



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE
TRANSMISIÓN REGIONAL MEDIANTE
MECANISMOS DE LIBRE CONCURRENCIA**

DOCUMENTO CREG-142

22 de diciembre de 2011

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

TABLA DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN.....	162
2.	ANTECEDENTES.....	162
3.	OBJETIVO DE LA PROPUESTA.....	168
4.	EXPANSIÓN DE LOS STR.....	168
5.	INFORMACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN EN EL STR	172
6.	MECANISMOS PARA REALIZAR PROYECTOS EN EL STR.....	175
7.	PROCESOS DE LIBRE CONCURRENCIA	178
7.1	Participantes en las convocatorias	179
7.2	Presentación de ofertas	181
7.3	Selección del adjudicatario.....	183
8.	REMUNERACIÓN DE LAS CONVOCATORIAS.....	184
8.1	Ingreso Anual Esperado, IAE	184
8.2	Certificación	185
8.3	Pago del IAE	186
9.	GARANTÍAS.....	188
9.1	Garantía del usuario.....	188
9.2	Garantía de cumplimiento	189
9.3	Estimación del valor de la cobertura.....	189
9.4	Solicitud de prórroga	190
9.5	Ejecución de las garantías	191
10.	INTERVENTORÍA.....	193
11.	OTROS.....	194
11.1	Contratos de concesión.....	194
11.2	Medidas transitorias	196

EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL MEDIANTE MECANISMOS DE LIBRE CONCURRENCIA

1. INTRODUCCIÓN

La Comisión, a lo largo de su regulación en el sector energético ha reiterado la necesidad de contar con una planeación coordinada del sector para definir los proyectos de expansión que se deben realizar en el Sistema Interconectado Nacional, SIN, para la atención eficiente y oportuna de la demanda de energía.

La planeación del SIN es el resultado de las tareas conjuntas que desarrollan el estado y los agentes. La Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, atendiendo a las directrices de los planes de desarrollo, las necesidades de demanda de energía eléctrica del país y la información que le suministran los agentes que operan las redes en el SIN, determina el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico.

Para el caso de las redes del Sistema Transmisión Nacional, STN, la labor de planeamiento de la expansión está en cabeza de la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, y la ejecución de los proyectos se adelanta mediante procesos de libre competencia desde el año 1998. En el caso de las redes distribución, que comprenden los Sistemas de Transmisión Regional, STR, y los Sistemas de Distribución Local, SDL, la labor de planeación y ejecución de proyectos está en cabeza de los Operadores de Red.

La Comisión, en la definición de las diferentes metodologías de remuneración de las actividades, ha incluido los incentivos y las directrices con el fin de que los agentes responsables de la operación de los activos del SIN, acometan la expansión de su sistema, permitiendo que las inversiones y los costos de los nuevos proyectos sean consideradas dentro de los cargos que se cobran por la prestación del servicio. Adicionalmente, la regulación vigente ha previsto la implementación de mecanismos como la participación de terceros o de la nación, los departamentos o municipios para la ejecución de proyectos, de forma que el objetivo principal de atención de demanda sea alcanzado.

La propuesta desarrollada en el presente documento, está relacionada con la implementación de los mecanismos mencionados, aplicados a la expansión en el STR. Con el fin de tener una clara identificación de los proyectos del STR, en particular los que se desarrollarían con la participación de terceros, se proponen algunas modificaciones en la entrega y consolidación de la información de planeamiento, se formulan los procedimientos a seguir para la ejecución de los proyectos, se identifican los posibles ejecutores de los proyectos así como la responsabilidad de estos. También, se hace referencia a la remuneración de los proyectos y a los requisitos exigidos a los agentes que los ejecutan. A lo largo del documento, se mostrarán los análisis realizados para cada uno de los elementos incluidos en la propuesta de resolución.

2. ANTECEDENTES

Con el propósito de regular los mecanismos de participación mencionados en el aparte anterior, es necesario tener presente y afianzar la responsabilidad que la regulación ha

encargado a los agentes respecto a la planeación y ejecución de los proyectos de expansión, en especial para el caso de los STR.

Es así como desde las primeras directrices regulatorias en el sector, posteriores a las leyes 142 y 143 de 1994, la Comisión en la Resolución CREG 003 de 1994, reglamentó el transporte de energía eléctrica por los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local, y en cuanto al planeamiento estableció lo siguiente:

ARTÍCULO 8o. CRITERIOS BÁSICOS DE PLANEAMIENTO. El planeamiento de los sistemas de transmisión regional y distribución local y los requerimientos de expansión de sus redes es responsabilidad de los transportadores y distribuidores locales. La conciliación y compatibilización de los distintos procesos de planeación será realizada por la UPME, quien tendrá la asesoría de un comité de planeación cuyas funciones y composición se detallan en el código de red, en lo relativo a distribución que expedirá la Comisión.

La expansión de los sistemas de transmisión regional y distribución local estará a cargo de los transportadores y distribuidores locales dentro de sus sistemas.

ARTÍCULO 13o. CRITERIOS DE PLANEACIÓN, SEGURIDAD Y CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN. Los transportadores de los sistemas de transmisión regional y distribución local deben planear, desarrollar, operar y mantener sus sistemas de acuerdo con el código de redes, en lo relativo a distribución, y de acuerdo con las reglas generales que establezca la Comisión.

Los transportadores y distribuidores locales deben entregar a la Comisión, y a la Superintendencia, cuando ellas lo pidan, la información que sea necesaria para verificar cómo han cumplido con esta norma, y para que la Comisión pueda revisar cómo funcionan en la práctica los criterios de planeación y seguridad del sistema, y los criterios de calidad del servicio.

Para la revisión de tales criterios, se seguirá el procedimiento establecido en el artículo 12o de la presente resolución. (Subraya fuera de texto)

De la misma forma, la Comisión estableció el Código de Redes y el Reglamento de Distribución como parte del reglamento de operación, a través de las resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 070 de 1998, respectivamente, en los que se definieron las reglas para la conexión de usuarios y agentes al SIN, así como la información requerida y los criterios básicos para realizar la expansión por parte de los responsables de la misma.

En este sentido, el numeral 7 del Código de Planeación que hace parte del Código de Redes establecido en la Resolución CREG 025 de 1995, modificado por la Resolución CREG 085 de 2002, menciona al respecto:

7. PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA (STN)

(...) Para la preparación del Plan de Expansión de Transmisión de Referencia los Transmisores Nacionales, los Generadores, los Transmisores Regionales, los Distribuidores Locales y los Comercializadores, deberán entregar a la UPME la información de planeamiento estándar y la información de planeamiento detallada según la lista de los Apéndices I y II. Así mismo, deberán remitir la información correspondiente a las "Ampliaciones" requeridas, en los términos en que éstas se entiendan en la reglamentación vigente. Esta información se deberá entregar a más tardar en el mes de marzo de cada año y deberá cubrir un horizonte de por lo menos diez (10) años. (...) (Subraya fuera de texto)

Ahora bien, la Comisión mediante el Reglamento de Distribución, Resolución CREG 070 de 1998, fijó los criterios para la expansión de los STR y SDL y estableció las obligaciones de los Operadores de Red, OR, en lo relacionado con la expansión eficiente, económica y confiable de dichos sistemas. Sobre la responsabilidad en la expansión del STR y SDL señala:

3.2.2 RESPONSABILIDAD DEL OR EN LA PLANEACIÓN DE SU SISTEMA

El OR es responsable de elaborar el Plan de Expansión del Sistema que opera, de acuerdo con el Plan Estratégico, el Plan de Acción y el Plan Financiero de que trata la Resolución CREG 005 de 1996.

El Plan de Expansión del OR deberá incluir todos los proyectos que requiera su Sistema, considerando solicitudes efectuadas por terceros y que sean viables en el contexto de su Plan Financiero.

3.2.3 RESPONSABILIDAD POR LA EJECUCIÓN DE PROYECTOS INCLUIDOS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL OR

El OR es el responsable por la ejecución del Plan de Expansión de la red que opera, definido de acuerdo con lo establecido en el numeral anterior, en relación con la construcción de nuevas líneas, subestaciones y equipos que tengan carácter de uso general.

Si el OR incumple con la ejecución de un proyecto previsto en su Plan de Inversión (Ver Artículo 2o de la Resolución CREG 005 de 1996), el proyecto correspondiente podrá ser desarrollado por el Usuario interesado o por un tercero, de acuerdo con lo establecido en el Capítulo 9 de la presente Resolución.

3.2.4 RESPONSABILIDAD POR LA EJECUCIÓN DE PROYECTOS INCLUIDOS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DE LOS STR'S Y/O SDL'S, PERO NO INCLUIDOS EN LOS PLANES DE EXPANSIÓN DE LOS OR'S

En caso de que los Planes de Expansión de los OR's, no satisfagan los niveles de cobertura definidos por la UPME para los distintos STR's y/o SDL's, pero exista algún tercero dispuesto a asumir la prestación de este servicio, éste podrá ejecutar las obras correspondientes que serán remuneradas de conformidad con lo dispuesto en el Capítulo 9 de la presente Resolución.

Del mismo modo, en caso de que los Planes de Expansión de los OR's, no satisfagan los niveles de cobertura definidos por la UPME para los distintos STR's y/o SDL's y sólo en aquellos eventos en los cuales como resultado de la libre iniciativa de los distintos agentes económicos, no exista algún tercero dispuesto a asumir la prestación de este servicio, se dará cumplimiento a lo dispuesto en el Artículo 56 de la Ley 143 de 1994, relacionado con contratos de concesión. (...) (Subraya fuera de texto)

De lo anterior, es importante resaltar la responsabilidad del OR de realizar la planeación y ejecutar la expansión requerida en su sistema para atender la demanda, y la opción para que en los casos de incumplimiento del OR o cuando los planes de expansión de los OR no satisfagan los niveles de cobertura, sea un tercero o la nación quien pueda realizar dicha expansión.

La planeación y la ejecución de la expansión que realiza el OR deben considerar los criterios, dados en la misma resolución, en cuanto a la atención de demanda, adaptabilidad, flexibilidad, viabilidad ambiental, eficiencia económica, calidad y continuidad en el suministro. Igualmente, la resolución establece la importancia de la coordinación de la planeación que hace cada OR con la del resto del sistema

interconectado y con los planes de expansión elaborados anualmente por la UPME, permitiendo que en el plan de expansión de un OR se puedan “*incluir obras no previstas y excluir aquellas que por la dinámica de la demanda, puedan ser pospuestas o eliminadas del Plan inicialmente aprobado por la UPME*”¹.

La Resolución CREG 070 de 1998 también establece los horizontes de planeación y los criterios para la identificación y selección de alternativas que deben considerar los OR, los cuales se resaltan a continuación:

3.4 PROCEDIMIENTOS Y METODOLOGÍAS

3.4.1 HORIZONTES DE PLANEACIÓN

Cada OR debe utilizar los siguientes horizontes de planeación, en los cuales se establece la información requerida y el alcance para realizar las proyecciones de demanda y el Plan de Expansión correspondiente:

- Corto plazo: un (1) año.

Es un período de carácter operativo, durante el cual el OR simula la operación y el funcionamiento de su Sistema y además realiza el ajuste de las alternativas de expansión planteadas.

- Mediano plazo: cinco (5) años.

Es un período de carácter decisorio, donde el OR determina las obras necesarias para atender la expansión y crecimiento de la demanda en este lapso.

- Largo plazo: diez (10) años.

Es un período de carácter estratégico, en el cual el OR determina en forma global la expansión de su Sistema, según las tendencias de crecimiento de la demanda de sus Usuarios.

3.4.2 IDENTIFICACIÓN Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

Para definir el Plan de Expansión, el OR deberá considerar varias alternativas siguiendo lineamientos técnicos y económicos que le permitan jerarquizarlas dentro del proceso de selección.

La selección del Plan deberá estar basada en evaluaciones técnicas, económicas y financiera. La alternativa seleccionada deberá ser la de mínimo costo, incluyendo inversiones, costos de operación y mantenimiento y pérdidas, y deberá ser la alternativa que cumpla con la calidad del servicio definida para el Sistema. (Subraya fuera de texto)

La anterior información debe estar coordinada con la suministrada anualmente a la UPME relacionada con el planeamiento estándar y el planeamiento detallado que le entregan los OR.

Es preciso recordar que la información del Plan de Expansión del OR debe ser pública y conocida por los usuarios y los terceros interesados; sobre este particular, la Resolución CREG 070 de 1998 establece:

¹ Numeral 3.3 del anexo general de la Resolución CREG 070 de 1998, Criterios para desarrollar la planeación de la expansión de los OR.

