



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y
AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA Y GRAN
ESCALA EN LAS ZONAS NO
INTERCONECTADAS**

**DOCUMENTO CREG-001
9-01-2018**

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

*W. M.A.B.
Cano
MRC HBA*

Contenido

| | |
|--|----|
| 1. ANTECEDENTES | 6 |
| 2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA | 8 |
| 2.1. Problema | 8 |
| 2.2. Causas | 8 |
| 2.3. Efectos | 8 |
| 3. OBJETIVOS | 9 |
| 3.1. General | 9 |
| 3.2. Específicos | 9 |
| 4. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS | 10 |
| 4.1. Continuar con el esquema regulatorio vigente | 10 |
| 4.2. Definir las reglas de acceso a los sistemas de distribución y los mecanismos de comercialización de la energía entregadas por agentes diferentes al generador existente | 10 |
| 4.2.1. Aspectos para el acceso a los sistemas de distribución | 10 |
| 4.2.2. Aspectos para la comercialización de energía entregada por generadores distribuidos y autogeneradores | 13 |
| 4.2.3. Aspectos relacionados con la posición de los agentes prestadores del servicio en ZNI | 16 |
| 4.3. Otras alternativas analizadas | 17 |
| 4.4. Conclusiones | 17 |
| 5. ANÁLISIS DE IMPACTOS | 17 |
| 5.1. Beneficios | 17 |
| 5.2. Costos | 18 |
| 6. CONSULTA PÚBLICA | 18 |
| 7. PROPUESTA | 18 |
| 8. REFERENCIAS | 18 |

1. ANTECEDENTES

Con la expedición de la Ley 1715 de 2014, el Gobierno Nacional estableció como objetivo promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el Sistema Energético Nacional incluyendo a las zonas no interconectadas¹, ZNI.

Mediante la precitada ley se definieron 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 distribuida².

En cumplimiento de lo allí previsto, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 2469 de 2014 para definir los lineamientos de política para el desarrollo de la actividad de autogeneración a gran escala, y el Decreto 348 de 2017 en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala.

Por su parte, conforme a la Ley 1715 de 2014, le corresponde a la CREG definir los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de la autogeneración distribuida conforme a los principios y criterios de esta ley, las leyes 142 y 143 de 1994 y los lineamientos de política energética que se fijen para tal fin.

En ese sentido, debe tenerse en cuenta que las medidas implementadas por parte de la CREG para dar cumplimiento a lo previsto en la Ley 1715 de 2014 no solo se encuentran encaminadas al Sistema Interconectado Nacional, sino que también contemplan el estudio de la integración de las fuentes de energía no convencionales en las zonas no interconectadas, las cuales corresponden a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional, SIN.

Estas zonas corresponden a 1450 localidades que se encuentran ubicadas en 17 departamentos del país y representan el 66% del territorio nacional, con una capacidad instalada de alrededor de 215.568 kW, de los cuales 2.600 kW instalados son de energías renovables³, contando con una importante disponibilidad de recursos renovables para la generación de energía eléctrica.

Las inversiones en generación con fuentes no convencionales de energía renovables, FNCER, tales como: solar, eólico, biomasa, PCH e híbridas (esta última entendida como la combinación de dos o más de las anteriores fuentes con otras fuentes convencionales (hidráulica o térmica)) en las ZNI, han sido realizadas en su mayoría por el Estado colombiano como parte del desarrollo de su política pública.

¹ Ver artículo 5 de la Ley 1715 de 2014.

² De acuerdo con las definiciones de la mencionada ley, la actividad de autogeneración se puede clasificar en dos grupos según su tamaño. El primer grupo se denomina autogeneración a gran escala y el segundo grupo autogeneración a pequeña escala teniendo en cuenta el límite de potencia de un (1) MW que corresponde a la capacidad instalada del sistema de generación del autogenerador definido 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.

³ Fuente: IPSE informe de gestión 2016.

