



The World Bank



**BANCO MUNDIAL – ESMAP – USDOE – CIER**

**PROYECTO CIER 03 – Fase I  
INTERCONEXIONES REGIONALES DE MERCADOS ELECTRICOS  
EL MARCO REGULATORIO EN COLOMBIA**

**Mercados Energéticos S.A.  
Power Systems Research, Inc  
Mercados de Energía S.A.  
Power Technologies, Inc  
Sigla S.A.**

**Junio de 2000**

## INDICE

<b>1</b>	<b>MARCO REGULATORIO GENERAL</b> .....	<b>4</b>
<b>1.1</b>	<b>DEFINICIONES (RESOLUCIONES CREG)</b> .....	<b>4</b>
<b>1.2</b>	<b>MARCO INSTITUCIONAL</b> .....	<b>7</b>
<b>1.3</b>	<b>EL MERCADO SPOT</b> .....	<b>10</b>
1.3.1	<i>CÁLCULO DE LA ENERGÍA (PRECIO DE BOLSA)</i> .....	10
1.3.2	<i>PROCESO COMERCIAL</i> .....	13
1.3.3	<i>RECONOCIMIENTO DE LA POTENCIA FIRME (CARGO POR CAPACIDAD)</i> .....	14
<b>1.4</b>	<b>TRANSACCIONES COMERCIALES Y LEGALES</b> .....	<b>15</b>
1.4.1	<i>RESPONSABILIDADES DEL COBRO Y PAGO</i> .....	15
1.4.2	<i>GARANTÍAS REQUERIDAS Y PROCEDIMIENTOS DE DESCONEXIÓN O DESHABILITACIÓN DEL USUARIO</i> .....	23
<b>1.5</b>	<b>EL TRANSPORTE NACIONAL</b> .....	<b>25</b>
1.5.1	<i>REMUNERACIÓN DEL SERVICIO</i> .....	26
1.5.2	<i>PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN</i> .....	27
<b>1.6</b>	<b>IMPORTACIÓN - EXPORTACIÓN</b> .....	<b>28</b>
1.6.1	<i>TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ENERGÍA</i> .....	30
1.6.2	<i>INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL COLOMBIA - VENEZUELA</i> .....	33
1.6.3	<i>INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL COLOMBIA - ECUADOR</i> .....	33
<b>1.7</b>	<b>SITUACIÓN INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO</b> .....	<b>34</b>
<b>1.8</b>	<b>LA REGULACIÓN EN GAS</b> .....	<b>38</b>
1.8.1	<i>TRANSPORTE</i> .....	40
1.8.2	<i>DISTRIBUCIÓN</i> .....	46
1.8.3	<i>ZONAS DE SERVICIO EXCLUSIVO</i> .....	47
1.8.4	<i>CONTRIBUCIONES Y SUBSIDIOS</i> .....	47
1.8.5	<i>COMPETENCIA, POSICIÓN DOMINANTE Y MONOPOLIO</i> .....	48
1.8.6	<i>MODALIDADES CONTRACTUALES</i> .....	49
<b>2</b>	<b>LA OPERACIÓN</b> .....	<b>49</b>
<b>2.1</b>	<b>ESTRUCTURA JERÁRQUICA DE LA OPERACIÓN</b> .....	<b>49</b>
2.1.1	<i>COMUNICACIONES OPERATIVAS – MANIOBRAS Y PERMISOS DE TRABAJO-</i> .....	50
2.1.2	<i>IDENTIFICACIÓN DE RESPONSABILIDADES EN LA REGULACIÓN DE TENSIÓN Y FRECUENCIA</i> .....	50
2.1.3	<i>REQUERIMIENTOS DE HABILITACIÓN DE OPERADORES</i> .....	52
2.1.4	<i>ANÁLISIS DE FALLAS</i> .....	55
<b>2.2</b>	<b>PROCEDIMIENTOS PARA INTERCONEXIONES INTERNACIONALES</b> .....	<b>58</b>
<b>2.3</b>	<b>ENSAYOS PARA LA HABILITACIÓN DE LOS EQUIPAMIENTOS</b> .....	<b>59</b>
2.3.1	<i>REQUISITOS PARA LOS EQUIPAMIENTOS Y REPARADOS</i> .....	59
2.3.2	<i>PLANTAS EN ETAPA DE PRUEBAS</i> .....	60
<b>2.4</b>	<b>LÍMITES OPERATIVOS</b> .....	<b>62</b>
2.4.1	<i>MÉTODOS DE VIGILANCIA Y SEÑALES DE CONTROL</i> .....	62
<b>2.5</b>	<b>ACCIONES ADOPTADAS EN CASO DE FALLAS</b> .....	<b>65</b>
2.5.1	<i>PROCEDIMIENTOS DE REPOSICIÓN DE LÍNEAS Y CARGAS</i> .....	65
2.5.2	<i>PRUEBA DE RESTABLECIMIENTO</i> .....	66
2.5.3	<i>PROCEDIMIENTOS PARA CONDICIONES DE EMERGENCIA (CONDICIONES ANORMALES DE ORDEN PÚBLICO -CAOP- CON SISTEMAS DE TELECOMUNICACIONES NORMALES)</i> .....	67
2.5.4	<i>CONSIGNAS DE OPERACIÓN CON PÉRDIDA DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES - CRITERIOS</i> .....	69
2.5.5	<i>COORDINACIÓN GAS ELECTRICIDAD</i> .....	70
2.5.6	<i>OPERACIÓN EN RED AISLADA</i> .....	70

2.5.7	<i>INTERCONEXIONES INTERNACIONALES</i> .....	70
2.5.8	<i>ASPECTOS COMERCIALES</i> .....	70
<b>2.6</b>	<b>CENTROS DE CONTROL</b> .....	<b>70</b>
2.6.1	<i>DESCRIPCIÓN DEL CND</i> .....	70
2.6.2	<i>COBERTURA DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL</i> .....	73
2.6.3	<i>FUNCIONES OPERATIVAS DE LAS EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL STN Y/O SERVICIO DE CONEXIÓN AL STN.</i> .....	76
2.6.4	<i>POSIBILIDAD DE PREVER CONDICIONES INSEGURAS DE OPERACIÓN – ESTUDIOS</i> .....	78
<b>3</b>	<b>CRITERIOS DE CALIDAD</b> .....	<b>79</b>
<b>3.1</b>	<b>REGLAMENTACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA</b> .....	<b>79</b>
3.1.1	<i>CRITERIOS DE DESEMPEÑO</i> .....	79
<b>3.2</b>	<b>CONTROL EFECTIVO DE LA CALIDAD EXIGIDA</b> .....	<b>81</b>
3.2.1	<i>SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL (STN)</i> .....	81
3.2.2	<i>SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN REGIONAL</i> .....	83
3.2.3	<i>PROCEDIMIENTO PARA VERIFICAR QUE SE CUMPLEN LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD</i> .....	85
<b>3.3</b>	<b>REGLAMENTACIÓN DE LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA</b> .....	<b>85</b>
3.3.1	<i>REGULACIÓN PRIMARIA</i> .....	85
3.3.2	<i>REGULACIÓN SECUNDARIA</i> .....	85
<b>3.4</b>	<b>ESQUEMA DE CONTROL DE EMERGENCIA ANTE PERTURBACIONES SEVERAS</b> .....	<b>87</b>
3.4.1	<i>ACCIONES DE CONTROL EN EMERGENCIAS: DAG Y DAC. ADAPTABILIDAD DEL SISTEMA</i> .....	87
3.4.2	<i>SUPERVISIÓN DEL ESQUEMA:</i> .....	88
<b>3.5</b>	<b>ESQUEMAS DE CONTROL DE POTENCIA REACTIVA</b> .....	<b>88</b>
3.5.1	<i>RESERVAS OPERATIVAS:</i> .....	88
<b>3.6</b>	<b>CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO DE LOS EQUIPOS E INSTALACIONES</b> .....	<b>89</b>
3.6.1	<i>DISEÑO DE LAS ESTACIONES TRANSFORMADORAS</i> .....	90
<b>4</b>	<b>RESULTADOS OPERATIVOS</b> .....	<b>91</b>
<b>4.1</b>	<b>ÍNDICES DE CALIDAD DEL SERVICIO</b> .....	<b>91</b>
4.1.1	<i>DEMANDA NO ATENDIDA</i> .....	92
4.1.2	<i>TENSIÓN</i> .....	92
4.1.3	<i>FRECUENCIA</i> .....	92
4.1.4	<i>ACTUACIÓN DEL ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA</i> .....	92
<b>5</b>	<b>REFERENCIAS</b> .....	<b>93</b>

## EL MARCO REGULATORIO EN COLOMBIA

### 1 MARCO REGULATORIO GENERAL

#### 1.1 Definiciones (Resoluciones Creg)

**Activos de Conexión.** Son aquellos activos que se requieren para que un generador, un usuario u otro transportador, se conecten físicamente al Sistema de Transmisión Nacional, a un Sistema de Transmisión Regional, o a un Sistema de Distribución Local. Siempre que estos activos sean usados exclusivamente por el generador, el usuario o el transportador que se conecta, o exclusivamente por un grupo de usuarios no regulados o transportadores que se conecten, no se considerarán parte del Sistema respectivo.

**Activos de Uso del STN.** Son aquellos activos de transmisión de electricidad que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, son de uso común, se clasifican en Unidades Constructivas y son remunerados mediante Cargos por Uso del STN.

**ASIC: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.** Es la dependencia encargada de realizar el proceso de liquidación de acuerdo con la reglamentación (Resolución CREG 024 del 13 de julio de 1995 y siguientes que la modifican y complementan).

**Interconexiones Internacionales.** Conjunto de líneas y/o equipos asociados, que tengan como uso exclusivo la importación y/o exportación de energía, con independencia del nivel de tensión de operación.

**CAC: Comité Asesor de Comercialización.** Créase el Comité Asesor de Comercialización para asistir a la Comisión de Regulación de Energía y Gas en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía.

**CND: Centro Nacional de Despacho.** Es la dependencia encargada de la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional -SIN- con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación. Para el desarrollo de las funciones del CNO la CREG ha establecido tres niveles jerárquicos; Nivel 1 -Centro Nacional de Despacho CND, Nivel 2- Empresas Propietarias del Sistema de Transmisión Nacional (STN), Nivel 3A- Generadores. Nivel 3B- Operadores de Red Regional y de Distribución (OR's). El CND actualmente es una unidad administrativa de Interconexión Eléctrica S.A., pero el gobierno emitió en 1999 el decreto 1171 para constituir una nueva empresa independiente de la empresa de transporte que se encargará de las funciones atribuidas al CND y de la administración y promoción del Mercado.

**CNO: Consejo Nacional de Operación.** Es el organismo encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional -SIN- sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación y velar por su cumplimiento.

Las decisiones del Consejo Nacional de Operación pueden ser recurridas ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

El Consejo Nacional de Operación esta conformado por un representante de cada una de las empresas de generación, conectadas al sistema interconectado nacional que tengan una capacidad instalada superior al cinco por ciento (5%) del total nacional, por dos representantes de las empresas de generación del orden nacional, departamental y municipal conectadas al sistema interconectado nacional, que tengan una capacidad instalada entre el uno por ciento (1%) y el cinco por ciento (5%) del total nacional, por un representante de las empresas propietarias de la red nacional de interconexión con voto sólo en asuntos relacionados con la interconexión, por un representante de las demás empresas generadoras conectadas al sistema interconectado nacional, por el Director del Centro Nacional de Despacho, quien tendrá voz pero no tendrá voto, y por dos representantes de las empresas distribuidoras que no realicen prioritariamente actividades de generación siendo por lo menos una de ellas la que tenga el mayor mercado de distribución. La Comisión de Regulación de Energía y Gas establece la periodicidad de sus reuniones.

**CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas,** organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, e integrada por: el Ministro de Minas y Energía, quien la preside; el Ministro de Hacienda y Crédito Público; el Director del Departamento Nacional de Planeación; Cinco (5) expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva nombrados por el Presidente de la República para períodos de cuatro (4) años y el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios, con voz pero sin voto.

**DNP: Departamento Nacional de Planeación.** Miembro de la CREG con voto.

**MHCP: Ministerio de Hacienda y Crédito Público.** Miembro de la CREG con voto.

**MME: Ministerio de Minas y Energía.** Tiene entre sus funciones con relación a las empresas de servicios públicos las siguientes: Establecer los requisitos técnicos que deben cumplir las empresas; elaborar máximo cada cinco años un plan de expansión de la cobertura del servicio público que debe tutelar el ministerio; identificar el monto de los subsidios que debería dar la Nación para el respectivo servicio público; recoger información sobre las nuevas tecnologías, y sistemas de administración en el sector; impulsar bajo la dirección del Presidente de la República, y en coordinación con el Ministerio de Relaciones Exteriores, las negociaciones internacionales relacionadas con el servicio público pertinente; y desarrollar y mantener un sistema adecuado de información sectorial, para el uso de las autoridades y del público en general.

**SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.** Organismo de carácter técnico, adscrito al Ministerio de Desarrollo Económico, con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonial. Desempeña funciones específicas de control y vigilancia con independencia de las Comisiones de Servicios y con la inmediata colaboración de los Superintendentes delegados. El Superintendente y sus delegados son de libre nombramiento y remoción del Presidente de la República.

**UPME: Unidad de Planeación Minero - Energética,** organizada como Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, que tiene entre sus funciones establecer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos energéticos y elaborar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo. El director es nombrado directamente por Ministerio de Minas y Energía.

**Distribuidor Local (DL).** Persona jurídica que opera y transporta energía eléctrica en un Sistema de Distribución Local, o que ha constituido una empresa en cuyo objeto está el desarrollo de dichas actividades.

**Demanda Total:** Corresponde a la demanda comercial nacional, o doméstica, más la demanda comercial internacional.

**Comercializador de Energía Eléctrica:** Persona natural o jurídica, registrada ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, cuya actividad principal es la comercialización de energía eléctrica.

**Comercialización de Energía Eléctrica:** Actividad consistente en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales.

**Sistema de Transmisión Nacional (STN).** Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

**Sistema de Transmisión Regional (STR).** Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un Sistema de Distribución Local.

**Sistema de Distribución Local (SDL).** Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un Sistema de Transmisión Regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

**Sistema Interconectado Nacional (SIN).** 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.

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

**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.

## 1.2 Marco Institucional

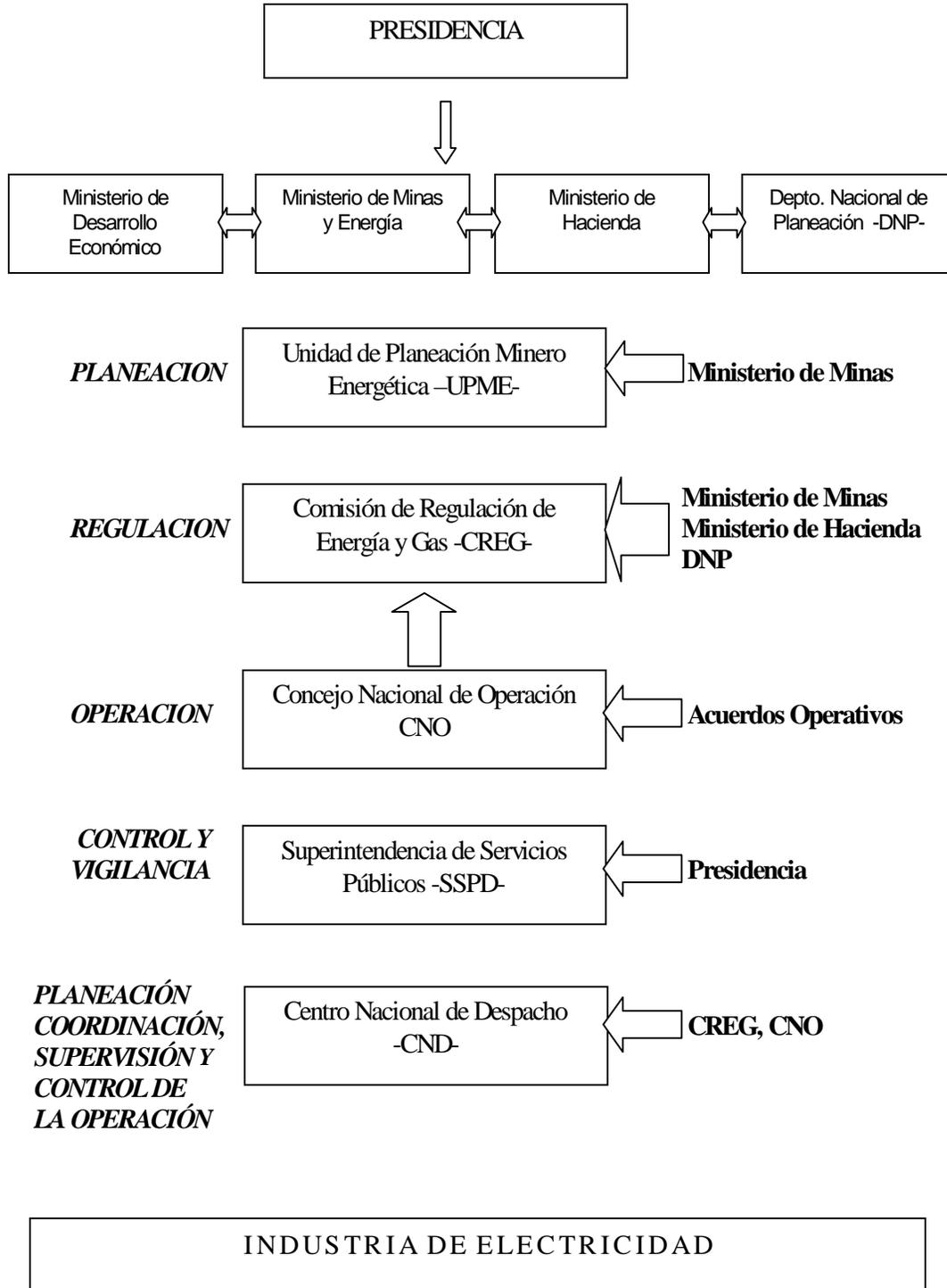
La Constitución Política de Colombia de 1991 estableció como deber del Estado el logro de la eficiencia en los servicios públicos, para lo cual creó el marco de la libre competencia, admitió la concurrencia del sector privado en los servicios públicos y acentuó el papel regulador del Estado. Para el establecimiento del nuevo marco, el Congreso expidió en 1994 la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142) por la cual se estableció los criterios generales y las políticas que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el país y la Ley Eléctrica (Ley 143), mediante la cual se definió los procedimientos y mecanismos para regular, controlar y vigilar las actividades de Generación, Interconexión, Distribución y Comercialización de electricidad.

A partir de la Ley 143 de julio 11 de 1994, "por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética", se da vía libre a los agentes privados, económicos, públicos o mixtos para participar en las actividades del sector eléctrico, los cuales "gozarán de libertad para desarrollar sus funciones en un contexto de libre competencia".

La Ley Eléctrica define las funciones de dirección, planeación, regulación, operación, supervisión y control bajo el nuevo esquema de mercado del sector. La dirección está a cargo del Ministerio de Minas y Energía, quien define los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, promueve el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios. La Planeación está a cargo de la Unidad de Planeación Minero-Energética -UPME-, adscrita al Ministerio, quien tiene entre otras funciones la elaboración y actualización del Plan Energético Nacional y del Plan de Expansión del Sector Eléctrico, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo. La Regulación está a cargo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-, adscrita al Ministerio, quien tiene entre sus funciones determinar las condiciones para la liberación gradual del mercado hacia la libre competencia, establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional -SIN- y definir y fijar

las tarifas de venta de electricidad para los usuarios finales regulados. La Operación está a cargo del Consejo Nacional de Operación -CNO- y el CND , el primero tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del SIN sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del Reglamento de Operación y el segundo tiene como función la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación del SIN. Finalmente el control, la vigilancia y la fiscalización son responsabilidad de la Presidencia de la República a través de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSP- y del Superintendente de Energía Delegado, quienes tienen facultades para sancionar e intervenir cuando las empresas incumplan de manera reiterada las normas establecidas por la CREG, controlando la eficiencia y calidad de los servicios públicos, incluyendo los servicios de electricidad.

Figura 1. Organigrama Institucional del Sector Eléctrico



### **1.3 El Mercado Spot**

El funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad, está soportado en la existencia de una bolsa de energía ("pool de generadores") donde se realizan intercambios comerciales definidos en el contexto de un mercado "spot" con resolución horaria y, un operador central del Sistema Interconectado Nacional (Centro Nacional de Despacho CND).

#### ***1.3.1 Cálculo de la Energía (Precio de Bolsa)***

El funcionamiento de la Bolsa de Energía se divide en dos procesos: el operativo y el comercial. El proceso operativo se realiza con el fin de obtener el programa de generación para cubrir la demanda esperada a mínimo precio de tal forma que para cada hora se utilicen los recursos de menor precio. En la Bolsa de energía se establece el programa horario de generación y el precio de Bolsa para las transacciones de energía, a partir de las ofertas de precio y de la declaratoria de disponibilidad de cada recurso de generación. El precio de Bolsa, junto con los contratos a largo plazo, son la base para realizar la liquidación de los intercambios comerciales entre agentes.

##### ***1.3.1.1 Plan operativo indicativo***

Establece de modo indicativo, la confiabilidad futura del sistema para atender la demanda y brindar señales del costo de oportunidad del agua, teniendo en cuenta las posibilidades de sustitución térmica o racionamiento en el futuro, de acuerdo con las características de regulación de los diferentes embalses.

El Plan Indicativo para largo plazo - cinco años con resolución mensual- se fundamenta en la Programación Dinámica Estocástica para tomar las decisiones de generación que den como resultado una operación de mínimo costo. Mediante modelos de optimización, que consideran 100 posibles casos de hidrología para cada uno de los ríos del sistema, se establecen los indicadores de la operación. Dentro de los resultados obtenidos con este modelo están los costos marginales promedio mensual de corto plazo, calculados en valor esperado para cada uno de los meses del horizonte.

El Centro Nacional de Despacho CND para realizar los estudios de mediano y largo plazo considera las características técnicas del sistema hidráulico, los costos de combustibles, las restricciones del sistema eléctrico, el pronóstico de la demanda y el plan de expansión, acorde con la estimación de entrada de proyectos realizada por la Unidad de Planeamiento Minero Energética -UPME-.

