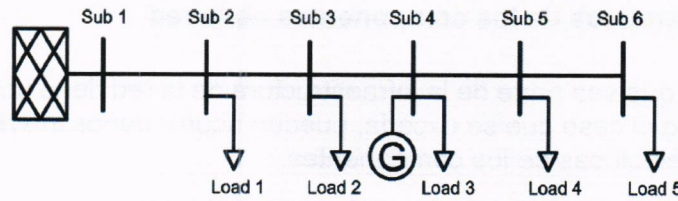


Figura 13. Ejemplo de alimentador con 5 barras. Fuente: (Coster et al., 2011).

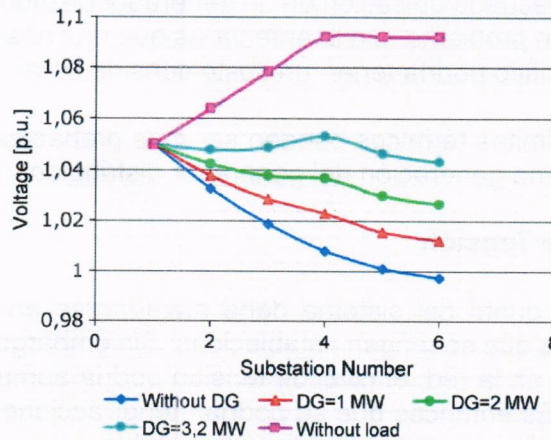


Figura 14. Ejemplo de comportamiento de tensión. Fuente: Coster, et al. (2011).

A.1.3 Capacidad de corto circuito

Las redes eléctricas se caracterizan por el diseño de una capacidad de cortocircuito que corresponde a la máxima corriente de falla que puede ser interrumpida por los elementos de protección y que no exceden la capacidad térmica de los dispositivos de la red.

La introducción de nuevas fuentes de generación en la red puede causar que el nivel de falla sea más grande, ya que estos, según su ubicación y la configuración de la red y donde ocurra la falla, pueden contribuir a aumentar la corriente que alimenta la falla.

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento DOCUMENTO CREG066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 48 de 63

A.1.4 Calidad de potencia

La calidad de potencia eléctrica está definida en la Resolución 024 de 2005 como: (...) el conjunto de calificadores de fenómenos inherentes a la forma de onda de la tensión, que permiten juzgar el valor de las desviaciones de la tensión instantánea con respecto a su forma y frecuencia estándar, así como el efecto que dichas desviaciones pueden tener sobre los equipos eléctricos u otros sistemas (...).

De acuerdo con lo anterior, la integración de nuevas fuentes de generación en el sistema de distribución puede traer problemas en calidad de la potencia, por ejemplo:

- a) Fluctuaciones de tensión: ejemplo de ello es respecto a las plantas fotovoltaicas, en las cuales puede variar su tensión y potencia de salida debido a la variación de la radiación solar.
- b) Flicker de tensión: este efecto es conocido como parpadeo, y se debe a una rápida fluctuación de la potencia. Un ejemplo de ello, es cuando en una planta eólica, cada vez que las aspas pasan por la torre, se produce una disminución de la potencia entregada lo que se traduce en una variación de tensión.
- c) Armónicos y resonancia: existen equipos que producen armónicos, por ejemplo, los convertidores de potencia. La inyección de armónicos puede distorsionar la onda de tensión y afectar la operación de equipos eléctricos.

A.1.5 Posibles islas en la red

Las islas en la red se forman cuando un generador continúa suministrando energía en una parte de la red que esta desconectada de la red aguas arriba.

Esto puede causar problemas operativos como sobretensión y puede ser peligroso para alguna persona trabajando en la red, ya que podría no estar enterado que la red continúa energizada.

Lo anterior ocurre por una inadecuada coordinación de las protecciones. Por tal motivo se deben tener protecciones anti-isla en la conexión de una nueva fuente de energía en el sistema de distribución.

A.1.6 Coordinación de protecciones

Las protecciones sirven para aislar una parte de la red que se encuentra en falla o para realizar labores de mantenimiento y la interacción entre estas debe ser coordinada para que el sistema opere de forma confiable y segura.

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento DOCUMENTO CREG066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 49 de 63

En la literatura existen diversos estudios que reportan problemas que pueden ocurrir en la coordinación de protecciones; algunos ejemplos de ellos son:

a) Problemas con reconectores.

Un reconector sirve para aislar fallas en el sistema. Hay que tener en cuenta que muchas veces las fallas no son permanentes, es decir, son transitorias. Este dispositivo desconecta la red y la vuelve a conectar para comprobar que la falla ya no está presente. Este proceso lo realiza de 3 a 4 veces y en el caso que no sea satisfactorio el proceso de re cierre, el reconector permanecerá abierto.

Cuando existe una fuente de energía en el sistema de distribución, éste afecta la operación de los reconectores, ya que se produce un efecto en el que el reconector se abre y cierra de forma permanente de forma innecesaria (Coster et al., 2011).

b) Cegamiento de la protección (*Blinding of Protection*).

En la Figura 15 se observa una red de distribución con una falla en la barra final, donde se puede concluir que tanto la red como la fuente de generación contribuyen a la falla.