En el Decreto 348 de 2017, se señala que la Comisión debe establecer un trámite simplificado para la conexión y entrega de excedentes de los autogeneradores a pequeña escala y definir el mecanismo de remuneración de excedentes de energía y el responsable de su liquidación y medición. Así mismo, ordena establecer un proceso de conexión simplificado para los autogeneradores a gran escala hasta 5 MW.

En desarrollo de lo anterior, esta Comisión expidió las Resoluciones CREG 024 de 2015 y 121 de 2017, por las cuales se regulan las actividades de autogeneración a gran escala y autogeneración a pequeña escala y generación distribuida en el sistema interconectado nacional, SIN.

A partir del año 2015 la Comisión ha recibido solicitudes de información de usuarios y agentes interesados acerca de la regulación aplicable a los temas de autogeneración y generación distribuida y la entrega de excedentes a su operador de red local en zonas no interconectadas.

Teniendo en cuenta lo anterior, se hace necesario expedir la presente propuesta regulatoria con la finalidad de dar a conocer a los usuarios, agentes y terceros interesados las reglas aplicables a las actividades de generación distribuida y autogeneración en las zonas no interconectadas.

Información para la caracterización de las ZNI

Para el desarrollo de la presente propuesta regulatoria se tomó en consideración la siguiente información:

1. La clasificación de Área Urbana, Área Rural, Centro Poblado (Localidad) y Caserío (Localidad) de las ZNI corresponden a las definiciones establecidas por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE.
2. Debido a la escasa información de las ZNI se han desarrollado diversos estudios como los realizados por la CREG en el año 2012⁴, tendientes a determinar los costos de la implementación de proyectos de inversión y administración, operación y mantenimiento, AOM, en estas zonas.
3. Otros estudios adelantados por la CREG, permitieron consolidar información de municipios y localidades, de los costos de inversión y AOM de la actividad de distribución y comercialización, así como de las características topológicas de las redes de distribución de energía eléctrica propias de estas zonas⁵.
4. El diagnóstico adelantado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, presentó las características propias de las ZNI, en aspectos financieros, de calidad de servicio y horas de prestación del servicio por municipios⁶.

⁴ Estudio "Determinación de inversiones y gastos de AOM para la actividad de generación en ZNI utilizando recursos renovables". Corporación EMA. 2012.

⁵ Estudio "Determinación de inversiones y gastos de AOM para la actividad de distribución y de AOM para la comercialización de energía eléctrica en las ZNI". Sistemas 2000 Consultores. 2012.

⁶ Zonas No Interconectadas – ZNI Diagnóstico de la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica. SSPD. 2017

5. Por su parte, el Centro Nacional de Monitoreo del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las ZNI, IPSE, publica mensualmente los informes mensuales de operación en ZNI, con los datos de horas de prestación del servicio según el número de habitantes por localidad, la potencia máxima mensual (kW) y la energía mensual (kWh), entre los principales.

De acuerdo con lo anterior, se evidencia que las microredes son la opción más implementada para el suministro de energía eléctrica en las ZNI, las cuales corresponden generalmente a plantas de generación diésel.

Así mismo, se evidencia que los sistemas híbridos que combinan diésel – FNCER (solar, eólica, entre las principales) son alternativas que optimizan el suministro de energía mediante el uso de generadores que emplean derivados del petróleo y extienden la cobertura en número de horas de servicio para las localidades en ZNI.

Las redes de distribución de energía eléctrica en baja tensión⁷ asociadas a las redes en ZNI, se caracterizan por ser redes diseñadas para flujos de energía desde el generador, o un conjunto de generadores, hacia la carga o demanda luego del proceso de transformación de energía al nivel de tensión domiciliario.

2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

2.1. Problema

Hoy en día en las zonas no interconectadas no es posible el aprovechamiento e integración de fuentes de generación de energía eléctrica ofrecidas por agentes diferentes a los que actualmente están prestando el servicio de generación en los mercados de comercialización existentes.