La reglamentación vigente de la Bolsa de Energía establece que la información suministrada por estos modelos es de carácter indicativo. Así, cada empresa puede hacer los ajustes o evaluaciones alternas que considere convenientes de acuerdo con su percepción del riesgo. Es decir, estos valores no son obligatorios porque son únicamente una evaluación de la operación del sistema en el futuro, correspondiente a los supuestos considerados en el estudio.

Para preservar la confiabilidad del sistema colombiano en el corto plazo, se introdujeron los niveles mínimos operativos de los embalses descritos en lo Documento ISA UENCND – 158 del 10 de junio de 1997. Los mínimos operativos superiores almacenan unas reservas hidráulicas que sólo son utilizables cuando la totalidad del parque térmico disponible está en operación; y los mínimos operativos inferiores indican cuando hay que programar racionamientos preventivos en el sistema. Cuando el nivel de un embalse se encuentra por debajo del mínimo operativo superior -MOS-, la oferta se interviene según el procedimiento descrito en la Resolución CREG 18 de 1998. Esta intervención permite asegurar un nivel de reservas que respalde el cubrimiento de la demanda con adecuada confiabilidad, aún en condiciones extremas de bajos caudales. El objetivo es conseguir suficiente almacenamiento de agua en el Sistema, previo al inicio de la estación de verano, con el fin de alcanzar una disponibilidad de energía adecuada para cubrir los requerimientos del país durante esa estación.

### *1.3.1.2 Declaración de disponibilidad y precio de oferta*

Todos los días antes de las 09:30 horas, en forma confidencial, cada agente generador hace una oferta de precio en pesos por megavatio - hora (\$/MWh) y declara la disponibilidad (MW) de cada uno de sus recursos de generación. Estas ofertas son enviadas a un buzón electrónico dispuesto para este efecto en el Centro Nacional de Despacho -CND- en Medellín.

Las ofertas se realizan para cada una de las 24 horas del día siguiente. A las 09:30 horas se suspende la recepción de las mismas, se abre el buzón y el Despacho Económico selecciona las mejores para establecer el programa de generación. Para aquellos recursos para los cuales no se realizaron ofertas, se toma la última oferta presentada.

Estas ofertas y la declaratoria de disponibilidad se llevan a consulta pública a más tardar a las 11:00 horas. Así los agentes pueden conocer las ofertas de todos los participantes en el Mercado. El Centro Nacional de Despacho elabora el Despacho Económico para las 24 horas del día siguiente y lo envía a los generadores antes de las 14:00 horas.

Los agentes están obligados a participar en la oferta en la bolsa cuando tienen capacidad de generación igual o mayor a 20 MW. Los generadores con capacidad entre 10 MW y menos de 20 MW tienen la opción de participar en la misma. Los cogeneradores pueden vender sus excedentes y atender sus necesidades en el Mercado de Energía Mayorista, previo cumplimiento de los requisitos exigidos por la CREG (Resolución CREG 085 de 1996) y de conformidad con el estatuto de racionamiento (Resoluciones CREG 217 de 1997 y 119 de 1998), el cual expresa:

"Con el único propósito de aumentar la disponibilidad de energía eléctrica en el SIN, el CND evaluará la necesidad de contar con energía adicional proveniente de Autogeneradores, Cogeneradores y Plantas Menores en forma preventiva y previa a la declaración de un Racionamiento Programado, o durante una situación de Racionamiento Programado. Al respecto emitirá concepto con recomendaciones específicas sobre el período previsto de aplicación de esta medida. Dicho concepto será enviado

inmediatamente al Ministro de Minas y Energía, a la CREG y al Presidente del CNO. Valorado el concepto del CND, el Ministro de Minas y Energía podrá anunciar públicamente que los agentes mencionados podrán participar transitoriamente en el mercado mayorista de electricidad", para lo cual es necesario contar con el contador de energía, que cumpla con lo estipulado en Código de Medida (Resolución CREG 025 de 1995).

### *1.3.1.3 Programa de despacho económico*

En esta etapa del proceso se establece el programa de generación para cubrir la demanda esperada de tal forma que para cada hora se utilicen los recursos de menor precio, cumpliendo con las condiciones límites que tiene el sistema, como son los requisitos de reserva rodante, las inflexibilidades de las plantas y las restricciones del sistema. En la gráfica 1 se ilustra la forma de cubrir la demanda en una hora con los recursos declarados disponibles y de acuerdo con el ordenamiento de los precios de oferta, cumpliendo con la generación necesaria para cubrir las restricciones del sistema. El programa de generación, conformado por la cantidad de energía que cada una de las plantas hidráulicas y unidades térmicas se estima que debe generar en cada hora, se comunica a los agentes generadores para su aplicación al día siguiente.

### *1.3.1.4 Redespacho*

Durante el día se pueden presentar eventos en el sistema que obligan a ajustar el programa inicial. Esta modificación al despacho original es lo que se denomina Redespacho.

Como causas de redespacho se pueden mencionar:

- Indisponibilidad total de alguna de las unidades de generación despachadas
  - Aumento en la disponibilidad declarada por un agente generador por solicitud del CND, cuando este incremento se requiera para aumentar la seguridad en la operación del SIN
  - Cambios topológicos que impliquen cambios en los límites de transferencias de las áreas operativas
  - Cambios en los valores de la demanda mayores de 20 MW ocasionados por eventos fortuitos
  - Intervención de precios de oferta de los embalses, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG-018 de 1998, o las disposiciones que la modifiquen o sustituyan."
- El Redespacho se realiza para cambios mayores de 5 MW. Como requisito, el agente generador debe solicitarlo hora y media antes de iniciar la vigencia de la modificación.

El despacho programado es el resultante de los redespachos realizados durante el día de operación. Este es el programa que sirve de referencia para identificar las desviaciones que presenta la generación real de cada unidad térmica o planta hidráulica centralmente despachada.

Diariamente, tanto generadores como comercializadores tienen a su disposición información sobre el despacho programado y las condiciones del sistema. Estos datos pueden ser utilizados para la definición de las ofertas de los días siguientes.

### ***1.3.2 Proceso Comercial***

Esta segunda fase del funcionamiento de la Bolsa de Energía se inicia con la recolección de la información de la *generación real* (contadores) que consta de los datos medidos, hora a hora, de cada uno de los generadores. Incluye también la información de la *demand real* (contadores) en detalle de cada uno de los puntos de frontera de los comercializadores. Es importante anotar que según se establece en la Resolución CREG 135 del 12 de agosto de 1997, a partir del 1 de enero de 1998 los agentes comercializadores deben reportar todos los consumos de sus clientes no regulados, y para tal efecto, deben inscribir estas fronteras comerciales, sin importar en cual mercado de comercialización se encuentra localizado el cliente, previo el cumplimiento de los requisitos exigidos en el Código de Medidas (Resolución CREG 025 del 13 de julio de 1995).

Al día siguiente de la operación llegan todas las lecturas de los contadores de energía horariamente: de los generadores antes de las 8:00 horas y de los comercializadores antes de las 16:00 horas.

La información se envía en forma electrónica al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC-, encargado de realizar el proceso de liquidación de acuerdo con la reglamentación (Resolución CREG 024 del 13 de julio de 1995 y siguientes que la modifican y complementan).

#### ***1.3.2.1 Precio de Bolsa***

Corresponde al precio de oferta del recurso que genera el último MW no inflexible para cubrir el total de la demanda real. Se obtiene con el despacho ideal y este será el precio utilizado para valorar los intercambios en la bolsa.

El despacho ideal es el programa de generación, usando los recursos más económicos que cubre la demanda real, mas las pérdidas del STN teniendo en cuenta la disponibilidad comercial y las características técnicas, e inflexibilidades de los generadores, sin considerar las restricciones eléctricas del sistema.

La disponibilidad comercial se determina con base en la disponibilidad declarada, la disponibilidad real y las características técnicas propias de cada máquina.

La disponibilidad real es calculada por el CND con base en la ocurrencia de eventos que afectan la disponibilidad de las plantas (promedio).

A partir del menor valor entre la disponibilidad real y declarada, se construye la característica real de la máquina, que significa el máximo de energía que podría generar ésta desde el momento en que se reportó disponible. A este concepto se le conoce como Disponibilidad Comercial.

Por las características técnicas propias de algunas máquinas, es necesario que en determinadas horas estén inyectando energía al sistema que podría ser suministrada por plantas más baratas, con el fin de que puedan estar en el nivel requerido en una hora posterior. Esta energía se considera como generación inflexible.

Durante la inflexibilidad, la carga generada no requerida se le paga al generador a precio de bolsa y no a su precio de oferta, pues en ese momento hay máquinas más baratas. En el despacho ideal y el programado, esa carga se despacha obligatoriamente sin tener en cuenta su precio de oferta con la disponibilidad comercial, las ofertas y la demanda real se calcula el despacho ideal. Este último es el más barato de todos, ya que supone una red de transporte con capacidad ilimitada (sin restricciones).

A partir del 01 de enero de 1997, las ofertas horarias de los generadores deben considerar el cobro equivalente de Energía del cargo por capacidad - CEE- el cual es calculado por el CND. Con este valor se remunera el cargo por capacidad vigente a la fecha.

#### *1.3.2.2 Precio promedio diario de energía transada en Bolsa*

El precio promedio diario de la energía transada en bolsa se calcula a partir de las compras o las ventas de energía para cada hora, en pesos Colombianos y en magnitud. Se obtiene como el promedio ponderado por la energía valorada al precio de la energía en bolsa para cada hora.

#### *1.3.2.3 Precio marginal promedio de Bolsa de Energía*

Para cada día del año, y para cada mes, según lo definido en la Resolución CREG 030 del 27 de marzo de 1996, se calcula el Precio Marginal Promedio de Bolsa de Energía.

Este precio resulta de suponer que la totalidad de la energía generada en el país se transó al mismo de la energía en bolsa. Es un promedio ponderado por la energía de cada hora, liquidada al precio correspondiente.

### **1.3.3 Reconocimiento de La Potencia Firme (Cargo por Capacidad)**

Para asegurar la confiabilidad del sistema en el largo plazo, a partir de 1997 fue creado el Cargo por Capacidad, con el cual se busca regular los flujos de caja de los generadores, dado la altísima volatilidad de los precios en la bolsa y que constituyen un riesgo muy importante para aquellos generadores, especialmente los nuevos, que cuentan con menos posibilidades de concretar un proyecto de inversión, con contratos que respalden la financiación del mismo y que deben, en consecuencia, ofrecer total o parcialmente su capacidad de generación en el mercado "spot".

Los principios fundamentales del Cargo por Capacidad (Resolución CREG 116 de 1996) se resume en los siguientes puntos:

- ✓ El CxC es un mecanismo financiero destinado a reducir el riesgo de volatilidad y estacionalidad de los precios en la Bolsa. Como tal, refleja una proporción del valor presente del costo esperado de racionamiento.
- ✓ El CxC es recibido por los agentes generadores que contribuyen con potencia firme al sistema, en condiciones supuestas de hidrología crítica durante una estación de verano (diciembre-abril).
- ✓ El CxC se valora como el costo por kW instalado de la tecnología más eficiente en términos de costos de capital. Actualmente se toma como referencia la generación con turbinas de gas de ciclo abierto, cuyo costo estimado asciende a USD 5.25 por kW Disponible - Mes.
- ✓ El CxC garantiza un flujo mínimo de ingresos a aquellos agentes generadores que contribuyen con potencia firme al sistema.
- ✓ El recaudo del monto a pagar por concepto de CxC se efectúa en la Bolsa, aplicando a cada kWh generado un precio equivalente del CxC en unidades energéticas. El diseño del esquema de recaudo permite mantener un precio único en el mercado "spot" y se constituye en un piso para aquellos agentes que transan su energía exclusivamente en la Bolsa.
- ✓ El diseño del esquema de recaudo permite que las transacciones en la Bolsa se realicen, obviando consideraciones sobre la estrategia de contratación bilateral de cada agente.
- ✓ El Cargo por Capacidad ha influido positivamente en el aumento de la disponibilidad de las unidades de generación, debido a que esta variable tiene una alta incidencia en el pago del mismo.

## **1.4 Transacciones Comerciales y Legales**

### **1.4.1 Responsabilidades del Cobro y Pago**

Las transacciones realizadas entre generadores y comercializadores en el Mercado Mayorista de Electricidad, se efectúan bajo dos modalidades: i) Mediante la suscripción de contratos bilaterales de compra garantizada de energía y/o ii) Por medio de transacciones directas en la bolsa de energía, en la cual los precios se determinan por el libre juego de la oferta y la demanda.

El Mercado de Energía Mayorista en Colombia se realiza físicamente en el Sistema de Transmisión Nacional -STN- (red de 220 kV y 500 kV). El producto entregado es homogéneo, y el precio es determinado horariamente por el proceso de ofertas que realizan los generadores, utilizando la metodología de precio marginal del sistema. El precio marginal, único precio de liquidación para las plantas con valores inferiores, lo determina el último recurso ofertado que se requiere para atender la demanda real del sistema en cada hora, luego de ordenar las ofertas de precios de menor a mayor.

La Bolsa De Energía es el sistema utilizado en el mercado mayorista para que generadores y Comercializadores efectúen transacciones de energía hora a hora, adicionales a las establecidas bilateralmente en los contratos garantizados de compra de energía, por cantidades y precios determinados por el juego de libre oferta y demanda, de acuerdo a las reglas comerciales definidas en el reglamento de operación.

**El Sistema de Intercambios Comerciales (SIC)** es el conjunto de reglas y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación que permiten definir las obligaciones y acreencias de generadores, comercializadores y los transportadores por concepto de los actos o contratos de energía en la bolsa conforme al despacho central. El SIC incluye el proceso de liquidación del valor de los intercambios, la preparación y actualización del estado de cuenta de cada generador y comercializador que participa en la bolsa de energía y de los transportadores, y la facturación, pago y recaudo del valor de las transacciones realizadas en la misma bolsa.

Las transacciones realizadas directamente en bolsa, entre generadores y comercializadores, se rigen por las siguientes reglas de funcionamiento en el "pool":

- ◆ La liquidación de las obligaciones y acreencias financieras de los participantes en la bolsa es realizada por una dependencia denominada Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), siendo relevante sobre este tema, las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-024 de 1995.
- ◆ Todos los contratos de energía que se celebren entre los generadores y los comercializadores se registran ante el Administrador del SIC y deben contener reglas o procedimientos claros para determinar hora a hora, las cantidades de energía (MWH) exigibles bajo el contrato, y el precio respectivo (pesos Colombianos), durante su vigencia.
- ◆ Los generadores que participan en el Mercado Mayorista de Electricidad deben presentar ofertas de precio en la bolsa de energía. Los precios a los cuales las empresas generadoras ofrecen diaria y horariamente al Centro Nacional de Despacho (CND) energía por planta y/o unidad de generación, deben reflejar los costos variables de generación en los que esperan incurrir, teniendo en cuenta:

- ✓ Para plantas termoeléctricas: el costo incremental del combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento, los costos de arranque y parada y la eficiencia térmica de la planta.
- ✓ Para las plantas hidroeléctricas: los costos de oportunidad (valor de agua) de generar en el momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica a mediano y largo plazo del sistema interconectado nacional.
- ✓ Las reglas operativas para efectuar ofertas de precio y el cronograma de presentación de dichas ofertas, se describen en la Resolución CREG-025 de 1995 (Código de Operación).
- ✓ Los precios ofertados deben ser flexibles e incluir el efecto de la incertidumbre y las diferencias de percepción de riesgos de los generadores. (Resolución CREG 024 de 1995)

Los comercializadores (inicialmente conformados, en su gran mayoría, por las empresas distribuidoras) han tenido un importante auge debido al ingreso de municipios con demanda mayor a 0.1 MW, a la activa participación de comercializadores independientes, y a la creación del agente comercializador en las empresas generadoras. Un cambio fundamental en el mercado se produjo con las Resoluciones CREG 199 de 1997 y 131 de 1998, en las que se establecieron los límites de potencia o energía mensuales para que un usuario pudiera contratar el suministro de energía en el mercado competitivo: Hasta el 31 de diciembre de 1999 0.5 MW o 270 MWH, a partir del 1° de enero del 2000 0.1 MW o 55 MWH de consumo mensual. Esta medida les dio a estos clientes las siguientes oportunidades: realizar sus compras de energía a los comercializadores bajo un contrato libre, conformar una comercializadora, y participar directamente en la Bolsa de Energía.

En términos generales para ser clasificado como gran consumidor o usuario no regulado se requiere, tener una demanda promedio mensual de potencia durante seis meses, mayor a 0.1 MW. La Resolución añade algo más: una empresa ahora puede cumplir los requisitos ya sea por potencia o por energía. En efecto, una empresa podría ser un usuario no regulado si posee una demanda mensual promedio en los últimos 6 meses mayor de 55 MWH.

En conclusión, empresas con consumo pico alto pueden ser usuarios no regulados al superar el límite de la potencia, o también si poseen un consumo constante de energía aunque su demanda de potencia no sea tan elevada.

Existe un requisito adicional para ser usuario no regulado: instalar un equipo de telemedida, de modo que permita registrar y reportar el consumo hora a hora.

Los contratos de compra de energía de los comercializadores con destino a los usuarios regulados deberán efectuarse mediante convocatoria pública, donde prevalezcan las condiciones de transparencia y el criterio de elección será el de mínimo precio. Con destino a los usuarios no regulados, los comercializadores podrán negociar directamente los contratos sin necesidad de convocatoria pública.

Los comercializadores venden la energía a los usuarios regulados bajo un régimen de libertad regulada, para lo cual, la CREG aprueba una estructura tarifaria. Las componentes más importantes de la misma son: un ponderado de las compras de energía en bolsa y contratos, sobrecostos por restricciones del sistema, los cargos por uso del STN y la red de distribución y el costo base de comercialización. Posteriormente, al costo de referencia resultante se le incorporan los subsidios y contribuciones.

El ponderado de las compras en bolsa y contratos no es un “pass through” pleno, ya que la estrategia de negociación del comercializador y su exposición en bolsa, no son pasados directamente a los usuarios regulados. Se utiliza un precio ponderado entre las negociaciones efectuadas por el comercializador y las realizadas por todo el mercado. Esta es una señal clara para que los comercializadores mejoren sus estrategias de contratación y de exposición en bolsa. Adicionalmente, son reconocidos unos porcentajes preestablecidos de pérdidas, los cuales se reducen progresivamente como una señal de eficiencia para la reducción real de las mismas.

Los comercializadores que atiendan usuarios finales conectados al Sistema Interconectado Nacional, están obligados a realizar las transacciones de compra de la energía que requieran en el Mercado Mayorista de Electricidad.

**El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC)** es una dependencia adscrita legalmente al Centro Nacional de Despacho pero que funciona en la práctica independiente desde el punto de vista administrativo, encargada del registro de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía en la bolsa por generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC).

#### *1.4.1.1 Contratos entre agentes del mercado*

Las compras de energía efectuadas por comercializadores con destino a Usuarios No Regulados, mediante la suscripción de contratos bilaterales, no están reguladas y se negocian a precios y condiciones pactadas libremente. Igual condición rige para compras entre agentes generadores y entre agentes comercializadores.

Los contratos son acuerdos comerciales bilaterales para la compra-venta de energía entre Generadores y Comercializadores, para atender parte o la totalidad de los compromisos comerciales del agente comprador en el Mercado de Energía Mayorista - MEM -

Las empresas generadoras y comercializadoras pueden realizar contratos de largo plazo en los cuales se establece, de común acuerdo, el precio (Pesos Colombianos) y la cantidad (MWH). El único requisito que deben cumplir estos contratos es que se puedan representar horariamente. Los tipos de contrato se pueden generalizar como pague lo demandado y pague lo contratado, con tarifas variadas dependientes de la hora, del día y de la estación.

Las ofertas y los contratos deben incluir información de los precios de la energía desagregando cada uno de los componentes correspondientes a las diferentes etapas del servicio.

Los contratos que se suscriben, en cuanto a cantidades pactadas, tienen las siguientes modalidades genéricas: Pague lo Contratado y Pague lo Demandado. Los contratos suscritos pueden presentar simultáneamente más de una modalidad.

La definición de cada tipo de los contratos registrados en el SIC es la siguiente:

**Pague lo Contratado:** Contrato en el que el Comercializador se compromete a pagar toda la energía contratada, a una determinada tarifa, independiente de que ésta se consuma efectivamente. Si el Comercializador contrató una cantidad mayor que su demanda, el excedente lo vende a la bolsa; único caso en que un agente comercializador vende energía en Bolsa.

**Pague lo Demandado:** El agente comprador solamente paga (al precio estipulado en el contrato) su consumo, siempre y cuando éste sea inferior o igual a la cantidad de energía contratada. Si el consumo es superior al tope, la diferencia se liquida a Precio de Bolsa. Este contrato se asigna después de los contratos tipo pague lo contratado.

Las empresas Generadoras y Comercializadoras deberán registrar ante el administrador del SIC todos los contratos de energía a largo plazo celebrados entre ellos, previo cumplimiento de algunos requisitos exigidos en el código comercial (Resolución CREG 024 de 1995)

#### *1.4.1.2 Proceso de Asignación*

Para cada agente Comercializador se asignan cada hora sus contratos registrados ante el SIC de la siguiente forma:

Primero se asignan los contratos que establecen obligación de suministro y pago de cantidades fijas de energía firme (Pague lo Contratado). Luego, se asignan los contratos tipo Pague lo Demandado por orden de mérito en precios. Cuando se presenten dos contratos con el mismo precio, se despachan proporcionalmente, de acuerdo a la cantidad contratada en cada hora.

Para realizar transacciones en el Sistema de Intercambios Comerciales, es necesario que los agentes se registren como Comercializadores o Generadores

El agente debe tener dentro de su objeto social la actividad de Generación y/o de Comercialización de energía eléctrica

Los contratos son registrados por cualquiera de las partes contratantes al ASIC con 15 días de anticipación a la fecha de aplicación. Cuando corresponde a una cesión del contrato, esta se debe reportar como mínimo con dos días de anterioridad al ASIC.

Las empresas distribuidoras están obligadas, en el período de transición, a contratar por lo menos un porcentaje de su demanda cuyo tope disminuye año a año.

#### *1.4.1.3 Balance*

Con la información de la generación horaria de cada una de las plantas que se obtiene del despacho ideal, con la demanda real y las pérdidas del STN, se agregan las generaciones de los recursos de cada agente generador y para los comercializadores, la demanda correspondiente a sus fronteras comerciales. Se asignan las pérdidas entre estos últimos en proporción a la demanda.

A continuación se realiza la asignación de contratos, que cada uno de los agentes tiene para cada hora, como lo estipula la reglamentación.