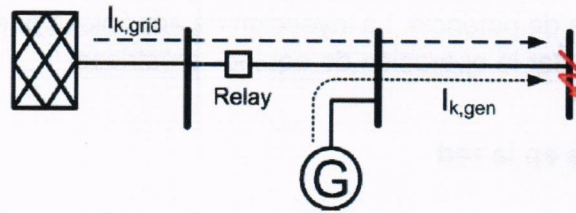


Figura 15. Ejemplo de *Blinding of Protection*. Fuente: (Coster et al., 2011).

Se puede intuir que la contribución de la red y la fuente de generación a la corriente de falla dependen de la configuración de la red, de la impedancia de la red y de la cantidad de generación exportada por esta fuente.

En línea con lo anterior, se puede decir que la contribución de la red a la falla es diferente cuando no se tiene el generador distribuido y cuando si se tiene.

Cuando no existe el generador distribuido la red es la responsable en su totalidad de la corriente de falla. Sin embargo, como el generador existe la corriente que pasa por el dispositivo de protección durante la falla (*relay* en la Figura 15) podría tener un valor de corriente inferior al nivel de corriente máxima para el cual fue diseñado; por tanto, el dispositivo de protección no se va a disparar y no cumplirá su función de aislar esa parte de la red.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 50 de 63

c) Falso disparo (*False Tripping*).

Este problema ocurre cuando la fuente de generación contribuye a la falla en un alimentador adyacente conectado a la misma subestación. En este caso, la fuente de generación distribuida puede elevar su corriente por encima del máximo permitido por el elemento de protección de su propio alimentador causando que este alimentador, en el cual no existe falla, se aisle de forma innecesaria. Esto se puede observar en la Figura 16.

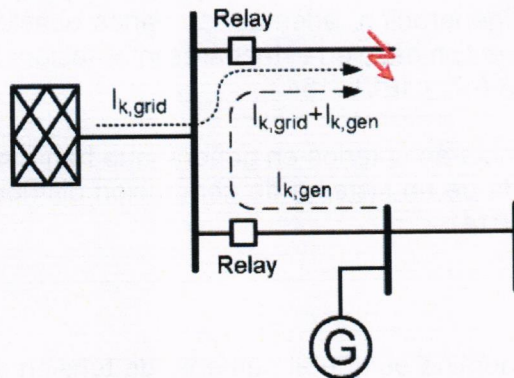


Figura 16. Ejemplo de *False Tripping*. Fuente: (Coster et al., 2011).

A.1.7 Flujos inversos

Un flujo inverso es cuando la corriente fluye en el sentido contrario para el cual fue diseñada la red.

Estos pueden causarse cuando un generador inyecta en la red más energía que la carga total que existe desde su punto de conexión hasta puntos de carga aguas abajo del circuito.

El flujo de energía que va en sentido contrario puede permanecer en el mismo circuito de nivel de tensión o inclusive pasar el transformador que conecta con otro nivel de tensión; por tanto, podría suceder que se exporte energía a una red con nivel de tensión superior. Lo anterior puede causar problema en la operación de las protecciones.

Anexo 2. Experiencia internacional para la integración.

Una integración de generación distribuida en la red podría causar problemas de flujos inversos, problemas en tensión, problemas de factor de potencia, afecta la calidad de la potencia, problemas en la coordinación de protecciones, entre otros.

Debido a lo anterior, se debe analizar cómo debe ser el proceso de acceso de fuentes de generación distribuida en la red. Si no se estipula un proceso estándar desde la regulación, es posible que los encargados de operar la red soliciten estudios muy profundos de conexión, lo cual podría terminar en retrasos interminables que conllevarían a la no instalación.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 51 de 63

De esta forma, son necesarias metodologías de adaptación rápida con base en reglas para permitir la conexión sin necesidad de entrar en estudios muy detallados cuando no sea necesario. Generalmente estas metodologías se basan en una serie de criterios que se evalúan por etapas. De forma común, la primera etapa es un proceso simplificado donde se evalúa si un generador distribuido tiene un impacto menor que no afecta la operación segura y confiable de la red.

Cada país tiene extensas normas de conexión y también pueden variar según la tecnología de la nueva fuente de generación; además, en varias ocasiones, los operadores de red siguen sus propias reglas con base en estándares internacionales (por ejemplo: IEC 61000-4-2,3,4,15; IEC 61000-3-6,7; y IEEE 1547).

A continuación, se enunciarán criterios en general que han tomado algunos países para la evaluación en la entrada de un sistema de generación distribuido con base en la síntesis realizada en (CIGRE, 2014):

a) Austria.

Aquí el criterio que domina es que el aumento de tensión causado por nuevas fuentes de generación que están conectadas al nivel de tensión bajo y medio no debe exceder el 3% y el 2% respectivamente. Los peores casos que ellos encuentran es cuando se presenta máxima carga sin generación y mínima carga con máxima generación.

b) Bélgica.

Algunos criterios son:

- Si el nivel de tensión se encuentra en un $\pm 3\%$ no existe problema, caso contrario se pueden implementar soluciones como el refuerzo de la red, instalar reguladores de tensión, y la implementación de un programa de disminución automático de potencia.
- En media tensión: que la capacidad de potencia agregada de los nuevos generadores no supere la capacidad del transformador del alimentador teniendo en cuenta que las condiciones n-1 se deben satisfacer.
- Para baja tensión: que la potencia agregada no supere la capacidad nominal del transformador.
- Ningún límite de capacidad en los elementos de red debe ser violado.
- En media tensión: que los nuevos generadores deben ser conectados vía transformador.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 52 de 63

c) Canadá.