2.2. Causas

- No existen procedimientos para la conexión y entrega de energía de potenciales generadores distribuidos y autogeneradores a las redes de distribución existentes.
- No se encuentra definido el esquema de remuneración de la energía entregada por esos agentes.

2.3. Efectos

- Se mantiene una generación ineficiente a pesar de haberse identificado alternativas que permitirían la disminución de los costos de producción de energía, por ejemplo, con la implementación de soluciones con fuentes renovables.
- Desaprovechamiento de recursos de generación local que eventualmente pueden aumentar la oferta energética en las zonas no interconectadas del país y mejorar la calidad y confiabilidad del suministro.

⁷ Baja tensión o Nivel 1 correspondiente a tensiones inferiores a 1.000 V.

- Se desaprovechan opciones para la generación de energía eléctrica en las ZNI que permitirían la ampliación del número de horas de prestación del servicio sin incremento en los costos de generación.
- Aunque existen incentivos y políticas públicas que promueven el desarrollo y utilización de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) no se darían las inversiones en este tipo de tecnologías para la producción de energía eléctrica en las zonas no interconectadas.
- No existirían herramientas que eviten el abuso de posición dominante de los actuales prestadores del servicio. Podría limitarse, tanto la competencia por parte de agentes interesados en ofrecer el servicio de generación, como el acceso a los sistemas de distribución para la entrega de energía.
- No sería posible conocer el detalle de la capacidad de transporte de energía de los sistemas de distribución en las zonas no interconectadas. Hoy en día no se cuenta con información de calidad sobre la topología de las redes de distribución existentes.

3. OBJETIVOS

3.1. General

Incrementar la oferta energética en las zonas no interconectadas del país a partir de la integración a las redes de distribución de generadores distribuidos y autogeneradores.

3.2. Específicos

- Contar con un sistema de información para zonas no interconectadas que contenga un inventario detallado de: las redes de distribución, incluyendo su capacidad para el transporte de energía; de los generadores distribuidos y de los autogeneradores.
- Establecer los lineamientos para que las conexiones de generadores distribuidos y autogeneradores presentes en las zonas no interconectadas, cumplan con lo previsto en los códigos y reglamentos técnicos vigentes.
- Mantener los estándares técnicos de los sistemas de distribución y definir las condiciones para la medición de la energía entregada por generadores distribuidos y autogeneradores presentes en las zonas no interconectadas.
- Preservar la integridad de los sistemas de distribución, prevenir incidentes durante la operación de dichos sistemas y minimizar la probabilidad de reversión de flujos en un circuito determinado.
- Remunerar, con la definición de precios eficientes, la energía proveniente de generadores distribuidos y autogeneradores.

4. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

4.1. Continuar con el esquema regulatorio vigente

Mantener el esquema regulatorio vigente no soluciona el problema planteado, en la medida en que no se cuenta con los lineamientos ni las reglas de conexión que permitan el acceso a las redes de distribución en las zonas no interconectadas, por parte de potenciales generadores distribuidos o autogeneradores.

Adicionalmente, la CREG no estaría dando cumplimiento a lo establecido en la Ley 1715 de 2014 y el Decreto 348 de 2017, en los que se señala que le corresponde a la CREG establecer un trámite simplificado para la conexión y entrega de excedentes de los autogeneradores a pequeña escala y definir el mecanismo de remuneración de excedentes de energía y el responsable de su liquidación y medición.

4.2. Definir las reglas de acceso a los sistemas de distribución y los mecanismos de comercialización de la energía entregadas por agentes diferentes al generador existente

Para dar solución al problema identificado, se plantea la definición de reglas de acceso a los sistemas de distribución, ubicados en las zonas no interconectadas, que les sean aplicables a los potenciales generadores distribuidos y autogeneradores, de tal manera que sea posible aprovechar la oferta energética de la que ellos disponen.

Así mismo, deben establecerse los mecanismos que permitan la comercialización de la energía entregada al sistema, considerando, entre otros, las condiciones para su medición y remuneración.