3.4.4 DIVULGACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN

Los Usuarios tienen derecho a conocer los Planes de Expansión de los Sistemas de los OR's. Para tal efecto el OR deberá tener disponible esta información para quien la requiera.

Identificadas las responsabilidades, es preciso resaltar que de conformidad con lo establecido en la ley y en cumplimiento de sus funciones, la Comisión a través de las metodologías de remuneración de la actividad de distribución, ha considerado los incentivos para el reconocimiento de las inversiones dentro de unos criterios de eficiencia, también establecidos en cada metodología, de modo que los OR puedan ejecutar sus planes de expansión. La metodología vigente de remuneración de la actividad, la Resolución CREG 097 de 2008, establece que los costos y cargos que remuneran los activos de uso podrán ser actualizados a lo largo del período tarifario, lo cual se hará mediante acto administrativo de la Comisión, siempre y cuando la expansión ejecutada haya entrado en operación comercial:

CAPÍTULO 4. ACTUALIZACIÓN POR LA PUESTA EN SERVICIO DE NUEVOS ACTIVOS.

(...) Cuando, durante la vigencia del período tarifario, la Comisión apruebe modificar la remuneración de un STR según lo establecido en los numerales 4.1 y 4.2 de este Capítulo, los nuevos Costos Anuales serán considerados en la liquidación y recaudo de los cargos de los STR respectivos, a partir del mes siguiente al de la entrada en vigencia de la respectiva Resolución, siempre y cuando el proyecto haya entrado en operación comercial.

Las actualizaciones aprobadas de acuerdo con lo señalado en el numeral 4.3 de este Capítulo serán consideradas en la liquidación y recaudo de los cargos de los STR y SDL respectivos, a más tardar dentro de los tres meses inmediatamente siguientes a la entrada en operación comercial del activo correspondiente siempre y cuando la respectiva solicitud haya sido formulada con una antelación no menor de siete (7) meses a la fecha prevista para la entrada en operación del activo.

Las actualizaciones aprobadas de acuerdo con lo señalado en el numeral 4.4 de este Capítulo serán considerados en la liquidación y recaudo de los cargos de los STR y SDL respectivos, en el mes siguiente al de la entrada en vigencia de la correspondiente resolución. Para las actualizaciones se seguirá la metodología descrita en los numerales 3.1 y 6.1 de este Anexo. (Subraya fuera de texto)

Como se observa, y considerando los criterios de eficiencia establecidos a través de la determinación de los costos de las Unidades Constructivas, UC, los OR cuentan con los incentivos económicos para realizar la expansión de su sistema.

Por otro lado, el esquema de calidad también propuesto en la Resolución CREG 097 de 2008, contempla incentivos para que los OR mejoren los indicadores de calidad, disminuyendo el tiempo que pueda presentarse energía no suministrada tanto en el STR como en el SDL.

En el mismo sentido, en lo referente a la planeación y ejecución de la expansión en los sistemas de distribución, el Decreto 388 de 2007, modificado por los decretos 1111 y 3451 de 2008 del Ministerio de Minas y Energía, estableció las políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad, que debe

seguir la Comisión al fijar la metodología de remuneración a través de Cargos por Uso de los STR y SDL.

Frente a las políticas de expansión, el artículo 5 del mencionado decreto establece lo siguiente:

Artículo 5°. Políticas de expansión de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y los Sistemas de Distribución Local (SDL). Con el fin de propender por alcanzar la Universalización del Servicio, los Cargos por Uso Regionales y los Costos Medios de los Operadores de Red deberán considerar la Base de Inversiones de los Operadores de Red del ADD y los gastos eficientes de administración, operación y mantenimiento.

La CREG definirá la metodología de remuneración para aquellos proyectos de expansión cuyo costo sea inferior al costo medio vigente aprobado para el respectivo Sistema. Para los proyectos de expansión restantes se aplicará lo siguiente:

Para la expansión de los STR el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que éste delegue podrá realizar convocatorias públicas, teniendo en cuenta los criterios económicos definidos por la CREG, para la construcción y/o operación del activo. En este caso la remuneración se determinará según el resultado de la convocatoria.

En caso de no utilizarse convocatorias y durante la vigencia del período tarifario, en el evento en que entren en operación Unidades Constructivas cuyo costo de inversión, administración, operación y/o mantenimiento por kWh resulte superior al Costo Medio vigente aprobado por la CREG para el OR a cuyas redes se conecte el proyecto, tanto los Cargos por Uso como los Costos Medios del Operador de Red serán actualizados a más tardar a partir de los tres meses inmediatamente siguientes a la entrada en operación del activo correspondiente, considerando la inversión y la demanda asociada al proyecto. Lo anterior siempre y cuando dichos activos cumplan con los criterios de eficiencia y de expansión definidos previamente por la CREG y la UPME, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Se deberá cumplir con los criterios de eficiencia referidos. Para la incorporación de proyectos en la Base de Inversiones, éstos deberán ser aprobados por la UPME, para lo cual, el OR al que se conectará el proyecto, deberá presentarlo ante esta entidad previamente a su ejecución.

b) Los proyectos de inversión en expansión de cobertura y cuya ejecución sea del interés del Gobierno Nacional y/o los entes territoriales, deberán ser presentados a través de los Operadores de Red ante la UPME para su evaluación y concepto;

c) Para los SDL, el Operador de Red al cual se conecta un proyecto, sujeto al cumplimiento de los criterios de eficiencia citados, será el encargado de operarlo. Si no existe interés por parte del OR en la construcción de dicho proyecto, el Ministerio de Minas y Energía, o la entidad que éste designe, a través de convocatoria pública podrá adjudicar la construcción del mismo. (Subraya fuera de texto)

Estas políticas fueron consideradas en la metodología establecida en la Resolución CREG 097 de 2008, a través del numeral 4.3 del anexo general de la resolución.

En cuanto a los mecanismos de convocatorias públicas, son los mecanismos que se desarrollarán y regularán a través de la presente propuesta.

3. OBJETIVO DE LA PROPUESTA

Como se ha mencionado, la ley y la regulación vigente prevén la posibilidad de que en la ejecución de proyectos de la actividad de distribución de energía eléctrica, participen tanto los agentes existentes como los que desean vincularse en el desarrollo de la actividad. Esta propuesta regulatoria está encaminada a definir los procedimientos para que la expansión en los STR se ejecute con la participación de los OR y otros agentes con el fin de que los proyectos estén disponibles oportunamente, para la atención de la demanda y la confiabilidad del sistema.

Los temas desarrollados aplican tanto a los OR en el desarrollo de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN, como a los terceros interesados en participar en la actividad a través de la ejecución de proyectos de expansión en el STR. También aplica a los demás agentes y usuarios beneficiarios de dicha actividad, en el sentido de considerar los requisitos que se deben cumplir para atender sus solicitudes de conexión y atención de demanda en el SIN, así como algunas actividades que se asignarán al LAC y al ASIC relacionadas con la liquidación y recaudo de los recursos para la remuneración de los proyectos y con el manejo de las garantías exigidas.

4. EXPANSIÓN DE LOS STR

De conformidad con lo establecido en la regulación vigente y las obligaciones de ley en cuanto a la ejecución de las obras necesarias para la conexión de las instalaciones y equipos a la red nacional de interconexión, son los OR los responsables por la ejecución de la expansión establecida en sus planes de expansión.

La ejecución de la expansión en el STR debe acometerse en forma oportuna para la atención de la demanda y para que el sistema opere en forma confiable y segura. Según información enviada a la Comisión, mediante comunicación CREG E-2011-010024, por parte de la UPME, el Centro Nacional de Despacho, CND, y el Consejo Nacional de Operación, CNO, algunos proyectos en el STR requeridos a la fecha en el sistema, aún no se han ejecutado.

De acuerdo con la copia enviada por la UPME a la Comisión, bajo documento con radicado CREG E-2010-008724 del 27 de septiembre de 2010, dicha entidad solicita a los OR² la información del plan de expansión de cada empresa, y especialmente solicita que *"se debe tener en cuenta que este documento debe ser coherente y consecuente con la última información de planeamiento estándar reportada ante esta Unidad en el año 2010"*. Esta información es requerida por la UPME para la elaboración del Plan de Expansión de Referencia, junto con la demás información con la que cuenta dicha entidad.

Por su parte la empresa XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., en reunión realizada el 24 de agosto de 2011 en las instalaciones de la Comisión, informó sobre los inconvenientes operativos en las redes del STR, observados por problemas de cargabilidad, tanto en estado estacionario como ante contingencias N-1 en algunos

² Copia de comunicaciones enviadas a las empresas EDEQ, ENERCA, TULUÁ, CAQUETÁ, GUAVIARE, CEO, CODENSA, CHEC, EBSA, EPM, TOLIMA, PUTUMAYO, BAJO PUTUMAYO, EMCALI, EPSA, PEREIRA, CEDENAR, CARIBE, HUILA, CARTAGO, ARAUCA, CENSA, DISPAC, CUNDINAMARCA.

elementos del sistema. Esta información fue soportada en forma conjunta por la UPME, el CND y el CNO, mediante la comunicación anteriormente citada referente a la expansión en los STR. En las figuras 1 y 2 se encuentran los esquemas suministrados en la comunicación donde se resumen los problemas mencionados.

En el mismo documento de Expansión de los STR, referenciado previamente, dichas entidades destacan que la ejecución tardía de algunos proyectos de expansión ha implicado *“la instalación de esquemas suplementarios para tratar de mitigar la severidad de las contingencias sencillas a nivel de transformación, (...) e incluso (...), racionar demanda por el agotamiento de la capacidad de transformación”* y sugiere la regulación de la participación de los terceros interesados prevista en la regulación vigente, entre otros temas propuestos a la Comisión.

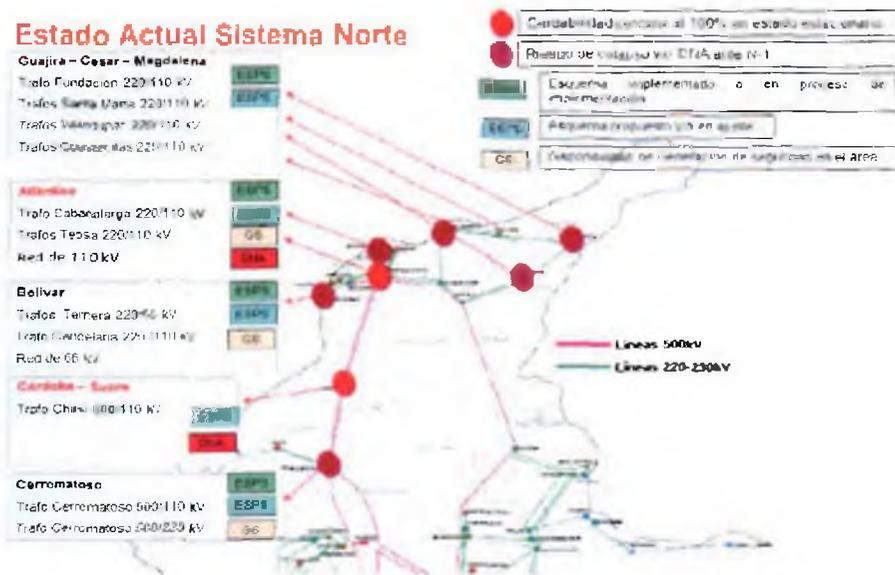
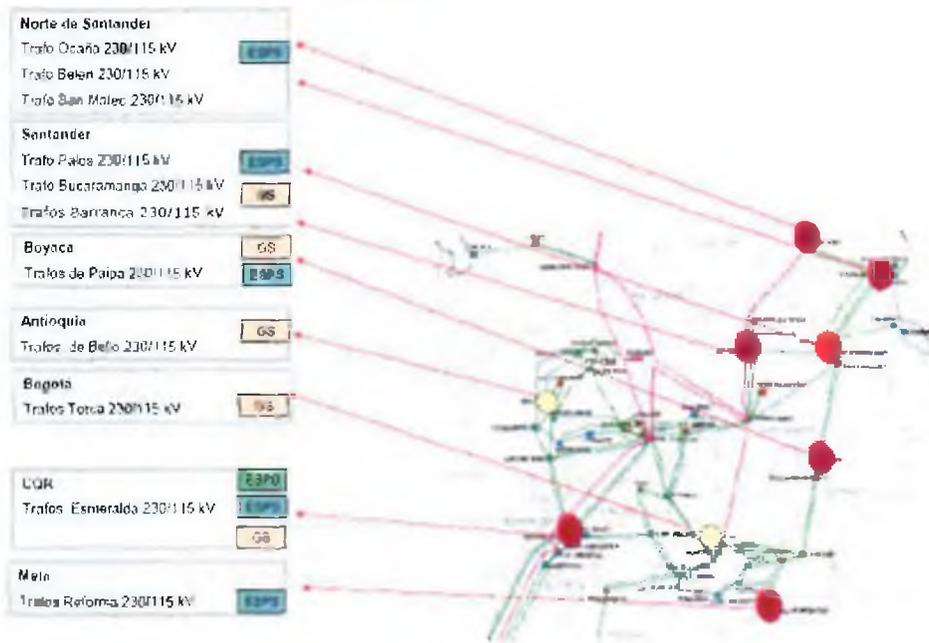


