

EXPANSION DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISION REGIONAL STRS

1. INTRODUCCIÓN:

De acuerdo a las funciones establecidas en el Decreto 2119 de 1992 del Ministerio de Minas y Energía y en la Ley 143 de 1994, la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, elabora anualmente la actualización del Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión, mediante el cual identifica las prioridades del sistema interconectado nacional a corto, mediano y largo plazo, buscando que en todo momento sean satisfechas las necesidades y requerimientos de la población y de los agentes económicos del país.

Es así que en dicho plan, con base en proyecciones de crecimiento de demanda, se efectúan análisis sobre los sistemas de transmisión regional, identificando los problemas que se podrían presentar a futuro y señalando alternativas de solución que pueden ser tenidas en cuenta por cada Operador de Red – OR, para garantizar la prestación del servicio público de energía eléctrica.

De acuerdo con el diagnóstico del último Plan de Expansión (2010-2024), es claro que persisten algunas áreas eléctricas con problemas a nivel del Sistema de Transmisión regional – STR, evidenciándose con esto que algunos agentes no han atendido de manera adecuada las señales emitidas por la UPME, además de algunos problemas en la coordinación relacionados con la identificación, estructuración y ejecución de los proyectos de expansión de los STR, aspecto que ha dado lugar a los atrasos en la ejecución y entrada oportuna de las obras, poniendo en riesgo la confiabilidad del sistema y llevando al Centro Nacional de Despacho – CND a emplear alternativas de operación que representan un impacto económico directo sobre los usuarios o incluso desconexión de demanda.

Ante tal situación y teniendo en cuenta además la preocupación manifestada por el Centro Nacional de Despacho en el escenario del Consejo Nacional de Operación, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD en ejercicio de sus funciones establecidas en las Leyes 142 y 143 de 1994, en el Decreto 990 de 2002 y en el Decreto 2238 de 2009, requirió a los ORs con mayores dificultades, para que en las sesiones del Comité de Operación – CO del Consejo Nacional de Operación – CNO, llevadas a cabo durante el segundo semestre del año 2010, presentaran sus planes de expansión e informaran las razones por las cuales se han ignorado las alertas de la UPME, retrasando de manera considerable la puesta en operación de proyectos que son fundamentales para la adecuada operación del sistema.

Con base en lo anterior y después de darse una primera discusión con todos los actores involucrados, en el marco de un foro esencialmente técnico como es el CNO, se detectó la necesidad de evaluar alternativas de solución desde el punto de vista regulatorio, mediante las cuales se efectúen cambios normativos o se estructuren de mejor manera las reglas actuales, y de la misma forma se dé claridad a los agentes

sobre sus responsabilidades en cuanto a la atención de las señales de expansión presentadas por la UPME.

En consecuencia, teniendo en cuenta los hechos presentados recientemente, en los cuales por efectos de sobrecarga en los transformadores de la subestación CHINU 500/110kV se ha presentado demanda no atendida en el área, además de los serios problemas de abastecimiento del área Atlántico asociados con limitaciones del STR, las dificultades operativas relacionadas con el atraso de proyectos como Piedecuesta, El Bosque a nivel de STN (220 kV) y teniendo en cuenta situaciones previas como fueron el atraso de la ampliación de transformación en la subestación Mirolindo, actualmente en operación, o las controversias en torno al transformador Jamondino, que han obligado a instalar esquemas suplementarios de operación, se hace evidente la premura con la cual se debe actuar para evitar mayores dificultades. No obstante existir aspectos también a mejorar en la coordinación de la expansión del STN, el presente documento tiene por alcance los análisis y recomendaciones asociados a los STR.

Por lo anterior, el Operador del Sistema en conjunto con el CNO y la UPME presenta a consideración de la CREG un documento en el que se relacionan los antecedentes, la problemática de la situación actual, la normatividad vigente, las conclusiones y las propuestas regulatorias que redunden en beneficio del desarrollo y cumplimiento de los planes de expansión de los sistemas de transmisión, la operación segura confiable y económica del Sistema y la calidad y continuidad en la prestación del servicio público de energía.

2. Antecedentes:

Con el objetivo de alcanzar un adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, la UPME realiza una revisión anual del Plan de Expansión de los recursos de generación y las redes de transmisión de electricidad. Respecto al Plan de Transmisión, el objetivo del mismo es determinar las obras requeridas a nivel de STN para garantizar la atención de la demanda con criterios de confiabilidad, seguridad y eficiencia económica. Adicionalmente, coordina la expansión de los STR's con el STN y busca ofrecer señales de expansión a nivel de los STR, sin olvidar que son los mismos Operadores de Red, en primera instancia, los responsables por el Planeamiento y la ejecución de las expansiones requeridas.