Algunos criterios son:

- La cantidad de integración de nueva generación será un porcentaje de la mínima carga presentada en el último año en un alimentador o subestación (típicamente entre 50% y 100%).
- Que la pérdida de generación en condiciones de máxima demanda no produzca una caída de tensión por debajo de 0.95 pu.
- Que no se incrementen las pérdidas técnicas.
- Donde el flujo inverso sea una posibilidad, los elementos de regulación y de medición deberían ser bidireccionales.
- La conexión total de generación en una red, debe limitarse al 50% de la capacidad de placa del transformador siendo este de capacidad menor a 50 kVA. Para capacidad del transformador mayor o igual 50 kVA, la integración de generación se limita al 100% de la capacidad del transformador.

d) China.

La integración de generación no debe afectar los usuarios, la coordinación de protecciones y la seguridad y estabilidad del sistema. Para lo anterior establecen reglas como por ejemplo que la capacidad instalada hasta 8 kW debe ir conectada en la red de 220V; entre 8 kW y 400 kW en la red de 380V; y para capacidades entre 400kW y 6000kW debe ir conectada en la red de 10kV o mayores.

De otro lado, para generadores distribuidos que sean síncronos el factor de potencia debe ser ajustable en el rango ± 0.95 . Para generadores de inducción el factor de potencia debe ser ajustable en el rango ± 0.98 . Y para generadores que estén equipados con convertidores el factor de potencia debe ser ajustable en el rango ± 0.98 .

Además, para operación en isla se utiliza equipo de protección que inhiba esta situación, y cuando la red opere con flujo bidireccional se utiliza un programa de reducción de generación.

e) Alemania.

Se permite conexión de generación hasta que se excede la banda de tensión permitida. Para lo anterior, de todas formas, siguen unas normas técnicas y se realizan estudios basados en análisis de corto circuito y flujos de carga. La banda de tensión se define así: la magnitud de los cambios de tensión causados por los generadores instalados no debe exceder el 2% de la tensión comparada en operación sin estos generadores.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 53 de 63

f) Italia.

Se limita la conexión para nueva generación en un nivel de tensión determinado: con capacidad menor a 100kW solamente en baja tensión; para el rango entre 100kW y 200kW en baja o media tensión, y entre 200kW y 6000kW para media tensión.

Para baja tensión, la capacidad instalada total no puede exceder la carga admitida por el transformador; y para media tensión la capacidad instalada de generación no puede exceder el 65% de la capacidad nominal del transformador.

g) Portugal.

En redes de baja tensión, la capacidad total instalada de generación en el circuito no puede sobrepasar el 25% de la capacidad nominal del transformador del mismo circuito.

Los sistemas menores a 1.5 kW pueden acceder a un sistema simplificar y rápido de conexión.

h) Costa Rica.

En el artículo 44 del Decreto N° 39220-MINAE se establece que la capacidad máxima de todos los sistemas de generación conectados en un mismo circuito, incluyendo el sistema propuesto, no deberá exceder el quince por ciento (15%) de la demanda máxima anual del circuito. Se considera demanda máxima, como aquella medida a la salida de la subestación a la cual está conectado el circuito bajo condiciones de operación normal del mismo.

i) África.

La generación total conectada a un alimentador en meda tensión está limitada a 15% de la máxima carga del alimentador. El valor anterior es comúnmente el usado en Estados Unidos y Europa. El límite del 15% asegura una baja probabilidad de flujo inverso, y previene de sobre tensiones y reduce la posibilidad de operación en isla.

De otro lado, la generación total conectada en baja tensión debe ser menor al 75% de la capacidad del transformador que conecta media tensión con baja tensión.

j) España.

Se adoptó que la capacidad agregada de generación debe ser menor al 50% de la capacidad del alimentador, del transformador o subestación que pertenecen al circuito donde se realiza la conexión. En el caso de que no cumpla, el operador de la red debería estudiar cómo es posible integrar más capacidad, por ejemplo: modificando la red.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 54 de 63

- k) Estados unidos: la idea fundamental es que si un generador aprueba algunos criterios solicitados puede conectarse sin necesidad de estudios adicionales, caso contrario debe entrar a estudios más específicos. Este caso se especificó en detalle en la sección de información general.

Anexo 3. Remuneracion

A continuación se presenta un breve resumen de la forma en cómo se remuneran los excedentes de energía provenientes de generadores en México, Costa Rica, Chile y España.

México

La regulación para la autogeneración en México contempla diferentes contratos de acuerdo al tipo de usuarios. En primer lugar se tienen contratos de autogeneración de pequeña escala que pueden ser dirigidos a usuarios residenciales con potencia de generación hasta 10 kW o a usuarios de uso general en baja tensión hasta 30 kW.

También existen contratos de pequeña escala para conjuntos de viviendas, donde la energía producida por el equipo de generación se proratea entre las viviendas.