Figura 1. Estado actual del STR Norte. (Tomado de radicado CREG E-2011-010024)

Estado Actual Sistema Central



Estado Actual Sistema Central



Figura 2. Estado actual del STR Centro-Sur (Tomado de radicado CREG E-2011-010024)

Por otra parte, la Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica, ASOCODIS, en copia de la comunicación enviada al Viceministerio de Minas y Energía, y radicada en la Comisión bajo el documento CREG E-2011-010395, se refirió a los análisis y las recomendaciones en la expansión en el STR. En esta comunicación, ASOCODIS *“identifica las principales dificultades, tales como, problemas de coordinación entre entidades, instituciones y agentes; ausencia de procedimientos, plazos y responsabilidades específicas en las diferentes etapas de los proyectos; falta de criterios*

claros de evaluación de alternativas, (...); no inicio de proyectos que permitan la realización de los proyectos oportunamente (entrega de alarmas tempranas, convocatorias, etc.); y ausencia de un seguimiento y control adecuado de los proyectos, entre otras." (Subraya fuera de texto).

La comunicación de ASOCODIS hace referencia a aquellas dificultades que se tienen en la ejecución de proyectos, clasificadas como exógenas y endógenas. Las primeras, "tienen que ver con aquellas entidades y/o instituciones que no tienen relación directa con el sector eléctrico, pero con incidencia en la ejecución, tales como las autoridades ambientales y los entes territoriales, entre otras." En cuanto a las endógenas, explica que son "aquellas que tienen relación directa con las funciones y/o responsabilidades de entidades, instituciones y agentes asociadas al sector eléctrico". En este último caso, la Comisión consideró algunas de las propuestas desarrolladas por la Asociación para ser tenidas en cuenta en esta propuesta.

De otra parte, XM en comunicación enviada la Ministerio de Minas y Energía, con copia a la Comisión según comunicación CREG E-2011-010408, hace referencia a varios aspectos que afectan la confiabilidad del SIN, y propone igualmente, la regulación de los mecanismos referentes a la participación de terceros:

1. Los resultados del planeamiento operativos efectuados por XM S.A. E.S.P. han mostrado riesgos para la atención futura de la demanda, asociados a dificultades tanto en la generación como en la transmisión nacional y regional.

2. En la operación real se han materializado algunos de los riesgos asociados a la atención de la demanda, obligando a tomar medidas operativas de emergencia y en algunos casos, a la afectación de la atención de la demanda.

(...)

10. Si bien se han venido adelantando obras por parte de los Operadores de Red en los STR y de conexión al STN, se han identificado otras que se requieren en el corto plazo, para lo cual consideramos necesario definir mecanismos expeditos para lograr su incorporación rápida que garantice la atención de la demanda. (Subraya fuera de texto)

En el mismo sentido, se hace mención al informe No. 62 del Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, titulado "La operación del sistema de transmisión regional al borde del colapso", publicado en el mes de septiembre de 2011 por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios³, en donde se presenta, desde el punto de vista de los consultores que realizaron el estudio, el estado actual del STR para cada una de las áreas, la identificación de unas necesidades de corto plazo y algunas consideraciones y reflexiones respecto a la situación actual.

En conclusión, las comunicaciones mencionadas muestran la importancia de llevar a cabo la propuesta aquí desarrollada. Algunas de sus consideraciones o comentarios, fueron tenidos en cuenta en el desarrollo de la misma, principalmente en lo relativo al establecimiento de plazos y seguimiento en el desarrollo de los proyectos. En la propuesta también se considera importante tomar algunas acciones para las necesidades de expansión identificadas en el corto plazo.

³ <http://www.superservicios.gov.co/MEM/>

5. INFORMACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN EN EL STR

La información que se requiere para la elaboración del planeamiento del SIN es una de las fuentes más importantes para alcanzar el objetivo del planeamiento. Adicional a las características en cuanto a los criterios y horizontes requeridos para el planeamiento es importante considerar lo establecido por la Ley 143 de 1994:

ARTÍCULO 12. La planeación de la expansión del sistema interconectado nacional se realizará a corto y largo plazo, de tal manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.

Se reitera, que la obligación de elaborar y ejecutar el plan de expansión del STR se encuentra definida en la Resolución CREG 070 de 1998, en donde se le asignó esta responsabilidad al Operador de Red para el área del STR en la que opera. De la misma forma, la UPME, como planeador central del sistema, requiere esta información para elaborar el Plan de Expansión de Referencia.

El Ministerio de Minas y Energía, mediante resolución MME 18 1313 de 2002, estableció los criterios y la forma para elaborar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, transcritos a continuación:

Artículo 3. De los criterios para la elaboración de los planes de expansión del sistema interconectado nacional. La Unidad de Planeación Minero-Energética, Upme, realizará el planeamiento de la expansión del Sistema Interconectado Nacional con base en los siguientes criterios generales:

- a) El Plan de Expansión debe ser flexible en el mediano y largo plazo, de tal forma que se adapte a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales;*
- b) El plan de Expansión debe cumplir con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad vigentes a la fecha de su elaboración;*
- c) Los proyectos propuestos dentro del Plan de Expansión deben ser técnica, económica y ambientalmente viables. La viabilidad ambiental será aprobada por las autoridades competentes;*
- d) La demanda debe ser satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos;*
- e) El Plan de Expansión debe propender por la minimización de los costos de inversión, de los costos operativos y de las pérdidas del Sistema. (Subraya fuera de texto)*

La misma resolución establece que la UPME, al elaborar el Plan de Expansión del SIN, "identificará y propondrá aquellos proyectos necesarios para el cubrimiento de la demanda nacional, con independencia del nivel de tensión en el cual deban ejecutarse", por lo cual dicha entidad debe contar con la información de demanda, de la evaluación técnica y económica y de la configuración del sistema de los OR para cumplir con los criterios requeridos en la elaboración de los planes de expansión.

Adicionalmente la UPME, de conformidad con lo establecido en el Decreto 388 de 2007, debe elaborar un Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica en el SIN:

Artículo 9°. Plan Indicativo de Ampliación de Cobertura. La UPME deberá elaborar y oficializar a más tardar el 30 de junio de 2007, un "Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica" en el área de influencia del Sistema Interconectado Nacional. El "Plan Indicativo de Expansión de Cobertura" que se defina deberá ajustarse anualmente, cuando así amerite.

El Plan de Expansión de Cobertura deberá tomar en cuenta criterios de eficiencia económica y viabilidad financiera.

La Resolución MME 18 2529 de 2010 amplió el plazo para aprobar el Reglamento para la presentación, revisión, evaluación y aprobación de los Planes de Expansión de Cobertura Eléctrica por parte de los OR. La propuesta de Reglamento elaborada por la UPME y puesta a consideración para comentarios de los agentes y cuya versión final se encuentra para aprobación por parte del Ministerio de Minas y Energía, tiene el propósito de establecer la forma como los OR deben presentar los Planes de Expansión de la Cobertura tendientes a alcanzar las metas de cobertura, e igualmente cómo la UPME revisará, evaluará y aprobará estos planes.

En dicha propuesta se estableció que se considerará el plan de expansión de cobertura como un capítulo especial del plan de expansión del sistema eléctrico del OR y de la misma forma aclara que:

Si bien el plan de expansión del sistema eléctrico del OR que se ha venido presentando a la UPME es anual, la parte correspondiente a cobertura tendrá un horizonte de tres años y podrá ser ajustado anualmente.

Lo anterior no modifica la responsabilidad del OR de presentar anualmente su Plan de Expansión del Sistema Eléctrico.

Estableciendo de esta forma que la información del plan de expansión debe ser consistente para todos los propósitos que se requiera.

Los plazos establecidos para la entrega de la información del Plan de Expansión del OR, han sido establecidos en resoluciones de la Comisión y de la UPME. En el caso de la información del plan de expansión, la Comisión a través del ya citado numeral 7 del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995, modificada por la Resolución CREG 085 de 2002, estableció la información que debían entregar los agentes y el plazo para ello. Por su parte la UPME, mediante Resolución UPME 967 de 2006, estableció:

Artículo Primero: ESTABLECER como fecha límite del suministro de la información estándar de planeamiento, del informe de oportunidades de conexión y demás información requerida para la elaboración del Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión, el quince (15) de febrero de cada año. (Subraya fuera de texto)

Pese a lo anterior, en algunas oportunidades se ha observado que los agentes no entregaron la información completa, como tampoco en los plazos establecidos, o inclusive, se han presentado casos en los cuales la información de planeamiento entregada a la UPME difiere de los proyectos propuestos en la planeación.

Además se han evidenciado casos en los cuales se ejecutan obras en el STR que no son notificadas a la UPME, lo que afecta la planeación realizada por dicha entidad. La conexión de estos proyectos con el SIN implica cambios en la confiabilidad y calidad del mismo, lo que hace necesario que el planeador central tenga pleno conocimiento de la red existente.

Una vez cumplida la obligación de dar a conocer el Plan de Expansión del OR, establecida en la Resolución CREG 070 de 1998, los usuarios y terceros interesados podrán verificar que el OR se encuentra cumpliendo con las obligaciones establecidas por la ley, especialmente las que se mencionan en el artículo 29 de la Ley 143 de 1994:

Artículo 29. La conexión a la red nacional de interconexión de una red regional de transmisión, de una red de distribución, de una central de generación o de un usuario impone a los interesados las siguientes obligaciones:

- a) Cumplir las normas técnicas que dicte el Ministerio de Minas y Energía;*
- b) Operar su propio sistema con sujeción a las normas que expida la Comisión de Regulación de Energía y Gas y a los acuerdos del Consejo Nacional de Operación, y*
- c) Ejecutar las obras necesarias para la conexión de sus instalaciones y equipos a la red nacional de interconexión.*

De la misma forma, en la Resolución CREG 097 de 2008, se estableció que la información de las obras desarrolladas en el STR y SDL deberá ser informada a la Comisión, independientemente de las solicitudes de actualización de cargos que realice cada OR:

Artículo 18. Información sobre expansión de STR y SDL. Independientemente de las solicitudes de actualizaciones, a más tardar el 31 de marzo de cada año, el OR deberá reportar a la Comisión los activos que hayan entrado en operación durante el último año calendario, detallando las particularidades de cada proyecto de acuerdo con los formatos que se dispondrán oportunamente.

La información de los activos deberá clasificarse por nivel de tensión y de acuerdo con su finalidad: expansión, expansión para contratos de respaldo, reposición, calidad del servicio o pérdidas de energía. Adicionalmente se deberá informar el período de ejecución de cada proyecto.

Como ya se ha mencionado, la información que reporta el OR en cumplimiento del artículo anterior, debe ser coincidente con su Plan de Expansión, con la información suministrada a la UPME en la elaboración del Plan de Expansión de Referencia y con el Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica.

Propuesta

Con base en lo anterior, se propone mantener la responsabilidad de la elaboración del Plan de Expansión de los STR en cabeza de los OR. Este plan debe ser consistente con la información que se entregue a la UPME para la elaboración del Plan de Expansión del SIN y demás información de planeamiento solicitada por la UPME o por la CREG, y deberá remitirse en las fechas previstas para ello.

Si durante el periodo transcurrido entre la fecha de entrega de la información y la fecha de publicación del Plan de Expansión del SIN, el OR requiere realizar alguna modificación en

su sistema o en su plan de expansión, deberá informarlo a la UPME, previo al inicio de su ejecución. Con esta información, o cuando sea necesario incluir nuevos proyectos, la UPME podrá actualizar el listado de proyectos identificados para los STR dentro del Plan de Expansión del SIN.