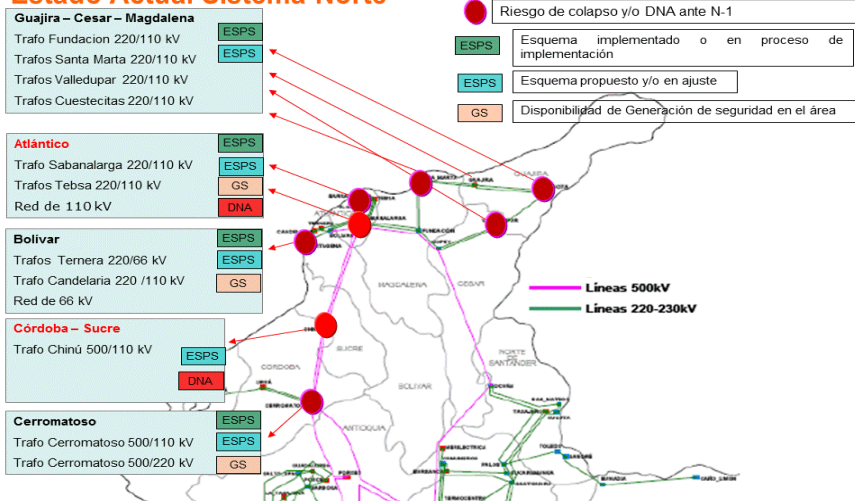
De otra parte, el Centro Nacional de Despacho – CND - realiza sus ejercicios de Planeamiento Operativo (sujetos a las normas del Reglamento de Operación y a los Acuerdos del Consejo Nacional de Operación) en ventanas de tiempo de corto, mediano y largo plazo, tendientes a identificar las restricciones presentes en el Sistema, y a plantear alternativas factibles de expansión y recomendaciones operativas que permitan reducirlas y/o eliminarlas.

Como resultado de estas labores la UPME elabora los Planes de Expansión y el CND publica los distintos estudios de análisis eléctrico de mediano y largo plazo, que son presentados en el CNO, en los cuales se ha informado acerca de la crítica situación

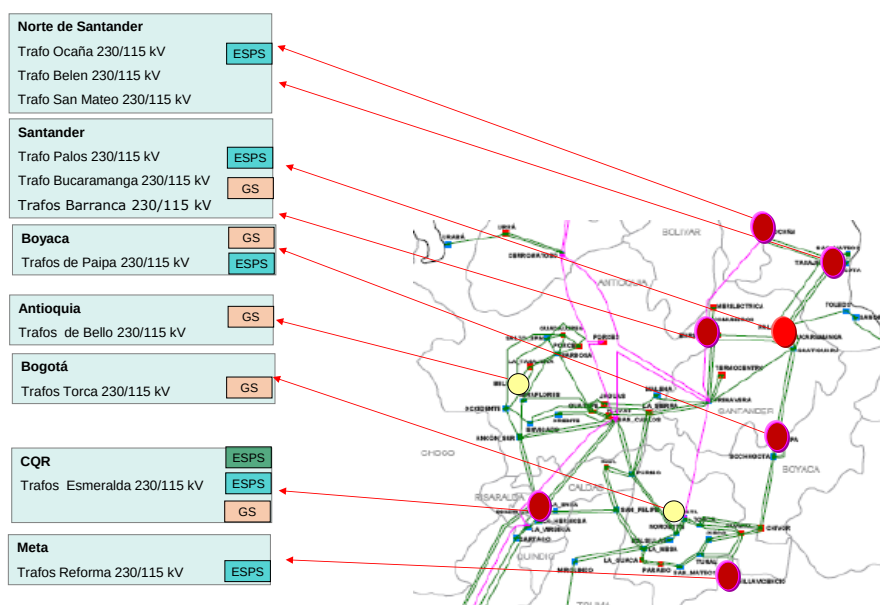
operativa de cargabilidad de los transformadores STN/STR y de algunos operadores de red, para que a su vez en el Consejo Nacional de Operación se discutan y adopten las medidas operativas orientadas a garantizar una operación segura, confiable y económica del Sistema Interconectado Nacional.

La tabla 1 y la figura 1 presentan un resumen del estado actual del sistema, el cual se ha analizado oportunamente en los informes presentados por el CND. Los resultados presentados corresponden a los presentados al tercer Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo del 2011, informe en el que mejora la situación de la red de Bogotá, dado que considera los nuevos valores de sobrecarga de los circuitos de 115 kV, oficializados por CODENSA el pasado 4 de octubre de 2011 ante el CND.