4.2.1. Aspectos para el acceso a los sistemas de distribución

Con respecto a las reglas de acceso a los sistemas de distribución se consideraron los siguientes aspectos:

- **Estándares técnicos de disponibilidad del sistema**

Buscando el cumplimiento de los objetivos específicos, debe considerarse la capacidad de transporte de energía de los sistemas de distribución existente, de tal manera que el aumento en la disponibilidad en la oferta de suministro y la entrega simultánea de energía de parte de diferentes agentes no implique una afectación a la integridad de la red o la presencia de flujos inversos que puedan afectar, inclusive, al parque de generación.

A partir de los estudios y demás información mencionada en los antecedentes, esta Comisión analizó la capacidad de los sistemas de distribución en las localidades de las ZNI, clasificadas de acuerdo con el número de horas al día de prestación del servicio con el que cuentan. Lo anterior, permite proyectar eventuales crecimientos de la demanda por localidad una vez cuenten con un mayor número de horas diarias de prestación del servicio.

En la siguiente tabla, se recopila, clasifica y agrupa información de las localidades de las ZNI, de acuerdo con el número de horas de servicio y el número de usuarios.

Tabla 1. Información ZNI por tipo de localidad según número de usuarios y horas de servicio al día.

| Localidades ZNI | No. Usuarios promedio | Potencia promedio instalada (kW) | Potencia promedio demandada (kW) | Energía promedio mensual (kWh)* |
|----------------------------------|-----------------------|----------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|
| Localidad (5 - 7 horas) | 303 | 312 | 81 | 11.767 |
| Localidad (8 - 12 horas) | 267 | 340 | 98 | 20.192 |
| Centro poblado (13 - 20 horas) | 861 | 993 | 295 | 112.298 |
| Municipio urbano (21 - 24 horas) | 2.633 | 4.745 | 2.102 | 1.102.609 |

*Energía medida en bornes del transformador de distribución.

Fuente: Elaboración CREG con información de Sistemas 2000 Consultores (2012).

En Tabla 1 se observa que la capacidad de generación instalada en las localidades monitoreadas supera la demanda mensual, en términos de potencia máxima. La información por localidad permite determinar la demanda de potencia y energía por usuario, así como estimar un delta de potencia por tipo de municipio, centro poblado o localidad (Tabla 2) y estimar el potencial crecimiento de la demanda por efecto de contar con un mayor número de horas de energía al día y pasar a la siguiente clasificación de localidad. En la categoría de municipio urbano no se estima un crecimiento de la demanda por el hecho de contar con las veinticuatro horas de energía al día.

Tabla 2. Información ZNI por tipo de localidad y potencial crecimiento de la demanda

| Localidades ZNI | Demanda/ Usuario (kW- mes) | Demanda / Usuario (kWh-mes) | Delta de Potencia (%) | Incremento demanda (Mayor No. Horas) |
|---------------------------------|----------------------------|-----------------------------|-----------------------|--------------------------------------|
| Localidad (5 - 7 horas) | 0,29 | 51 | 31% | 25% |
| Localidad (8 - 12 horas) | 0,38 | 111 | 33% | 10% |
| Centro poblado (13 - 20 horas) | 0,43 | 216 | 42% | 24% |
| Municipio urbano(21 - 24 horas) | 0,56 | 397 | 42% | 0% |

Fuente: Elaboración CREG con información de Sistemas 2000 Consultores (2012).

Ante eventuales escenarios de generadores distribuidos y autogeneradores que puedan hacer uso de las redes de distribución en localidades de ZNI, se debe determinar si las redes cuentan con la capacidad para asumir estos potenciales crecimientos de la demanda.

La Tabla 3 presenta la información de circuitos predominantes en baja tensión, a partir de la cual se determina la participación por tipo de conductor y localidad. Las recomendaciones presentadas en los estudios contratados por la CREG en el año 2012 se orientaron al uso de un conductor económico eficiente de acuerdo con el tipo de localidad (Conductor ACSR No.4, No. 2 y No. 1/0).