Para la elaboración de este listado de proyectos es necesario que los OR informen la fecha prevista de entrada en operación comercial así como los estudios de viabilidad técnica y económica, necesarios para su evaluación de acuerdo con los requerimientos de la UPME, para los proyectos que van a entrar en operación dentro de los cuatro años siguientes a la entrega de la información. Este plazo considera el tiempo que puede requerir la UPME para evaluar los proyectos y elaborar y publicar el Plan de Expansión.

A partir de este listado de proyectos y una vez se cumplan los plazos que se establecen en la resolución propuesta, la UPME será la encargada de identificar los proyectos que se ejecutarán en el STR mediante mecanismos de libre concurrencia y los que se van a construir directamente por parte de los OR.

6. MECANISMOS PARA REALIZAR PROYECTOS EN EL STR

La remuneración de la actividad de distribución considera el reconocimiento de las inversiones por la ejecución de nuevos proyectos. Al respecto, la Resolución CREG 097 de 2008 establece:

Artículo 2. Criterios generales. La metodología que se aplicará para el cálculo de los cargos por uso de los STR o SDL tendrá en cuenta los siguientes criterios generales:

(...) i) Los costos y cargos que remuneran los activos de uso podrán ser actualizados a lo largo del período tarifario según lo dispuesto en esta resolución. (...)

Artículo 9. Actualización de los cargos por la puesta en servicio de nuevos activos. Cuando entren en operación nuevos Activos de Uso se actualizarán los cargos correspondientes, siempre que se cumplan las condiciones establecidas en el CAPÍTULO 4 del Anexo General de la presente Resolución. (Subraya fuera de texto)

Particularmente sobre los proyectos en el STR, el capítulo 4 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, establece:

4.1 Activos del STR ejecutados por el OR.

El Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 4 será revisado por la Comisión, cuando el OR cumpla con los siguientes requisitos, los cuales debe acreditar con su solicitud de actualización de cargos:

- 1. Presentación a la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME- del proyecto con las alternativas estudiadas y sus respectivas evaluaciones económicas.*
- 2. Aprobación de los proyectos del STR por la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME- de acuerdo con los criterios de expansión del Sistema Interconectado Nacional adoptados por el Ministerio de Minas y Energía.*
- 3. Para los proyectos de Conexión del OR al STN, suscripción del respectivo contrato de conexión con sujeción a la regulación vigente siempre y cuando el OR que se conecta al STN sea diferente del transportador responsable de la red de transmisión en el punto de conexión.*

El Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 4 será revisado oficiosamente por la Comisión cuando se detecte que alguno de los activos reportados para su remuneración no continúa en servicio. Sin perjuicio de lo anterior, el agente tiene la obligación de informar a la Comisión sobre la ocurrencia de tal hecho.

(...) Cuando, durante la vigencia del período tarifario, la Comisión apruebe modificar la remuneración de un STR según lo establecido en los numerales 4.1 y 4.2 de este Capítulo, los nuevos Costos Anuales serán considerados en la liquidación y recaudo de los cargos de los STR respectivos, a partir del mes siguiente al de la entrada en vigencia de la respectiva Resolución, siempre y cuando el proyecto haya entrado en operación comercial. (Subraya fuera de texto)

De forma tal que los proyectos ejecutados por el OR en el STR son incluidos en la remuneración mediante la actualización del cargo una vez cumplidos los requisitos, permitiendo de esta forma, y en cumplimiento de lo establecido en la Ley, que las inversiones requeridas para la atención de la demanda, la confiabilidad y la calidad del sistema sean remuneradas, considerando los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia, previstos en la ley.

Ahora bien, y como se ha mencionado, la regulación ha previsto la utilización de otros mecanismos para aquellos casos en los cuales el OR no realiza la expansión. También el Ministerio de Minas y Energía, mediante el Decreto 388 de 2007, modificado por los decretos 1111 y 3451 de 2008, mencionado previamente, estableció en su artículo 5 el uso de mecanismos de libre competencia para aquellos proyectos de expansión cuyo costo sea mayor al costo medio vigente aprobado para el respectivo Sistema.

Los costos medios para el STR fueron establecidos en la Resolución CREG 097 de 2008 y, para dar aplicación al mencionado decreto, se deberán calcular los costos de los proyectos y compararlos con los costos medios del STR respectivo. En estos casos, "el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que éste delegue podrá realizar convocatorias públicas" y "la remuneración se determinará según el resultado de la convocatoria".

En cuanto a los mecanismos de libre competencia, la Resolución CREG 097 de 2008, establece en el anexo general:

4.2 Activos del STR ejecutados mediante convocatorias.

1. Cuando la UPME, dentro del Plan de Expansión del STN, haya identificado proyectos en ese sistema que requieren a su vez de la ejecución de otros proyectos en los STR, informará al OR que se conectaría a las nuevas subestaciones del STN sobre los proyectos de expansión requeridos en el STR y la fecha definida en el Plan para su puesta en operación.

El OR deberá manifestar por escrito a la UPME, dentro del término que ésta le señale, si desea desarrollar el respectivo proyecto de expansión, caso en el cual se obligará a ponerlo en operación en la fecha definida en el Plan. Si el OR no manifiesta su interés de desarrollar el proyecto de expansión del STR, este proyecto será ejecutado a través de mecanismos de libre competencia, en los cuales podrán participar los OR existentes y quienes se constituyan en Empresa de Servicios Públicos en caso de que les sea adjudicada la convocatoria.

(...)

2. En caso de que el costo promedio (\$/kWh) estimado de un proyecto del STR, el cual incluye la inversión y el AOM, sea inferior al Costo Medio para el Nivel de Tensión 4 del OR al que se conectarla dicho proyecto y, adicionalmente, no se haya iniciado su construcción en el término de un año contado a partir de su inclusión en el Plan de Expansión por parte de la UPME, el mismo será ejecutado a través de mecanismos de libre concurrencia en los cuales podrán participar los OR existentes y quienes se constituyan en Empresa de Servicios Públicos en caso de que les sea adjudicada la convocatoria. (...) (Subraya fuera de texto)

Para ejecutar los proyectos requeridos en el STR, así estos correspondan a proyectos requeridos por obras en el STN o a proyectos requeridos en el STR identificados por el OR dentro de su plan de expansión, se requiere del compromiso del OR a través de una comunicación donde manifieste su interés en ejecutarlo.

Los retrasos en la ejecución de los proyectos de expansión también fueron considerados en la regulación como uno de los casos que pueden originar el uso de mecanismos de libre concurrencia. Tal como aquí se propone, el Plan de Expansión del SIN que publica la UPME considerará proyectos del STR con fecha de inicio de construcción posterior al plazo inicial previsto en el numeral 4.2 de la resolución antes citada, por lo tanto se propondrá que el retraso de un proyecto se estime con base en las fechas establecidas en cada cronograma.

Propuesta

En primera instancia, la responsabilidad y la opción de la construcción de un proyecto en un STR es del OR que opera en el área donde se requiere. Con el propósito de verificar que los proyectos a entrar en operación dentro de los tres (3) años siguientes a la publicación del Plan de Expansión del SIN se construyan con la oportunidad requerida, el OR deberá entregar a la UPME una manifestación de interés en un plazo de dos (2) meses contados a partir de esa publicación, junto con los documentos que ratifican este compromiso. Cuando el OR no cumpla con el plazo previsto o con la documentación requerida el proyecto se adelantará mediante un mecanismo de libre concurrencia.

Se plantea la posibilidad de que un OR manifieste interés en ejecutar proyectos en áreas diferentes a las que atiende. Si su propuesta es única, es decir, el OR que opera en el área donde se necesita el proyecto no cumplió con lo requerido para la manifestación de interés y no se reciben más comunicaciones de otros OR que quieran construir ese proyecto, el único OR interesado ejecutará el proyecto y, para su remuneración, solicitará la actualización del costo anual del nivel de tensión 4, de acuerdo con el procedimiento establecido en la Resolución CREG 097 de 2008. Para que un OR pueda manifestar interés en ejecutar proyectos en un área diferente a la que opera, se requiere que haya manifestado interés en ejecutar todos los proyectos identificados para su propio mercado.

Cumplidos los plazos para entregar la información a la UPME, esta entidad dará a conocer la lista de los proyectos del STR que serán ejecutados por los OR dentro de su mercado de comercialización, los que ejecutarán los OR en otros mercados de comercialización y los proyectos que van a ser ejecutados mediante mecanismos de libre concurrencia.

Si durante la ejecución de un proyecto de expansión en el STR se determina un incumplimiento grave e insalvable en su ejecución o de carácter técnico, de tal manera

que no se pueda cumplir con las necesidades que originaron esa expansión, la culminación del proyecto será realizada por una empresa diferente a la que lo estaba ejecutando y su selección se hará mediante mecanismos de libre competencia.

Igualmente, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 5 del Decreto 388 de 2007, modificado por los decretos 1111 y 3451 de 2008, también podrán ejecutarse proyectos de expansión mediante mecanismos de libre competencia cuando el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que este delegue, así lo decida.

En ningún caso, se eximirá al OR de responder por la calidad del servicio y por la demanda dejada de atender debida a la no ejecución de proyectos que debieron construirse en su área de operación; tampoco se eximirá al OR de responder por las investigaciones que consideren adelantar los organismos de vigilancia y control por el no cumplimiento de sus obligaciones en la expansión.

7. PROCESOS DE LIBRE COMPETENCIA

Para el desarrollo de los procesos de libre competencia, se debe considerar lo establecido en el Artículo 4 de la Ley 143 de 1994:

ARTÍCULO 4o. El Estado, en relación con el servicio de electricidad tendrá los siguientes objetivos en el cumplimiento de sus funciones:

- a) Abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país;*
- b) Asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector;*
- c) Mantener y operar sus instalaciones preservando la integridad de las personas, de los bienes y del medio ambiente y manteniendo los niveles de calidad y seguridad establecidos.*

PARÁGRAFO. Si los diversos agentes económicos desean participar en las actividades de electricidad, deben sujetarse al cumplimiento de los anteriores objetivos. (Subraya fuera de texto)

De forma que los agentes interesados en participar en los procesos de libre competencia relacionados con las actividades del servicio público de energía eléctrica deberán sujetarse a los objetivos señalados por la ley.

Así mismo, el numeral 3.8 del artículo 3 de la Ley 142 de 1994 determina que constituyen instrumentos de intervención estatal aquellos que promuevan un estímulo a la inversión de los particulares en los servicios públicos, y así, con la utilización de los mecanismos de libre competencia, la Comisión pretende que se estimulen dichas inversiones en la ejecución de proyectos en el STR.

Desde el año 1999 se han usado en la regulación mecanismos de libre competencia para ejecutar proyectos en el STN, los cuales actualmente se encuentran regulados mediante la Resolución CREG 022 de 2001, modificada, entre otras, por las resoluciones CREG 085 de 2002, 120 de 2003 y 093 de 2007.

Por su parte, la Resolución MME 18 0924 de 2003, precisó los mecanismos de convocatorias públicas para la ejecución de proyectos definidos en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.

Estos referentes fueron considerados para la elaboración de la presente propuesta y a continuación se detallan los procedimientos a seguir para el desarrollo de los mecanismos de libre concurrencia en el STR, así como algunos cambios respecto a los referentes mencionados.

7.1 Participantes en las convocatorias

Como está establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, en los mecanismos de libre concurrencia "podrán participar los OR existentes y quienes se constituyan en Empresa de Servicios Públicos en caso de que les sea adjudicada la convocatoria". Para la participación de terceros interesados, no solo se debe dar cumplimiento a lo señalado en la resolución sino que también debe observarse lo establecido en la regulación vigente para desarrollar la actividad de distribución.

La Resolución CREG 097 de 2008 define al OR así:

Operador de Red de STR y SDL (OR). Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio.

Lo que implica que el OR, es el agente que se encarga de desarrollar la actividad de distribución tanto en el STR como en el SDL. Para el caso particular aquí propuesto, los procesos de libre concurrencia se desarrollarán para ejecutar proyectos en el STR, y por tanto si el agente seleccionado como adjudicatario no es un OR, únicamente desarrollará la actividad de distribución en el STR.

Como se ha señalado en la regulación, el agente que desarrolla la actividad de distribución en el STR es el Transmisor Regional, TR. El Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, establecido mediante la Resolución CREG 070 de 1998 define a dicho agente así:

Transmisor Regional (TR). Persona que opera y transporta energía eléctrica en un Sistema de Transmisión Regional o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades.