Estado Actual Sistema Norte



Estado Actual Sistema Central



Estado Actual Sistema Central

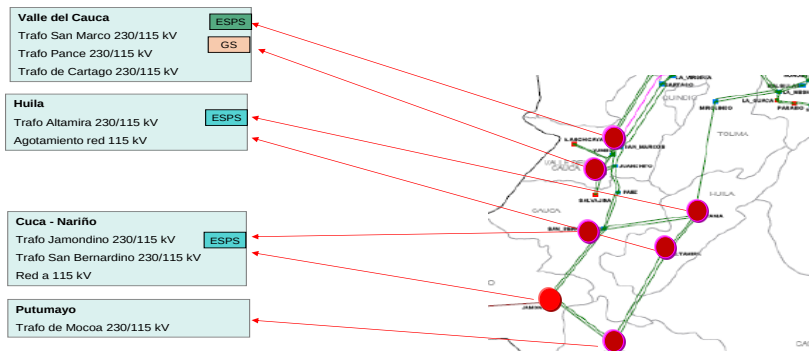


Figura 1. Situación OR

Tipo	Descripción	Áreas/Transformación
1	Áreas sin recursos de generación al interior de su STR. En estas áreas una contingencia en transformación puede causar colapso	GCM
		Cordoba/Sucre (Chinu)
		Cerromatoso
		Norte de Sder
		Santander
		Cauca/Nariño
		Meta
2	Áreas donde actualmente con generación de seguridad en el STR, es posible evitar el colapso por contingencia en transformación	Huila
		Bogotá
		Atlántico
		Chec
		Valle
3	Áreas con esquemas suplementarios de desconexión de carga para evitar colapso por contingencia en transformación	Antioquia
		Boyacá
		Bolivar
		Atlántico
		Chec
		Valle
		Cerromatoso
		Cordoba/Sucre (Chinu)

Tabla 1. Resultados del Análisis de cargabilidad de transformadores de Conexión

Es así que en cumplimiento de lo establecido por la Ley y la reglamentación vigente, tanto la UPME como el CND vienen emitiendo permanentemente en los distintos foros e instancias del sector eléctrico, las señales oportunas sobre el estado de la expansión en los Sistemas de Transmisión Regionales.

Sobre este aspecto, el Ministerio de Minas y Energía y la Comisión de Regulación de Energía y Gas expedieron las Resoluciones MME 182148 de 2007 y CREG 097 de 2008, respectivamente. En ellas se definieron entre otras cosas, los criterios de seguridad y confiabilidad para los Sistemas de Transmisión Regional.

No obstante, a pesar de esta normatividad la situación ha permanecido invariante para algunas regiones. Adicionalmente, la puesta en operación tardía de los proyectos si bien soluciona la problemática en el corto plazo, se traslapa con las nuevas necesidades, requiriéndose de proyectos adicionales para dar soluciones a estos nuevos requerimientos.

Finalmente, en virtud de las señales emitidas por la UPME en su plan de Expansión 2010 – 2024, las condiciones eléctricas en algunas áreas del Sistema Interconectado Nacional y el estado de la expansión en los Sistemas de Transmisión Regionales, la Superintendencia de Servicios Públicos ha citado a varios Operadores de Red en el marco del escenario técnico del Consejo Nacional de Operación, con el ánimo de que estos Agentes presenten los avances de sus Planes de Expansión.

3. Situación Actual y Perspectivas:

En cada uno de los ejercicios de planeamiento que realizan la UPME y el CNP desde el punto de vista de la expansión y la operación, se han identificado serios problemas en algunas de las conexiones al STN. Estos se resumen básicamente en dos tipos:

- i) Agotamiento de la capacidad de transformación STN/STR en estado estacionario.**
- ii) Desconexiones que se pueden generar en el sistema ante contingencia a nivel de transformación, con las respectivas consecuencias para las áreas operativas del SIN que atienden estos elementos.**

La Tabla 2 presenta un aparte del reporte: “Seguimiento a la Cargabilidad de Transformadores” presentado por XM en la reunión 350 del Consejo Nacional de Operación llevada a cabo en agosto de 2011. En ella se listan los transformadores y el número de ocasiones cuya cargabilidad se ubicó en un rango entre el 95% y el 100% en el periodo febrero – julio de 2011.