Como resultado de este proceso, se obtiene para los agentes generadores el siguiente balance: a su haber, la suma de las generaciones de sus recursos obtenida del Despacho Ideal y al debe, los contratos que han sido asignados según lo estipulan las normas. La diferencia (generación ideal menos contratos) si es positiva, es una venta que se le abona al agente en la cantidad que resulte de valorar la energía al Precio de Bolsa de la hora correspondiente. Si por el contrario, esa diferencia es negativa, es una compra que se le factura por una cantidad igual a esa diferencia valorada al mismo precio.

Para los agentes comercializadores se tiene, en forma equivalente, el balance Demanda-Contratos. La diferencia entre la demanda y los contratos se factura al precio de bolsa. Si es positiva, es una compra a la Bolsa y por lo tanto se le factura a la empresa. Si es negativa, es una venta y como tal, se le abona.

En esta forma se realiza la parte de la liquidación correspondiente a los intercambios en bolsa. Adicionalmente, se valoran los conceptos debidos a restricciones del sistema, desviaciones de programa, cargo por potencia y cargo por capacidad de respaldo. A continuación se presentan estos conceptos y la forma de su liquidación.

#### *1.4.1.4 Restricciones del Sistema*

Las restricciones son definidas en la Resolución CREG 073 de 1999 como la limitación en el equipamiento o en los Activos de Conexión del STN, o de los STR's y/o SDL's, o de las Interconexiones Internacionales, tales como límites térmicos admisibles en la operación de equipos de transporte o transformación, límites en la operación del equipamiento que resulten del esquema de protecciones (locales o remotas), límites de capacidad del equipamiento o, indisponibilidad de equipos. En la actualidad son clasificadas en **restricciones eléctricas** si son limitaciones de equipamiento del STN o de activos de conexión o causadas por indisponibilidad; y **restricciones operativas** si son una exigencia operativa del sistema eléctrico para garantizar: La seguridad en la operación de algún elemento del sistema, los criterios de calidad y confiabilidad, la estabilidad de tensión, la estabilidad electromecánica, los requerimientos de compensación reactiva y de regulación

de frecuencia del SIN. . El Centro Nacional de Despacho (CND) se encarga de identificar, clasificar y asignar cada una de las Restricciones que se presenten en el SIN, así como la Generación de Seguridad requerida para suplirlas.

De acuerdo con la Resolución CREG 074 de 1999 los costos de la generación de seguridad o generación forzada asociados con las restricciones exceptuando las Generaciones de Seguridad requerida para la prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, se asignan entre los agentes comercializadores a prorrata de su demanda, los Operadores económicos de la red o el activo correspondiente y los agentes prestadores del servicio de conexión según sea asociada la causa de la generación de seguridad.

Para el caso de Interconexiones Internacionales, o con refuerzos en la conexión de esas redes al Sistema de Transmisión Nacional, el costo de la Generación de Seguridad se asigna al negocio de transporte de energía de las empresas Operadoras Económicas de las respectivas Interconexiones.

El Costo de una Generación de Seguridad, asociada con Restricciones originadas en exportaciones de energía, será asignado al comercializador que está exportando.

Los costos de éstas restricciones se calculan como la diferencia entre la generación del despacho real y la generación del despacho ideal al precio de oferta de los recursos.

La distribución de estos costos pretende direccionar las señales económicas a los agentes, separar la generación competitiva de la no competitiva y ejercer un control efectivo sobre el comportamiento de los agentes en relación con las ofertas de la Generación de Seguridad. De esta forma, ellos pueden seleccionar la alternativa más económica, ya sea haciendo las inversiones para eliminar la restricción o pagando los sobre costos que ella produce en la operación.

#### *1.4.1.5 Servicios Auxiliares o Complementarios*

Los servicios relacionados con la regulación de frecuencia son clasificados dentro de las reservas operativas que debe tener el sistema para garantizar la operación con criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía. La Resolución CREG 075 de 1999 fija las reglas comerciales que posibilitan la prestación, técnica y económicamente eficiente, del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC), necesaria para la seguridad de la operación del Sistema Interconectado Nacional.

Todo generador despachado será responsable comercialmente, de contribuir con una potencia en giro que será proporcional a la potencia despachada en cada hora. La proporción de la potencia en giro se denominará Holgura (H) y será igual, en porcentaje, para todas las plantas y/o unidades de generación despachadas en la hora correspondiente.

El Centro Nacional de Despacho — CND determinará la Holgura H(%) de potencia horaria en giro, que cada generador despachado debe aportar comercialmente para la Regulación

Secundaria de Frecuencia. Los valores de H pueden variar horariamente de acuerdo con los niveles de carga previstos.

La contribución de cada generador a la potencia en giro podrá ser suplida con sus propias plantas y/o unidades generadoras, o bien con plantas y/o unidades generadoras de terceros. La obligatoriedad comercial de Regulación Secundaria de Frecuencia, puede ser suplida con su propia planta y/o unidad de generación, mediante contratos de traspaso de Holgura suscritos con otros agentes mediante los cuales estos últimos asuman la responsabilidad por la Holgura, o en la bolsa de energía.

Las plantas y/o unidades de generación a las que se les haya asignado el Servicio de AGC, serán objeto de reconciliación, con independencia de que su precio de oferta resulte o no en mérito. Las plantas y/o unidades de generación con Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia asignado, son objeto de Reconciliaciones, Desviaciones y Remuneración del Servicio de AGC.

#### *1.4.1.6 Desviaciones del programa*

Como se mencionó anteriormente con relación al redespacho, este concepto tiene por objeto desestimular las desviaciones de generación con el fin de asegurar la calidad de servicio del sistema. El pago se calcula como la diferencia entre el despacho programado y la generación real para las unidades o plantas que no participan en la regulación del sistema. Si este valor es superior al 5%, se penaliza la empresa con una retribución igual a la desviación, multiplicada por la diferencia entre el precio ofertado y el precio de bolsa, para la hora respectiva. El total pagado por los generadores, se distribuye entre los comercializadores en proporción a la demanda. Su liquidación es horaria y la facturación es mensual.

#### *1.4.1.7 Liquidación y administración de cuentas del STN*

Debido a la multipropiedad del STN (12 empresas transportadoras), y para garantizar la correcta aplicación del esquema de cargos, la CREG creó el servicio de Liquidación y Administración de cuentas LAC, el cual consiste básicamente en operar y mantener el modelo de cargos, recaudar los pagos de generadores y comercializadores, distribuir los ingresos recaudados entre los transportadores del STN, atender reclamos y administrar la cartera y las cuentas correspondientes.

Para el ejercicio de estas actividades, la CREG encargó a Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. y aprobó el Reglamento para la Liquidación y Administración de las Cuentas por Uso del STN con base en el cual se ejercen dichas actividades. En el futuro estas tareas y las desarrolladas por del Centro Nacional del Despacho serán asumidas por una nueva empresa constituidas según decreto 1171 de 1999. (Resolución CREG 082 de 1999)

#### *1.4.1.7.1 Facturación*

De acuerdo con la reglamentación los cargos por uso se facturan al mes siguiente de la prestación del servicio dentro de los 5 primeros días y su pago se debe realizar antes del primer día del siguiente mes al de facturación. Dentro de los tres días siguientes al recibo del pago se realiza la distribución a los transportadores. Los pagos posteriores a la fecha causan intereses

Este proceso se apoya en un sistema de banca electrónica que permite a todos los usuarios tener información de su estado de cuentas con el Administrador.

Se ratifica la forma para calcular la remuneración de los servicios de Liquidación y Administración de Cuentas (LAC) del STN en la Resolución CREG 104/96.

#### ***1.4.2 Garantías Requeridas y Procedimientos de Desconexión o Deshabilitación del Usuario.***

La Resolución CREG 116 de 1998 establece el procedimiento de limitación de suministro en el cual se determina la obligación de presentar garantías financieras para participar en el Mercado Mayorista de Energía, define los plazos para cálculo de estos valores y las fechas para la presentación de las respectivas garantías, para los agentes registrados en el Mercado Mayorista y que realicen transacciones comerciales en dicho Mercado.

Esta Resolución faculta al Administrador del SIC – ASIC - para establecer una metodología para el cálculo de las garantías financieras que respalden el pago de las obligaciones que se puedan generar por los diferentes conceptos que se liquidan en el Mercado de Energía Mayorista –MEM-.

Las garantías tienen como finalidad asegurar el cumplimiento de las obligaciones que surjan a cargo de los agentes que participan en el mercado mayorista, correspondientes a las transacciones comerciales liquidadas y facturadas por el Administrador del SIC – ASIC - y el Liquidador y Administrador de Cuentas del STN – LAC -. Para el efecto todos los agentes registrados en el SIC deberán garantizar sus obligaciones derivadas de sus operaciones en el mercado mayorista, liquidadas por el ASIC y por el Liquidador y Administrador de Cuentas del STN – LAC - mediante la constitución de las garantías establecidas en el Anexo C de la Resolución CREG-024 de 1995, por los valores calculados de acuerdo con el procedimiento que defina el Administrador del SIC, o semanalmente, mediante el pago de un depósito que realiza el respectivo agente en las cuentas definidas por el ASIC, por un valor calculado de la manera establecida en la Resolución CREG 070 de 1999.

La metodología de cálculo y el procedimiento definido en dichas resoluciones define las garantías requeridas para las transacciones siguientes: Las transacciones de Energía en Bolsa, reconciliaciones, servicios complementarios, Cargos por Uso del Sistema de Transmisión nacional, servicios del Centro Nacional de Despacho, y de los Centros Regionales de control, remuneración al administrador del SIC y, en general, por cualquier concepto que deba ser pagado al ASIC y/o al Liquidador y Administrador de Cuentas del STN – LAC -.

Por otra parte la Resolución CREG 070 de 1999 establece los pagos anticipados que pueden hacer los agentes participantes en el mercado mayorista como garantía por transacciones a través de depósitos parciales, que se constituyen en garantía de cumplimiento de las obligaciones contraídas en el Mercado de Energía Mayorista -MEM-. Para todos los efectos se entiende que los agentes que presenten garantías establecidas en el Anexo C de la Resolución CREG 024 de 1995, por los valores calculados de acuerdo con el procedimiento que defina el Administrador del SIC, no tendrán obligación de realizar el depósito semanal establecido en la Resolución CREG 070. En caso de que un agente, no renueve la respectiva garantía o su monto sea insuficiente para cubrir sus operaciones en el Mercado, quedará inmediatamente sometido a la realización de los depósitos establecidos en dicha Resolución.

#### *1.4.2.1 Causales de Suspensión del Servicio*

El Centro Nacional de Despacho, como dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, establecerá los mecanismos que considere necesarios, en coordinación con el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, para la ejecución de los programas de limitación del suministro de que trata esta resolución. Estos mecanismos se someterán a consideración del Consejo Nacional de Operación, quien deberá pronunciarse antes de la iniciación de un programa de limitación de suministro.

#### *1.4.2.2 Procedimiento de Limitación de Suministro de Oficio*

La Resolución CREG 116 de 1998 establece que el ASIC podrá ordenar de oficio la limitación de suministro, para lo cual se deberá seguir el siguiente procedimiento:

Vencimiento de la obligación.

El vencimiento de la obligación es a las 24 horas del primer día hábil del mes.

Primera comunicación.

El ASIC, transcurridos diez (10) días hábiles después del vencimiento, es decir, el día doce (12) hábil, comunicará al agente incumplido y a la entidad garante de las consecuencias que se pueden derivar del no pago de sus obligaciones. Así mismo, este día informará de esto a todos los agentes del Mercado de Energía Mayorista y a la Superintendencia de Servicios Públicos.

Segunda comunicación

El ASIC transcurridos veinte (20) días hábiles después del vencimiento, es decir, el día veintidós (22) hábil, hará efectivas las garantías e informará a todos los agentes del Mercado de Energía Mayorista y a la Superintendencia de Servicios Públicos de este hecho.

El ASIC para determinar el saldo pendiente del agente que será cubierto con la garantía, tendrá en cuenta los pagos que éste realice, hasta el día veinte (20) hábil posterior al vencimiento, es decir, hasta el día veintiuno (21) hábil.

#### Aviso al CND

En caso de que las garantías entregadas por el agente moroso al ASIC no cubran la deuda y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios no tome posesión de esta empresa, el ASIC informará antes de las doce (12) m. del día veintidós (22) hábil, mediante comunicación escrita al CND, del inicio del programa de limitación de suministro.

#### Avisos de prensa

El mismo día en que se debe dar la segunda comunicación, es decir el día veintidós (22) hábil, el ASIC ordenará la publicación de los avisos en los diarios locales y nacionales.

Los avisos de prensa se publicarán en los siete días hábiles anteriores al inicio del programa. El último aviso se publicará el día treinta y uno (31) hábil, para dar inicio al programa el día treinta y dos (32) hábil, es decir, transcurridos treinta (30) días hábiles después del vencimiento de la obligación.

Son causales de suspensión del servicio a UNR:

**De oficio:** Cuando, en desarrollo del contrato de mandato, se presente mora en la cancelación de obligaciones derivadas de transacciones realizadas en la bolsa de energía; mora en la cancelación de las cuentas por concepto de cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional; mora en la cancelación de las cuentas por reconciliaciones, servicios complementarios, servicios del Centro Nacional de Despacho o de los Centros Regionales de Control y, en general, por cualquier concepto que deba ser pagado al Administrador del SIC y al Administrador de cuentas por uso del Sistema de Transmisión Nacional.

**Por Mandato:** Cuando se presente mora en la cancelación de obligaciones por concepto de las transacciones realizadas mediante contratos bilaterales entre agentes del Mercado Mayorista, ya sea que se trate de contratos de energía, contratos de conexión, o contratos por el uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local; o por mora en la cancelación de obligaciones por concepto de uso de otros Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local. La iniciación del programa de limitación del suministro podrá ser solicitada por uno o más de los agentes que participan en el mercado mayorista, quienes serán responsables de los daños y perjuicios que se ocasionen, en el caso en que dicha orden no esté sustentada en una de las causales previstas en la presente resolución.

## 1.5 El Transporte Nacional

Dentro del nuevo ambiente de mercado del sector eléctrico, la actividad de transmisión se constituye en un elemento fundamental que garantiza la competencia en generación,

asegura la viabilidad del MEM en un marco de eficiencia e impulsa el desarrollo del mercado de los grandes consumidores. Para cumplir con estos propósitos el sistema de transporte debe garantizar el libre acceso a sus redes a todos los agentes, a cambio del pago a las empresas propietarias de retribuciones reguladas (de acuerdo con los estándares definidos por la CREG). La remuneración está destinada a cubrir los costos de inversión de las redes (incluido el costo de oportunidad del capital) y los costos de administración, operación y mantenimiento, en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad, y en condiciones óptimas de gestión, teniendo en cuenta criterios de viabilidad financiera.

Adicionalmente, la ley define reglas diferenciales con respecto a la separación de actividades y la integración vertical entre negocios. En particular, establece que las Empresas de Servicios Públicos constituidas con anterioridad a la vigencia de las Leyes 142 y 143, y que se encontraran integradas verticalmente, podrán continuar desarrollando simultáneamente más de una actividad, manejando en todo caso contabilidades separadas por tipo de negocio; sin embargo, las empresas constituidas con posterioridad a las leyes sólo podrán desarrollar, simultáneamente, actividades complementarias. En el caso de la transmisión, las leyes definen exclusiones con respecto a las actividades desarrolladas, impidiendo que empresas constituidas con posterioridad a su vigencia y cuya actividad fuera la transmisión de energía eléctrica puedan desarrollar actividades diferentes a ésta.

### ***1.5.1 Remuneración del Servicio***

Los cargos por conexión remuneran el suministro de los bienes requeridos para la conexión de un usuario desde su sitio hasta el punto de conexión ofrecido por el transportador, y el mantenimiento de estos bienes, de modo que permanezcan en condiciones operativas adecuadas y con alta disponibilidad. Cada usuario es responsable por su conexión al STN; sin embargo, puede contratarla con un transportador o con un tercero. El monto del cargo de conexión se basa en la anualidad del valor de reposición a nuevo de los activos que conforman la conexión (transformadores con voltaje primario igual o superior a 220 kV, módulos de transformadores y sus equipos asociados) los cuales se calculan con una tasa descuento del 10% anual y considerando una vida útil de 25 años. Los costos anuales de administración, operación y mantenimiento AOM se estiman en 2% del costo de reposición del activo. Estos cargos se actualizan mensualmente con el Índice de Precios al Productor IPP.

Para regular las relaciones técnicas, comerciales, financieras y administrativas de las conexiones al STN, el usuario y el transportador suscriben un Contrato de Conexión, en el cual se incluye un acuerdo de pago del cargo de conexión, para el caso de que el transportador sea el propietario de los bienes de conexión.

Para cargos por uso se define un ingreso regulado mensual, Resolución CREG 004 de 1999, que se define con base en la red existente (líneas y/o equipos asociados componentes del sistema que se encuentren disponibles a la fecha y clasificados en “Unidades Constructivas”), utilizando costos unitarios de reposición a nuevo (calculados en dólares por “unidad constructiva” y adoptados por la CREG mediante resolución). Este Costo se

obtiene de la anualización del Valor del Costo de Reposición del Activo Bruto, incrementado en un porcentaje (5%) por concepto de Activo No Eléctrico Reconocido. La anualización se calcula tomando un número de períodos igual a veinticinco (25) y utilizando una tasa de descuento del 9.0% en pesos Colombianos constantes, adicionalmente se reconoce un porcentaje variable entre 2.5% y 3.5% de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento. El cálculo y aplicación de los Cargos por Uso del STN se fijan mensualmente y será cubierto totalmente por los agentes comercializadores hasta 2000. A partir de enero de 2000, los cargos de uso del STN de los comercializadores se ajustarán al 75% del Ingreso Regulado, los restantes 25% será cubierto por los agentes generadores. Adicionalmente la distribución del ingreso regulado se hará de acuerdo a los activos que estuvieron en operación en ese mes. A través de la nueva propuesta se pretende incorporar en forma explícita el criterio de confiabilidad, eliminar la subjetividad de los despachos de generación (escenarios de máxima exigencia), buscar consistencia con la expansión y la operación del sistema, y proveer señales equitativas y estables para una expansión eficiente de la red.

Las pérdidas de energía horarias de referencia, en MWh, serán iguales a las pérdidas de energía horarias reales del STN, calculadas como la diferencia entre las sumatorias de las energías importadas y exportadas en el STN, en MWh, medidas en las fronteras comerciales. Los comercializadores seguirán pagando estas pérdidas en proporción a sus demandas.

### ***1.5.2 Plan de Expansión de Transmisión***

Las decisiones con respecto a la expansión del sistema están a cargo de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el cual elabora y aprueba (previo concepto del Comité Asesor de Planeamiento y los agentes interesados) un Plan de Expansión de Referencia, cuya función objetivo es la minimización de los costos de inversión y de los costos operativos y de las pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional. El Ministerio de Minas y Energía aprueba el plan con previo concepto del Comité Asesor de Planeamiento y los agentes interesados. Los proyectos propuestos en este plan deben ser técnica, ambiental y económicamente factibles y la demanda deberá ser atendida cumpliendo con criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.

Recientemente, y con el fin de introducir elementos de eficiencia en la elaboración del plan y garantizar su ejecución a mínimo costo, se adoptó como estrategia la elaboración de pliegos de condiciones para la ejecución de los proyectos cuya construcción deba iniciarse el año siguiente al de la definición del plan. Una vez elaborados y aprobados los pliegos, se abrirá una convocatoria pública con el objeto de que los Transmisores Nacionales existentes, así como los potenciales, compitan por la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de expansión. Las propuestas serán comparadas calculando el Valor Presente en dólares constantes del Ingreso Anual Esperado para los primeros veinticinco años de operación del proyecto.

Un elemento adicional de eficiencia se induce actualmente a partir de la fijación de índices de calidad a través del desempeño de los activos de la red en términos de disponibilidad.

Las pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional, para efectos comerciales, son tratadas como un incremento de la demanda referida a 220 kV de todos los comercializadores.

Se definen como Activos de Conexión aquellos activos que se requieren para que un generador, un usuario u otro transportador, se conecten físicamente al Sistema de Transmisión Nacional, a un Sistema de Transmisión Regional, o a un Sistema de Distribución Local. Siempre que estos activos sean usados exclusivamente por el generador, el usuario o el transportador que se conecta, o exclusivamente por un grupo de usuarios no regulados o transportadores que se conecten, no se considerarán parte del Sistema respectivo.

La indisponibilidad de la Red de Transmisión genera restricciones del Sistema que causan sobrecostos operativos por los requerimientos de generaciones de seguridad. El desempeño de los activos de la red en términos de disponibilidad se calcula por métodos estadísticos mediante un procedimiento basado en la función de distribución Weibull. Esta función permite medir el valor esperado de racionamiento dado el desempeño de un activo, que mediante el seguimiento al número de eventos y el período en que se presenten, se estima la probabilidad esperada del activo con base en datos históricos evaluados durante períodos de tiempo móviles. Para el caso que los cumplan con las metas establecidas recibe el 100% del ingreso esperado, de lo contrario se aplica un derrateo o ajuste en los ingresos para remunerar el activo de acuerdo al servicio prestado por el transmisor. Por una parte los ingresos de la actividad de transmisión están definidos con base en un ingreso regulado, dentro del cual está implícito el reconocimiento del costo a reposición a nuevo del activo (resoluciones CREG 051 de 1998 y 004 de 1999), por lo otra se hace exigencia máxima de calidad dado el ingreso reconocido, de cualquier forma si el desempeño del activo no es óptimo no recibe el total del ingreso esperado.

## **1.6 Importación - Exportación**

En la actualidad, Colombia posee interconexiones con dos países vecinos (Venezuela, 250 MW y Ecuador, 45 MW). Estas interconexiones fueron desarrolladas bajo condiciones muy particulares del sector eléctrico colombiano, aún sin haberse generado los principales cambios de privatización y sin considerarse el impacto de competitividad que debe darse en el libre mercado.

La CREG, teniendo como objetivo central la búsqueda de la eficiencia, tanto energética como económica, introdujo algunos aspectos regulatorios dirigidos a que la libertad, la equidad y privatización del nuevo sector eléctrico colombiano trascienda las fronteras de nuestro país.