Dicha definición también se encuentra en la Resolución CREG 022 de 2001:

Transmisor Regional (TR). Persona jurídica que opera y transporta energía eléctrica en un Sistema de Transmisión Regional o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades.

De esta forma, los terceros interesados que deseen participar en los procesos de libre concurrencia, cuando sean adjudicatarios deberán convertirse en TR dado que solo

desarrollarán actividades en el STR y de la misma forma, deberán cumplir con lo previsto para el desarrollo de la actividad de distribución en dicho sistema.

Ahora bien, para determinar la participación de los OR en los procesos de libre competencia, se debe recurrir a lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, en donde se menciona que cuando un OR "no manifiesta su interés de desarrollar el proyecto de expansión del STR, este proyecto será ejecutado a través de mecanismos de libre competencia". Así, en los casos en los cuales el OR no manifiesta su interés en ejecutar un proyecto requerido en su propio mercado de comercialización, dentro del plazo previsto para ello, se deberá entender que el OR no está interesado en su construcción y, por lo tanto, en el proceso de libre competencia no se le puede incluir o considerar su participación.

La participación de los terceros interesados en los procesos de libre competencia, en cualquier caso debe someterse a lo establecido en el artículo 74 de la Ley 143 de 1994, en donde se limita la participación en las diferentes actividades del sector, así:

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 podrán 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.

De igual forma y para que existan mecanismos que permitan la participación de diferentes agentes, y se permita una libre competencia, los proponentes que participen en un mismo proceso de selección no podrán tener entre ellos una relación de control, ya sea en calidad de matriz, filial, subsidiaria o subordinada de acuerdo con lo previsto por la legislación comercial.

Propuesta

Podrán participar en los mecanismos de libre competencia tanto los OR existentes en el SIN, como los terceros interesados quienes en caso de ser adjudicatarios deberán constituirse en empresas de servicios públicos en calidad de Transmisores Regionales, TR.

Se plantean las excepciones para la participación, como es el caso de los OR que no manifestaron su interés en la construcción de los proyectos y de los agentes que incumplan con la ejecución de un proyecto quienes no podrán participar en la convocatoria que deba llevarse a cabo para finalizarlo. Para los procesos de libre competencia iniciados por decisión del Ministerio de Minas y Energía con fundamento en lo establecido en el artículo 5 del Decreto 388 de 2007, se permitirá la participación de todos los OR y los TR existentes, así como de terceros interesados.

Se definen las obligaciones de los nuevos Transmisores Regionales, relacionadas con la actividad de distribución de energía eléctrica que van a realizar, y se precisa que su participación en esta actividad está limitada a la de ser adjudicatario de convocatorias en el STR. Si quiere participar en la actividad de distribución en los Sistemas de Distribución Local, SDL, deberá dar cumplimiento a lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008 y convertirse en Operador de Red.

7.2 Presentación de ofertas

Como se mencionó previamente, el procedimiento para la elaboración de los documentos de selección y la presentación de ofertas propuesto para los procesos de libre concurrencia en el STR tendrá como referencia lo establecido en las resoluciones MME 18 0924 de 2003 y CREG 022 de 2001, y sus modificaciones.

En este sentido, se considerará lo establecido para los documentos de selección en el artículo 4 de la mencionada resolución del ministerio:

Artículo 4. Documentos de selección. El Ministerio de Minas y Energía o la entidad que éste delegue, elaborará los Documentos de Selección para escoger en condiciones de libre concurrencia al agente económico que ejecutará los proyectos definidos en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, incluyendo los proyectos que se requieran para solucionar una determinada necesidad a través de la instalación de equipos en niveles inferiores a 220 kV, requeridos para garantizar la operación segura y confiable del Sistema Transmisión Nacional.

Los Documentos de Selección deberán incluir como mínimo:

- a. La información básica de cada proyecto, (nivel de tensión, número de circuitos, capacidad de transporte, puntos de conexión, estándares de operación, fecha requerida de puesta en servicio y demás elementos que se consideren convenientes).*
- b. El término por el cual se le reconocerá al agente seleccionado el Ingreso Esperado, el cual no podrá ser superior al definido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.*
- c. Los requisitos adicionales que deben cumplir el Inversionista Interesado en lo relacionado con el perfil del flujo de ingresos del proyecto.*

Será obligación de cada uno de los Inversionistas Interesados en participar en las convocatorias públicas evaluar todas y cada una de las condiciones ambientales del proyecto y, será de cargo del Inversionista que resulte seleccionado, realizar las gestiones para la consecución de la licencia ambiental o de cualquier otro tipo de autorización ambiental que se requiera para la ejecución del Proyecto; en este sentido, las condiciones ambientales no serán incluidas en los respectivos Documentos de Selección.

Los propietarios de activos de conexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN), o los transmisores nacionales cuyos activos tengan relación con los proyectos involucrados en las Convocatorias Públicas, deben entregar la información solicitada por el Ministerio de Minas y Energía o a la entidad que éste delegue, con el fin de aclarar las condiciones de conexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN).

La ley y la regulación han establecido las responsabilidades en la ejecución de proyectos y en el desarrollo de la actividad de prestación del servicio público de energía eléctrica, las cuales deben ser consideradas por los proponentes que deseen participar en los procesos de libre concurrencia.

En este sentido la Ley 142 de 1994 establece la obligación en el cumplimiento en la operación de los activos:

Artículo 168. Obligatoriedad del reglamento de operación. Las empresas que hagan parte del sistema interconectado nacional deberán cumplir con el reglamento de operación y con

los acuerdos adoptados para la operación del mismo. En caso contrario se someterán a las sanciones previstas en ésta ley.

Artículo 169. Deberes especiales por la propiedad de ciertos bienes. Las empresas que sean propietarias de líneas, subestaciones y equipos señalados como elementos de la red nacional de interconexión, los usarán con sujeción al reglamento de operación y a los acuerdos adoptados por el Consejo Nacional de Operación, en lo de su competencia, pero podrán adoptar, según convenga, los mecanismos de venta que permitan transferir estos bienes a la Empresa Nacional de Interconexión.

El incumplimiento de las normas de operación de la red nacional de interconexión, la omisión en la obligación de proveer el mantenimiento de las líneas, subestaciones y equipos asociados, y toda conducta que atente contra los principios que rigen las actividades relacionadas con el servicio de electricidad, tal como se expresan en la ley, dará lugar a las sanciones previstas en ella.

De otra parte y como lo establece el Decreto 388 de 2007, modificado por los decretos 1111 y 3451 de 2008, para los proyectos cuyo costo sea mayor al costo medio aprobado para el respectivo sistema, se podrán "realizar convocatorias públicas, teniendo en cuenta los criterios económicos definidos por la CREG, para la construcción y/o operación del activo (...)". Estos criterios deberán ser tenidos en cuenta en la selección de los adjudicatarios en procesos de libre competencia.

Propuesta

Dentro de los lineamientos básicos que deben incluirse dentro de los documentos de selección deberán considerarse: la necesidad de indicar el área del STR donde se construirá el proyecto, la fecha requerida de puesta en servicio, información de los OR o Transmisores Nacionales, TN, que se encuentren en el área donde se realizará la expansión del STR y las condiciones de conexión al SIN. Otro aspecto a incluir es el relacionado con las garantías, tanto la de seriedad de la propuesta como las que deben entregar los usuarios y los adjudicatarios de los proyectos.

La firma de interventoría que se seleccione para el proyecto, de acuerdo con lo descrito en el numeral 10 de este documento, así como sus costos deberán ser informados a los participantes en los mecanismos de libre competencia antes de la fecha de presentación de las ofertas.

Con la presentación de la oferta, se entenderá que los proponentes se acogen a lo que se establezca en los respectivos documentos de selección y en la regulación, y aceptan que el valor que propongan como Ingreso Anual Esperado, de que trata el numeral 8.1 de este documento, remunerará la totalidad de las inversiones correspondientes al respectivo proyecto y su operación, y por tal razón asumirán la responsabilidad y el riesgo inherentes a la ejecución y explotación del proyecto.

Respecto a la calidad del servicio y de la potencia, el adjudicatario de una convocatoria se obliga a cumplir en todo momento las exigencias establecidas en la regulación; tanto las existentes al inicio del proceso de convocatoria como las que entren en vigencia durante el Periodo de Compromiso. Con este objetivo, se propone que el adjudicatario reporte al LAC el listado de las Unidades Constructivas que componen el proyecto.

Corresponde al proponente seleccionado realizar las gestiones para la consecución de la licencia ambiental o de permisos en general que se requieran para la ejecución del proyecto.

7.3 Selección del adjudicatario

La Comisión mediante Resolución CREG 093 de 2008, definió la metodología para el cálculo de la tasa de retorno usada en la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica mediante la metodología del Costo Promedio Ponderado de Capital; en la misma resolución se fijó la tasa para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica regulada mediante la metodología de Ingreso Máximo, la cual, de acuerdo con la Resolución CREG 097 de 2008, es la utilizada para remunerar la actividad de distribución en los Sistemas de Transmisión Regional.

Por lo anterior, se propone que la tasa de descuento para traer a valor presente el flujo de los ingresos anuales esperados, IAE, entregado por los proponentes sea igual a la tasa de retorno aprobada por la CREG, para remunerar la actividad de transmisión regional y que esté vigente al inicio del respectivo proceso.

La selección del adjudicatario de un proceso de libre concurrencia se hará verificando el cumplimiento de las condiciones particulares establecidas en los documentos de selección y las generales aquí propuestas. Para ello, se comparará el valor presente del IAE de cada una de las propuestas válidas y se seleccionará la propuesta con el menor valor presente...

Cuando el proceso de selección sea para ejecutar proyectos con costos medios inferiores al Costo Medio del OR, solo se podrán seleccionar ofertas en las que el valor presente del IAE sea inferior o igual al valor del proyecto, estimado por la UPME con el valor vigente de las Unidades Constructivas del proyecto a construir, y podrá adjudicarse con una sola oferta válida. En los casos restantes se requiere que haya dos o más ofertas válidas para escoger la oferta de menor valor presente del IAE.

El proceso de selección podrá declararse desierto cuando no se presente el número de proponentes requerido, o cuando ninguno de los proponentes cumpla con los requisitos especificados en la regulación o en los documentos de selección, o por razones de inconveniencia debidamente justificadas.

Una vez seleccionado el proponente adjudicatario del proceso deberá entregar la documentación requerida, dentro de la que se incluye la aprobación de la garantía de cumplimiento, copia del documento de constitución de la empresa, copia de su inscripción en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos, RUPS, y la suscripción del contrato de interventoría. El no cumplimiento de lo aquí propuesto dará lugar a la ejecución de la garantía de seriedad de la oferta y se procederá a adjudicar la respectiva convocatoria al proponente que haya presentado una oferta válida con el segundo menor valor presente del IAE ofertado, o a iniciar un nuevo proceso de libre concurrencia si no existiere un segundo proponente.

8. REMUNERACIÓN DE LAS CONVOCATORIAS

Para la expedición de la Resolución CREG 097 de 2008, donde se definió la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica, se tuvieron en cuenta los criterios señalados en el artículo 44 de la Ley 143 de 2004. En esa resolución se definió que la metodología de remuneración del STR fuera diferente a la del SDL y se mencionó la posibilidad de que se ejecutaran proyectos en estos sistemas mediante procedimientos de libre concurrencia.

Se propone entonces que la remuneración de los proyectos ejecutados mediante estos mecanismos sea la que propongan los participantes en sus ofertas, quienes deben evaluar los requerimientos que deben cumplir y los costos en que deben incurrir para ejecutar y operar los proyectos durante el periodo establecido en los documentos de selección. Para estos casos, dado que los procesos de libre concurrencia se realizarán de manera pública y abierta a todos los interesados, el precio a remunerar por la ejecución y operación de estos proyectos se define en el momento de adjudicación.

Una vez cumplido el periodo establecido en los documentos de selección la forma de remunerar los proyectos ejecutados será la misma que se utilice en ese momento para los demás activos que estén operando en los STR.

8.1 Ingreso Anual Esperado, IAE

La Ley 143 de 1994 en su artículo 85 establece las responsabilidades de los inversionistas en las actividades relacionadas con el servicio de energía eléctrica:

Artículo 85. Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica, constituyen responsabilidad de aquéllos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos.