AREA	Transformador	Feb2011	Mar2011	Abr2011	May2011	Jun2011	Jul2011	Total
		95=<%<100	95=<%<100	95=<%<100	95=<%<100	95=<%<100	95=<%<100	
ANTIOQUIA	SNCARL - ATRAF03							
	BELLO - ATRAF01							
	SNCARL - ATRAF04							
	MALENA - TRAF001							
Total ANTIOQUIA								
CARIBE	CERROJ - ATRAF02					2		2
	CHINUI - ATRAF01	9		3	6	5	7	30
	CHINUI - ATRAF02	13	4	8	9	9	7	50
	SABANC - ATRAF04	3		2	4	5	8	22
	TERNERI - TRAF001		1					1
	TERNERI - TRAF002		1	1	3			5
	VALLEDI - ATRAF02							
	VALLEDI - TRAF003							
	CUESTCI - TRAF002				2	1	1	4
	CUESTCI - TRAF001						1	1
	SANTAMI - TRAF002							
	FUNDAC - ATRAF01			1	2	2		5
	TEBSA - ATRAF03					1		1
Total CARIBE		25	6	15	26	25	24	121
NORDESTE	BMANGA - ATRAF01	1			1			2
	PAIPA - ATRAF01				1		1	2
	PAIPA - ATRAF02		1					1
Total NORDESTE		1	1		2		1	5
ORIENTAL	GUACA - ATRAF01							
	CHIVOR - TRF Aguacalara							
	CIRCO - ATRAF001							
Total ORIENTAL								
SUROCCIDENTE	JUANCHI - ATRAF01	1						1
	ESMERALDA - ATRAF02							
	JAMOND - ATRAF01	2						2
	PANCEI - ATRAF01					1		1
	PANCEI - ATRAF03							
	PANCEI - ATRAF04							
	PANCEI - ATRAF02							
	YUMBO - ATRAF03					1		1
Total SUROCCIDENTE		3				2		5
TOLIMA	MIROLINDO - IBAGUE TRAF001							
Total TOLIMA								
TOTAL GENERAL		29	7	15	28	27	25	131

Tabla 2. Seguimiento a la Cargabilidad de Transformadores (Febrero a Julio 2011)

Como puede observarse, se presentan reiteradamente altos valores de cargabilidad en los transformadores de conexión, especialmente en las áreas Caribe y Nordeste. Este seguimiento a la cargabilidad de los transformadores es un ejercicio que se viene presentando al CNO hace varios años, en el cual se ha evidenciado el paulatino agotamiento de la capacidad de transformación ante la falta de acciones en las áreas que presentan situaciones más críticas.

Un diagnóstico por áreas permite detallar otras necesidades de expansión en el SIN, ya que existen múltiples casos donde se identifica un elevado nivel de carga en los transformadores de conexión al STN. Por ejemplo, es evidente la necesidad de ampliar la capacidad de transformación en las subestaciones Chinú, Cerromatoso, Valledupar, Fundación, Santa Marta, Jamondino, San Mateo, y Cúcuta. En el caso de Bolívar, CQR, Valle, Santander, Tolima, Nariño y Córdoba, se identifican soluciones en el corto plazo, como son los proyectos El Bosque, Armenia, Alférez, Piedecuesta, y las ampliaciones de la capacidad de transformación en las subestaciones Mirolindo, Jamondino y Chinú.

Cabe mencionar que no se incluye el caso de la ampliación en Mirolindo, aprobada por la UPME para entrar en operación en el mes diciembre de 2009 y que entró en operación el día 24 de marzo de 2011 con un atraso de 15 meses.

Por otro lado, si bien es cierto que se identifican algunas soluciones de corto plazo, las cuales buscan evitar racionamientos por agotamiento de la capacidad de transformación en estado estacionario, es claro que desde el punto de vista de la seguridad y confiabilidad muchas de estas obras no garantizan lo establecido en la

Resolución MME 182148 de 2007, en el sentido de impedir desconexiones adicionales ante contingencias sencillas a nivel de transformación, como son el caso de las subestaciones Ternera, Tebsa, Santa Marta, Fundación, Cuestecitas, Chinú, Cerromatoso, Cúcuta, San Mateo, Barranca, Bucaramanga, Palos, Paipa, Reforma, Esmeralda, Jamondino, Páez y San Bernardino.

Por lo anterior, es necesario sopesar la posibilidad de implementar nuevos puntos de inyección a nivel de transmisión versus el refuerzo de la capacidad de transformación existente. Lo anterior previo análisis conjunto entre los Operadores de Red y la UPME. En este sentido, se deberá tener en cuenta para las principales áreas del SIN, el estado actual de la expansión a nivel de STR, las restricciones físicas en las subestaciones existentes y en algunos casos el desarrollo de infraestructura a nivel de transmisión para los principales centros urbanos.

Otro punto que vale la pena referenciar, es que a pesar de las señales emitidas, a la fecha algunos Operadores de Red no han ejecutado oportunamente las inversiones necesarias para resolver los problemas identificados. Algunos agentes argumentan que no se tiene ningún otro incentivo adicional para realizar dichas expansiones, aparte del agotamiento de la red. Expresan que si bien se puede identificar obras de infraestructura que mejore la confiabilidad de un STR a partir de un año en particular, las evaluaciones económicas no permiten viabilizar estos proyectos desde un principio, dado que los costos de inversión superan los beneficios por energía dejada de suministrar, valorados estos a costo de racionamiento.