Por último, se permiten contratos de mediana escala, para usuarios de baja y media tensión con potencia de generación hasta 500 kW. La potencia de generación deberá ser inferior a la carga contratada con la Comisión Federal de Electricidad como consumidor.

De acuerdo con lo dispuesto en el *Modelo de Contrato de Interconexión para Fuentes de Energía Renovable o Sistemas de Cogeneración a Pequeña Escala*¹⁶ en México, la facturación para el suministro de energía de los usuarios que instalen equipos de autogeneración seguirá las siguientes reglas:

- La energía que se cobre a tarifa ordinaria será igual al máximo entre cero (0) y la resta entre su consumo y la generación registrada (i.e. $Max\{0, C - G\}$).
- En caso que la resta entre el consumo y la generación sea negativa, esa cantidad de energía se conserva y se acumula como un crédito (en kWh) para el autogenerador.
- En caso que la resta entre el consumo y la generación sea positiva, se podrán utilizar los créditos acumulados de meses anteriores hasta agotar la energía acumulada.

¹⁶ El modelo de contrato fue expedido por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y está disponible en el siguiente link:

<http://www.sitiosolar.com/Modelo%20de%20Contrato%20de%20Interconexion%20%20en%20Mediana%20Escala.pdf>

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 55 de 63

- Esta compensación se podrá hacer por un periodo máximo de 12 meses y en caso de no efectuarse compensación se perderá el crédito.
- Para los usuarios con tarifas horarias, las compensaciones se deberán hacer mediante conversiones de la energía del crédito a favor, a kilovatios equivalentes. Lo anterior con el fin de que se reflejen el costo de la energía en el periodo en que se entregó y la que se está compensando.

En síntesis, la forma de medición de los excedentes corresponde a un balance neto (resta entre el consumo y la generación propia) y su remuneración es equivalente a la tarifa ordinaria, en el sentido que un kilovatio hora producido en exceso en periodos anteriores tiene el mismo valor que mismo kilovatio consumido en meses posteriores.

Costa Rica

En el caso de Costa Rica, la generación distribuida se reglamentó a través del Decreto 39220 de 2015¹⁷. El esquema permite que los usuarios generen electricidad únicamente mediante fuentes renovables, con el fin de suplir sus necesidades y posibilitar entregas de excedentes en la red.

De acuerdo con el mencionado decreto, los consumidores que pueden entregar excedentes a la red de distribución están obligados a dimensionar la potencia de los sistemas de autogeneración de acuerdo a la proyección de su consumo.

Además, el autogenerador podrá inyectar en la red de distribución la energía no consumida, y tendrá derecho a retirar hasta un máximo del cuarenta y nueve por ciento (49%) de la energía total generada, para utilizarla en el mes o meses siguientes en un periodo anual.

Las principales reglas para la remuneración de excedentes en este país son las siguientes:

- La energía total producida y la energía no consumida serán contabilizadas de forma mensual por un período de un año.
- El autogenerador sólo podrá suscribir un sistema por cada punto de interconexión establecido con la empresa distribuidora.
- Para la remuneración de los excedentes se utilizará la medición neta sencilla. En este esquema el autogenerador podrá entregar los excedentes a la red de distribución la energía en forma mensual, para hacer uso de ella durante un ciclo anual, en forma de consumo diferido.
- Si el autogenerador consume más energía que los excedentes entregados en la red de distribución, deberá pagar la diferencia de acuerdo a las tarifas vigentes.

¹⁷ Documento disponible en <http://faolex.fao.org/docs/pdf/cos148918.pdf>

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 56 de 63

- El autogenerador deberá cancelar mensualmente a la empresa distribuidora, el costo de acceso a la red de distribución de acuerdo a la tarifa vigente.
- El autogenerador no será sujeto a ninguna retribución económica, por los excedentes de energía que superen el 49% de la energía total generada.

Para resumir se puede señalar que, al igual que en México, los autogeneradores pueden utilizar sus excedentes de energía en meses posteriores al momento en que fueron entregados a la red de distribución. Sin embargo, en el esquema costarricense hay un límite a la entrega de excedentes, en la medida que si se supera el 49% no habrá remuneración para dicha energía. Adicionalmente, es preciso destacar que los autogeneradores deben pagar un cargo de acceso a la red de distribución en caso que quieran inyectar excedentes.

Chile

En Chile, la Ley N° 20.571 de 2012 es la que permite la inyección de excedentes a la red¹⁸ y por la cual se regulan las tarifas eléctricas a los generadores residenciales y se definen las condiciones técnicas para la conexión a la red (por ejemplo: la capacidad instalada por usuario no debe superar los 100 kW).

Bajo el marco regulatorio actual, los excedentes de los autogeneradores pueden ser inyectados en la red eléctrica general para recibir una compensación. Según la ley mencionada anteriormente, los excedentes de energía inyectados a la red se valorizan, es decir que los kilovatios hora se expresan en términos de dinero.