Tabla 3. Información ZNI por tipo de localidad circuitos predominantes

| Conductor (AWG) | Municipio Urbano | Municipio Rural | Localidad conectada | Localidad con generación |
|----------------------------|-------------------------|------------------------|----------------------------|---------------------------------|
| 3No.2 + 1No.1 | 36% | 67% | 56% | 23% |
| 3No.1/0 + 1No.1/0 | 50% | 28% | 0% | 69% |
| 2No.2+1No.4 | 0% | 5% | 37% | 7% |
| 3No.2 + 1No.1/0 (Trenzado) | 13% | 0% | 7% | 0% |

Fuente: Elaboración CREG con información de Sistemas 2000 Consultores (2012).

A partir de la información de la potencia instalada, la potencia demandada, los circuitos predominantes y eventuales crecimientos de la demanda, es posible determinar que existe un potencial crecimiento de la capacidad demandada de la red de distribución del 20% sin sobrepasar sus límites térmicos.

De esta forma, esta alternativa debe considerar la instalación de sistemas de generación distribuida y autogeneración, en un mismo circuito, de tal manera que la sumatoria de la capacidad instalada de los generadores distribuidos y autogeneradores no supere el 20% de la capacidad nominal del mismo.

Dada la escasa información de flujos de energía en las zonas no interconectadas y, en algunos casos, inexistente, no se considera establecer un criterio límite en términos de energía para la incorporación de generadores distribuidos o autogeneradores.

Al tener usuarios autogeneradores y generadores distribuidos conectados a la red de distribución, existe la posibilidad de tener flujos de energía en sentidos diferentes a los considerados al momento de diseñar y construir las redes de distribución existentes.

Los efectos de tener flujos de energía en cualquier dirección exigen responsabilidades por parte de los generadores, operadores de red y usuarios. Los prestadores del servicio deberán contar con equipos y redes de distribución en buenas condiciones de operación y cumplimiento de las normas técnicas establecidas en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE, así como disponer de información completa para los usuarios e inversionistas interesados en la generación distribuida y autogeneración, para que conozcan el estado de las condiciones de conexión a la red.

De otro lado, para el caso de los sistemas solares fotovoltaicos, SFV, la tecnología disponible actualmente permite a los generadores distribuidos y autogeneradores seleccionar equipos inversores ON GRID, que se sincronicen con la red del prestador del servicio y OFF GRID que actúen de forma aislada cuando la red no existe.

Por lo anterior, los usuarios deberán informarse de los requisitos de técnicos y de conexión e informar a los operadores de red de su intención de ser generadores distribuidos y autogeneradores. Las condiciones en las que se efectúen estas potenciales conexiones deben cumplir los requisitos que establecen en el RETIE con el fin de preservar la calidad del servicio que se presta a otros usuarios y la seguridad de las personas que laboran en las redes.

Del análisis presentado, se concluye que la disponibilidad de los sistemas de distribución existentes, que además está en línea con los objetivos específicos definidos, es del 20% de la capacidad del elemento de corte o protección del que dependa el circuito al que se desee conectar un generador distribuido o un autogenerador.

- **Procedimientos de conexión**

En la revisión adelantada por esta Comisión sobre la regulación existente se identifica que a la fecha no han sido definidos, para el caso de las zonas no interconectadas, procedimientos de conexión a los sistemas de distribución ubicados en dichas zonas.

Entendiendo que en función de la potencia que se desee conectar a una red de distribución los requisitos técnicos pueden ser más o menos complejos, se considera la necesidad de definir diferentes tipos de procedimientos en función de estas capacidades. El diseño de los procedimientos de conexión debe fijar como mínimo el estándar técnico previsto en los códigos y reglamentos técnicos vigentes.