Mediante Resolución 057 de mayo 19 de 1998, la CREG reglamentó las Interconexiones Internacionales. Para el efecto definió que por sus características, las Interconexiones Internacionales deben catalogarse como Activos de Conexión y en consecuencia no hacen parte del Sistema correspondiente (Sistema de Transmisión Nacional, Sistema de Transmisión Regional, o Sistema de Distribución Local.). Define como Interconexión Internacional, el conjunto de líneas y/o equipos asociados, que tengan como uso exclusivo la importación y/o exportación de energía, con independencia del nivel de tensión de operación.

De acuerdo con lo anterior, a partir de la vigencia de Resolución 057 de 1998, las empresas que construyan y operen Interconexiones Internacionales a niveles de tensión iguales o superiores a 220 kV, deberán tener como objeto exclusivo la actividad de Transmisión Nacional, en lo relacionado con el sector eléctrico, garantizándose en forma extensiva, que estas interconexiones gocen del libre acceso al SIN. Las interconexiones se consideran activos de conexión y como tales, son remuneradas al transportador propietario por los importadores o exportadores de energía que hagan uso de la misma.

Así mismo, las empresas que construyan y operen Interconexiones Internacionales a niveles de tensión inferiores a 220 kV, deberán tener dentro de su objeto social la actividad de Transmisión Regional y/o Distribución Local.

Las importaciones y/o exportaciones de energía y las transacciones comerciales que se realicen para tal fin, deberán estar representadas por una empresa de Generación y/o Comercialización E.S.P. constituida en Colombia y registrada en el Mercado Mayorista de Electricidad.

Toda demanda del mercado internacional debe ser representada ante el mercado por un Comercializador.

El principio de libre acceso, aplicable a las redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN), es extensivo para las Interconexiones Internacionales, en lo relacionado con los activos que se encuentren en territorio nacional.

El libre acceso a Interconexiones Internacionales por parte de terceros, diferentes a un importador y/o exportador de energía, debe garantizarse cuando técnica y económicamente sea factible.

La remuneración de los activos que forman parte de una Interconexión Internacional, así como la asignación de la capacidad de la misma, se acordará libremente mediante contrato, entre el transportador propietario de la Interconexión Internacional y el importador y/o exportador de energía que haga uso de ella.

Para garantizar el principio de neutralidad establecido en las Leyes 142 y 143 de 1994, con relación a los servicios públicos de electricidad, los términos en los cuales se suscriban los contratos, serán de dominio público y podrán ser consultados por terceros interesados.

En los contratos que se suscriban entre transportadores propietarios de Interconexiones Internacionales, e importadores y/o exportadores de energía, se deberá incluir una cláusula que prevea que dichos contratos se darán por terminados, en caso de que regulatoriamente se produzca una integración de mercados de energía eléctrica entre los países involucrados.

### ***1.6.1 Transacciones Internacionales de Energía***

Mediante Resolución 112 de 1998 la Comisión de Regulación de Energía y Gas reglamentó los aspectos comerciales aplicables a las transacciones internacionales.

#### ***1.6.1.1 Procedimiento***

El tratamiento comercial bajo condiciones de exportación afecta el cálculo del precio de bolsa doméstica, considera dos precios horarios de bolsa correspondientes a los precios de las plantas marginales que cubran la demanda nacional e internacional respectivamente y con estos se calculan las transacciones de ambos mercados, uno para las transacciones domésticas y otro para las exportaciones internacionales. Con la inclusión de estos dos precios marginales se busca que el mercado nacional no se vea afectado por el mercado internacional.

El cálculo del Precio de Bolsa permanece igual para la demanda doméstica.

El Precio de Bolsa para las transacciones internacionales se fija a partir de la demanda total. Es decir, es igual al precio de oferta en Bolsa más alto en la hora respectiva correspondiente a las plantas generadoras requeridas para cubrir la demanda total en el despacho ideal que no presenten inflexibilidad.

En el caso de importación de energía, esta situación es considerada como un recurso mas que concursa en el proceso de ofertas para la atención de la demanda nacional por orden de méritos.

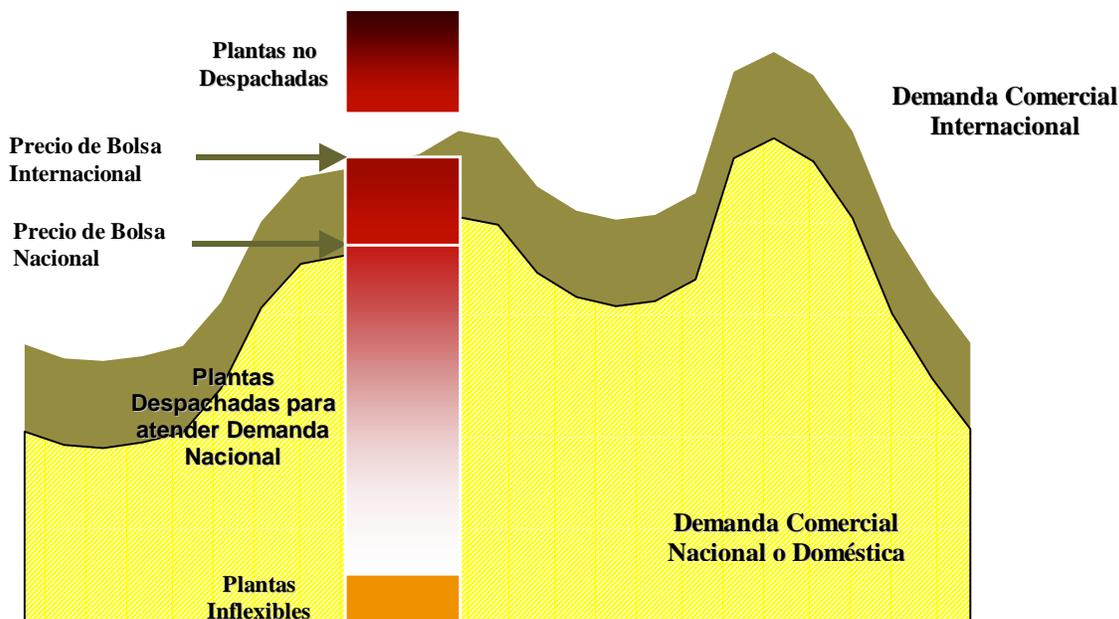
Las restricciones globales que tengan origen en una exportación de energía, son asumidas en su totalidad por el comercializador que esté exportando.

En situaciones deficitarias de abastecimiento, que ameriten programar racionamientos preventivos o de emergencia, los contratos de exportación de energía con duración mayor o igual a 5 años que hayan sido registrados previamente ante el ASIC (con mínimo 6 meses de antelación), tendrán un tratamiento similar a la demanda nacional. Para el caso de contratos que no cumplan estas especificaciones, dicha demanda no se abastecerá mientras dure la condición de racionamiento.

Esta forma de incluir las interconexiones internacionales, contribuye con dos elementos básicos en el camino de la eficiencia:

La oportunidad que representa la compra de energía a los países vecinos, cuando sus costos sean competitivos, y la garantía que dan los dos precios de bolsa al mercado nacional para que no se vea afectado por el aumento de demanda cuando sea competitivo exportar.

Figura 2. Precio de Bolsa Internacional



En cuanto a los contratos, la regla indica que se deben despachar en primer lugar los contratos con destino a atender la demanda doméstica, y a continuación los destinados a atender la demanda comercial internacional.

En cada uno de los casos, la energía que sea necesario comprar o vender a la hora de liquidar el contrato, se valorará al precio de bolsa respectivo.

Con estas nuevas disposiciones se modificaron parcialmente algunas transacciones, como las desviaciones, penalizaciones y restricciones.

Otro punto para resaltar es la aplicación del Estatuto de Racionamiento a demandas internacionales.

Una demanda internacional recibirá el mismo tratamiento aplicable a la demanda doméstica en caso de Racionamiento Programado o Racionamiento de Emergencia en Colombia. Esto se aplica cuando esté siendo cubierta por un contrato de energía registrado ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC-, por lo menos con seis (6) meses de anticipación a la ocurrencia del Racionamiento en Colombia y dicho contrato tenga una duración total igual o superior a cinco (5) años.

Cuando una demanda internacional esté siendo cubierta por un contrato de energía registrado ante el ASIC, que no reúna las condiciones señaladas, dicha demanda no será

abastecida a partir del momento en que se dé aplicación a las disposiciones establecidas en el Estatuto de Racionamiento.

Así mismo, el cubrimiento de dicha demanda en caso de Racionamiento de Emergencia en Colombia dependerá de las características y duración prevista de la emergencia, sin que el abastecimiento de esta demanda tenga prioridad.

### ***1.6.2 Interconexión Internacional Colombia - Venezuela***

Línea Custecitas - Cuatricentenario A 230 Kv

Se inicia en 1992 por el acuerdo bilateral entre los dos países, cuyo objeto es mejorar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica, incrementar la posibilidad de optimizar el uso de recursos energéticos y servir de respaldo a situaciones de emergencia.

Las características técnicas son: Longitud: 128 km. (42 km en Colombia y 86 km en Venezuela), nivel de Tensión 230 kV, Circuito Sencillo y Capacidad de Transferencia 150 MW en condiciones normales.

Actualmente es usada por la empresa generadora ISAGEN quien suscribe un contrato de Conexión de Activos con ISA.

### ***1.6.3 Interconexión Internacional Colombia - Ecuador***

Operación Línea de Transmisión Ipiales (Panamericana) - Tulcán A 138 kV

En 1998 ISA(Colombia) e INECEL(Ecuador) garantizaron el inicio de la Interconexión a 138 kV. y se presentaron los detalles del Proyecto de Interconexión a 230 kV.

En noviembre de 1998 ISA y EEPPM suscriben Contrato de Conexión y en diciembre de 1998 inician transferencias de Energía Eléctrica entre Colombia y Ecuador.

En 1999 se registró ante el Ministerio del Medio Ambiente en Colombia el Proyecto de Interconexión Colombia - Ecuador a 230 kV . Actualmente se encuentra en trámite la Licencia Ambiental.

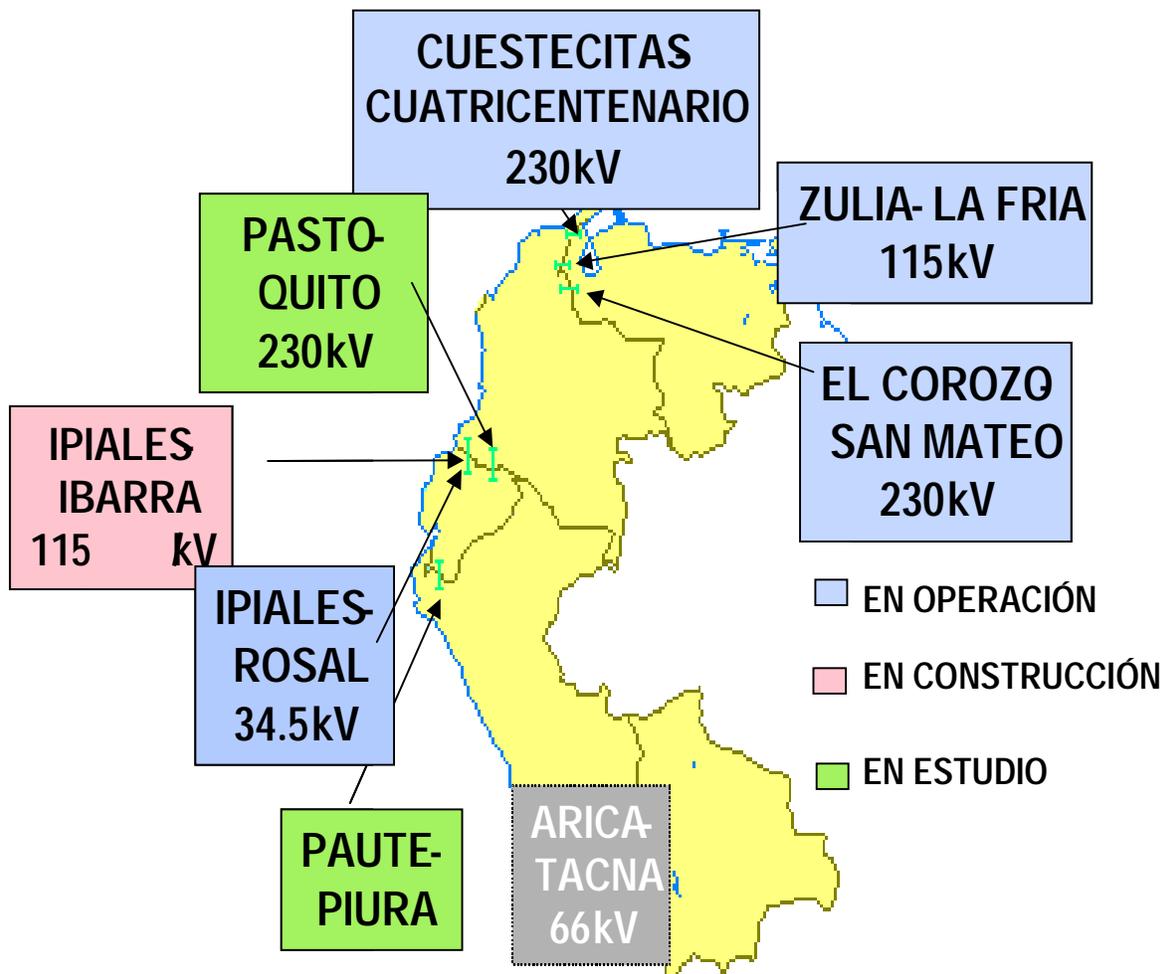


Figura 3. Interconexiones Internacionales

### 1.7 Situación Institucional del Sector Eléctrico

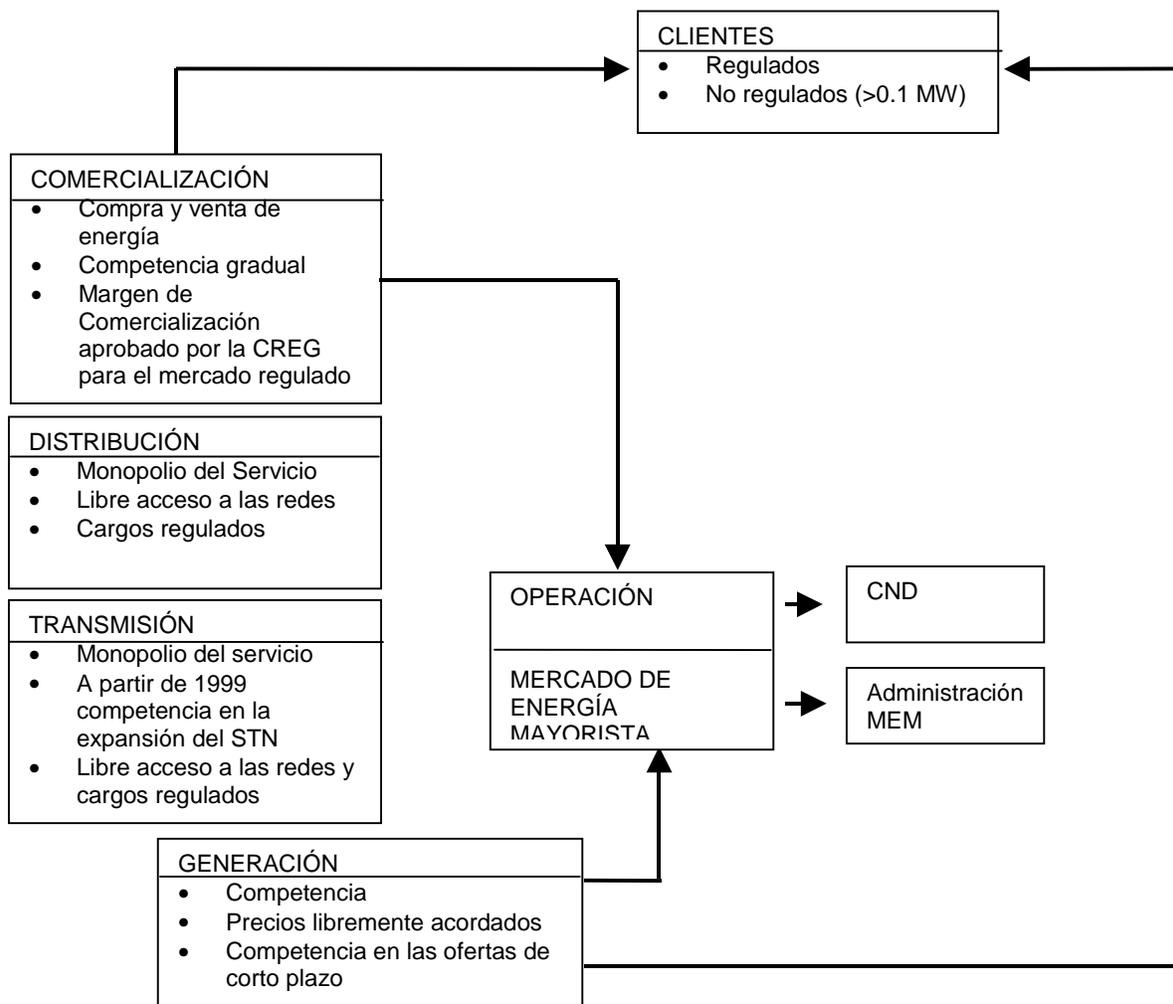
El marco regulatorio del sector eléctrico, clasifica las actividades que desarrollan los agentes para la prestación del servicio de electricidad, en cuatro: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de energía eléctrica.

Teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades o negocios, se estableció como lineamiento general para el desarrollo del marco regulatorio, la creación e implementación de reglas que permitieran y propendieran por la libre competencia en los negocios de Generación y Comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para los negocios de Transmisión y Distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso condiciones de competencia donde esta fuera posible.

Con respecto a la separación de actividades y la integración vertical entre negocios, la Ley fijó reglas diferenciales que se resumen a continuación:

Las Empresas de Servicios Públicos (ESP) constituidas con anterioridad a la vigencia de las Leyes, que se encontraran integradas verticalmente, podían continuar desarrollando simultáneamente más de una actividad, manejando en todo caso contabilidades separadas por tipo de negocio.

Figura 4 Estructura del Mercado



Las Empresas de Servicios Públicos (ESP) constituidas con posterioridad a la vigencia de las Leyes, podían desarrollar simultáneamente actividades consideradas complementarias: Generación - Comercialización o Distribución - Comercialización. Se consideraron excluyentes las siguientes actividades: Generación - Transmisión, Generación - Distribución, Transmisión - Distribución y Transmisión - Comercialización.

Las Empresas de Servicios Públicos (ESP) constituidas con posterioridad a la vigencia de las Leyes y cuya actividad fuera la Transmisión de energía eléctrica, no pueden desarrollar actividades diferentes a ésta. Adicionalmente, la regla se aplicó explícitamente a la empresa Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., constituida con anterioridad a la vigencia de las Leyes, pero escindida por mandato legal, con posterioridad a esa fecha.

En adición a las reglas descritas, la CREG en desarrollo de sus funciones, reglamentó los límites permisibles para la integración vertical y horizontal entre negocios, tanto para las empresas nuevas como para las existentes (Resolución CREG-128 de 1996). Los lineamientos generales se resumen a continuación:

Ninguna empresa podrá tener más del veinticinco por ciento (25%) de la capacidad instalada efectiva de generación de electricidad en el sistema interconectado nacional.

Ninguna empresa podrá tener más del veinticinco por ciento (25%) de la actividad de comercialización, límite que se calculará como el cociente entre las ventas de electricidad de una empresa a usuarios finales en el sistema interconectado nacional y las ventas totales de energía a usuarios finales en el sistema interconectado nacional, medidas en kilovatios hora (KWH).

Ninguna empresa podrá tener más del veinticinco por ciento (25%) de la actividad de distribución, límite que se calculará como el cociente entre las ventas de electricidad que se realicen en el sistema interconectado nacional por una o varias empresas que tengan usuarios finales conectados a la misma red de distribución y las ventas totales de energía a usuarios finales en el sistema interconectado nacional, medidas en kilovatios hora (KWH).

Ninguna empresa generadora podrá tener acciones, cuotas o partes de interés social que representen más del veinticinco por ciento (25%) del capital social de una empresa distribuidora. Igual regla se aplicará a las empresas distribuidoras que tengan acciones, cuotas o partes de interés en el capital social de una empresa generadora. Para los efectos de este artículo el concepto empresa no incluye a las personas vinculadas o subordinadas económicas de la empresa que realiza la inversión o adquiere las acciones.

El porcentaje de participación en el mercado que tenga directamente la persona natural o jurídica que desarrolla la actividad de generación, comercialización o distribución de energía eléctrica, se sumará la participación en el mercado de la respectiva actividad, que tengan las sociedades que formen parte del mismo grupo empresarial así como la que tengan respecto de esa empresa las personas naturales o jurídicas controlantes, controladas, subordinadas o vinculadas, de acuerdo con lo previsto por la legislación comercial y tributaria.

Ninguna persona natural o jurídica podrá incrementar, directa o indirectamente, su Participación en el Mercado de Generación mediante operaciones relacionadas con adquisición de Participación en el Capital o en la Propiedad o de cualquier otro Derecho, o con cualquier otro tipo de adquisición o fusiones, cuando el total de los MW de la Capacidad Efectiva Neta, sea superior a la Franja de Potencia calculada por la Comisión de

Regulación de Energía y Gas. La Franja de Potencia es el resultado de sustraer la Demanda Máxima Promedio Anual de Energía de la Disponibilidad Promedio Anual.

Las normas expedidas por la CREG sobre este tema (Separación de Actividades), se han orientado en todos los casos al desarrollo de reglas que permitan alcanzar los objetivos y lineamientos previstos en la Ley.

La estrategia diseñada para el correcto desempeño del sector eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras (al igual que los grandes consumidores) y los generadores adquieren y venden la energía y potencia en un mercado de grandes bloques de energía, el cual operará libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. Para promover la participación entre generadores, se permite la participación de diferentes agentes económicos, públicos y privados, los cuales deberán estar integrados al sistema interconectado para participar en el Mercado de Energía Mayorista - MEM-. El precio de la electricidad en este mercado se establece de común acuerdo entre las partes contratantes, sin la intervención del Estado. Para brindar transparencia al mercado ha sido necesario separar claramente las actividades económicas propias del servicio de electricidad: la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización, limitando la participación de los agentes en cada una de ellas. Para garantizar la competencia es indispensable permitir el libre acceso a las redes de transmisión y distribución, previo el pago de retribuciones reguladas. En estas actividades, donde la competencia entre suministradores no tiene lugar, se prevén mecanismos reguladores que garantizan a los inversionistas márgenes razonables de rentabilidad y evitan potenciales abusos.