Las reglas generales son las siguientes:

- Para valorar los excedentes entregados, se utiliza el mismo precio que el que los distribuidores venden la electricidad a sus clientes, tarifa que se encuentra regulada por decreto por parte del gobierno.
- En la valoración de los excedentes se reconoce un valor por las menores pérdidas de energía, las cuales también se encuentran definidas por ley.
- Mensualmente se realiza una resta entre el precio de la energía consumida menos la valoración de los excedentes inyectados.
- Si el consumo fue superior a la autogeneración, entonces la empresa distribuidora factura la diferencia entre el valor del consumo menos la valoración de los excedentes.
- En caso que el usuario haya consumido menos de lo que inyectó entonces la diferencia a favor del autogenerador se acumula para poder ser descontada en las

¹⁸ Documentos soporte disponibles en <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1038211> y en <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1066257>

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento DOCUMENTO CREG066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 57 de 63

facturas de meses siguientes. La ley determina que la valoración se ajusta de forma mensual conforme al IPC.

- Si el saldo a favor del autogenerador no se descuenta totalmente en el plazo de tiempo que determine el contrato, el monto será pagado en dinero.

Resumiendo, se puede señalar que en Chile al contrario de los dos países expuestos anteriormente, los excedentes de autogeneración con fuentes de energía renovables no convencionales son valorados al mismo precio de la tarifa a la que el usuario compra su energía. Lo anterior significa que su crédito para el mes siguiente no se expresa en kilovatios hora sino en un descuento monetario, que podrá ser cruzado con el valor de su próxima factura. La medición de excedentes se hace mediante un balance neto mensual, en el que se resta la energía consumida y la generada.

España

La actividad de autogeneración a pequeña escala (generación distribuida) en España se definió inicialmente con la Ley 82 de 1980, con la que se permitió la venta de excedentes a la red y se definió un precio al que se vendería dicha energía. La más reciente reglamentación de esta ley se encuentra en el Decreto 661 de 2007¹⁹, con el que se busca entre otras cosas, determinar un régimen económico basado en una metodología que sea compatible con la tarifa eléctrica de referencia. Vale la pena mencionar que éste marco normativo solo cobija a las fuentes de generación renovables.

El esquema previsto por el mencionado decreto contempla los siguientes puntos:

- La energía eléctrica puede ser cedida a la distribuidora más próxima a una tarifa fija regulada, o puede ser vendida al precio del mercado o a un precio pactado libremente, adicionalmente recibirán una prima y un incentivo por eficiencia, en caso que aplique. En esta última opción el usuario también podrá optar por una tarificación horaria.
- Las tarifas reguladas, incentivos y primas se definen como porcentajes a aplicar sobre una tarifa de referencia.
- Todos los autogeneradores sin importar su régimen de venta recibirán un pago complementario por la energía reactiva. Este pago también se define como un porcentaje sobre la tarifa eléctrica en función de las características técnicas del sistema de autogeneración y el periodo horario en que se entreguen los excedentes.
- La liquidación se define en el artículo 30 del decreto 661 de 2007 así: (...) *Las instalaciones que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1 liquidarán con la Comisión Nacional de Energía, bien directamente, o bien a través de su representante, la cuantía correspondiente, a la diferencia entre la energía neta efectivamente producida, valorada al precio de la tarifa regulada que le corresponda*

¹⁹ Documento disponible en <http://www.agenbur.com/docftp/fi1182RD%20661-2007.pdf>

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 58 de 63

y la liquidación realizada por el operador del mercado y el operador del sistema, así como los complementos correspondientes, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 34 de este real decreto (...).

Teniendo en cuenta lo anterior se puede concluir que en España, la remuneración para los excedentes de autogeneración son tarifas administradas que dependen de la tecnología que se instale o un precio bilateralmente pactado con el distribuidor. Este precio fijo al que se compra la energía proveniente de estas fuentes es conocido como *feed in tariff*. Adicionalmente, la remuneración de los excedentes se hace con respecto a la energía efectivamente inyectada a la red.

Anexo 4. Variables consideradas para análisis de impacto

Las siguientes figuras ilustran las variables usadas para el análisis de impacto que se muestra en el numeral 5.