- **Medición**

En línea con los comentarios recibidos a la Resolución CREG 121 de 2017 y la revisión técnica adelantada por esta Comisión sobre los aspectos allí mencionados, la propuesta deberá considerar lo previsto en el Código de Medida, Resolución CREG 038 de 2014, para la conexión de los generadores distribuidos y autogeneradores.

Así mismo, para que sea posible técnicamente la correcta medición de la exportación e importación de energía, en el caso de los autogeneradores, se requiere el uso de medidores bidireccionales.

4.2.2. Aspectos para la comercialización de energía entregada por generadores distribuidos y autogeneradores

Con respecto a la comercialización de la energía entregada por generadores distribuidos y autogeneradores se consideraron los siguientes aspectos:

- **Mecanismos de comercialización**

Actualmente no existen esquemas de comercialización para la energía proveniente de generadores distribuidos y autogeneradores en las zonas no interconectadas, en consecuencia, una propuesta que permita el aprovechamiento de la oferta energética de dichos agentes debe considerar los canales a través de los cuales es posible la entrega de esta energía a la red.

Considerando que en las zonas no interconectadas la prestación del servicio de energía eléctrica se hace a través de redes de distribución local aisladas, unas de otras, no es viable la situación que puede presentarse en el SIN, donde un generador distribuido o autogenerador puede vender su energía a usuarios no regulados u OR de sistemas de distribución diferentes al que se encuentra conectado.

Se identifica como mecanismo factible para la comercialización de esta energía hacerlo a través del comercializador integrado al OR del sistema al que el generador distribuido o autogenerador se encuentre conectado.

- **Remuneración, pago y liquidación**

Respecto a este punto, vale la pena precisar que para el caso de las zonas no interconectadas no existe, como en el SIN, un mercado de energía donde se realiza un despacho eficiente que tenga en cuenta el precio de la energía.

En este sentido, considera esta Comisión que adoptar una regulación de precios máximos, tal y como se encuentra definida la remuneración de la actividad de generación en la regulación vigente para las ZNI⁸, corresponde al precio eficiente adecuado. Lo anterior, sujeto a que en el caso específico de los usuarios autogeneradores que importan energía para cubrir una parte de sus necesidades, se reconozca la remuneración de los servicios de red y de comercialización que le correspondan en el mercado al que pertenezca.

Teniendo en cuenta lo anterior, el comercializador que recibe energía de un generador distribuido o un autogenerador deberá ser el responsable de la liquidación y la facturación, incorporando información detallada de generación, importaciones, exportaciones, cobros, entre otros.

Así mismo, el comercializador tendrá la obligación de informar en cada factura, de manera individual, los valores que se indican a continuación:

- a) Para generadores distribuidos en ZNI su energía entregada a la red se remunerará al cargo máximo de generación vigente para el mercado relevante de comercialización en el que se encuentre ubicado.
- b) Para autogeneradores en ZNI, por periodo de facturación f .
- Los excedentes del periodo de facturación f que sean menores o iguales a la importación de ese periodo, serán permutados por su importación y el autogenerador deberá reconocer al comercializador la suma de los siguientes componentes:

$$\text{Pago al comercializador}_f = SG_f + SR_f + SC_f$$

- Los excedentes del periodo de facturación f que superen la importación de ese periodo, se liquidarán de la siguiente forma:

$$\text{Liquidación de excedentes de autogeneración}_f = EV_f - SR_f - SC_f$$

Donde:

- n : Nivel de tensión n
- f : Periodo de facturación f
- r : Mercado relevante de comercialización r .
- Exp_{f-1} : Sumatoria de la exportación de energía del autogenerador durante el periodo de facturación $f-1$, expresado en kWh.

⁸ Resolución CREG 091 de 2007 y sus modificaciones.

Imp_{f-1}: Sumatoria de la importación de energía del autogenerador durante el periodo de facturación *f-1*, expresado en kWh.

G_f: Cargo o cargos máximos de generación aplicables al periodo de facturación *f* de prestación del servicio (\$/kWh), para cada mercado relevante *r*.