La combinación de todas estas medidas regulatorias e incentivos del mercado han llevado a un desarrollo tal de la competencia, que en la actualidad el número de agentes participantes en el mercado excede ampliamente la composición que se tenía en 1995 (Tabla 1).

**Tabla 1.** *Composición del Mercado (número de agentes)*

AGENTE	JULIO 1995		SEPT 1997		JULIO 1998		ENERO 1999	
	ESTA TAL	PRIV ADO	ESTA TAL	PRIV ADO	ESTA TAL	PRIV ADO	ESTA TAL	PRIV ADO
Generadores	16	1	14	5	14	13	13	26
Transportadores	10	0	8	3	8	3	9	3
Comercializadores	32	2	35	11	35	41	35	46
<b>TOTAL</b>	<b>58</b>	<b>3</b>	<b>57</b>	<b>19</b>	<b>57</b>	<b>57</b>	<b>57</b>	<b>75</b>

El sistema eléctrico colombiano está conformado por dos áreas eléctricas (centro del país y Costa Atlántica), las cuales se encuentran interconectadas por dos líneas a 500 kV. Un alto porcentaje de la demanda (53.8%) se encuentra localizado en las cuatro principales ciudades del país, siendo los sectores residencial e industrial quienes representan la mayor

participación en el consumo (44% y 24%, respectivamente). La capacidad instalada del sistema es de 12,057 MW, con una composición de 67,7% de generación hidráulica, y un 32.3% de generación térmica (primordialmente gas). La red de transmisión comprende 9,951 km de líneas a 220-230 kV y 1,068 km de líneas a 500 kV. La capacidad de transformación promedio entre 500 kV y 220-230 kV es de 2,550 MVA. El sistema tiene instalados cerca de 2,000 Mvar de compensación reactiva. Actualmente se tienen 4 interconexiones internacionales. Con Venezuela a través de las líneas Cuestecitas-Cuatricentenario a 230 kV y con capacidad de 150 MW, Cadafe-Zulia a 115 kV y con capacidad de 36 MW, Corozo- San Mateo a 230 kV con capacidad de 54 MW y 1 con Ecuador mediante la línea Tulcán-Panamericana a 138 kV con capacidad de 30 MW.

El Mercado Mayorista de Energía Eléctrica está constituido por: Agentes Generadores - encargados de producir la energía -, y Agentes Comercializadores - los que representan la demanda de los clientes en el mercado

En la actualidad, en este Mercado están registrados como agentes activos, 39 generadores, 81 comercializadores y 11 agentes transportadores.

## **1.8 La Regulación en Gas**

Colombia, al igual que muchos países, ha introducido importantes reformas estructurales y económicas en procura de crear condiciones que permitan lograr un mayor crecimiento económico y un mejoramiento en la calidad de vida de la población. Desde este punto de vista, el Estado deberá concentrarse en las funciones de orden normativo, regulatorio y de control, y ceder a la iniciativa privada las actividades de orden empresarial. La industria de gas se inscribe en estos cambios.

En lo que respecta a la regulación técnica y económica se creó la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-, quién tiene como objetivo asegurar una oferta energética eficiente y condiciones de prestación del servicio que contribuyan al bienestar de los usuarios. Para lograr lo anterior se debe promover y preservar la libre competencia cuando ello sea posible y fijar normas para evitar abusos de carácter monopólico u oligopólico. Buscado replicar las condiciones de un mercado competitivo para la prestación de los servicios.

Con referencia a la cadena del Gas Natural no se cuenta aún con un marco legal-regulatorio específico. Los fundamentos legales en los que la CREG está apoyando su tarea reglamentaria (resoluciones) se derivan de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142/94) que solo incluye algunos artículos específicos relativos al gas combustible. Atendiendo a su objetivo principal, esta ley encuentra sus disposiciones a las actividades de distribución al sector residencial, refiriéndose a otras etapas de las actividades de los servicios públicos sólo de manera marginal y en la medida en que resulte relevante para el mencionado objeto.

Igualmente, se fundamenta por la Ley 286 de Julio de 1996 que modificó parcialmente a la Ley 142/94, y de manera particular por la resolución CREG-057 de julio 30 de 1996

La Resolución CREG 071 de 1999 fundamenta los principios de la utilización del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural. El documento visa asegurar acceso abierto y sin discriminación para los agentes y crear las condiciones y instrumentos para la operación eficiente, económica e confiable del sistema de transporte existente.

Dentro de este marco tenemos la regulación que se estableció sobre separación de actividades y límites a la integración horizontal y vertical de las empresas prestadoras, siguiendo los lineamientos fundamentales descritos para la energía eléctrica.

La producción, por razones constitucionales se realiza por contrato, lo que conduce a un oligopolio legal entre ECOPETROL en todos y cada uno de los campos y un Asociado, usualmente una empresa multinacional. De otro lado, por razones naturales obvias la localización de los pozos no es flexible. La Ley 142 no se ocupa de la actividad de producción como tal, sino de la comercialización, vale decir desde que el gas está en boca de pozo.

Respecto a la integración horizontal la regulación ha establecido lo siguiente:

Sobre la propiedad de empresas de generación de electricidad utilizando como combustible el gas natural, los productores no pueden ser dueños de más de un 25% de las acciones, pero pueden transitoriamente poseer hasta el 50%, en plantas que entren a operar antes del 2 de noviembre del 2000, con la obligación de disminuir su porcentaje al 25%, al cabo de los cinco años de operación de cada planta. Los transportadores tienen la misma restricción del 25% de las acciones, si se trata de plantas atendidas por su propio gasoducto.

La CREG impuso límites a la integración vertical así:

Los transportadores no pueden tener más del 25% de las acciones de una distribuidora, comercializadora o de un gran consumidor; ni puede suscribir contratos con distribuidoras o comercializadoras para compartir utilidades, reducir costos o mitigar riesgos.

Los productores, distribuidores y las comercializadores no pueden tener interés económicos en una transportadora, lo que significa que no pueden ser propietarios del más del 25% de las acciones de una transportadora, ni pactar estatutaria o contractualmente mecanismos que les permitan una influencia determinante en la fijación de los precios y demás condiciones de los servicios ofrecidos por el transportador; ni pueden otorgarles créditos en condiciones más favorables que las prevalecientes en el mercado.

Ningún productor de gas podrá ser propietario de más del 20% de una distribuidora; y si varios productores son accionistas, no podrán tener, en conjunto, más del 30% de las acciones.

Estas restricciones no se aplican a las empresas constituidas al momento de entrar en vigencia la Ley 142, pero deberán llevar contabilidades claramente separadas por actividad. En el caso de ECOPETROL, se le ordenó enajenar las acciones en las distribuidoras/comercializadoras antes del 31 de diciembre de 1997 y ya se cumplió este proceso.

En cuanto a la participación en el mercado, en 1998 se impusieron los siguientes límites:

Al comenzar el año 2015, ningún distribuidor podrá atender a más del 30% de los consumidores conectados a las redes locales del país. Si alguna empresa, en la actualidad, excede ese límite no podrá adquirir acciones o llegar a controlar empresas distribuidoras existentes o nuevas. Para calcular el límite, se aplicarán los criterios de vinculación económica, lo que significa que los consumidores de un distribuidor son, no solamente los que él mismo atiende, sino los que sirven las empresas que él controla accionariamente (más del 50%), o por otros medios (convenios estatutarios por ejemplo, que le otorgan más poderes decisorios que los que la proporción en el capital le otorgan). Además, la CREG invoca de manera expresa el concepto de "beneficiario real", lo que le permite, en cualquier momento, determinar que una cierta relación entre empresas contradice las limitaciones señaladas, aunque en apariencia no sea así.

Ningún comercializador, por sí mismo o a través de empresas que él controle- puede vender más del 25% del volumen transado en el país. Pero cuando se trate de ventas a empresas generadoras a gas natural y los suministros de ese producto cuando sea materia prima para la industria petroquímica, no hay limitación.

La comercialización conjunta por parte de ECOPETROL y sus Asociados terminará el 12 de septiembre del 2000, cuando tendrán que venderse por separado los volúmenes de gas de cada productor. La regla se aplica tanto para el gas extraído dentro del mismo contrato de asociación como para los que correspondan a contratos distintos, lo que significa que ECOPETROL tendrá que poner en venta por separado los volúmenes que le corresponden de cada campo.

Con respecto a los consumidores tenemos que se los clasifica en no regulados y regulados. Estos últimos son atendidos por empresas a las cuales se les dio una concesión o se les adjudicó un área de servicio exclusivo, mediante un proceso licitatorio. La diferencia principal se da en que a partir del 11 de julio de 1994, cuando se expidió la Ley de Servicios Públicos, se definieron las segundas, donde hay obligaciones muy claras sobre oferta de servicio con redes que permitan cubrimiento a todos los usuarios de estratos 1, 2 y 3.

### ***1.8.1 Transporte***

Desde el punto de vista regulatorio fue necesario definir una estructura de tarifas de transporte para el gas natural que reflejase los costos reales de este servicio y que, sumada a la libre negociabilidad del suministro con los productores, permita a los gestores de los nuevos proyectos industriales y termoeléctricos optimizar sus costos mediante la selección apropiada de la localización de sus instalaciones.

La utilización del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural fue establecida en El Reglamento Unico de Transporte de Gas Natural (RUT) por la Resolución CREG 071 de 1999. El documento tiene como principales objetivos :

- a) Asegurar acceso abierto y sin discriminación;
- b) Crear las condiciones y instrumentos para la operación eficiente, económica y confiable;
- c) Facilitar el desarrollo de mercados de suministro y transporte de gas;

- d) Estandarizar prácticas y terminología para la industria de gas;
- e) Fijar normas y especificaciones de calidad del gas transportado.

Los propietarios de gasoductos dedicados no se consideran Transportadores, salvo en el caso en que un tercero solicite el servicio de transporte y este sea técnicamente factible. En todo caso, los propietarios de gasoductos dedicados deberán cumplir las normas técnicas y de seguridad que establezca la autoridad competente.

Cuando lo considere conveniente el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural revisará la experiencia en la aplicación de los aspectos operativos, y comerciales del RUT, y enviará a la Comisión un informe sobre el resultado de las revisiones, las propuestas de reforma, si las hubiere, y cualquier observación o sugerencia presentada por escrito por cualquiera de los Agentes, y que no haya sido incluida en las propuestas de reforma.

La Comisión examinará las propuestas y las demás observaciones e iniciativas y, en la medida en que las considere convenientes, o de oficio, modificará el RUT después de haber oído al Consejo Nacional de Operación de Gas Natural sobre las modificaciones propuestas. La iniciativa para la reforma del Reglamento también será de la Comisión si esta estima que debe adecuarse a la evolución de la industria, que contraría las regulaciones generales sobre el servicio, que va en detrimento de mayor concurrencia entre oferentes y demandantes del suministro o del libre acceso y uso del servicio de transporte y otros servicios asociados.

A partir de la expedición del presente Reglamento, todos los Contratos de Transporte que se suscriban incluirán una cláusula de ajuste que permita acoger las modificaciones que se hagan al RUT, sus normas complementarias y en general las demás reglamentaciones que expida la Comisión.

De conformidad con el artículo 2° del Decreto 1175 de 1999, en cumplimiento de las funciones de asesoría otorgadas por la ley, el Consejo Nacional de Operación desarrollará las siguientes funciones:

- Proponer a la CREG modificaciones al RUT.
- Recomendar a la CREG la adopción de protocolos unificados para la generación, envío, almacenamiento, captura y consulta de información.
- Recomendar a la CREG la parte que corresponde de la matriz de compensaciones por Variaciones.
- Proponer el Manual guía del Transportador.
- Dar concepto a la CREG sobre los conflictos derivados de la aplicación del RUT que se presenten entre los Agentes.
- Proponer Acuerdos de Balance marco para los Agentes.
- Proponer los horarios para las renominaciones sincronizadas de suministro y transporte.
- Establecer su propio reglamento.
- Las demás que le señale la CREG en el RUT.

El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural estará conformado de acuerdo con lo estipulado por la Ley 401 de 1997.

Todo Agente que utilice el Sistema Nacional de Transporte se sujetará a lo establecido en el presente RUT. Tanto los acuerdos como los contratos firmados con anterioridad y posterioridad a la expedición del presente reglamento, deberán ajustarse a la reglamentación aquí establecida.

Todo Transportador debe garantizar el acceso a los Sistemas de Transporte y a los servicios de transporte, de forma no discriminatoria y de acuerdo con lo establecido en el presente RUT.

Los Transportadores de Gas Natural por tubería permitirán el acceso a los gasoductos, de su propiedad o que se encuentren bajo su control, a cualquier Productor-comercializador; Distribuidor; Usuario No Regulado; Usuario Regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un Comercializador; Almacenador; y en general a cualquier Agente que lo solicite. Dicho acceso deberá ofrecerse a cualquier Agente en las mismas condiciones de calidad y seguridad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias aplicables a esta materia, así como en el RUT y demás reglamentos que expida la Comisión.

Si transcurridos quince (15) días a partir del recibo de la solicitud de acceso, el Transportador no ha respondido dicha solicitud o si transcurrido un (1) mes a partir del recibo de la misma no se ha llegado a ningún acuerdo con quien o quienes han solicitado el acceso, a petición de cualquier interesado, la Comisión podrá imponer, por la vía administrativa, el acceso a quien tenga derecho al uso de la red, conforme a las disposiciones previstas en la Ley 142 de 1994 y demás normas concordantes.

Al adoptar la decisión de imponer el acceso del solicitante al Sistema de Transporte, la Comisión definirá, entre otros aspectos, lo siguiente:

- a) El beneficiario en cuyo favor se impone;
- b) La empresa Transportadora a la cual se impone el acceso.

En todo caso, al decidir si es necesario imponer el acceso, la Comisión examinará si la renuencia del Transportador implica una violación de los deberes legales relacionados con el acceso o interconexión, o una conducta contraria a la libre competencia; en tal caso solicitará a las entidades de control que adelanten las investigaciones respectivas. La imposición de acceso no excluye la aplicación de las sanciones que fueren procedentes, conforme a las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994 y demás normas concordantes.

El solicitante puede renunciar al acceso impuesto por la Comisión, y éste dejará de ser obligatorio para el Transportador. La renuncia debe hacerse de buena fe, sin abusar del derecho, en forma tal que no perjudique indebidamente al Transportador. Si hay Contratos, las partes se sujetarán a ellos.

En el evento de gasoductos dedicados a los que se solicite servicio de Transporte, y este sea técnicamente factible, su propietario tendrá la obligación de permitir el acceso. Mientras el propietario no haya decidido convertirse en Transportador, se requerirá autorización de la

CREG, quien impondrá las condiciones para el acceso. En tal caso, el propietario del gasoducto dedicado tendrá las siguientes opciones:

- a) Convertirse en Transportador;
- b) Vender los activos a un Transportador;
- c) Continuar como operador del gasoducto.

En todo caso, la CREG podrá exigir al propietario del gasoducto, que se convierta en Transportador cuando las condiciones de utilización del gasoducto lo requieran o lo aconsejen.

El Transportador debe garantizar la prestación del Servicio de Transporte, de acuerdo con los indicadores de calidad del servicio establecidos por la CREG, salvo que la conexión del Agente no garantice condiciones de seguridad o que la modalidad de contratación corresponda a servicio interrumpible.

El sistema comercial y del transporte del gas natural en el país se ha concebido para mantener todavía independientes (pero interconectados) los mercados de la Costa Atlántica y del Interior del país.

Para el desarrollo del Plan de Masificación del Gas fue necesaria la construcción del sistema de gasoductos troncales y el desarrollo de los sistemas de distribución. De acuerdo con lo estipulado por el documento CONPES N° 2646 de marzo de 1993, el estado lideró el plan de gas mediante una acción coordinada entre Ecopetrol y la empresa privada.

La construcción del sistema troncal de transporte estuvo a cargo del sector privado, el cual financió los proyectos a través de la modalidad BOMT o BOT, garantizando así el desarrollo del programa y la entrega de volúmenes importantes de gas natural a grandes consumidores en forma simultánea en las capitales, para un adecuado balance entre los diferentes consumidores en términos de beneficio económico y social, viabilidad financiera y cobertura nacional.

El sistema troncal permite entonces la interconexión entre los principales campos productores de gas natural y los más importantes centros de consumo, uniendo los campos de la Guajira con los del Huila y más adelante con los campos del Piedemonte Llanero y Magdalena Medio.

La nueva red troncal construida casi en su totalidad está constituida por los Gasoductos de Ballena-Barrancabermeja, Barrancabermeja-Neiva, Barrancabermeja-Bucaramanga, Vasconia-Bogotá, Mariquita-Cali, Sebastopol-Medellín, Cusiana-Monterrey-Apiay, Monterrey-La Belleza, Dina-Pitalito, Montañuelo-Gualanday y los ramales del Piedemonte, Meta, Cundinamarca, Boyacá y Provincia de Velez. De este gran sistema troncal, se desprenden los siguientes subsistemas de distribución:

Subsistema Santander (Barrancabermeja-Bucaramanga)

Subsistema Antioquia (Sebastopol-Medellín)

Subsistema Centro (Vasconia-La Belleza-Bogotá y Cusiana-Apiay-Bogotá)

Subsistema Occidente (Mariquita-Manizales-Pereira-Cartago-Cali)

Subsistema Norte Huila-Tolima (Ibagué-Girardot-Espinal y Norte Huila-Tolima)

Subsistema Sur del Huila (Dina-Pitalito)

Existe también el sistema Costa Atlántica constituido por los gasoductos Ballena-Barranquilla-Cartagena, Jobo-Mamonal, El Dícil-Barranquilla y todo un subsistema de distribución que permite la interconexión de los departamentos localizados en esa área con los campos de la Guajira, Guepajé y Jobo-Tablón, con un estado avanzado de desarrollo comercial.

Para atender la demanda de gas en los cuatro bloques de mercado existente, el transporte de gas natural se ha realizado a través de gasoductos troncales y regionales, cuyas características se presentan en la tabla 2:

**Tabla 2. Red de Gas**

<b>CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA EXISTENTE DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL</b>				
<b>GASEODUCTOS</b>	<b>PROPIETARIO</b>	<b>DIÁMETRO (Pulgadas)</b>	<b>LONGITUD (Km)</b>	<b>CAPACIDAD (MPCD)</b>
Ballena-B/quilla-Cartagena	Promigas	20	398	420
Jobo Tablón-Mamonal	Esso	10	200	50
Jobo Tablón-Cerromatoso	Cerromatoso	8	85	30
Guepajé-Sincelejo	Promigas-ECP	6-8	59	30
El Dícil-B/quilla	Antex	12	148	54
Payoa- Bucaramanga	Gasod. De Santander	6	56	20
Payoa-Galán	Eurocan	10	56	64
Galán-Termo Galán	Ecopetrol	10	4	12
Dina-Gualanday	Ecopetrol	12	149	20
Tello-Neiva	Ecopetrol	12	5	10
Apiay-Bogotá	Ecopetrol	6	134	12
Morichal-Yopal	Ecopetrol	4	13	10
Mariquita-Cali	Transgas Occidente	20	340	200
Ballena- Barranca	Centragas	18	579	150
Barrancabermeja-Neiva	Ecogas	22/20/14/12/6	573	150
Barranca-Bucaramanga	Transoriente	10	158	16/20
Sabastopol/Medellín	Transmetano	14/12	149	53
Cusiana – Apiay	Ecogas	10/12	149	20
Montanuelo – Gualanday	Ecogas	6/4	36	18

### 1.8.1.1 Tarifas de Transporte

La estructura de tarifas para transporte de gas natural fue concebida para que reflejara costos de servicio y así permitir a los nuevos proyectos termoeléctricos optimizar sus costos.

Para el sistema interior se estableció un esquema de cargos por entrada y salida al sistema de transporte, los cuales serán pagados por los productores y consumidores de acuerdo con su localización en la red, pero que serán independientes de los contratos que finalmente acuerden productores y consumidores dentro de cada mercado. Estos cargos incluyen tres componentes a saber: El cargo por capacidad, uso y otros cargos por uso (administración, medición y comprensión)

El cargo por capacidad está asociado a la inversión en los gaseoductos. Se liquida en diciembre sobre la base de la capacidad firme contratada para el año siguiente y se factura mensualmente. En caso de ser interrumpido total o parcialmente el transporte por el gaseoducto, se liquida sobre la base del volumen efectivamente transportado.

El cargo por uso corresponde a los costos variables de operación y mantenimiento. Se factura mensualmente tomando como base los volúmenes efectivamente medidos.

Para el cargo por capacidad y uso se tomó como referencia al nodo Vasconia, para el cual se asignó cargo cero.

En el caso de otros cargos por uso se tiene una tarifa por trayecto de:  
0.032 US\$/KPC.

Cada opción de entrega se calcula como la suma algebraica de los componentes del cargo tanto para el nodo de entrada y salida. Para el caso específico de trayectos que cubren el sistema interior se cobrará una componente conocida como cargo por estampilla el cual alcanzó un valor de 0.158 US\$/KPC en el segundo semestre de 1998.

Mediante la ley 401 de 1997 se creó la EMPRESA COLOMBIANA DE GAS, ECOGAS, empresa industrial y del estado, cuyo objeto principal es proyectar, construir, operar, mantener, explotar comercialmente sus gaseoductos y podrá explotar la capacidad de gaseoductos de propiedad de terceros por los cuales se paga una tarifa de disponibilidad.

Los objetivos generales de Ecogas son:

- Sustituir energéticos ineficientes y costosos en diferentes sectores de consumo al igual que permitir una canasta energética más económica.
- Facilitar una oferta energética suficiente y diversificada incrementando la cobertura del servicio de suministro de gas a nuevas áreas de mercado.

- Procurar la preservación del medio ambiente, evitando el uso de energéticos altamente contaminantes y la tala de árboles.

### **1.8.2 Distribución**

Adicionalmente en el Capítulo VI de la resolución CREG-057 de 1996, se establecen las reglas a que deben acogerse los distribuidores de gas, entendiéndose como tales a aquellos que operen redes urbanas de distribución de gas combustible.

En cumplimiento a lo establecido en dicha resolución, las empresas distribuidoras existentes presentaron a la Comisión sus respectivos estudios de costos y tarifas, para aprobación del cargo promedio máximo por distribución (Dt) correspondiente. Se ha establecido que estas empresas funcionen dentro un régimen de libertad regulada, que les permite a partir de las metodologías y las fórmulas tarifarias aprobadas por la CREG, definir las tarifas que van a aplicar a sus usuarios.