Igualmente, los oferentes deberán considerar lo establecido en la Ley y en la regulación en cuanto al manejo contable de sus operaciones. En este sentido, la Ley 142 de 1994 establece:

Artículo 18. Objeto. La empresa de servicios públicos tiene como objeto la prestación de uno o más de los servicios públicos a los que se aplica esta ley, o realizar una o varias de las actividades complementarias, o una y otra cosa.

(...) En todo caso, las empresas de servicios públicos que tengan objeto social múltiple deberán llevar contabilidad separada para cada uno de los servicios que presten; y el costo y la modalidad de las operaciones entre cada servicio deben registrarse de manera explícita. (...)

La metodología vigente de remuneración de la actividad de distribución estableció que los valores reconocidos de AOM a los OR podrán ser actualizados anualmente con base en la información de las cuentas del Plan Contable registradas en el SUI y los indicadores de calidad.

Propuesta

En el IAE ofertado el proponente deberá considerar todos los costos asociados con la preconstrucción y construcción, incluyendo la interventoría de la obra, el costo de oportunidad del capital invertido y los gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM, así como toda la estructura de costos y de gastos en que incurra en desarrollo de su actividad. Dentro de la oferta económica, los proponentes deben incluir el resultado de la evaluación que hagan de las condiciones ambientales necesarias para la ejecución del proyecto.

Los costos y gastos que se deriven de los proyectos que sean adjudicados mediante mecanismos de libre competencia, deberán ser registrados contablemente en forma separada y en ningún caso deberán ser considerados para la actualización del AOM o la actualización de los cargos, establecida en la regulación vigente o futura de la remuneración de la actividad. En este sentido, cuando se entregue información de AOM deberán precisarse en forma separada los costos y gastos asociados a proyectos ejecutados mediante procesos de libre competencia.

El Periodo de Compromiso propuesto para los proyectos desarrollados mediante mecanismos de libre competencia es de 25 años y corresponde a los años del flujo de ingresos, sin embargo, cuando por las condiciones de cada proyecto esta fecha deba ser diferente, el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que éste delegue, podrá modificarla. En cualquier caso el Periodo de Compromiso deberá ser informarlo en los documentos de selección del respectivo proceso.

La oferta económica del proponente deberá corresponder a un Ingreso Anual Esperado, IAE, que cumpla además con las siguientes condiciones:

- debe tener un valor para cada uno de los años del Periodo de Compromiso del proyecto,
- los valores deben estar expresados en pesos constantes del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de presentación de la propuesta,
- el valor propuesto para cualquier año durante el Periodo de Compromiso no podrá ser superior al del año anterior,
- el valor para cualquier año no podrá representar más de un porcentaje máximo del valor presente del IAE, ni menos de un porcentaje mínimo de dicho valor.

8.2 Certificación

La resolución CREG 022 de 2001, en el numeral b) del artículo 4, modificado por las resoluciones CREG 085 de 2002 y CREG 093 de 2007, establece que la oficialización del ingreso esperado por convocatorias en el STN la realiza la Comisión mediante resolución particular para cada proyecto. En cumplimiento de lo anterior, la Comisión ha emitido las resoluciones particulares para la oficialización del Ingreso Esperado de cada una de las convocatorias adjudicadas hasta la fecha.

Por otro lado, la Resolución CREG 071 de 2006, mediante la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía, establece que para hacer oficiales las asignaciones de Obligaciones de

Energía Firme, OEF, el ASIC expida una Certificación que cumpla los requisitos establecidos en el artículo 32 de la citada resolución. Así, los procesos de asignaciones de OEF realizados hasta la fecha han sido certificados a los agentes seleccionados en cumplimiento de lo previsto en dicha resolución.

Propuesta

Una vez se haya seleccionado y adjudicado al proponente, se emitirá por parte del ASIC una certificación del IAE a nombre del adjudicatario, que contenga como mínimo, la identificación del proyecto, la fecha de entrada en operación del proyecto, el Periodo de Compromiso y el ingreso esperado para cada uno de los años de ese periodo.

Para emitir la certificación, se deberá entregar al ASIC la documentación necesaria que *incluya el concepto de la entidad que adelantó el proceso de adjudicación sobre el cumplimiento de los requisitos exigidos en la regulación y en los documentos de selección. También se deberá allegar el cronograma de desarrollo de la etapa de construcción del proyecto, copias de las aprobaciones de las garantías exigidas, la fecha de puesta en operación prevista, la propuesta económica con el IAE correspondiente y la información de la firma interventora.*

Cuando corresponda a un proceso de libre competencia originado por un incumplimiento en la ejecución de un proyecto, la certificación del ASIC deberá especificar la parte del IAE que se pagará al adjudicatario y la parte que se pagará al agente que incurrió en un incumplimiento, de conformidad con lo aquí propuesto.

8.3 Pago del IAE

La remuneración de los proyectos ejecutados mediante mecanismos de libre competencia se hará mediante el recaudo de los cargos por uso del STR. Así quedó establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, la cual en el numeral 3.1.3 del anexo general, para el cálculo del "Cargos del Nivel de Tensión 4" incluye la variable $IE_{c.R.m.}$, que corresponde al "Ingreso Esperado de cada convocatoria ejecutada en el STR R, para el mes m".

También, en el numeral 6.1 del citado anexo, se estableció que el recaudo y la facturación que hacen los OR a los comercializadores del STR contemplaran los proyectos ejecutados mediante mecanismos de libre competencia, y se encargó al LAC de la actualización de los cargos de los STR y del cálculo de las liquidaciones de los valores que los OR debían facturar a cada comercializador.

Para el caso de los Transmisores Regionales que surjan como adjudicatarios de las convocatorias en el STR, se hace necesario precisar el responsable de liquidar, facturar y recaudar los ingresos que correspondan a estos transportadores dado que esta actividad no está contemplada en la facturación establecida en el Resolución CREG 097 de 2008. En este caso, los valores a facturar y recaudar por parte del LAC no deberán hacer parte de los valores a garantizar por los comercializadores dentro de los procedimientos establecidos en la Resolución CREG 019 de 2006, y aquellas que la han modificado, dado que estos valores hacen parte del cargo por uso del nivel de tensión 4, cuyo recaudo se garantiza con los mecanismos señalados en la Resolución CREG 159 de 2011.

Por otra parte, la reciente regulación referente a los mecanismos de cubrimiento para el pago de los cargos por uso del STR y del SDL, Resolución CREG 159 de 2011, establece en su artículo 3 la obligación de garantizar los pagos mensuales por el uso del STR:

Artículo 3. Constitución de mecanismos de cubrimiento para el pago de los cargos por el uso del STR y del SDL. Para garantizar el pago mensual de los cargos por uso del STR y del SDL, los comercializadores deberán constituir los mecanismos de cubrimiento definidos en el Reglamento de Mecanismos de Cubrimiento para el Pago de los Cargos por Uso del STR y del SDL que se adopta en el Anexo de esta Resolución. (Subraya fuera de texto)

En particular, para los cargos por uso del STR, en el anexo de la citada resolución, dentro de los valores a cubrir, se contempla el pago de las convocatorias dado que el valor del cargo CD_4 incluye los ingresos anuales esperados para remunerar los proyectos ejecutados mediante estos mecanismos.

Propuesta

El inicio del pago de un proyecto ejecutado mediante procesos de libre concurrencia, será a partir del primer día calendario del mes siguiente a la fecha de entrada en operación comercial del proyecto, la cual es definida en los documentos de selección y sólo podrá ser modificada, previa aprobación del Ministerio de Minas y Energía o la entidad que éste delegue, por causas claramente establecidas.

Se propone que el IAE de cada una de las convocatorias sea actualizado y liquidado por el LAC. La actualización se hará a 31 de diciembre del año anterior de cada anualidad con el Índice de Precios al Productor total nacional, IPP, y su cobro se hará sobre una base mensual calendario, dividiendo por doce (12) dicho ingreso.

Para los proyectos ejecutados por los TR, se propone que la facturación y recaudo del IAE estén a cargo del LAC, quien facturará mensualmente a cada uno de los comercializadores que atienden usuarios en los STR, así:

$$LC_{i,R,m} = \frac{DC_{i,R,m}}{TDC_{R,m-1}} * \sum_{c=1}^{NCTR_R} IE_{c,R,m}$$

Donde:

$LC_{i,R,m}$: Liquidación por concepto de Cargos del Nivel de Tensión 4, para el mes m , correspondiente a convocatorias realizadas por los TR en el STR R , facturada al comercializador i .

$DC_{i,R,m}$: Demanda del Comercializador i , en el STR R , durante el mes de consumo m , referida al STN utilizando los factores de pérdidas vigentes, sin considerar la demanda de usuarios conectados directamente al STN.

$TDC_{R,m-1}$: Demanda total de los comercializadores que atienden usuarios conectados a los sistemas de distribución pertenecientes al STR R , durante el mes $m-1$. Es igual a la demanda utilizada para calcular el $CD_{4,R,m}$ para el mes m , en el STR R , de acuerdo con la metodología vigente para este cálculo.

$I_{E_{c,R,m}}$: Ingreso Esperado para el mes m , a incluir en las liquidaciones de los cargos por uso para cada convocatoria c ejecutada por los TR en el STR R .

$NCTR_R$: Número de convocatorias ejecutadas por los TR en el STR R .

m : Corresponde al mes calendario de prestación del servicio.

Los plazos para liquidación, facturación y recaudo son los mismos establecidos para los cargos por uso del STR en la Resolución CREG 008 de 2003 y las que la han modificado, en particular la Resolución CREG 157 de 2011. También se deberá tener en cuenta lo dispuesto para la aplicación de pagos y demás procedimientos establecidos en la regulación vigente.

El valor requerido para cubrir los ingresos esperados de las convocatorias y que se traslada al cálculo de los cargos por uso del nivel de tensión 4 puede disminuirse cuando se hayan ejecutado las garantías otorgadas, de acuerdo con lo previsto en el numeral 9.5 de este documento.

9. GARANTÍAS

Con la propuesta que se desarrolla en este documento se pretende que los proyectos requeridos para la expansión del STR se construyan atendiendo los requerimientos técnicos de cada proyecto y cumpliendo el plazo fijado para su entrada en operación comercial.

Con este propósito se propone que todos los proyectos cumplan con dos requisitos adicionales: i) contar con un interventor que informe sobre el cumplimiento de los requerimientos técnicos y sobre el desarrollo del cronograma del proyecto, y ii) otorgar unas garantías relacionadas con el uso que se le va a dar al proyecto y con la obligación de ponerlo en operación en las condiciones y fechas previstas. El tema de la interventoría se desarrolla en el siguiente numeral de este documento.

Con respecto a las garantías, adicional a las que se puedan exigir en los documentos de selección para garantizar la seriedad de las propuestas, se deberán otorgar garantías por parte de los usuarios de los proyectos y por parte del agente ejecutor del proyecto.

En el proyecto de resolución, en particular en el anexo 1, se incluyen las condiciones que deben cumplir las garantías que sean otorgadas para la ejecución de los proyectos del STR, se señalan las obligaciones que cada una debe garantizar y se indican los eventos de incumplimiento.

9.1 Garantía del usuario

Se definen como usuarios de un proyecto del STR a los grandes consumidores que se conectan al proyecto, los posibles generadores y los mismos operadores de red, OR. Todos ellos, cuando requieran de la expansión del STR para su conexión, deberán garantizar que van a utilizar el proyecto a partir de la finalización de su construcción. No es lógico ni aceptable que haya una actualización del cargo por uso del nivel de tensión 4, que pagan todos los usuarios del servicio, cuando los proyectos que se construyen no van a ser utilizados de forma eficiente.

En este sentido, los usuarios del proyecto deberán garantizar que van a dar cumplimiento a lo siguiente:

- todos los usuarios, a utilizar el proyecto, de acuerdo con la justificación para su construcción, a partir de la fecha de entrada en operación del proyecto,
- los usuarios finales y los operadores de red, a tomar una cantidad de energía por lo menos igual al 90% de la demanda proyectada para justificar el proyecto,
- los generadores, a poner en operación las unidades de generación que se conectan al proyecto con por lo menos un 90% de la capacidad prevista para la primera unidad y, posteriormente, para toda la planta de generación.

9.2 Garantía de cumplimiento

Los ejecutores de los proyectos del STR pueden ser los mismos operadores de red que los acometan sin necesidad de recurrir a mecanismos de libre competencia, o los adjudicatarios de estos mecanismos cuando se lleven a cabo. Estos ejecutores deberán garantizar que pondrán en operación el proyecto cumpliendo los requisitos técnicos para su construcción y la fecha para ponerlo en operación. El cumplimiento de estas dos condiciones se verificará a partir de los informes que entregue el interventor del proyecto.