Respecto a este tema, la UPME ha podido establecer que la selección de este costo juega un papel muy importante en la definición de un proyecto de expansión. Desafortunadamente la reglamentación actual no es clara respecto al criterio de selección del escalón respectivo. Por un lado, mientras que la UPME lo selecciona considerando como referencia la demanda del área operativa que impacta positivamente el nuevo proyecto, muchos agentes lo calculan teniendo como referencia toda la demanda del SIN.

Al margen de lo anterior, dado que la no oportuna entrada de los proyectos en los STR está afectando la operación segura y confiable del sistema, ha sido necesario recomendar la instalación de esquemas suplementarios para tratar de mitigar la severidad de las contingencias sencillas a nivel de transformación (medidas operativas no consideradas en la expansión de la transmisión), e incluso como en el caso de Chinú, racionar demanda por el agotamiento de la capacidad de transformación.

4. DIAGNÓSTICO DE LAS ÁREAS:

En el Anexo a este documento se presenta:

- El resumen de los análisis para cada una de las áreas del SIN, tomando como referencia los resultados del último Plan de Expansión Generación – Transmisión

2010 – 2024 y donde se presenta el comportamiento de cada subsistema bajo condiciones normales de operación y ante contingencia de los principales elementos, al igual que los avances más recientes de cada Operador de Red en relación con la expansión de su sistema.

5. MARCO NORMATIVO:

Las Leyes 142 y 143 de 1994 definen el marco general de la prestación de los servicios públicos, la segunda de manera específica del servicio de energía eléctrica.

En cuanto a la planeación de la expansión la Ley 143 de 1994 indica:

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.*

La Ley 143 de 1994 en relación con la responsabilidad de la prestación del servicio establece:

Artículo 56.- *La Nación y las demás entidades territoriales en ejercicio de las competencias que con relación a las distintas actividades del sector eléctrico les asigna la ley, podrán celebrar contratos de concesión sólo 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.*

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 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.*

Según lo anterior, en la medida que la libre iniciativa permita atender la demanda con los niveles de cobertura, calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía, se dejará a ésta la prestación de dicho servicio; sólo en aquellos casos en que lo anterior no sea factible, se asigna en última instancia, al departamento la responsabilidad de los Sistemas de Transmisión Regional y a los municipios los Sistemas de Distribución Local. Lo anterior, como se presenta más adelante ha sido reflejado en la Resolución CREG 070 de 1998 Reglamento de Distribución y en las demás normas relacionadas.

En la Ley 143 de 1994 y en el Decreto 255 de 2004, se prevé que la UPME tiene entre otras las siguientes funciones:

*Artículo 16 de la Ley 143 de 1994: (...) c. **Elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo.***

h. Recomendar al Ministro de Minas y Energía políticas y estrategias para el desarrollo del sector energético.

*Parágrafo del Artículo 17 de la Ley 143 de 1994 y Artículo 5 del Decreto 255 de 2004: (...) 13. Elaborar los planes de expansión del **Sistema Interconectado Nacional** y consultar al cuerpo consultivo permanente.*

Para lo cual se debe tener en cuenta el alcance de la definición de Sistema Interconectado Nacional que en la misma Ley 143 de 1994 se establece:

Sistema Interconectado Nacional. *Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios.*

En la Resolución CREG 070 1998 Reglamento de Distribución se define el marco normativo asociado a la expansión de los STR's y SDL's, el cual ha sido complementado en Decretos y Resoluciones posteriores.

3.2 RESPONSABILIDAD POR LA EXPANSIÓN DE LOS STR'S Y/O SDL'S

3.2.1 NIVELES DE COBERTURA Y PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LOS STR'S Y/O SDL'S

De acuerdo con el Artículo 67.2 de la Ley 142 de 1994, le compete al Ministerio de Minas y Energía elaborar máximo cada cinco años un plan de expansión de la cobertura del servicio público de energía eléctrica, en el que se determinen las inversiones públicas que deben realizarse, y las privadas que deben estimularse.

De igual manera, con base en el numeral f del Artículo 3 de la Ley 143 de 1994, le corresponde al Estado alcanzar una cobertura en los servicios de electricidad a las diferentes regiones y sectores del país, que garantice la satisfacción de las necesidades básicas de los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 y los de menores recursos del área rural, a través de los diversos agentes públicos y privados que presten el servicio.