Tomando la información presentada por cada empresa se calculó el Dt, con base en la metodología del costo medio de largo plazo. De acuerdo con esta metodología se parte de una estructura de costos, teniendo en cuenta para el cálculo del costo de distribución: inversión en activos fijos tanto en operación como proyectados (gasoductos troncales, redes de distribución, estaciones de regulación y otros activos fijos), gastos operacionales (AOM), y una rentabilidad sobre la inversión.

Cada uno de los anteriores rubros se proyectaron para un período de veinte (20) años y se descontaron con una tasa de oportunidad que representa la rentabilidad a otorgar a la empresa, a un valor presente de 1996. Por otro lado, los consumos también se descontaron con la misma tasa de oportunidad.

Posteriormente, con el fin de hallar el cargo máximo de distribución promedio se utilizó la fórmula del costo medio de largo plazo.

Las fórmulas tarifarias que sean aprobadas tendrán una vigencia de cinco (5) años, a menos que antes del vencimiento de los cinco (5) años haya acuerdo entre la empresa y la CREG para modificarla o prorrogarla, o que ocurra cualquiera otro de los eventos previstos en la Ley 142 de 1994 para modificar o revocar la fórmula tarifaria.

De acuerdo con el numeral 107.1 de la Resolución CREG-057 de 1996, las empresas deberán establecer las tarifas a sus pequeños consumidores de gas natural, calculando el costo promedio máximo unitario en pesos por metro cúbico (\$/m<sup>3</sup>) para compras de gas natural en troncal (Gt) y el costo promedio máximo unitario en pesos por metro cúbico (\$/m<sup>3</sup>) de transporte en troncal (Tt), sobre la base de los contratos de compra y transporte que celebren, y en la forma indicada en la misma resolución. Igual tendrán obligación de informar de los reajustes de tarifas que realice como consecuencia de la variación en los índices de precios que contiene la fórmula.

En la resolución CREG-067/95, la Comisión expidió el Código de Distribución de Gas Combustible por redes, cuyo propósito principal es el de definir los derechos y responsabilidades entre los distribuidores, comercializadores y usuarios, y los criterios de expansión, seguridad y calidad del servicio de distribución.

### **1.8.3 Zonas De Servicio Exclusivo**

La Comisión expidió la resolución 014 de mayo 18 de 1995 la cual fija los criterios generales para la contratación de zonas de servicio exclusivo en distribución de gas. Estas áreas de servicio exclusivo, corresponden a una modalidad de concesión que estableció la Ley de Servicios Públicos, que se otorga por vía licitatoria a empresas que se comprometan a tener amplio cubrimiento en estratos 1,2 y 3.

### **1.8.4 Contribuciones y Subsidios**

El artículo primero de la Ley 286 de 1996 establece un período de transición para que las empresas de servicios públicos alcancen los límites establecidos en la Ley 142 de 1994 en materia de factores de contribución, tarifas y subsidios, partiendo de los porcentajes que a la fecha de entrada en vigencia de la Ley 142 de 1994 eran aplicados. De esta manera la Comisión realizó el cálculo y encontró que a la fecha de entrada en vigencia de la Ley 142 de 1994, el promedio nacional de contribución para el estrato 5 era del 60% y para el estrato 6 era del 68%.

Por consiguiente, la CREG estableció en la resolución 124 de 1996 que las empresas deberán ajustar los factores de contribución de los usuarios de los estratos 5 y 6 el 1o. de enero de los años 1997, 1998, 1999 y al 31 de diciembre del año 2001.

Igualmente, para alcanzar los niveles de subsidios autorizados por Ley, iguales a 50% para el estrato 1 y 40% para el estrato 2, la CREG estableció en la misma resolución un programa de desmonte de los excedentes sobre los subsidios de ley.

Es importante resaltar que los usuarios de gas combustible pertenecientes a los estratos 3 y 4, no serán sujetos de subsidio, a la vez que quedan exentos por Ley del pago de contribución.

En aquellas empresas en que los usuarios de estrato 3 estén contribuyendo, estos se ajustarán inmediatamente a la meta. De acuerdo con la ley, los usuarios de estrato 4 no son sujetos de subsidio. En ningún caso se otorgará subsidio a los consumos superiores al consumo básico (20 m3).

Por otro lado, la Comisión estableció por medio de la resolución 15 de marzo 6 de 1997, estableció que el excedente sobre el costo económico del gas natural por red que pagaban los usuarios industriales y comerciales de ese bien como parte de las tarifas vigentes a la entrada en vigor de la ley 142 de 1994, era del ocho punto nueve por ciento (8.9%). Por tanto, con este factor se determinará en adelante la contribución de solidaridad que están obligados a pagar tales usuarios del gas natural por red.

Para la generación de electricidad a base de gas, la industria Petroquímica y de Gas Natural Comprimido (GNC) vehicular, el excedente económico a la entrada en vigencia de la ley 142 de 1994, era del cero por ciento (0%). Por tanto, el factor que se aplica a estos usuarios del gas natural por red, por concepto de contribución de solidaridad, es igual a cero.

### ***1.8.5 Competencia, Posición Dominante y Monopolio***

Al introducir el concepto de competencia en los sectores de gas y de electricidad, se cambió una visión del tipo de planeación de la producción centralizada, en el que los precios no reflejan ningún tipo de mercado o de costo de oportunidad del recurso.

Evidentemente, si se quiere desarrollar una estructura de mercado no se pueden mantener este tipo de situaciones, y esto es lo que ha hecho la CREG, al definir como regla una tarifa máxima en boca de pozo, y una tarifa de transporte del gas, dejando que los usuarios del gas y los productores negocien el precio de venta del gas dependiendo de la modalidad contractual escogida. Así se da la señal para que se desarrolle un mercado de gas en gran escala.

Adicionalmente la creación de la bolsa de energía y del cargo por capacidad eléctrico, sentaron las bases para el establecimiento de un mercado eléctrico, y como una consecuencia adicional, el establecimiento de un mercado de gas.

Sin embargo cabe afirmar que para el establecimiento del mercado en el sector de gas, enfrentamos una problemática diferente. A diferencia del sector eléctrico, donde existen diversos oferentes que fueron puestos a competir entre sí mediante el mecanismo de la bolsa. En el caso del gas la competencia es mas imperfecta, dado que la producción está repartida entre Ecopetrol 40%, el socio en el contrato de asociación 40%, y el gas de regalías 20%.

Por una parte el número de socios y de campos productores es relativamente reducido, y por otra la producción de todas los socios es simultánea, lo cual dificulta su venta por separado. Todo esto hace que no existan muchas alternativas en la oferta y que el comprador del gas disponga de un margen de negociación mas reducido que el comprador de electricidad.

Para tratar de cambiar esta situación y de darle mas variedad a la oferta, la Comisión en la Resolución 057 de 1996, en el Capítulo V, estableció una serie de reglas para la comercialización del gas, entre las cuales está la comercialización conjunta de varios campos productores, y el permitir la comercialización conjunta por parte de los socios en un campo, pero sometida a revisión a los 5 años de expedida la Resolución, dependiendo de si se maneja en forma conjunta mas del 25% del mercado nacional.

Por otra parte en el Artículo 157, se establece que la CREG, definirá las reglas para la venta del gas de regalías por medio del mecanismo de subastas. En la actualidad las regalías las comercializa Ecopetrol. A este respecto cabe decir que la Comisión viene trabajando en establecimiento de estas reglas con el fin de dar una alternativa de suministro de gas diferente a Ecopetrol y sus socios. Sin embargo, dado que el monto de gas de regalías representa una parte menor de la producción, podría pensarse que este gas sería una real alternativa para consumidores de tamaño mediano y pequeño, y que para los grandes, dentro de los cuales se hallan la mayoría de los generadores pudiera ser una opción para consumos marginales o de punta.

Se está considerando utilizar el gas de regalías como núcleo para crear un mercado "spot" de gas, en el cual se negociaría mediante mecanismos de subastas, volúmenes de gas a muy corto plazo, que no requerirían de un esquema contractual.

### **1.8.6 Modalidades Contractuales**

En las modalidades tarifarias y contractuales que ha establecido la CREG, cabe mencionar que se ha fijado un precio máximo del gas hasta el año 2005 (Resolución 057 del 96), pero que se permiten modalidades contractuales que flexibilizan este precio máximo, permitiendo que se calcule un precio promedio máximo ponderado, en un periodo de tiempo no superior a 3 años para producción, y de 1 año para transporte, es decir que el precio o la tarifa a pagar puede exceder en un momento dado el máximo establecido, siempre y cuando al final del periodo el promedio no sobrepase los máximos.

En cuanto al tipo de contratos, la CREG ha establecido la posibilidad de firmar contratos firmes, interrumpibles, y pico (Resolución 057 de 1996, artículo 56), siendo este último un contrato donde se pactan volúmenes firmes, pero donde existirá una curva de demanda con un pico máximo en el año.

Adicionalmente la Comisión aceptó el pago de un cargo por disponibilidad (Resolución 057 de 1996, artículo 73) como modalidad contractual, la cual no necesariamente esta ligada a un volumen a ser transportado, sino que es una suma fija que se paga por tener derecho a un contrato interrumpible por parte del comprador.

Con respecto a los contratos firmados por los productores o por firmar con los diferentes usuarios, los precios del gas en boca de pozo son precios máximos establecidos por la Comisión, y los productores están en la libertad de negociar los precios con cada contratante como más le convenga a las partes, siempre y cuando se dé tratamiento igual a usuarios iguales. En este sentido, cabe mencionar que las condiciones uniformes con que se debe tratar a los usuarios, supone que a dos industrias del mismo sector se les debe dar el mismo tratamiento.

## **2 LA OPERACIÓN**

### **2.1 Estructura Jerárquica De La Operación.**

Los generadores, transportadores y el Centro Nacional de Despacho del Sistema Interconectado Nacional tienen la siguiente estructura jerárquica:

NIVEL 1- Centro Nacional de Despacho (CND). Es responsable de la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos del SIN, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la reglamentación vigente y los acuerdos del CNO.

NIVEL 2- Empresas Prestadoras del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en el STN y/o Servicio de Conexión al STN. Con respecto a los Activos de Uso del STN y de Conexión al STN y a las Interconexiones Internacionales con tensión de operación igual o superior a 220 kV, son responsables de la coordinación, supervisión y control de la operación de los recursos del SIN que involucren activos de su propiedad, o activos que le hayan sido encargados por otros Transportadores o agentes generadores no despachados centralmente. Sus funciones estarán sujetas a la reglamentación vigente, los acuerdos del CNO y las instrucciones impartidas por el CND.

NIVEL 3A- Generadores. En el caso de generación con despacho centralizado, son responsables de la coordinación, supervisión y control de la operación de sus plantas y/o unidades de generación, con sujeción a la reglamentación vigente, los acuerdos del CNO y las instrucciones impartidas por el CND. En el caso de generación no despachada centralmente, son responsables de la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación de sus plantas y/o unidades de generación, con sujeción a la reglamentación vigente, los acuerdos del CNO y las instrucciones impartidas por el CND.

NIVEL 3B- Operadores de Red (OR's). Son responsables de la planeación eléctrica de corto plazo, coordinación, supervisión y control de la operación de los recursos del SIN que involucren activos de su propiedad, o activos que le hayan sido encargados por otros Transportadores o agentes generadores no despachados centralmente. En el caso de activos que le hayan sido encargados por empresas prestadoras del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en el STN o de Conexión al STN, son responsables de la coordinación, supervisión y control de la operación de estos recursos. Sus funciones están sujetas a la reglamentación vigente, los acuerdos del CNO y las instrucciones impartidas por el CND.

### ***2.1.1 Comunicaciones Operativas – Maniobras y permisos de Trabajo-***

Las maniobras en Activos de Uso del STN y Conexión al STN, en Interconexiones Internacionales de nivel IV o superior, son coordinadas por el CND mediante las instrucciones a las empresas que prestan los servicios correspondientes en forma directa.

El CND coordina a través de los Operadores de Red las maniobras en los equipos de los STRs y/o SDL's, cuando estas afectan los límites de intercambio de Áreas Operativas o implican variaciones de generación en plantas y/o unidades centralmente despachadas.

El CND coordina en forma directa con las empresas generadoras, la entrada y salida de operación de las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente.

El CND coordina la operación y mantenimiento de las Interconexiones Internacionales, según los acuerdos establecidos para tal efecto.

Cualquier comunicación entre el personal del CND, y los demás agentes del SIN debe contener, en forma explícita, la siguiente información: el nombre de la persona que emite la comunicación, la identificación del equipo al cual se le va a modificar alguna de sus condiciones operativas, la instrucción operativa, la hora en la cual se imparte la instrucción y la hora en la cual se debe ejecutar la misma. La persona que recibe la instrucción repetirá la misma para asegurar a quien la emitió que ella fue entendida claramente. Toda información operativa se emitirá a través de teléfono con grabación permanente y deberá quedar una constancia escrita.

### ***2.1.2 Identificación de Responsabilidades en la Regulación de Tensión y Frecuencia.***

#### ***2.1.2.1 Regulación de Frecuencia***

Todas las plantas del sistema están en obligación de operar con el regulador de velocidad en modalidad libre. Las plantas del sistema deben garantizar su valor de estatismo entregado en el formulario de disponibilidad. Se debe efectuar la prueba de estatismo con una periodicidad mínima de 2 años.

Para la regulación Secundaria el código de redes dispone que todas las empresas de generación deben participar en la regulación secundaria de frecuencia con sus propias unidades o por medio de plantas de otras empresas.

La regulación secundaria del SIN es efectuada por el (AGC) bajo el esquema centralizado en el cual las plantas o unidades que cumplen con los requerimientos técnicos para participar en la regulación de frecuencia, son coordinadas por El CND.

Cuando no se disponga del sistema AGC, la regulación secundaria se hace mediante esquemas descentralizados a través de los CRCs o manualmente con una planta del SIN. Esta operación se coordina desde el CND.

Cuando el SIN opera interconectado con un sistema de otro país, se controlan los intercambios internacionales y la frecuencia objetivo. En este caso el SIN se opera bajo el esquema centralizado a nivel nacional.

#### *2.1.2.2 Regulación de Voltaje*

Los voltajes objetivo en los nodos de generación se determinarán de acuerdo con los resultados de las metodologías del Planeamiento Operativo Eléctrico.

Los movimientos de taps en los transformadores con cambio bajo carga, se hacen de acuerdo a los resultados del Planeamiento Operativo Eléctrico de Corto y muy Corto Plazo.

La disminución de voltaje se hace siguiendo las instrucciones del CND o del CRC, de acuerdo al siguiente orden de prioridades:

- Ajuste de voltajes objetivo de generadores.
- Cambio de posición de los taps de transformadores.
- Desconexión de condensadores.
- Conexión de reactores.
- Desconexión de líneas de transmisión o distribución en horas de baja carga.

El aumento de voltaje se hace siguiendo las instrucciones del CND o del CRC, de acuerdo al siguiente orden de prioridades:

- Conexión de líneas de transmisión o distribución.

- Desconexión de reactores.
- Conexión de condensadores.
- Cambio de posición de los taps de transformadores.
- Ajuste de voltajes objetivo de generadores.

Todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva de acuerdo con la curva de capacidad declarada en los formatos de capacidad.

La generación o absorción de potencia reactiva de las centrales se establece en los análisis eléctricos de estado estacionario para las diferentes condiciones de demanda.

La prueba de potencia reactiva se debe realizar anualmente.

### ***2.1.3 Requerimientos de Habilitación de Operadores***

Actualmente el CND adelanta un proyecto para la implementación de un centro de entrenamiento para la profesionalización y certificación de los operadores del Sistema Interconectado Nacional bajo el nuevo marco de competencia del sector eléctrico.

Para definir un estado objetivo en cuanto a la capacitación y certificación de operadores en Colombia, ha sido necesario realizar una clasificación del tipo de operadores que se requieren para operar el Sistema Interconectado Nacional.

- Operador de plantas de generación
- Operador de Sistema de Transmisión Regional STR o Sistema de Distribución Local SDL.
- Operador de Sistema de Transmisión Nacional STN.
- Operador de Centros de Control CRCs y CND
- Operador de Mercado
- Operador SENIOR de Mercados

De acuerdo a las necesidades de capacitación de operadores, los temas básicos y mínimos que se consideran son:

- ✓ Introducción en operación de sistemas eléctricos
- ✓ Marco Regulatorio Colombiano Leyes 142 y 143 de 1994
- ✓ Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995)
- ✓ Fundamentos de potencia eléctrica

- ✓ Sistemas de adquisición y control SCADA
- ✓ Sistemas de Manejo de energía EMS
- ✓ Telecomunicaciones
- ✓ Sistemas de protección de Sistemas Eléctricos
- ✓ Flujo de potencia activa y reactiva
- ✓ Control de Voltaje
- ✓ Control de carga/frecuencia
- ✓ Operación de compensadores estáticos SVC y sistemas automáticos de control de voltaje VQ's.
- ✓ Despacho de generación
- ✓ Bolsa de Energía - Código Comercial
- ✓ Comunicación efectiva
- ✓ Servicio al Cliente
- ✓ Trabajo en equipo en situaciones normales y de emergencia
- ✓ Aplicaciones para monitoreo de seguridad en tiempo real
- ✓ Procedimientos de operación de la red
- ✓ Seguimiento de la demanda
- ✓ Redespacho
- ✓ Estabilidad dinámica y transitoria de Sistemas de Potencia
- ✓ Asignación de generaciones de seguridad y análisis de restricciones
- ✓ Operación en estado de emergencia
- ✓ Procedimientos de restablecimiento

Se tiene planeado que este proyecto entre a funcionar en el primer semestre del año 2000.

#### *2.1.3.1 Cambio en la Estructura Operativa del CND*

Antes de la entrada en operación de la Bolsa de Energía, el Centro de Control de ISA coordinaba la operación del SIN Colombiano con un Grupo compuesto por 4 personas: Dos bachilleres técnicos operadores, un tecnólogo analista de Redespacho e información y un Ingeniero Jefe de Turno. Este grupo laboraba por turnos atendiendo las 24 horas del día.

El cambio de Esquema llevó al CND a cambiar su visión del manejo de la operación del sector eléctrico siendo necesario considerar los siguientes aspectos:

El análisis eléctrico de la operación debía ser reforzado dado que por razones económicas el Sistema Eléctrico tiene mayor probabilidad de operar en sus límites.

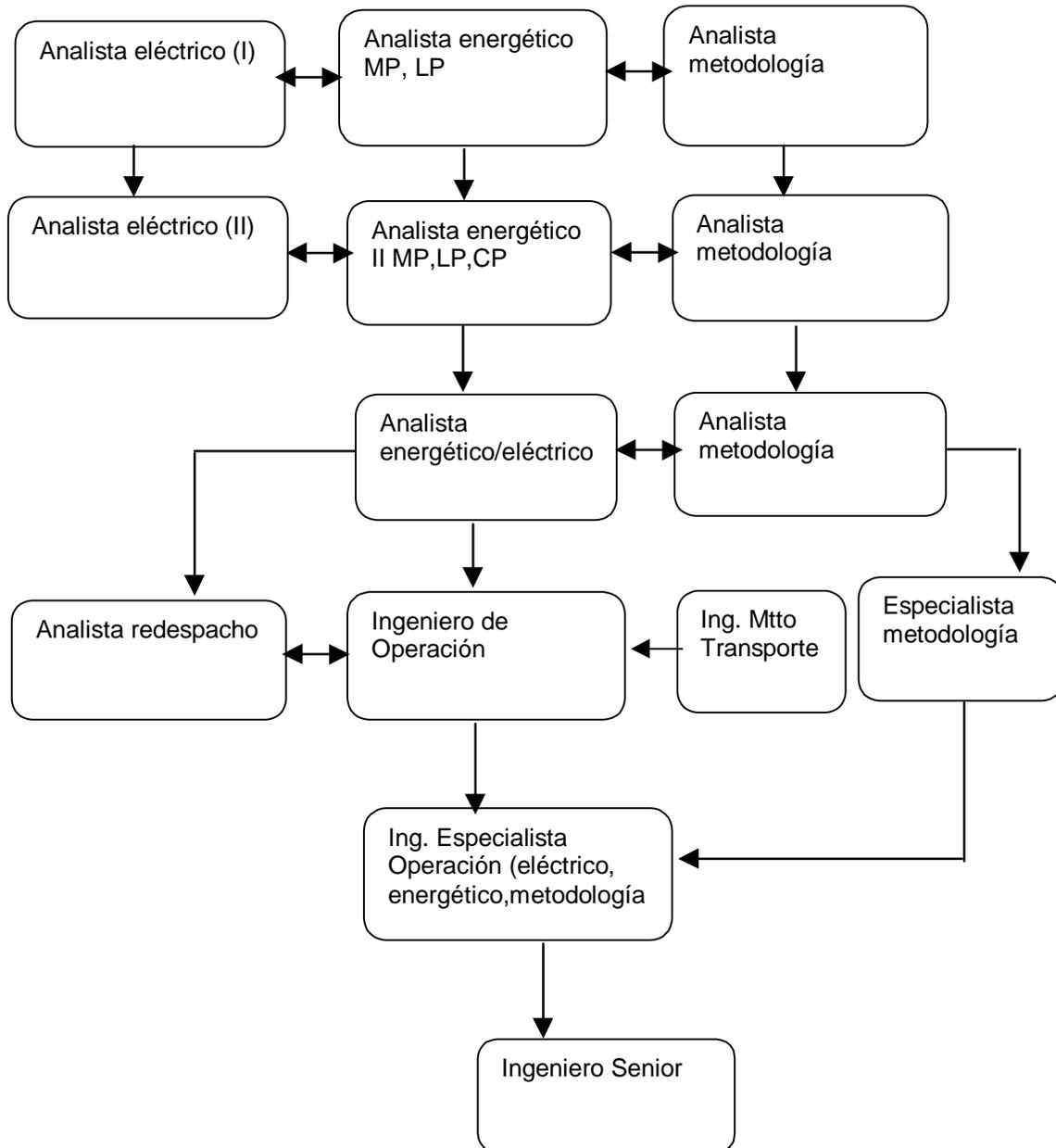
El proceso de Redespacho se hizo mucho más exigente por la complejidad del proceso y las implicaciones económicas de sus resultados. Además, este proceso es la última etapa entre el CND y los clientes externos. De otro lado, los responsables del Redespacho deben tener conocimiento detallado de análisis eléctrico porque continuamente se están modificando las condiciones topológicas y de seguridad y es necesario incluir en el Redespacho nuevas generaciones de seguridad y modificar límites de intercambio.