Una de las funciones más importantes del STR es la de ser el medio a través del cual ingresa la energía eléctrica proveniente del STN hacia cada uno de los mercados de comercialización y también el medio para exportar la energía producida por los generadores conectados en estos mercados. Por esta razón, en la propuesta se consideran proyectos relacionados con el STN aquellos mediante los cuales se instalan unidades constructivas que sirven para conectar un STR a ese sistema y también los proyectos mediante los cuales se construyen líneas del STR que se van a unir a subestaciones donde hay conexión del STR al STN.

Se considera que la garantía de cumplimiento no debe ser exigida a los operadores de red que, sin recurrir a mecanismos de libre competencia, ejecuten proyectos no relacionados con el STN.

9.3 Estimación del valor de la cobertura

Para el caso de los usuarios de un proyecto del STR se propone un valor de cobertura igual al 40% de su valor. Si el proyecto va a ser utilizado además para otros fines, la UPME definirá la fracción que será destinada a la atención del usuario y sobre este valor se estimará el 40% a garantizar.

Para los ejecutores del proyecto, es conveniente incluir dentro del valor a garantizar una referencia a los beneficios que traerá el proyecto para los usuarios del mismo, por lo que el monto de la cobertura se estimará a partir del máximo de los siguientes valores:

- a) el 10% del valor del proyecto,
- b) el valor de la energía a entregar durante el primer año de operación del proyecto, valorada a costo de racionamiento.

Se propone también un aumento del valor de la cobertura de la garantía en los siguientes casos:

- a) el usuario no se conecta en la fecha prevista y solicita un plazo adicional,
- b) con los informes del interventor se determinan atrasos en la fecha de entrada en operación, o
- c) el proyecto no entra en operación en la fecha prevista para ello y el agente solicita un plazo adicional

Cuando el informe del interventor, de que trata el numeral 10 de este documento, indique que el proyecto no entrará en la fecha prevista, el valor de cobertura de la garantía de cumplimiento se deberá actualizar, multiplicándolo por un factor calculado con la siguiente fórmula, que dependerá del tiempo de atraso en la ejecución del proyecto:

$$FM = 1 + \frac{2^{MR}}{\text{mín}(12, M_{\text{plazo}})}$$

Donde:

FM : factor multiplicador del valor de la cobertura

MR : número de meses de atraso para la puesta en operación del proyecto o para la conexión del usuario, según sea el caso

M_{plazo} : número de meses de duración de la ejecución, de acuerdo con el cronograma entregado al inicio del proyecto

El número de meses mencionado en esta fórmula se calculará como el número entero que resulte de dividir entre 30 la diferencia en días calendario entre dos fechas, así:

- para la duración de la ejecución: la diferencia entre la fecha inicial de puesta en operación y la fecha de inicio de la construcción, previstas en el cronograma entregado,
- para el número de meses de atraso: la diferencia entre la nueva fecha de entrada en operación, obtenida a partir de los informes del interventor, y la fecha prevista en el cronograma para la entrada en operación.

Esta actualización del valor de la cobertura no se aplicará cuando la fecha de entrada en operación comercial haya sido modificada por las circunstancias no imputables al ejecutor del proyecto, descritas en la resolución propuesta.

9.4 Solicitud de prórroga

Con el fin de permitir subsanar algunos retrasos que se puedan presentar en la conexión al proyecto o en la ejecución del mismo, el responsable en cada caso podrá solicitar prórroga de los plazos solamente por una vez.

El usuario del proyecto podrá solicitar una prórroga para el cumplimiento de sus obligaciones, siempre y cuando cumpla las siguientes condiciones:

- a) estar inscrito en el mercado de energía mayorista, cuando se trate de un generador que se va a conectar al proyecto a construir,

- b) actualizar el valor de la garantía de acuerdo con lo indicado en el numeral 9.3 de este documento,
- c) prorrogar la vigencia de la garantía,
- d) informar al ASIC la nueva fecha prevista para la conexión, la cual debe estar dentro de los tres (3) meses siguientes a la fecha prevista inicialmente para la conexión, y
- e) comprometerse a pagar incondicionalmente lo que se le facture como costo por no ejecutar a tiempo la conexión.

El ejecutor del proyecto podrá solicitar aplazar la fecha de entrada en operación si cumple las siguientes condiciones:

- a) actualizar el valor de la garantía de acuerdo con lo indicado en el numeral 9.3 de este documento,
- b) prorrogar la vigencia de la garantía,
- c) prorrogar el contrato de interventoría, y
- d) informar al ASIC una nueva fecha de entrada en operación del proyecto del STR la cual deberá estar dentro de un número de meses siguiente a la fecha prevista de entrada en operación que no supere la cuarta parte del plazo previsto para la ejecución, de acuerdo con el cronograma entregado.

Vencida la nueva fecha sin que se haya cumplido la obligación respectiva se ejecutará la garantía.

Los agentes que intervienen en la suscripción de los contratos de conexión a los proyectos que se construyen en el STR podrán incluir en ellos las garantías adicionales que consideren necesarias para que las obligaciones adquiridas por cada uno queden cubiertas.

9.5 Ejecución de las garantías

Cuando los usuarios no se conecten a los proyectos ejecutados en el STR, en los términos y condiciones previstos para ello, se ejecutará la garantía entregada por el usuario.

En el caso de los ejecutores de proyectos, las garantías se ejecutarán cuando a partir de los informes de los interventores se determine que se incumplieron los requisitos técnicos, cuando no se cumpla con la fecha de entrada en operación del proyecto o cuando no se cumpla lo establecido para la solicitud de prórroga.

Los ingresos recibidos de la ejecución de estas garantías serán utilizados en el pago de las convocatorias. Con este propósito los dineros serán consignados en una cuenta que el LAC abrirá para cada STR y los destinará mensualmente para disminuir el valor que se traslada a los cargos por uso para cubrir el pago de las convocatorias en cada STR, utilizando las siguientes fórmulas:

$$FPG_{R,m} = \min \left(1, \frac{SPG_{R,m-1}}{\sum_{c=1}^{NCR} IAE_{c,R,m}} \right)$$

$$IE_{c,R,m} = IAE_{c,R,m} * (1 - FPG_{R,m})$$

$$IE_{G_{c,R,m}} = IAE_{c,R,m} * FPG_{R,m}$$

Donde:

- $FPG_{R,m}$: Fracción de los ingresos esperados de las convocatorias en el STR R , que se pagará en el mes m utilizando el saldo acumulado de las garantías ejecutadas por proyectos relacionados con el STR R .
- $SPG_{R,m-1}$: Saldo acumulado, al último día del mes $m-1$, de los valores recibidos por ejecución de garantías relacionadas con proyectos del STR R , incluyendo los rendimientos pagados y los costos.
- $IAE_{c,R,m}$: Ingreso actualizado para el mes m , de cada convocatoria c de los proyectos ejecutados en el STR R .
- $IE_{c,R,m}$: Ingreso Esperado a incluir en las liquidaciones de los cargos por uso, para el mes m , correspondiente a cada convocatoria c ejecutada en el STR R .
- $IE_{G_{c,R,m}}$: Ingreso esperado que pagará el LAC, como parte de pago del mes m , a los adjudicatarios de cada convocatoria c ejecutada en el STR R , proveniente de los recursos recibidos por ejecución de garantías relacionadas con proyectos del STR R .
- NCR_R : Número de convocatorias ejecutadas en el STR R .
- m : Corresponde al mes calendario de prestación del servicio.

Como es posible que se presente el caso en el que se utilicen todos los recursos del saldo del mes anterior, es necesario que el LAC tenga previsto y mantenga en la cuenta los recursos necesarios para cubrir los costos o impuestos asociados con el manejo de la respectiva cuenta.

Cuando se trate de proyectos para los que se evidenciaron incumplimientos, con el propósito de finalizar su ejecución y con base en lo señalado en el artículo 118 de la Ley 142 de 1994, la CREG impondrá las servidumbres a que haya lugar y se procederá a iniciar un mecanismo de libre concurrencia para que el nuevo adjudicatario se encargue de finalizar el proyecto y operarlo durante el Periodo de Compromiso. En este caso el ingreso anual ofertado por los proponentes deberá estar conformado de dos partes: una destinada a pagar lo ejecutado hasta esa fecha y otra para cubrir el costo de la inversión adicional requerida y los costos de operación del proyecto. La convocatoria se adjudicará al proponente que obtenga el mayor puntaje con base en la siguiente fórmula:

$$P_i = \frac{VP_IAE_{min}}{VP_IAE_i} * 75 + \frac{VP_PA_i}{VP_PA_{max}} * 25$$

Donde:

- P_i : Puntaje obtenido por el proponente i (máximo 100)
- VP_IAE_{min} : Mínimo valor presente de los IAE ofertados por los proponentes que se presentan a la convocatoria
- VP_IAE_i : Valor presente del IAE ofertado por el proponente i
- VP_PA_i : Valor presente del pago que se destinará para cubrir el costo del proyecto interrumpido, ofertado por el proponente i

$VP_{IAE_{min}}$: Máximo valor presente de los pagos que se destinarán para cubrir el costo del proyecto interrumpido, ofertados por los proponentes que se presentan a la convocatoria

El LAC girará a cada uno de los agentes la parte que le corresponda del nuevo IAE, las cuales deberán quedar explícitas en la certificación que expida el ASIC al nuevo adjudicatario.

10. INTERVENTORÍA

Las firmas interventoras son de gran importancia en la ejecución de los proyectos, dado que permiten hacer seguimiento y control de los mismos.

Como se presentó en el numeral 4 del presente documento, algunos proyectos requeridos en el STR presentan retrasos en la entrada en operación e inclusive no han iniciado su construcción, lo que hace necesario que se implemente un seguimiento a los mismos, para lo cual se propone que todos los proyectos de expansión que se ejecuten en el STR cuenten con una firma interventora, seleccionada por la UPME de una lista de firmas de acuerdo con cada proyecto y mediante un procedimiento que será establecido por la UPME.

Para la selección de las firmas interventoras, se propone que el CNO elabore, publique y actualice una lista de firmas interventoras, teniendo en cuenta los parámetros y consideraciones que señale la UPME y los comentarios que esta y el ASIC emitan sobre el desempeño, calidad y experiencia de los interventores.

En los mecanismos de libre concurrencia, el costo de la interventoría y su forma de pago, serán informados en los documentos de selección, con el objeto de que el agente que realiza la expansión incluya dicho costo dentro de su presupuesto.

La firma interventora deberá ser contratada por el agente que realiza la expansión y los pagos se realizarán mediante la suscripción de un contrato de fiducia, con una entidad debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, de acuerdo con los requisitos que defina la UPME.

En el caso de proyectos ejecutados por parte de un OR dentro de su mercado de comercialización y que no correspondan a proyectos relacionados con el STN, como se mencionaron en el numeral 9.2 de este documento, el OR podrá seleccionar el interventor y lo informará a la UPME y no se exigirá que la firma seleccionada haga parte de la lista publicada por el CNO ni la formalidad de contratación mencionada en el párrafo anterior. En este caso, el costo de la interventoría se encuentra dentro de los valores reconocidos en la metodología de remuneración de la actividad.

La firma interventora enviará al ASIC la información necesaria para determinar el cumplimiento del cronograma del proyecto y el cumplimiento de los requisitos técnicos del mismo. También tendrá la obligación de enviar informes periódicos con una estimación de la fecha real de entrada en operación, un informe de recibo de obra, un concepto sobre la clasificación del proyecto en Unidades Constructivas y los demás informes que sobre temas específicos de la ejecución del proyecto requieran las entidades de vigilancia y control, el MME, la UPME o la CREG.

Una de las funciones importantes de la firma interventoras, será la de informar al ASIC y al Ministerio de Minas y Energía cuando el proyecto presente incumplimiento grave e insalvable de requisitos técnicos del proyecto, cuando el adjudicatario abandone o se retire de la ejecución del proyecto, y sobre el cumplimiento de las prórrogas de las garantías exigidas cuando haya prórroga de la fecha de entrada en operación del proyecto.

El interventor será el responsable de incluir, en sus informes periódicos, el número de días que estima como retraso en la fecha de entrada en operación.

11. OTROS

La propuesta, también contiene los criterios generales a tener en cuenta para la utilización de los mecanismos establecidos en la Ley 143 de 1994 referentes a los contratos de concesión. Adicionalmente se proponen unas alternativas de ejecución de proyectos, para realizar la expansión que a la fecha se encuentra retrasada y que se requiere en el sistema.