En desarrollo del Artículo 18 de la Ley 143 y teniendo en cuenta lo establecido en el Literal c del Artículo 16 de la misma Ley, le corresponde a la UPME elaborar y

actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo.

En el caso de los STR's y/o SDL's, el Plan de Expansión definido por la UPME deberá incorporar como criterio los niveles de cobertura previstos en el Plan Nacional de Desarrollo.

En relación con la cobertura, el Decreto 388 de 2007, modificado por los Decretos 1111 y 3451 de 2008 del Ministerio de Minas y Energía precisó:

Artículo 9o. 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 CREG 070 1998 Reglamento de Distribución asignó al Operador de Red la responsabilidad en primera instancia, de la planeación de su sistema.

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⁽¹⁾.

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.

Lo anterior sin detrimento de la planeación integrada del Sistema Interconectado Nacional que efectúa la UPME. Los planes de expansión que efectúan los Operadores de Red son puestos a consideración de la UPME para que ésta los considere dentro del planeamiento integral y armonioso del SIN, pudiendo modificarlo, adicionarlo o recortarlo según las necesidades del SIN y los criterios de cobertura, calidad y seguridad definidos por el Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo a lo previsto en la Ley 143 de 1994.

¹ La Resolución CREG 05 de 1996 fue derogada por la Resolución CREG 72 de 2002. No obstante lo anterior, la Resolución CREG 072 de 2002 a que se está haciendo referencia mantiene el concepto de Plan Estratégico, el Plan de Acción y el Plan Financiero.

En relación con la adecuación y la expansión de los STR's la Resolución 18 2148 de 2007 del MME indicó:

ARTICULO PRIMERO. *En un plazo no mayor a dos meses, contados a partir de la expedición de la presente Resolución, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG deberá incorporar dentro de los criterios de remuneración las inversiones eficientes asociadas con las medidas necesarias **para evitar que el Sistema de Transmisión Nacional – STN se afecte como resultado de una contingencia sencilla en líneas de los Sistemas de Transmisión Regionales – STR's o en transformadores de conexión al STN.** Adicionalmente, con el fin de garantizar una pronta recuperación del servicio, **las conexiones al STN que tienen un sólo transformador deberán contar con una unidad de reserva.***

ARTICULO SEGUNDO. *La CREG deberá establecer un plazo no mayor a tres años para que los Operadores de Red acondicionen sus STR's y sus conexiones al STN a los criterios establecidos en el Artículo Primero de esta Resolución.*

ARTICULO TERCERO. *La Unidad de Planeación Minero Energética - UPME deberá tener en cuenta estos criterios de confiabilidad y expansión de los STR's en los análisis de los planes de inversión de las empresas.*

ARTICULO CUARTO. *La Unidad de Planeación Minero Energética - UPME deberá llevar a cabo el seguimiento necesario para que las acciones que se adelanten en torno al Plan de Expansión del STN y de los STR's sean **integrales y coordinadas,** por lo cual todos los análisis de contingencias se realizarán conjuntamente entre los dos sistemas, incluida la relación costo beneficio de la expansión.*

Las anteriores disposiciones de la Resolución 18 2148 de 2007 del MME quedaron incorporadas en la Resolución CREG 097 de 2008:

11.1.8.2.2 Transición para adecuación de los sistemas

Para las áreas de un STR que puedan quedar sin servicio por una contingencia simple se tendrá en cuenta el siguiente procedimiento:

I. *Dentro de los seis meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente Resolución, el respectivo OR deberá presentar a la UPME un estudio de alternativas para mitigar el riesgo de fallas en el suministro de energía en las áreas que se encuentren en la condición citada, dentro del Mercado de Comercialización atendido por el OR.*

II. ***La UPME, con base en los criterios de evaluación para nuevos proyectos en el SIN,** definirá la viabilidad de las alternativas planteadas y confirmará el plazo para su ejecución de acuerdo con lo planteado por el OR.*

III. Si la UPME no considera viable ninguna de las alternativas planteadas y no sugiere otra factible, para los activos que atienden la citada área no se considerará la compensación por Energía No Suministrada.

IV. Si se tiene una alternativa con el visto bueno de la UPME, la compensación por Energía No Suministrada la empezará a liquidar el LAC a partir de la fecha que haya confirmado la UPME para la entrada en operación del nuevo proyecto.

Los literales i. y ii. también se aplicarán en aquellas áreas donde deba darse cumplimiento a lo establecido en el artículo 1 de la Resolución 18 2148 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía o aquella que la modifique o sustituya, en lo que hace referencia a evitar que contingencias que se presenten en los STR puedan trasladarse al STN.