Los agentes generadores son quienes pagan los servicios prestados por el CND por lo tanto son sus clientes. Se requiere por lo tanto dar un excelente servicio al cliente y ello exige un cambio cultural profundo.

Para dar una mejor atención a los agentes, se requiere contar en el Centro de Control con personas altamente capacitadas y con la experiencia suficiente para poder dar respuesta a todas las inquietudes que puedan surgir y de esta manera evitar reclamaciones y conflictos entre los agentes y de los agentes con el CND.

La ejecución del Despacho Económico exige conocimiento y experiencia dado el alto número y la diversidad de restricciones que se manejan.

En el Gráfico siguiente se presenta entonces la estructura diseñada para atender los requerimientos descritos:



**2.1.4 Análisis de Fallas**

El Planeamiento Operativo Eléctrico se ha dividido en cuatro etapas denominadas Largo, Mediano, Corto y muy Corto Plazo. En cada una de las etapas se efectúa análisis de estado estacionario, transitorio y dinámico.

Para el análisis de estado estacionario se utiliza el programa de flujo de cargas convencional y el programa de flujo de cargas óptimo. Este último se utiliza particularmente para establecer los taps de referencia y los voltajes objetivo en las unidades de generación.

El estado transitorio se analiza mediante el programa clásico de estabilidad, el cual da la respuesta en el tiempo del sistema ante perturbaciones de pequeña o gran magnitud a partir de una condición de operación específica.

Para el análisis de pequeñas perturbaciones se utiliza el programa de estabilidad dinámica en el cual se hace una representación lineal de los elementos en torno a una condición de operación específica, se calculan los valores y vectores propios de la matriz característica. Los valores y vectores propios junto con los factores de participación permiten analizar en forma detallada el comportamiento dinámico del sistema.

Adicionalmente, mediante el programa de cortocircuito se analiza el comportamiento de voltajes y corrientes en el sistema de transmisión como resultado de la ocurrencia de una falla. Estos resultados se complementan con los de estabilidad y flujo de cargas para analizar el comportamiento de las protecciones y recomendar o revisar sus ajustes.

Si se trabaja con criterio probabilístico se debe definir un algoritmo de análisis de confiabilidad.

#### *2.1.4.1 Largo Plazo y Mediano Plazo*

El objetivo es planear en el Largo Plazo con un horizonte de tres (3) años y resolución semestral y en el Mediano Plazo con un horizonte de un año y resolución trimestral, la operación eléctrica del SIN para suplir la demanda con los criterios de calidad y seguridad.

El CND genera por lo menos cada seis meses para el análisis eléctrico de Largo Plazo y cada tres meses para el Mediano Plazo los siguientes informes:

- ✓ Evaluación de límites de intercambios, generaciones mínimas y restricciones eléctricas.
- ✓ Evaluación de esquemas de Desconexión Automática de Carga.
- ✓ Análisis de estudios específicos que afectan la operación y calidad de servicio del SIN.

#### *2.1.4.2 Corto Plazo*

El objetivo es planear en el horizonte de una semana con resolución diaria y en el horizonte de 24 horas con resolución horaria, la operación eléctrica del SIN para suplir la demanda con los criterios de calidad y seguridad

Mediante evaluaciones de estado estacionario, transitorio y dinámico ante fallas se realizan las siguientes funciones:

- Realizar el análisis eléctrico del plan integrado de mantenimiento de equipos de generación y transmisión del SIN. Para cada caso se deben reevaluar los límites de transferencia, las generaciones mínimas de seguridad de las áreas operativas afectadas y los voltajes objetivo en la red de transmisión, en la nueva condición del sistema.
- Definir guías de operación de equipos en régimen de sobrecarga.
- Fijar políticas de operación de taps de transformadores a nivel horario.
- Definir estrategias para control de voltaje.
- Definir guías de racionamiento programado por razones de seguridad.
- Recomendar ajustes por razones eléctricas al Despacho Económico horario.

El CND genera para todos los días un informe del análisis eléctrico de Corto Plazo. La información presentada es:

- Evaluación de límites de intercambios, generaciones mínimas y restricciones eléctricas.
- Consignas operativas.
- Análisis de estudios específicos que afectan la operación del SIN.

#### 2.1.4.3 *Muy Corto Plazo.*

El objetivo es analizar la seguridad del programa de redespacho con los criterios de calidad y seguridad por medio de:

- Selección de contingencias de transmisión y generación.
- Evaluaciones de estado estacionario, transitorio y dinámico ante contingencias.  
Toma de acciones correctivas.
- Monitoreo de la reserva rodante del sistema y toma de acciones para mantenerla.

El CND pone a disposición de las empresas información referente al análisis eléctrico de muy Corto Plazo, como respaldo al Despacho Económico horario. Esta información es la siguiente:

- Evaluación de límites de intercambios, generaciones mínimas y restricciones eléctricas.

- Análisis de estudios específicos que afectan la operación del SIN.
- Estrategias para el control de voltaje.
- Recomendaciones de ajustes al Despacho Económico horario.

## 2.2 Procedimientos para Interconexiones Internacionales

Las Interconexiones Internacionales son definidas como el conjunto de líneas y/o equipos asociados, que tengan como uso exclusivo la importación y/o exportación de energía, con independencia del nivel de tensión de operación.

Los Activos de Conexión son definidos como: “Aquellos activos que se requieren para que un generador, un usuario u otro transportador, se conecten físicamente al Sistema de Transmisión Nacional, a un Sistema de Transmisión Regional, o a un Sistema de Distribución Local. Siempre que estos activos sean usados exclusivamente por el generador, el usuario o el transportador que se conecta, no se considerarán parte del Sistema respectivo”.

De acuerdo a esto las Interconexiones Internacionales son catalogadas como Activos de Conexión y en consecuencia no hacen parte del Sistema correspondiente (Sistema de Transmisión Nacional, Sistema de Transmisión Regional, o Sistema de Distribución Local.)

Para la Construcción y Operación de Interconexiones Internacionales se debe cumplir con los siguientes condiciones y requisitos:

- ✓ Las empresas que construyan y operen Interconexiones Internacionales a niveles de tensión iguales o superiores a 220 kV, deben tener como objeto exclusivo la actividad de Transmisión Nacional, en lo relacionado con el sector eléctrico.
- ✓ Así mismo las empresas que construyan y operen Interconexiones Internacionales a niveles de tensión inferiores a 220 kV, deben tener dentro de su objeto social la actividad de Transmisión Regional y/o Distribución Local.
- ✓ Las importaciones y/o exportaciones de energía y las transacciones comerciales que se realicen para tal fin, deberán estar representadas por una empresa de Generación y/o Comercialización E.S.P. constituida en Colombia y registrada en el Mercado Mayorista de Electricidad.
- ✓ El principio de libre acceso, aplicable a las redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN), es extensivo para las Interconexiones Internacionales, en lo relacionado con los activos que se encuentren en territorio nacional.

- ✓ El libre acceso a Interconexiones Internacionales por parte de terceros, diferentes a un importador y/o exportador de energía, debe garantizarse cuando técnica y económicamente sea factible.
- ✓ Cuando los activos asociados con una Interconexión Internacional, pierdan su exclusividad en los términos establecidos en el Artículo 1o de la presente Resolución, se considerarán parte del Sistema de Transmisión Nacional, o de un Sistema de Transmisión

Remuneración de las Interconexiones Internacionales.

Las Interconexiones Internacionales se consideran Activos de Conexión y como tales, deben ser remuneradas por el importador y/o exportador de energía que haga uso de las mismas.

La remuneración de los activos que forman parte de una Interconexión Internacional, así como la asignación de la capacidad de la misma, se acordará libremente mediante contrato, entre el transportador propietario de la Interconexión Internacional y el importador y/o exportador de energía que haga uso de ella.

## **2.3 Ensayos para la Habilitación de los Equipamientos**

### **2.3.1 Requisitos para los Equipamientos y Reparados**

El Código de Conexión (CC) Resolución CREG 025 de 1995 establece los requisitos técnicos mínimos para el diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento que todo Usuario debe cumplir por o para su conexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN).

En cuanto a pruebas para la conexión o puesta en servicio El Código de Conexión determina lo siguiente:

En coordinación con el Transportador, el CND y el CRC respectivo, el Usuario deberá programar la ejecución de pruebas para verificar el comportamiento de los esquemas de protección. Las pruebas se realizarán simulando fallas mediante el procedimiento de inyección digital de protecciones, con el fin de garantizar el correcto funcionamiento de los equipos de interrupción, protección, control, registro de fallas y telecomunicaciones.

En el caso de proyectos que tengan equipos especiales (compensación serie, compensadores estáticos, FACTS en general), las pruebas que se deberán programar y realizar, consistirán en la ejecución de fallas reales.

Asimismo se deberán programar y ejecutar pruebas sincronizadas por satélite, para aquellos proyectos cuyos esquemas de protección basan su principio de funcionamiento en la

comparación de información entre extremos (comparación direccional, onda viajera, comparación de fase).

El objetivo de las pruebas es verificar el correcto funcionamiento del sistema completo, la cual complementa las pruebas individuales de funcionamiento de cada equipo o subsistema. El Transportador supervisará estas pruebas, las aprobará y deberá estar presente durante su ejecución.

Al finalizar las pruebas, el Usuario debe entregar al Transportador un Informe de Pruebas que contenga la información histórica y técnica de las mismas.

Dentro de la información histórica se deben indicar el año de fabricación de los equipos, los fabricantes, la vida útil estimada, la descripción y cantidad de repuestos y las recomendaciones de cada uno de los fabricantes.

Como requisito para la puesta en servicio se deben entregar al Transportador protocolos detallados para la energización de los equipos.”

### **2.3.2 Plantas en Etapa de Pruebas**

#### **2.3.2.1 Aspectos operativos de la generación de plantas en etapa de pruebas.**

Para las plantas o unidades de generación que se encuentren en etapa de pruebas, se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

- Las plantas o unidades nuevas, o las que pretendan reincorporarse al mercado mayorista, deberán informar al Centro Nacional de Despacho y al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, como mínimo con siete (7) días de anticipación, la fecha prevista para la iniciación de pruebas.
- Las plantas o unidades nuevas, o las que pretendan reincorporarse al mercado mayorista, o las que estén en mantenimiento por un período mayor a treinta (30) días, enviarán al Centro Nacional de Despacho, con tres (3) días de anticipación a la ejecución, el cronograma y la descripción de las pruebas a realizar.
- Las plantas o unidades nuevas y las que pretendan reincorporarse al mercado mayorista, solo podrán declarar la entrada en operación comercial junto con las ofertas para el despacho.
- Los agentes deberán reportar, de la misma forma y dentro de los mismos plazos establecidos para las ofertas, la declaratoria de disponibilidad y la oferta horaria por la generación que esperan tener durante las pruebas para cada una de las horas del día siguiente; las unidades que no estén en operación comercial no ofertarán precio. Estas ofertas de precio se tendrán en cuenta cuando, por razones de seguridad, el Centro Nacional de Despacho determine que una planta o unidad termine anticipadamente una prueba o cuando se trate de una prueba no autorizada para desviarse.
- Si el Centro Nacional de Despacho determina que, por las condiciones eléctricas y/o energéticas del sistema, no es posible llevar a cabo el programa de pruebas reportado por los agentes, éstos deberán reprogramar sus pruebas y/o tomar las medidas que defina el Centro Nacional de Despacho.

- Las plantas o unidades nuevas, o las que se reincorporen al mercado, estarán autorizadas para desviarse de su programa estimado de generación durante las pruebas. No obstante, el Centro Nacional de Despacho no autorizará la desviación cuando el agente no haya informado previamente sobre la ejecución de las mismas. Para las unidades en operación comercial, el Consejo Nacional de Operación definirá una lista de pruebas que, por la naturaleza de las mismas, ameritan autorización para desviarse; mientras tanto, el Centro Nacional de Despacho será el que determine cuáles pruebas están autorizadas para desviarse.
- Para el proceso de despacho y redespacho, deberá programarse la disponibilidad declarada para la prueba, sin tener en cuenta el precio ofertado y, por lo tanto, éste último no podrá definir el Costo Marginal del Sistema.
- La generación de unidades en pruebas que están autorizadas para desviarse no será considerada para cubrir generaciones de seguridad o AGC, excepto que la prueba sea de AGC. La generación de unidades en pruebas que cubra total o parcialmente generación de seguridad, será tratada comercialmente como generación en pruebas. Cuando se efectúen pruebas para AGC, sólo se considerará en pruebas la disponibilidad comprometida de la planta o unidad en la prueba de AGC.
- Las pruebas de plantas o unidades de generación solo podrán realizarse durante el período informado por el agente, según el procedimiento establecido en la presente resolución.
- El Centro Nacional de Despacho someterá a aprobación del Consejo Nacional de Operación los formatos para el reporte de información para pruebas de generación.

### *2.3.2.2 Aspectos comerciales de la generación de plantas en etapa de pruebas.*

Las plantas o unidades de generación que se encuentren en pruebas se someterán a los siguientes criterios comerciales:

- Las plantas o unidades nuevas, y las que pretendan reincorporarse al mercado deberán, con siete (7) días de anticipación a la fecha prevista para iniciar las pruebas, anexar la certificación del transportador del área aprobando la conexión y la capacidad en MW asignada en el contrato de conexión. Copia de esta comunicación deberá enviarse tanto al Centro Nacional de Despacho como al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.
- La generación de plantas o unidades en prueba no será objeto de penalizaciones por desviaciones al programa de despacho, siempre y cuando se cumpla el procedimiento establecido en la presente resolución para la realización de tales pruebas.
- En el despacho ideal, la generación de plantas en pruebas y la disponibilidad comercial, se considerarán iguales a la generación real de tales plantas, siempre y cuando se cumpla el procedimiento establecido en la presente resolución para la realización de tales pruebas.
- Los generadores nuevos o quienes se reincorporen al mercado, no serán remunerados por Cargo por Capacidad durante el período de pruebas de puesta en servicio, de

acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG-116 de 1996, o las disposiciones que la modifiquen o sustituyan.

- Si una planta o unidad en operación comercial efectúa pruebas sin haberlo informado al Centro Nacional de Despacho, dicha planta o unidad no será autorizada y las desviaciones y reconciliaciones se calcularán con el precio que haya ofertado. Si una planta o unidad nueva o que se reincorpore al mercado efectúa pruebas sin informar previamente al Centro Nacional de Despacho, la planta o unidad no será autorizada y las desviaciones y reconciliaciones serán liquidadas asumiendo un precio de oferta igual al Costo Equivalente en Energía del Cargo por Capacidad (CEE).
- Las plantas o unidades nuevas, o las que se reincorporen al Sistema Interconectado Nacional, deberán pagar cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional y, en general, todos los cargos asignables a los generadores dentro del Mercado Mayorista, a partir de la fecha más temprana entre la definida en el contrato de conexión y el momento en que por primera vez se sincronicen a la red. La capacidad a considerar para liquidar estos cargos será aquella establecida en el contrato de conexión, y la liquidación y facturación de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional se hará de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG-058 de 1996.
- En el caso de plantas que entren en operación comercial sus unidades en forma escalonada, las unidades que entren en operación comercial serán tratadas en forma independiente de las unidades que se encuentren en pruebas, siempre y cuando se puedan tratar en forma independiente, tanto desde el punto de vista operativo como comercial.

## 2.4 Límites Operativos

### 2.4.1 Métodos de vigilancia y señales de control.

El CND supervisa en tiempo real las tensiones en barras del STN y de los STR's a nivel IV de tensión, los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas del STN y de los Activos de Conexión a dicho Sistema, las Interconexiones Internacionales a niveles de tensión iguales o superiores al IV, la generación activa y reactiva de todas las plantas y/o unidades despachadas centralmente, y las no despachadas centralmente que a su criterio requiera y la frecuencia del SIN. Adicionalmente, coordina las maniobras y acciones para garantizar la seguridad y la calidad de la operación del SIN. Cuando alguna de las variables se encuentra por fuera de los rangos de operación establecidos, el CND coordina en forma directa con los diferentes agentes del SIN, las acciones necesarias para llevar al sistema a un punto de operación seguro, usando los recursos disponibles y los servicios asociados a la generación y transporte de energía.

El CND ejerce la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de las redes, subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y de las unidades generadoras despachadas centralmente mediante los sistemas SCADA del CND y de los CRCs mediante supervisión directa a través de Unidades Terminales Remotas (RTUs) instaladas en las

centrales y subestaciones del SIN, y mediante el intercambio de datos usando los enlaces entre centros de despacho.

Los CRCs directamente reciben información de las RTUs instaladas en las centrales de generación y subestaciones pertenecientes a los Sistemas de Transmisión Regional o a los Sistemas de Distribución Local de los cuales coordina la operación. También, en forma indirecta, reciben del CND la información del STR que le permite operar en forma segura y confiable la red bajo su supervisión. Así mismo, en coordinación con el CND, envían comandos que permiten realizar maniobras sobre los equipos del Operador de la Red de Transmisión Regional, cuando con éste se haya convenido dicho servicio.

Los CND recibe directamente información de las RTUs instaladas en las centrales de generación y subestaciones pertenecientes a los Sistemas de Transmisión Nacional que no forman parte de la supervisión directa de otro CRC. Así mismo, envían comandos que permiten realizar maniobras sobre los equipos de la red de transmisión de ISA.

La supervisión directa de los sistemas SCADA tanto del CND como de los CRCs se realiza por medio de Unidades Terminales Remotas (RTUs) o por Sistemas de Control Digital que permitan el control distribuido de subestaciones y centrales.

Los generadores despachados centralmente que participan en el Control Automático de Generación (AGC) reciben periódicamente los comandos de regulación de frecuencia enviados desde el CRC o desde el CND, a través de la respectiva RTU, a donde se encuentren conectados.

El CND recibe, por el enlace de intercambio de datos entre centros de despacho, la información de las subestaciones del STN y de las centrales de generación que son supervisadas directamente por los CRCs y que son necesarias para coordinación de la operación del SIN.

De igual manera, los CRCs reciben del CND, por el enlace de intercambio de datos entre centros de despacho, la información de las subestaciones del STN que le permitan mejorar la operación de las partes de la red que está bajo su coordinación y la información necesaria para participar en la regulación de frecuencia.

La información intercambiada por el enlace debe cumplir con los requisitos técnicos del CND o CRC, en cuanto a velocidad de refresco y precisión de los datos.

El intercambio de información entre el CND y los CRCs se hace a través de enlaces entre centros de despacho. Estos enlaces deben utilizar el protocolo de comunicaciones acordado entre el CND y los CRCs.

#### *2.4.1.1 Medidas*

Los agentes que cumplen las funciones de supervisión y control deben suministrar la siguiente información:

- ✓ Potencia activa y reactiva de líneas, transformadores y unidades generadoras;
- ✓ Potencia reactiva de reactores, potencia reactiva de condensadores y demás equipos de compensación y tensión de barras;

- ✓ Potencia activa y reactiva de los enlaces internacionales

En los casos en que sea necesario, estas señales pasan por transductores y se llevan a módulos de entradas analógicas en las RTUs

#### 2.4.1.2 Entradas Digitales

- ✓ Entradas digitales para señalar la posición de interruptores, seccionadores y alarmas;
- ✓ Entradas digitales para señalar los estados Local-Remoto para telecomandos;
- ✓ Entradas digitales para indicar la posición de derivaciones de transformadores con movimiento bajo carga con su indicación de operación remota.
- ✓ Entradas digitales necesarias para el control de los equipos que participan en el
- ✓ Control Automático de Voltaje (CAV) con su indicación de operación remota.

#### 2.4.1.3 Interfaz Control Automático de Generación (AGC).

Aquellas centrales generadoras que participan del sistema AGC reciben periódicamente los comandos de regulación enviados desde el CND o desde el CRC al cual estén conectadas a través de su respectiva RTU.

En caso de que en la central exista un sistema de control conjunto de potencia, la RTU debe entregar una señal de referencia ("set-point") o pulsos de subir/bajar al controlador conjunto, el cual distribuye la potencia requerida entre los diversos generadores conectados en ese instante a dicho esquema de control.

- ✓ Es obligación la remisión de la siguiente información:
- ✓ Control Automático de Generación (AGC) sobre unidad o control conjunto:
- ✓ Indicación de conexión de la unidad al AGC;
- ✓ Indicación del estado local/remoto para AGC;
- ✓ Indicación de disponibilidad; estado de interruptores y seccionadores;
- ✓ Parámetros de la unidad o del control conjunto para la sintonía del AGC: límite superior e inferior de generación, tipo de máquina, etc;
- ✓ Señal de referencia (set-point), o pulsos de subir-bajar al controlador conjunto
- ✓ Indicadores y medidas relacionadas con la unidad o el control conjunto.
- ✓ En conexiones internacionales el CND realizará el control por desviación de intercambios y frecuencia.

#### 2.4.1.4 *Telecomandos (Opcional)*

Previo acuerdo escrito entre el agente que represente el equipo ante el CND y el CND, se podrán enviar señales de telecomando a interruptores. El CND podrá enviar señales de telecomando a los cambiadores de toma de transformadores y demás equipos que participan en el Control Automático de Voltaje (CAV).

#### 2.4.1.5 *Registro Cronológico De Eventos (SOE). Es obligación el envío de la siguiente información*

- ✓ Registro sobre la secuencia cronológica de eventos. Es decir, todo cambio en el estado de interruptores, seccionadores, alarmas y actuación de protecciones;
- ✓ Por cada evento que se registre se debe enviar la fecha y hora con resolución de un (1) ms, la identificación del elemento que cambió de estado y el estado final del dispositivo.

## 2.5 **Acciones Adoptadas en Caso de Fallas.**

### 2.5.1 *Procedimientos de Reposición de Líneas y Cargas*

- El Restablecimiento es el procedimiento empleado para llevar al sistema de potencia de un estado de emergencia al estado normal de operación.
- Cuando se presenta un evento que afecta total o parcialmente el SIN, el CND y los CRCs determinan las acciones de restablecimiento de acuerdo con el siguiente esquema:
- El CND y los CRCs determinan, con la información recibida de sus correspondientes equipos de supervisión, la topología y el estado de la red después del evento.
- Los operadores de las Subestaciones del STN en las cuales se verifique ausencia total de tensión, proceden a aislar los barrajes mediante la apertura de los interruptores que se encuentran aún cerrados e informan de esta acción al CND y al CRC correspondiente.
- Los operadores de las Subestaciones de los STRs o Sistemas de Distribución Local en las cuales se verifique ausencia total de tensión, proceden a aislar todas las cargas con la apertura de sus interruptores y aislar sus barras del STN o STR, e informan de esta acción al CRC correspondiente.