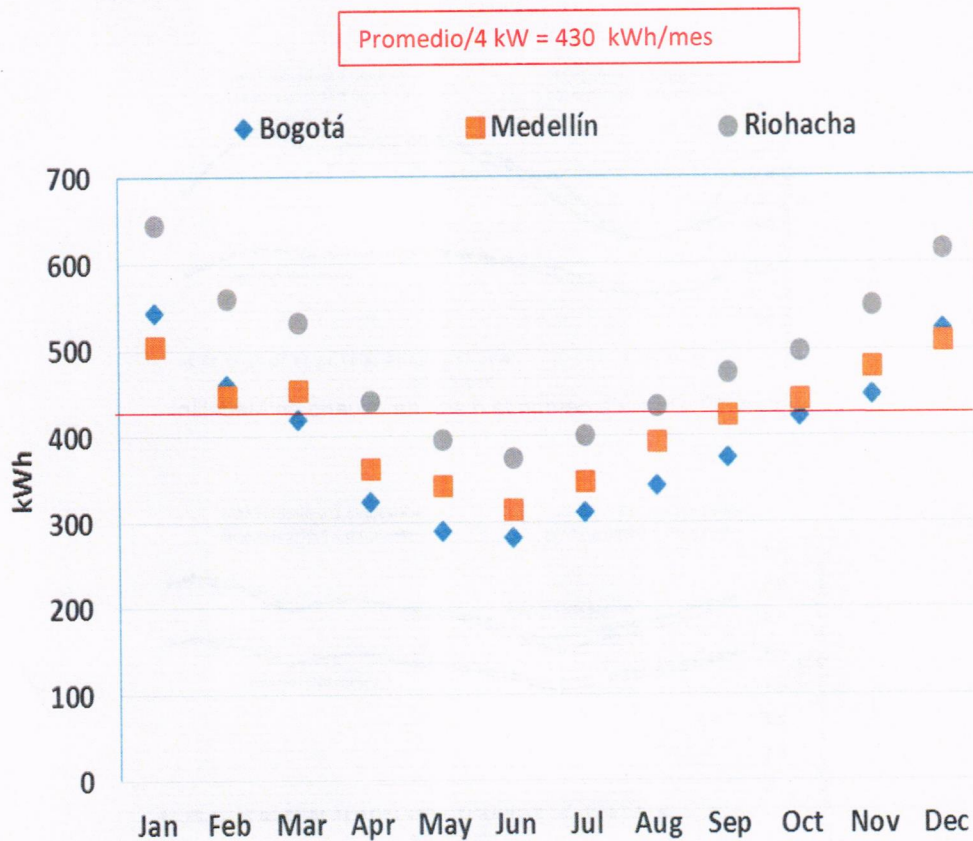


Figura 17. Generación promedio mensual y promedio anual de un sistema solar de 4 kW en tres ciudades de Colombia. Figura construida por CREG usando datos de NREL para TMY.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento DOCUMENTO CREG066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 59 de 63

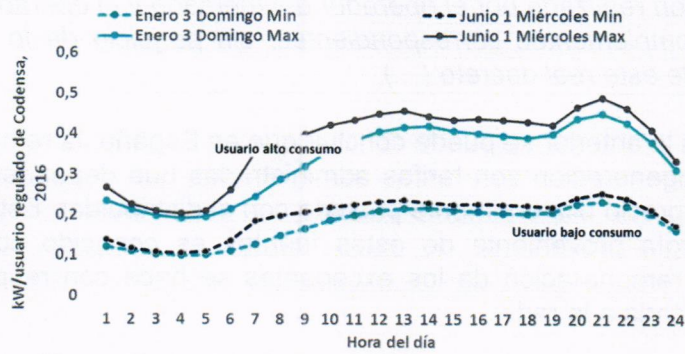


Figura 18. Perfil de demanda diario de usuario en Bogotá.

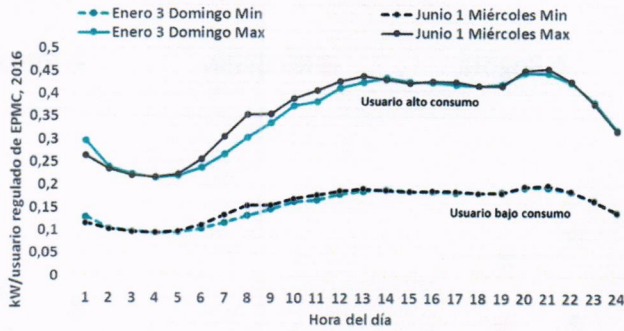


Figura 19. Perfil de demanda diario de usuario en Medellín.

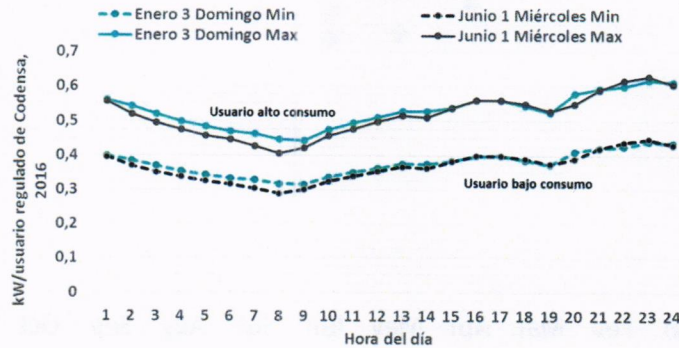


Figura 20. Perfil de demanda diario de usuario en la Costa Caribe.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 60 de 63