11.1 Contratos de concesión

Como es de común conocimiento, la ley permite el uso del mecanismo de los contratos de concesión *"en aquellos eventos en los cuales como resultado de la libre iniciativa de los distintos agentes económicos, en un contexto de competencia, no exista ninguna entidad dispuesta a asumir, en igualdad de condiciones, la prestación de estas actividades"*⁴.

En los contratos de concesión la Nación, el departamento, el municipio o distrito pueden confiar en forma temporal la organización, prestación, mantenimiento y gestión de cualquiera de las actividades del servicio público de electricidad. Estos contratos de concesión están establecidos en los artículos 55 a 65 de la Ley 143 de 1994.

Referente a las condiciones que debe reunir la persona a quien se le ha adjudicado el contrato de concesión, el artículo 55 establece que *"el concesionario deberá reunir las condiciones que requiera el respectivo servicio, de acuerdo con los reglamentos que expida el Ministerio de Minas y Energía"*. Si la propuesta consiste en ejecutar obras en el STR y operar dichos activos, las condiciones técnicas mínimas requeridas al concesionario serán la experiencia demostrada en la ejecución y operación de obras en dichos niveles de tensión. Así mismo, los posibles participantes se describen en el artículo 59 de la misma ley.

En cuanto a la competencia para otorgar contratos de concesión, el artículo 57 de la Ley 143 de 1994 establece:

Artículo 57. La competencia para otorgar contratos de concesión se asigna en la siguiente forma: a la Nación, los relacionados con la generación, interconexión y redes de transmisión entre regiones; a los departamentos, lo concerniente a las redes regionales de

⁴ Artículo 56 de la Ley 143 de 1994.

transmisión; y al municipio, lo atinente a la distribución de electricidad. Corresponderá a la Comisión de Regulación de Energía y Gas precisar el alcance de las competencias señaladas. (Subraya fuera de texto)

De la misma forma, la Comisión se pronunció al respecto del contrato de concesión, y es así como en el numeral 3.2.4 del anexo general la Resolución CREG 070 de 1998 estableció:

3.2.4 RESPONSABILIDAD POR LA EJECUCIÓN DE PROYECTOS INCLUIDOS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DE LOS STR'S Y/O SDL'S, PERO NO INCLUIDOS EN LOS PLANES DE EXPANSIÓN DE LOS OR'S

(...) Del mismo modo, en caso de que los Planes de Expansión de los OR's, no satisfagan los niveles de cobertura definidos por la UPME para los distintos STR's y/o SDL's y sólo en aquellos eventos en los cuales como resultado de la libre iniciativa de los distintos agentes económicos, no exista algún tercero dispuesto a asumir la prestación de este servicio, se dará cumplimiento a lo dispuesto en el Artículo 56 de la Ley 143 de 1994, relacionado con contratos de concesión.

Así mismo y de acuerdo con el Artículo 57 de esta Ley, las competencias para otorgar los contratos de concesión mencionados serán las siguientes:

- En el caso de redes de transmisión entre regiones (STR's), le corresponde al Departamento.*
- En el caso de redes de distribución de electricidad (SDL's), le corresponde al Municipio.*

La CREG en resolución aparte, precisará el alcance de las competencias señaladas. (Subraya fuera de texto)

Los aspectos relacionados con la remuneración del contrato de concesión, los términos de duración de dichos contratos, la vigilancia y control a que se someterán los concesionarios y la terminación de dicho contrato se encuentran señalados en la Ley.

Propuesta

Se propone que en los casos en los que un proceso de selección resulte desierto, y el Ministerio de Minas o la entidad que este delegue lo consideren pertinente, se podrá recurrir a los mecanismos establecidos en la Ley 143 de 1994, referente a los contratos de concesión.

En dicho caso, para iniciar el proceso, se informará a los gobernadores de los departamentos involucrados con el proyecto a ejecutar mediante el mecanismo de concesión, para que adelanten el respectivo proceso.

La participación de terceros en estas condiciones se permitirá, como lo establece la ley, a las sociedades privadas, nacionales o extranjeras, las cooperativas y demás organizaciones comunitarias constituidas legalmente y las entidades de carácter público.

Por considerarlo necesario para la operación adecuada del SIN, se propone como requisito de participación, que los posibles concesionarios demuestren experiencia en transporte de electricidad en niveles de tensión superiores a 100 kV y tener capacidad técnica, operativa y financiera suficiente para suscribir y ejecutar los contratos necesarios.

11.2 Medidas transitorias

En diferentes comunicaciones, tanto las enviadas por el planeador central como por las entidades encargadas de la operación del SIN y por los agentes del sistema, se ha mencionado la necesidad de establecer unas medidas de corto plazo, tendientes a ejecutar la expansión de algunos proyectos en el STR que se requieren para la operación confiable del mismo y la atención de la demanda.

La propuesta desarrollada para la ejecución de proyectos en el STR puede ser aplicada, cumpliendo las condiciones, plazos y demás aspectos previamente mencionados; sin embargo, atendiendo a las comunicaciones mencionadas en el numeral 4 de este documento, la Comisión considera pertinente tomar algunas acciones particulares para ejecutar los proyectos del STR que han sido identificados por la UPME, mediante comunicación CREG E-2011-010024, y que se requieren en el SIN, los cuales se enumeran a continuación:

Área	Proyecto	Fecha prevista
Antioquia	Expansión para resolver problemas de bajas tensiones en las subestaciones Cocorná, Rio Claro, Puerto Nare y Puerto Inmarco, ante contingencia sencilla en los transformadores de Playas o Guatapé	Dic-2013
	Nueva Subestación Yarumal 2, la cual reconfigura Salto Yarumal, repotenciación del enlace Salto-Yarumal, y nueva línea Yarumal 2 - Rio Grande	Dic-2013
Atlántico	Nuevo punto de conexión al STN, subestación Caracolí 220/110 kV y obras asociadas en 110 kV	Dic-2014
	Expansión para resolver problemas de limitación a la generación del área atlántica a nivel de 110 kV.	
	Doble circuito Flores-Centro 110 kV	Dic-2013
Bolívar	Segundo transformador Bosque 220/66 kV (Con la entrada del proyecto Bosque 220/66 kV)	Dic-2013
	Segundo transformador 220/110 kV subestación Candelaria	Dic-2012
Guajira – Cesar – Magdalena	Segundo transformador 220/110 kV Subestación Fundación	Oct-2012
	Tercer transformador 220/110 kV Subestación Santa Marta.	2011
	Tercer transformador 220/110 kV Subestación Cuestecitas, UPME 2011	Dic-2011
	Segundo transformador 220/110 kV Subestación Valledupar UPME 2011	Dic-2011
Nordeste – Santander	Transformador Guatiguará 230/110 kV y líneas asociadas.	Dic-2011
	Proyecto para resolver problemas de bajo factor de potencia en el área.	Dic-2011
Nordeste – Norte de Santander	Proyecto para resolver problemas de regulación de tensión en el área ante contingencia a nivel de transformación S/E Ocaña, Belén y San Mateo.	Dic-2011

Área	Proyecto	Fecha prevista
Nordeste – Boyacá	Nuevo de punto de conexión al STN para resolver problema de abastecimiento en el área, ante contingencia en la subestación Paipa 230/115 kV	Dic-2014
	Expansión para resolver problema de violaciones de tensión en las subestaciones Barbosa y Chiquinquirá ante contingencias en los enlaces Tunja-Barbosa y Chiquinquirá-Tunja a 115 kV.	Dic-2011
	Expansión para reforzar el área de influencia de la central Guavio, y la conexión de la PCH Tunjita en el 2013.	Dic-2011
Meta	Proyecto Nueva SE Suria 230/115, reconfigura Guavio-Tunal	Dic-2014
	Tercer transformador 230/115 kV en la subestación La Reforma	Dic-2011
Caldas – Quindío – Risaralda	Proyecto Purnio 230/115 kV y líneas asociadas.	Ene-2014
	Tercer transformador 230/115 kV en la subestación Esmeralda	Dic-2014
Valle	Segundo transformador la subestación Cartago.	Nov-2013
	SE Alférez 115 KV (Proyecto Alferez1)	Dic-2011
	Alférez 2, 230 kV (Proyecto Alferez2)	Nov-2013
	Proyecto SE Bahía 115 kV y Doble circuito Calima-Bahía 115 kV	Dic-2013
	Segunda circuito Juanchito - Candelaria 115 kV	May-2013
Tolima - Hulla – Caquetá	Cambio de nivel de tensión circuito Florencia-Doncello de 34.5 kV a 115 kV	Nov-2010
	Proyecto Betania–Sur Oriente 115 kV	Dic-2011
	Circuito Altamira-Doncello 115 kV	Dic-2011
	Circuito Mirolindo-Brisas 115 kV	Oct-2011
Córdoba Sucre	Tercer transformador Chinú 500/110 kV	Dic-2011
	Tercer transformador Cerromatoso 500/110 kV	Dic-2011
	Nueva subestación Montería 230/115 kV y líneas asociadas 115 kV (2 transformadores de 150 MVA)	Dic-214
	Segundo transformador SE Urabá 230/115 kV 90 MVA	Dic-2013
Cauca-Nariño	Segundo transformador en la subestación Jamondino 230/115 kV	Dic-2011
	Segundo transformador subestación San Bernardino 230/115 kV.	Dic-2011
	Habilitación del circuito Pance-Santander a 115 kV	Ene-2012
Bogotá	Proyecto Norte 230/115 y líneas asociadas en 115 kV	Dic-2014

Los anteriores proyectos fueron consultados a la UPME, mediante comunicación CREG S-2011-004093, para efectos de consolidar y actualizar la información de los proyectos, aunque es de resaltar que muchos de estos proyectos fueron también identificados en el documento del Plan Preliminar de Referencia Generación-Transmisión 2011-2025, publicado recientemente por la UPME.

De la información obtenida a partir de los conceptos emitidos por la UPME a los agentes, sobre los estudios de conexión para algunos de los proyectos mencionados anteriormente, se observa que varios proyectos no se han ejecutado en las fechas previstas por los mismos agentes, y algunos aún no han iniciado su construcción, aunque su fecha prevista de entrada en operación comercial correspondía a fechas anteriores a la de elaboración de este documento. El atraso en la ejecución de estos proyectos puede generar problemas en la operación del SIN.

Propuesta

Para ejecutar los proyectos de expansión en el STR identificados en la tabla anterior, y dado el atraso que algunos de los mismos presenta en su ejecución, se considerarán los mecanismos de libre concurrencia, desarrollados en esta propuesta.

En este caso, los proyectos que por las necesidades del sistema y de atención de demanda, requerían ser puestos en operación en los años 2011 y 2012, deberán ser ejecutados mediante mecanismos de libre concurrencia dando aplicación a lo establecido en la propuesta de regulación de dicho mecanismo.

Es importante resaltar que sólo para estas convocatorias podrán participar todos los OR existentes y los terceros interesados, es decir, que el OR que opera en el área donde se requiere el proyecto puede participar en la convocatoria si así lo desea.

Para los proyectos que hayan iniciado su ejecución, el OR que esté ejecutando la expansión tendrá un plazo de 15 días calendario, posteriores a la entrada en vigencia de la resolución definitiva que regule los mecanismos propuestos, para enviar la información exigida para la ejecución de proyectos por parte del OR: cronograma del proyecto, fecha prevista de entrada en operación, la cual deberá estar dentro del año 2012, información del interventor del proyecto, y garantías en los casos que aplique.

De no cumplir con la información y los términos establecidos, se considerará que dicho proyecto no ha iniciado su construcción y por tanto se incluirá dentro de los proyectos con fecha en entrada en operación 2011-2012 que requieren ser ejecutados mediante mecanismos de libre concurrencia.

Para los proyectos identificados por la UPME con fecha prevista de entrada en operación en los años 2013 o 2014, según el listado de la tabla anterior, que se considerarán como proyectos de mediano plazo, se propone un plazo de tres (3) meses calendario, contados a partir de la entrada en vigencia de la resolución definitiva que regule los mecanismos de libre concurrencia, para manifestar por escrito a la UPME el interés en ejecutar los proyectos. *En caso contrario, se procederá a incluir dichos proyectos en la lista de proyectos a ejecutar mediante mecanismos de libre concurrencia y el o los OR que no dieron cumplimiento en plazo establecido, no podrán participar en la convocatoria del proyecto respectivo.*