D_{f,n}: Cargo o cargos máximos de distribución en el nivel de tensión *n* aplicables al periodo de facturación *f* de prestación del servicio (\$/kWh), para cada mercado relevante *r*.

C_f: Costo o costos máximos de comercialización aplicables al periodo de facturación *f* de prestación del servicio (\$/kWh), para cada mercado relevante *r*.

EV_f: Excedente valorado para el periodo de facturación *f*, calculado mediante la siguiente expresión:

$$EV_f = (Exp_{f-1} - Imp_{f-1}) * G_f$$

SG_f: Servicio de generación en \$, calculado mediante la siguiente expresión:

$$SG_f = (Imp_{f-1} - Exp_{f-1}) * G_f$$

SR_f: Servicio de red en \$, calculado mediante la siguiente expresión:

$$SR_{f,n} = Imp_{f-1} * D_{f,n}$$

SC_f: Servicio de comercialización en \$, calculado mediante la siguiente expresión:

$$SC_f = Imp_{f-1} * C_f$$

La liquidación de la entrega de energía de los generadores distribuidos, del pago al comercializador o de excedentes de autogeneración se efectuará con la misma periodicidad del periodo de facturación que utilice el comercializador para el mercado relevante de comercialización correspondiente. La remuneración de saldos monetarios a favor de los generadores distribuidos y de los autogeneradores estará sujeta al giro de subsidios por parte del Ministerio de Minas y Energía.

Cuando la liquidación de excedentes de autogeneración resulte en un valor positivo el comercializador deberá girar este saldo al autogenerador. En caso de que el resultado sea un valor negativo el autogenerador deberá pagar este saldo al comercializador.

4.2.3. Aspectos relacionados con la posición de los agentes prestadores del servicio en ZNI

En la Ley 143 de 1994 se tiene previsto, respecto de la integración de las actividades que hacen parte de la prestación del servicio de energía eléctrica en una misma empresa, lo siguiente:

“(...) Artículo 74. Las empresas que se constituyan con posterioridad a la vigencia de esta Ley con el objeto de prestar el servicio público de electricidad y que hagan parte del sistema interconectado nacional no podrá tener más de una de las actividades relacionadas con el mismo con excepción de la comercialización que puede realizarse en forma combinada con una de las actividades de generación y distribución. (...)”

Se especifica en el anterior artículo que la restricción sobre la integración de las actividades de generación, distribución y comercialización en una misma empresa, aplica para aquellas empresas que hacen parte del SIN. En consecuencia, empresas prestadoras del servicio en ZNI tienen la posibilidad de prestar el servicio integrando toda la cadena. De hecho, esta es la condición que prevalece en estas zonas.

Considerando que, en el caso de las ZNI, el OR usualmente es el mismo generador, pueden presentarse conflictos de interés que deriven en abusos de posición dominante de estos agentes, reflejados en la limitación a la entrada de generadores distribuidos o autogeneradores, toda vez que el aumento en la oferta de suministro de parte de estos agentes se constituye en competencia directa para el generador existente y significa una potencial disminución de la demanda atendida con su generación.

En ese sentido, se hace necesario implementar, a lo largo de esta alternativa, mecanismos que prevengan conductas de los actuales prestadores, principalmente de los OR, a través de las cuales se niegue o restrinja el acceso a los sistemas de distribución y, por consiguiente, a la comercialización de esta potencial oferta energética. En esta alternativa se prevé incluir:

- Procedimientos para la conexión de generadores distribuidos y autogeneradores que permitan acceso a la red y que les garanticen el debido proceso dentro del trámite de solicitud de acceso y posterior conexión.
- Un sistema de información para zonas no interconectadas que contenga un inventario detallado de: las redes de distribución, incluyendo su capacidad para el transporte de energía; los generadores distribuidos y los autogeneradores; y sea la herramienta para que exista información simétrica entre el OR y los interesados en tener acceso a los sistemas de distribución en ZNI.
- Definirle al comercializador, integrado con el OR del respectivo sistema de distribución, las obligaciones de comprar y recibir la energía proveniente de generadores distribuidos o de autogeneradores, respectivamente, toda vez que este agente es el único canal con el que se cuenta para la comercialización de energía en los mercados relevantes de comercialización existentes.