En concordancia con lo definido en las Leyes 142 y 143 de 1994 y los Decretos y Resoluciones mencionada, la responsabilidad por la ejecución del plan de expansión de los STR's y SDL's se asigna en primera instancia el Operador de Red, de no hacerlo se deberá asignar a un tercero. Al respecto la Resolución CREG 070 de 1998 Reglamento de Distribución indica:

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) ⁽²⁾, 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.²

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

² La Resolución CREG 05 de 1996 fue derogada por la Resolución CREG 72 de 2002. No obstante lo anterior, la Resolución CREG 072 de 2002 a que se está haciendo referencia mantiene el concepto de Plan Estratégico, el Plan de Acción y el Plan Financiero.

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.

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.***

Por su parte el Decreto 388 de 2007, modificado por Decretos 1111 y 3451 de 2008, define políticas de la expansión de los STR's y SDL's, indicando:

Artículo 5. Políticas de expansión de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y de 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.

(...)

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.

La Resolución CREG 097 de 2008 es el acto administrativo por el cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local, incorpora, entre otras, las disposiciones del Decreto 388 de 2007, modificado por los Decretos 1111 y 3451 de 2008, al indicar:

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.***

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 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.

- 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 conectaría 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. En todo caso solo se podrá iniciar el mecanismo cuando el OR que se conectaría el proyecto otorgue la garantía establecida en la regulación.*

Las normas, condiciones y garantías de las convocatorias serán aprobadas en resolución aparte donde se incluirá la forma en que se actualizarán los costos anuales de los OR que atiendan usuarios beneficiados por el proyecto y la metodología de remuneración de los costos a quien se le adjudique la ejecución del proyecto objeto de la convocatoria.

4.3 Activos con costos superiores a los Costos Medios

En cumplimiento del Decreto 388 de 2007, modificado por los Decretos 1111 y 3451 de 2008, los costos del Nivel de Tensión 4 y los cargos de los Niveles de Tensión 3 y 2 podrán ser revisados, cuando entren en operación proyectos cuyos costos promedio (\$/kWh) resulten superiores a los respectivos Costos Medios del OR.

Con este propósito se definen los siguientes criterios a aplicar por la UPME:

- a. Para los proyectos ejecutados con posterioridad a la vigencia de la presente resolución, se debe demostrar que son la mejor opción frente a otras alternativas de prestación del servicio.*
- b. La relación Beneficio / Costo debe ser superior o igual a 1. Cuando no se cumpla esta condición la UPME informará el porcentaje del costo del proyecto que hace que la relación Beneficio / Costo sea mayor o igual que uno, porcentaje que se aplicará a los activos reportados para su reconocimiento en los cargos.*

Esta revisión la realizará la CREG, para lo cual el OR deberá reportar la siguiente información:

4.3.1 A la UPME:

- a. Proyecto con las alternativas estudiadas y las respectivas evaluaciones económicas.*
- b. Energía anual adicional que servirá el proyecto, la cual no podría servirse sin su entrada en operación*
- c. Demostración de que el proyecto fue sometido a una auditoría en la cual se verificó **que el proyecto fue realizado de acuerdo con la alternativa***

seleccionada por la UPME y con el cumplimiento de las normas de construcción y seguridad vigentes.

Es relevante indicar que la conexión de los Operadores de Red al Sistema de Transmisión Nacional STN sigue el mismo camino que los activos del nivel de tensión 4, ya que la Resolución CREG 097 de 2008 incorpora la conexión al STN como parte integrante de los STR's.

Sistema de Transmisión Regional (STR). Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por **los Activos de Conexión del OR al STN** y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más Operadores de Red.

6. CONCLUSIONES:

Según las normas vigentes antes transcritas en relación con la ejecución del Plan de Expansión, se concluye lo siguiente:

- El Operador de Red OR es el responsable de elaborar el Plan de Expansión del Sistema que opera.
- La UPME tiene entre sus funciones elaborar los planes de expansión del Sistema Interconectado Nacional.

Los planes de expansión que efectúan los Operadores de Red son puestos a consideración de la UPME para que ésta los incluya dentro del planeamiento integral y armonioso del Sistema Interconectado Nacional, pudiendo modificarlos, adicionarlos o recortarlos según las necesidades del SIN y los criterios de cobertura, economía, calidad y seguridad definidos por el Ministerio de Minas y Energía y la CREG.

- El Operador de Red OR es en primera instancia el agente responsable de la ejecución de los proyectos incluidos en el plan de expansión de la red que opera.

Si el OR incumple con la ejecución de un proyecto este podrá ser desarrollado por el Usuario interesado o por un tercero.

- La regulación determina la responsabilidad del operador de red de realizar el proyecto y que si no lo hace lo hará un tercero o el usuario. Faltarían unos términos más específicos para la asunción por parte del tercero o interesado para que el paso de la fase de planeación a la ejecución de proyectos sea realmente efectivo y prevenga dificultades y riesgos en la operación.