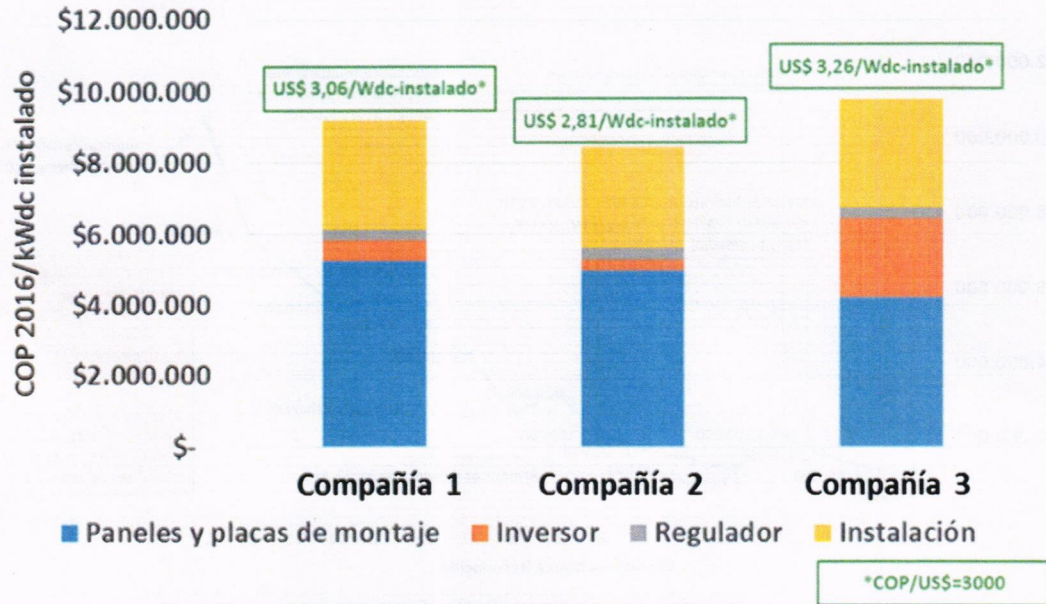


Figura 21. Costos de instalación de sistema fotovoltaico en techo

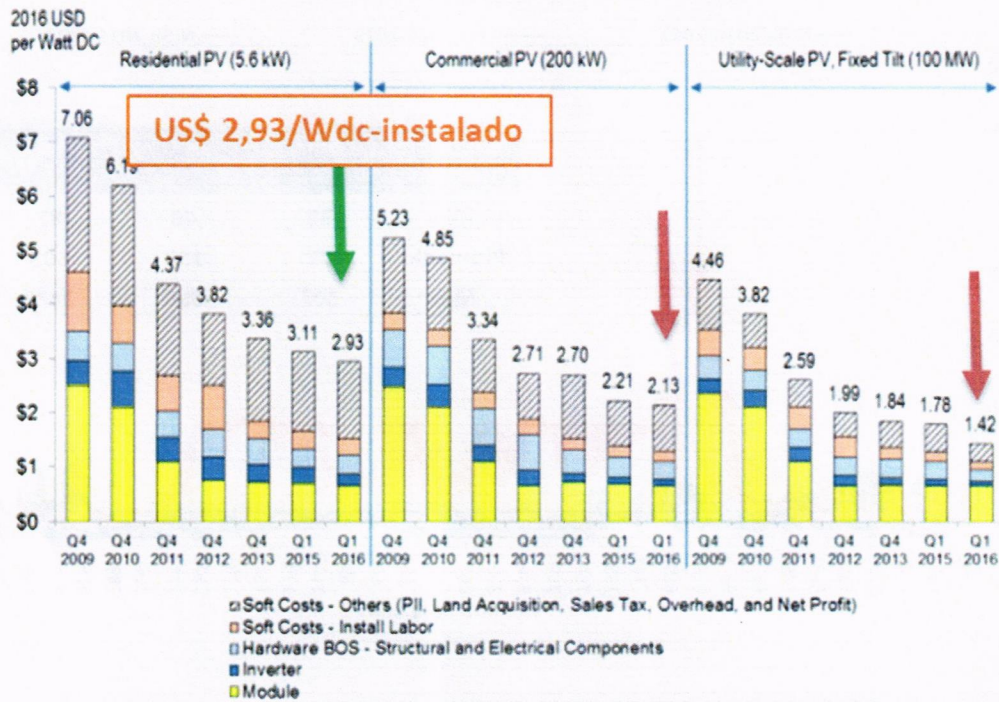


Figura 22. Evolución de costos de sistemas solares fotovoltaicos en Estados Unidos. Fuente: NREL

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACION DISTRIBUIDA

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento DOCUMENTO CREG066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 61 de 63

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

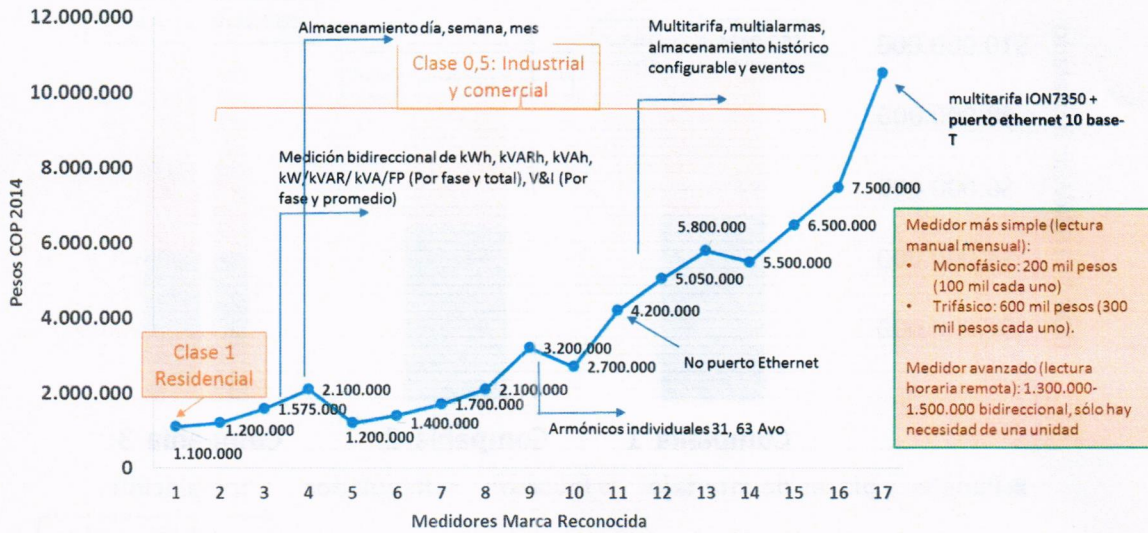


Figura 23 Costos de medidores Clase 1 y Clase 0,5.