4.3. Otras alternativas analizadas

Adicional a las alternativas contempladas en el presente documento, se revisaron las planteadas por esta Comisión en el Documento CREG D-066-2017, soporte de la Resolución CREG 121 de 2017, en el cual se presentan alternativas para cada uno de los temas en consideración, tales como, condiciones de integración a la red, condiciones de conexión a la red, condiciones de medida y remuneración de generación a pequeña escala.

De lo observado en el análisis realizado por la Comisión para el Sistema Interconectado Nacional, SIN, se evidencian propuestas con condiciones asociadas a la conexión y la medida que no resultan aplicables a las zonas no interconectadas, ZNI, por las características de los sistemas de distribución existentes en dichas zonas.

Así mismo, respecto al mecanismo de remuneración para la energía entregada por generadores distribuidos y autogeneradores propuesto en el documento CREG D-066-2017 se simplifica en esta propuesta teniendo en cuenta las condiciones propias de los mercados en las zonas no interconectadas del país.

4.4. Conclusiones

De lo analizado en los numerales anteriores, esta Comisión considera que la alternativa descrita en el numeral 4.2. del presente documento es la propuesta que contribuiría a resolver el problema planteado.

5. ANÁLISIS DE IMPACTOS

5.1. Beneficios

Beneficios para el usuario autogenerador:

- Disminución en la importación de energía de la red y por ende reducción en el monto de su factura.
- El usuario puede disponer de su autogeneración en momentos en los cuales no hay disponibilidad de energía de la red.

Beneficios para el generador distribuido:

- Definición de procedimientos y condiciones para el acceso a las redes de distribución existentes en ZNI.

Beneficios para el sistema:

- La posibilidad de aumentar la oferta energética en las zonas no interconectadas, a partir de aprovechamiento de los recursos locales.
- La entrada de generación distribuida y autogeneración fomenta el desarrollo económico en las zonas no interconectadas ya que viabiliza la realización de proyectos productivos.

- Sustitución progresiva de generación de origen fósil por generación que utilice recursos locales sostenibles, en su gran mayoría fuentes no convencionales de energía renovables, FNCER, en procura de menores costos en la prestación del servicio y de un menor impacto ambiental.

5.2. Costos

- Reducción de la demanda en los sistemas de distribución con la entrada de autogeneradores.
- Reducción de la demanda para los generadores existentes con la entrada de generadores distribuidos y autogeneradores.

6. CONSULTA PÚBLICA

En cumplimiento de lo previsto en el artículo 33 la Resolución CREG 039 de 2017 “por la cual se establece el Reglamento Interno de la Comisión de Regulación de Energía y Gas” se somete a consulta el presente proyecto de resolución por un término de diez (10) días hábiles contados a partir del día siguiente al de su publicación con la finalidad de que todos los interesados remitan sus observaciones o sugerencias sobre las propuestas contenidas en el proyecto de resolución.

7. PROPUESTA

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

8. REFERENCIAS

- Ley 1715 de 2014.
- Decreto 348 de 2017.
- Resolución CREG 121 de 2017 y Documento CREG D-066-2017.
- Estudio “Determinación de inversiones y gastos de AOM para la actividad de generación en ZNI utilizando recursos renovables”. Corporación EMA. 2012.
- Estudio “Determinación de inversiones y gastos de AOM para la actividad de distribución y de AOM para la comercialización de energía eléctrica en las ZNI”. Sistemas 2000 Consultores. 2012.
- Informe de gestión. Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, IPSE. 2016.
- Zonas No Interconectadas – ZNI Diagnóstico de la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD. 2017.