- Si la UPME dentro del Plan de Expansión del STN identifica proyectos en ese sistema que requieren a su vez de la ejecución de otros proyectos en los STR, informa 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.
- Si en el anterior caso, el OR no manifiesta su interés de desarrollar el proyecto de expansión del STR, este proyecto será ejecutado a través de mecanismos de libre concurrencia. De no existir un tercero interesado se dará cumplimiento a lo dispuesto en el Artículo 56 de la Ley 143 de 1994, relacionado con los contratos de concesión y corresponderá al departamento en caso de los STR's o al municipio en el caso de los SDL's.
- Si el OR no ha iniciado la ejecución de un proyecto en el término de un año contado a partir de su fecha de inclusión en el Plan de Expansión por parte de la UPME, el mismo será ejecutado a través de mecanismos de libre concurrencia. Cuando el costo promedio de la ejecución de un proyecto sea superior al Costo Medio, el mismo podrá ser adjudicado por el MME mediante libre concurrencia sin considerar el plazo antes indicado.
- Las obras de conexión del OR al STN están previstas en la misma regulación que las obras del STR. La Resolución CREG 097 de 2008 incluyó la conexión al STN como parte de los STR's.
- Si el Plan de Expansión de un OR no satisface los niveles de cobertura definidos por la UPME para los distintos STR's y/o SDL's y sólo si como resultado de la libre iniciativa de los distintos agentes económicos, no existe un tercero dispuesto a asumir la prestación del servicio se dará cumplimiento a lo dispuesto en el Artículo 56 de la Ley 143 de 1994, relacionado con contratos de concesión.

La asignación de obras de los STR's o SDL's a terceros compete al Ministerio de Minas y Energía, quien podrá designar una entidad para hacerlo.

7. PROPUESTAS DE CARÁCTER REGULATORIO

Por lo anterior y teniendo en cuenta que como se pudo observar en el presente documento y no obstante existen normas legales y regulatorias que prevén de manera general las alternativas para que se pueda garantizar la ejecución de las obras de expansión que los STR's o SDL's requieren, en algunos casos y a pesar de haberse identificado la necesidad con anticipación, las obras asociadas no se han podido materializar, poniendo en riesgo la operación, la confiabilidad, la seguridad y la atención de la demanda, llegando incluso a tener que racionar y en algunos casos produciendo sobrecostos permanentes por programación de generación de seguridad,

recomendamos a la CREG se estudien las siguientes propuestas que desarrollan o revalúan aspectos vigentes en la regulación:

- Reglamentar las convocatorias de los STR's, aspecto previsto en la Ley, el Reglamento de Distribución (Resolución CREG 070 de 1998) y en la Resolución CREG 097 de 2008. Sobre este particular se deben considerar los plazos suficientes y prudentes para que la UPME consulte a los ORs su decisión de ejecutar en primera opción el proyecto de expansión identificado.
- Definir tiempos para que los agentes entreguen la información necesaria a la UPME y para la UPME en el proceso de solución de las diferencias de criterio que se presenten sobre la viabilidad técnico – económica de las alternativas identificadas en los proyectos entre los agentes involucrados.
- Una vez se identifique, ya sea en el Plan de Expansión del Operador de Red o en el Plan de Expansión de la UPME, la necesidad de entrada de un proyecto, se debería elaborar un cronograma en donde se señalen cada una de las etapas del mismo y se contemplen los tiempos máximos establecidos por norma de los tramites de permisos y licencias, todo con el fin de identificar retrasos y poder establecer alternativas de solución oportunas.
- Sugerimos revisar integralmente el esquema de garantías financieras como mecanismo efectivo que promueva el cumplimiento de la ejecución de infraestructura eléctrica. En particular, las obligaciones de cumplimiento incluidas en las garantías que deben constituir los ORs con obras asociadas a las convocatorias de expansión del STN.
- Evaluar la necesidad de establecer un mecanismo que incentive el cumplimiento de la fecha de puesta en operación de las obras del STR que no asocian obras en el STN, sea éste una garantía de cumplimiento o aquel que la Comisión determine conveniente.
- Evaluar que tal como se solicita en el STN, se requiera garantía al gran consumidor nuevo o cuyos incrementos de demanda implican obras de uso en el STR.
- Se recomienda que se revise conjuntamente con la UPME el procedimiento para el cálculo del escalón de racionamiento, dado que el mismo puede impactar en la definición de las obras de expansión por parte de los ORs.
- Revisar las señales que se están dando por la asignación de las restricciones, como un factor clave para incentivar la expansión de los STR's.

ANEXO