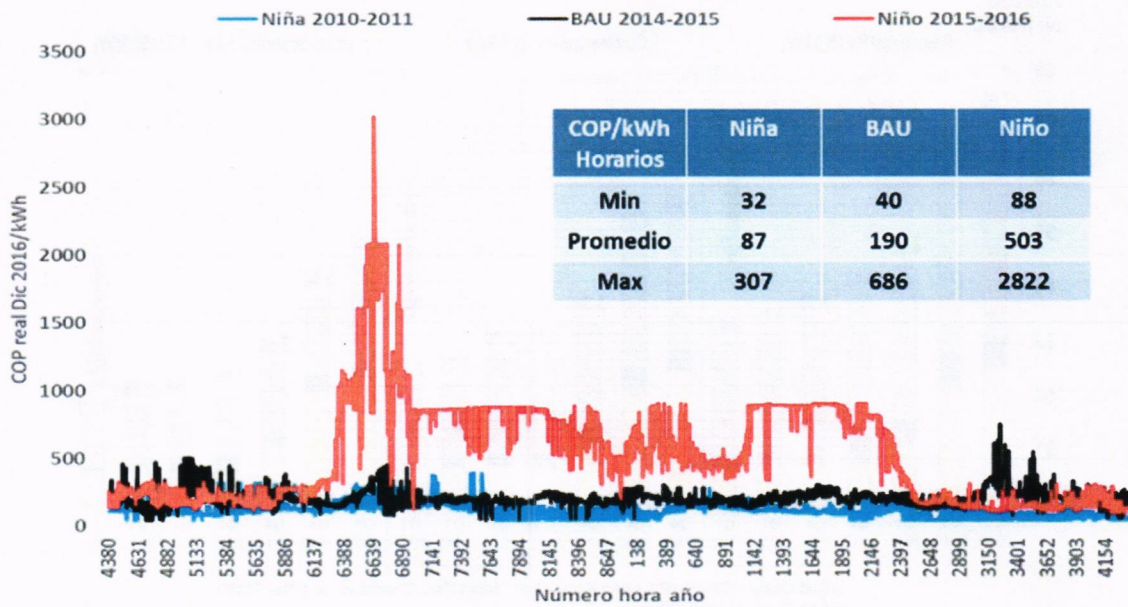


Figura 24: Precio de bolsa para tres periodos anuales, no acotado a precio de escasez. Gráfica CREG. Precio de bolsa usado en análisis igual a valor entre mínimo y promedio del BAU, COP 100.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG066	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 62 de 63

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

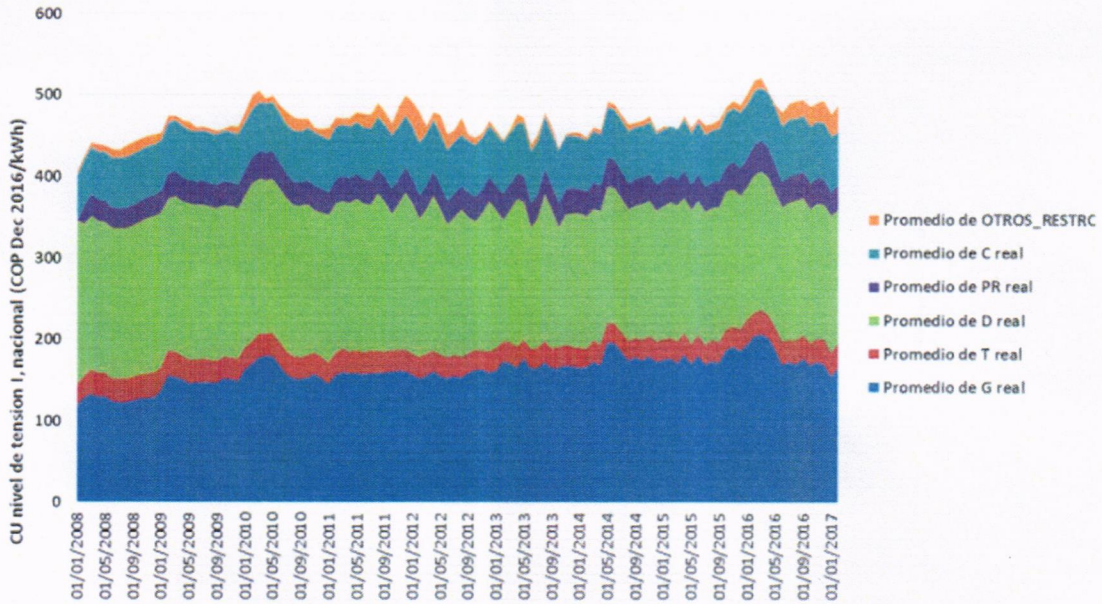


Figura 25: Promedio mensual nacional CU 2008-2017, valores constantes Diciembre 2016.

AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 066 de 2017	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 63 de 63

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.