- Los CRCs establecen comunicación inmediata con el CND e informan acerca de la topología y el estado de la red.
- El CND define el plan de restablecimiento con base en las Consignas Operativas acordadas entre el CND y los CRCs. El plan se desarrolla manteniendo una comunicación continua entre los CRCs y el CND.
- Los CRCs coordinan las maniobras a su cargo según el plan definido e informan al CND, a través del canal de comunicación que se haya establecido, sobre las maniobras que se realicen hasta concluir el restablecimiento.
- Para la reconexión de carga la frecuencia debe regularse manualmente dentro del rango de 59.8 Hz a 60.1 Hz. El CND en coordinación con el CRC correspondiente informa a las empresas la magnitud de demanda que debe ser reconectada. Una vez se normalice la demanda, la empresa informa a través de los CRCs al CND, la magnitud de la demanda efectivamente reconectada.

### **2.5.2 Prueba de Restablecimiento**

Para la prueba de restablecimiento se sigue el siguiente procedimiento :

- El generador en referencia debe estar sincronizado y suministrando energía al SIN.
- Todas las máquinas diesel u otras máquinas asociadas al proceso de restablecimiento deben estar desenergizadas. Los servicios auxiliares de estas máquinas también deben estar desenergizados.
- Se procede a bajar la generación de la unidad o planta en prueba hasta que esté completamente descargada y se desconecta del SIN. También se desconectan todos los suministros de corriente alterna y servicios auxiliares de la unidad o planta en prueba.
- Se arranca la máquina diesel o aquella que esté designada para iniciar el restablecimiento. Se energizan los servicios auxiliares de la unidad en prueba y se arranca hasta alcanzar la velocidad sincrónica.
- Se sincroniza la unidad al SIN pero se deja girando en vacío durante un lapso de cinco minutos y se procede a restablecer la generación que indique el programa de despacho a menos que el CND de la orden de tomar carga.
- El generador incumple la prueba de restablecimiento si la unidad no está sincronizada al sistema en el tiempo declarado al CND, con una tolerancia positiva del 10 %.

### ***2.5.3 Procedimientos para Condiciones de Emergencia (condiciones anormales de orden público -CAOP- con sistemas de telecomunicaciones normales)***

#### *2.5.3.1 Prioridades en el Despacho y Redespacho*

Para un grado de seguridad dado, es decir, definidas las restricciones de la operación, el despacho será efectuado respetando el orden de mérito de los recursos de la forma más económica posible.

#### *2.5.3.2 Regulación Secundaria de Frecuencia*

Es necesario diferenciar los siguientes modos de acuerdo con la prioridad de utilización:

- Jerárquico
- Descentralizado
- Local automático (Como en el caso de la Planta de Guavio)
- Local Manual (Como en el caso de la Planta de San Carlos)

En situaciones críticas, y luego de ser agotadas las diferentes opciones, es deseable contar con una sola planta que asuma la totalidad de la regulación secundaria de frecuencia y con posibilidad de regulación manual. Los valores de margen de regulación serán los calculados periódicamente por el CND y aprobados por el Consejo Nacional de Operación.

#### *2.5.3.3 Reserva Rodante*

En áreas con posibilidad de aislamiento, se debe programar reserva rodante que permita en corto tiempo restablecer el servicio a todos los clientes luego de un evento de aislamiento. Para tal efecto, se debe respetar el criterio definido en el Código de Operación en el Numeral 3.2. “Cuando la suma de las disponibilidades declaradas para generación en el sistema integrado menos la demanda horaria modificada, incluyendo pérdidas, sea menor que la reserva rodante requerida, se programa el nivel de reserva que resulte de esta y se informa a la CREG, al CON y a las empresas su incumplimiento”.

#### *2.5.3.4 Regulación de Voltaje*

En todas las subestaciones del SIN, los operadores deben contar con un rango de tensiones permitido para los diferentes períodos horarios de acuerdo con los análisis del CND. Esta información debe ser revisada periódicamente por el Centro Nacional de Despacho.

Los Operadores de Red deberán calcular con base en las directrices del CND e informar estos valores objetivo a las subestaciones bajo su cobertura de acuerdo con la asignación hecha por el –CND-.

#### *2.5.3.5 Servicios Auxiliares*

Las centrales de generación y subestaciones deberán verificar diariamente, durante el periodo que dure el CAOP, el estado de las fuentes de alimentación de emergencia para los servicios auxiliares.

Ante algunas situaciones en las que se prevea que se puede alterar el orden público, se recomienda tener las plantas diesel con temperatura adecuada para operación rápida y disponer de adecuadas reservas de combustible.

#### *2.5.3.6 Plantas de Arranque en Negro*

Es necesario que los agentes generadores mantengan informado al –CND- sobre de las plantas que pueden arrancar sin contar con alimentación externa. De acuerdo con el inventario de estas plantas, se deben revisar los planes de restablecimiento por áreas operativas.

#### *2.5.3.7 Intercambios*

Los valores resultantes de los intercambios entre áreas operativas deben ser consecuencia de los grados de seguridad considerados en los análisis. Estos valores deberán ser informados a los CRCs, Operadores de Red y subestaciones para poder contar con un apoyo efectivo en la operación.

#### *2.5.3.8 Consignaciones Nacionales*

Dentro de las medidas operativas que se pueden tomar durante una condición de CAOP se encuentra la suspensión de mantenimientos. Sin embargo, ésta debe realizarse con base en el análisis específico de la situación y de los hechos que se hayan presentado.

#### *2.5.3.9 Consignas de Restablecimiento*

El Centro Nacional de Despacho es responsable de mantener actualizadas las consignas de restablecimiento para las diferentes áreas operativas. Estas consignas serán revisadas conjuntamente con los Operadores de Red en cada caso.

Estos planes deben ser estudiados y validados utilizando herramientas de análisis eléctrico.

Los planes serán discutidos y evaluados por el Consejo nacional de Operación a través de las reuniones del Sub – Comité de Estudios Eléctricos y del Comité de Operación.

Los criterios a considerar en los procesos de restablecimiento, son los estipulados en el Código de Operación en el Numeral 5.4.

En caso de presentarse la pérdida de tensión en una subestación del STN, los operadores deben proceder de inmediato a abrir todos los interruptores asociados a la Subestación.

#### *2.5.3.10 Inspecciones*

Al tenerse algún indicio de atentados en las líneas del SIN, el –CND- y/o los Operadores de Red, de acuerdo con las coberturas definidas, informará a la empresa transportadora correspondiente la cual realizará una revisión vía terrestre o aérea para determinar los posibles atentados y sus efectos. Esta información deberá ser reportada al CND en el mínimo tiempo posible.

#### *2.5.3.11 Logística*

Las empresas generadoras y transportadoras deben tener planes para atender contingencias en los equipos y programas en forma urgente.

Los Centros de Despacho deben disponer de personas que puedan rápidamente asumir la operación del SIN.

### ***2.5.4 Consignas de Operación con Pérdida del Sistema de Comunicaciones - Criterios***

El Centro Nacional de Despacho deberá analizar cuáles maniobras pueden efectuar en forma autónoma las subestaciones del –STN- que queden sin telecomunicaciones. Así mismo, el personal de las subestaciones debe estar entrenado para realizar estas maniobras en forma autónoma.

La información de la operación esperada debe ser suministrada por el –CND- previamente a cada subestación. Así mismo, los CRCs suministrarán la información necesaria al personal de las subestaciones bajo su cobertura.

Cada Centro de Control, operador de red y personal de las subestaciones, debe conocer los rangos de tensión para operación en demanda mínima, media y máxima. Así mismo, conocer los límites de cargabilidad de cada unidad constructiva.

Cada Subestación debe ser establecer con cuáles subestaciones puede lograr comunicación de voz.

Conociendo la confiabilidad y disposición de los sistemas de telecomunicaciones, es posible establecer diferentes posibilidades de comunicación entre las subestaciones y entre éstas y los Centros de Control. El Centro Nacional de Despacho y los Centros Regionales de Control deben mantener listados actualizados de las rutas correspondientes así como de los correspondientes números telefónicos.

La regulación secundaria de frecuencia será asignada de acuerdo con el orden de prioridades anotado en el Numeral 5.2. cuya última opción en caso de pérdida de todos los sistemas de telecomunicaciones, es la regulación manual a cargo de una única central.

Las consignas de conexión y desconexión de cargas, deben ser actualizadas por el CND con base en los valores de BIAS.

Se deben reforzar y/o habilitar los enlaces de comunicación entre subestaciones cercanas de diferentes empresas.

En caso de caída brusca de frecuencia seguida de deslastre automático de carga, la normalización de ésta debe hacerse dependiendo del comportamiento de la frecuencia. Para ello se procederá a restablecer carga cuando la frecuencia se encuentre en 60.1 Hertz y se

suspenderá cuando se alcance una frecuencia de 59.8 Hertz. Los valores a conectar tendrán en cuenta el valor del BIAS del SIN.

### **2.5.5 *Coordinación Gas Electricidad***

Una vez el –CND- haya recibido autorización de parte del Consejo Nacional de Operación para tomar medidas especiales por la condición de CAOP, establecerá comunicación con ECOGAS, PROMIGAS y ECOPETROL para dar la señal de mantener la máxima disponibilidad posible de gas. Adicionalmente, el –CND- mantendrá informadas a éstas entidades de la evolución de las condiciones del SIN y sus posibles efectos sobre los consumos esperados de gas en el Corto y Largo Plazo.

### **2.5.6 *Operación en Red Aislada***

Cuando un área eléctrica quede aislada del SIN como consecuencia de atentados sobre la infraestructura eléctrica, el Centro Nacional de Despacho evaluará si delega su operación en algún Operador de Red, modificando las coberturas de operación durante el periodo de tiempo que considere necesario. El CND evaluará acerca de esta factibilidad conjuntamente con el Operador de Red correspondiente.

### **2.5.7 *Interconexiones Internacionales***

Cuando el Consejo Nacional de Operación haya declarado el CAOP, el CND coordinará con los Centros de Despacho de los países vecinos la mayor disponibilidad posible de las interconexiones internacionales con el objeto de contar con recursos de generación adicionales en caso de ser necesarios.

La operación de estas interconexiones se hará respetando los criterios de seguridad y economía anotados en el presente documento.

### **2.5.8 *Aspectos Comerciales***

La valoración de las generaciones adicionales requeridas durante los periodos de CAOP obedecerá a los mismos criterios definidos en las Resoluciones CREG 35 y 38 de 1999.

Cualquier condición que ocurra en la operación real y que no esté contemplada por las Resoluciones vigentes, deberá ser estudiada en el Consejo Nacional de Operación quien solicitará su concepto a la CREG.

## **2.6 *Centros de Control***

### **2.6.1 *Descripción del CND***

El nuevo Centro de Control, que entró en operación en octubre de 1998, se puede esbozar con los siguientes puntos:

- Disponibilidad. Gracias a que el sistema está basado en una funcionalidad distribuida y redundante, se logró obtener una alta disponibilidad para el usuario final quien

prácticamente no se entera de las fallas parciales porque no tiene pérdida en ninguna de las funciones.

- Gráficas. Cada operador cuenta con una consola con tres (3) monitores, en donde puede invocar hasta nueve (9) ventanas en cada monitor, veintisiete (27) en total, en donde puede presentar diagramas unifilares de subestaciones, del sistema general, tablas, gráficas y ventanas de control y de utilización del sistema. Los diagramas unifilares poseen facilidades como coloreo dinámico de la red según su estado, capacidad de acercamiento y desplazamiento continuo, que da al operador de la red una visión global del sistema con la agilidad y premura que la ocurrencia de un evento demanda.
- Herramientas de diagnóstico. Con el nuevo sistema se obtuvieron herramientas versátiles las cuales hicieron posible y mejoraron el diagnóstico de problemas que habían sido calificados como crónicos o que nunca se habían podido identificar con claridad.
- Información. Con conceptos como el de “Repositorio de Datos” (*Data Warehouse*), se logró una disponibilidad de los datos generados por el sistema SCADA, facilitando el desarrollo de productos y servicios acordes con los requerimientos del mercado.
- Integridad. Como una ganancia obtenida al comparar el nuevo sistema con el anterior, se debe incluir la integración de los datos entre los sistemas SCADA/AGC/EMS. Esto corrigió problemas como la coherencia y unicidad de la información que dichos sistemas intercambiaban entre sí.
- Distribución. La distribución de las funciones, con un diseño basado en los estándares de sistemas abiertos, no sólo permite la flexibilidad y disponibilidad funcional requerida, sino que proporciona la tan anhelada independencia de los componentes (*hardware*), cosa en la que no se podía pensar con los sistemas de la anterior generación.
- Características del SCADA. Otras ayudas proporcionadas por el SCADA como el sistema de proyección y la secuencia de operación dieron una herramienta valiosa al operador en la toma de decisiones en un mercado donde la oportunidad y acertividad de esas decisiones adquirieron una trascendental importancia.
- Secuencia de operación. Esta ayuda le permite al operador programar la secuencia lógica de maniobras para ser ejecutadas automáticamente por el SCADA.
- Sistema de Proyección. El operador cuenta con una pantalla de 8 x 2.25 metros, en donde puede proyectar tantas ventanas como las que puede tener en la consola, y desde cualquiera de ellas puede proyectar para el llamado de atención o para operaciones que implique la atención de todo el personal de la sala. Además, alguno de los módulos se pueden programar independientemente para funciones específicas de despliegue de información tabular, unifilares, gráficas ó para proyección de señales de vídeo.
- Protocolos de Comunicación. Con el nuevo sistema se logró no solamente soportar los protocolos de comunicación propietarios existente como Indactic 33/41A y X25, sino que permitió la implementación de protocolos estándar como IEC-870-5-101 e ICCP, facilitando la conexión de equipos de diversos proveedores.

- Pruebas del año 2000 (Y2K). Como parte del sistema se garantiza que los equipos y programas del nuevo centro de control cumplen con todos los requisitos relacionadas con la llegada del nuevo milenio.

### 2.6.1.1 Sistema para entrenamiento de operadores.

Una nueva herramienta para Colombia y en particular para ISA es el Simulador de Entrenamiento para Operadores - *Dispatch Training Simulator* – (DTS). Con ella se pueden analizar casos ocurridos simulando diferentes situaciones o decisiones permitiendo la revisión de la operación, consecución de consignas operativas y el entrenamiento a los operadores de la red. EXPECTATIVAS DE EVOLUCIÓN

La recepción del nuevo sistema no marca el final del proceso para ISA, sino el principio de la utilización de esta nueva herramienta para subsistir a las condiciones cada vez más exigentes impuestas por la evolución del mercado.

Como gran reto aparece la utilización total de la funcionalidad adquirida, para desarrollar nuevos servicios y aportar una guía en la formación de la historia del país.

Se pueden mencionar algunas expectativas sobre las que se inician trabajos:

- La base de datos histórica de tiempo real junto con la facilidad proporcionada por sus curvas de tendencias, dio una nueva visión del sistema de potencia al operador. Por ahora, sólo se está utilizando una parte de esa potencialidad, pero se ve que, a corto plazo, ayudarán a mejorar los procesos asociados a la misión crítica de la compañía como la tarea de supervisión, operación y auditoría que de la red tiene ISA y que debe cumplir a través del Centro de Control.
- Junto con todos los programas de Análisis de Red del EMS vienen una serie de ayudas como el Despachador de Salidas (*Outage Scheduling*) y el Predictor de Cargas a Corto Plazo (*Short Term Load Forecast*) que logran alertar al operador, en forma precoz, sobre posibles problemas en la red como una desviación de la demanda oficial hecha por los agentes, 24 horas antes de la operación. Esto da la posibilidad al operador de tomar las acciones correctivas necesarias para garantizar la seguridad de la red y también una señal para mejorar la regulación que actualmente rige este tema.
- Adicionalmente, el operador cuenta con varios programas que al optimizar la operación, le permitirán llevar al sistema de potencia a un estado de explotación o estrés máximo conservando los niveles de seguridad acordados y al mismo tiempo minimizando los costos de la operación
- Gracias al Simulador de Entrenamiento para Operadores (DTS), en la actualidad se trabaja en el desarrollo de un proyecto que, en conjunción con las principales universidades del país, que permita formar y certificar a los operadores de la red en el ámbito nacional.

- En un futuro se puede adicionar herramientas comerciales tipo *Relational Data Base Management Systems* (RDBMS) sobre ORACLE para proporcionar un ambiente flexible de acceso a la información. Esto permitirá a la compañía acomodarse a los cambios del sistema debido a la aparición o modificación de reglas y regulaciones. Como un primer paso, las funciones de Contabilidad de Energía (*Energy Accounting*) y el Despacho de intercambios (*Interchange Transaction Scheduling*), basadas en el concepto de Repositorio de Datos (*Data Warehouse*) se integraron como parte del sistema EMS. Así, el CND no sólo puede responder a las necesidades existentes, sino que puede adelantarse ofreciendo nuevos productos y servicios de información claves para sus clientes.
- Otra funcionalidad que apunta a la eficiencia y efectividad en el desarrollo basado en el nuevo sistema, es la capacidad para el manejo de versiones de código, que permite la organización y administración de nuevos desarrollos.

### **2.6.2 Cobertura de la operación del sistema nacional**

Las funciones del Centro Nacional de Despacho (CND) son las siguientes:

#### **2.6.2.1 Planeación Operativa.**

- Efectuar el planeamiento operativo energético y eléctrico de los recursos del SIN. El planeamiento energético tendrá carácter indicativo, en tanto que el planeamiento eléctrico tendrá carácter obligatorio.
- Planear y programar las Generaciones de Seguridad requeridas para garantizar la operación segura y confiable del SIN.
- Planear y programar las Generaciones de Seguridad requeridas para garantizar la operación segura y confiable del SIN, considerando los requerimientos de Regulación de Frecuencia del Sistema.
- Programar el Despacho de las unidades y/o plantas de generación despachadas centralmente.

#### **2.6.2.2 Supervisión Operativa**

- Supervisar directamente las variables de operación de los generadores despachados centralmente.
- Supervisar directamente las variables de operación de los generadores no despachados centralmente que a su criterio se requiera.

- Supervisar directamente las variables de operación de los Activos de Uso del STN y de Conexión al STN.
- Supervisar directamente las variables de operación de las Interconexiones Internacionales con tensión de operación igual o superior al nivel IV.
- Supervisar directamente las variables de operación de las Interconexiones Internacionales con tensión de operación inferior a nivel IV, que a su criterio se requiera.
- Supervisar directamente las variables de operación de los activos de los STR's y/o SDL's que a su criterio se requiera.
- Supervisar directamente la operación de los activos que prestan el servicio de Control Automático de Voltaje (CAV) en el STN, en Activos de Conexión al STN y a nivel de generadores despachados centralmente.
- Supervisar directamente la prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC).

#### 2.6.2.3 *Coordinación Operativa*

- Coordinar la programación de la operación integrada de los recursos del SIN.
- Coordinar la operación de los generadores despachados centralmente.
- Coordinar la operación de los generadores no despachados centralmente que a su criterio se requiera.
- Coordinar la operación de los Activos de Uso del STN y Activos de Conexión al STN, respetando los límites operativos declarados por los agentes, los cuales deberán estar sustentados técnicamente tanto en el momento en que se efectúe la declaración inicial, como en el momento en que se solicite la modificación de estos límites.
- Coordinar la operación de las Interconexiones Internacionales con tensión de operación igual o superior al nivel IV.
- Coordinar la operación de las Interconexiones Internacionales con tensión de operación inferior a nivel IV, que a su criterio se requiera.
- Coordinar con los Centros de Despacho de otros países, la operación de las Interconexiones Internacionales que a su criterio se requiera.

- Coordinar la operación de los activos de los STR's y/o SDL's que a su criterio se requiera.
- Coordinar el Control Automático de Voltaje (CAV) en el STN, en Activos de Conexión al STN y a nivel de generadores despachados centralmente. Para esto, el CND requiere telecomando directo sobre los equipos que prestan este servicio.
- Coordinar a través de los Transportadores que a su criterio requiera, la regulación de voltaje de otros activos del SIN.
- Coordinar la generación requerida para la Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC), determinando y enviando directamente el Error de Control de Área (ACE).
- Coordinar la prestación de otros servicios complementarios, requeridos para una operación segura, confiable y económica del SIN.
- Coordinar, de acuerdo con la reglamentación vigente, la programación de mantenimientos preventivos y correctivos de las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, de las Unidades Constructivas del STN, de los Activos de Conexión al STN, de las Interconexiones Internacionales de nivel IV o superior y de los demás activos que a su criterio se consideren Consignación Nacional.
- Coordinar la ejecución de Racionamientos en el SIN, de acuerdo con lo definido en el Estatuto de Racionamiento. Así mismo, coordinar los programas de limitación de suministro definidos en la Resolución CREG-116 de 1998 y demás normas que la modifiquen o complementen.
- Coordinar el ajuste de las protecciones de las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente y de aquellas no despachadas centralmente que a su criterio se requiera. Así mismo, coordinar el ajuste de las protecciones de los Activos de Uso del STN y de los Activos de Conexión al STN, de las Interconexiones Internacionales de nivel IV o superior, para asegurar una operación segura y confiable del SIN, respetando los límites de las protecciones declarados por los agentes para sus equipos.
- Coordinar con los generadores y Transportadores del SIN, el Control Operativo con el fin de ajustar las variables operativas del Sistema.

#### **2.6.2.4 Control Operativo.**

- Controlar directamente los equipos que presten el servicio de Regulación Automática de Voltaje (CAV) en el STN, en Activos de Conexión al STN y a nivel de generadores despachados centralmente, mediante telecomando, en los términos establecidos en la reglamentación vigente.

- Controlar directamente los equipos que presten el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC), mediante telecomando, en los términos establecidos en la reglamentación vigente.
- Controlar indirectamente las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente y aquellas no despachadas centralmente que a su criterio se requiera. Así mismo, controlar indirectamente la operación de los Activos de Uso del STN y de los Activos de Conexión al STN, de las Interconexiones Internacionales de nivel IV o superior y de los demás activos del SIN que a su criterio se requiera, para asegurar una operación segura y confiable del Sistema.

El CND podrá encargar transitoriamente a los agentes clasificados en el nivel jerárquico 2 y 3B, para que ejerzan total o parcialmente las funciones de Supervisión Operativa, Coordinación Operativa y Control Operativo, cuando se presenten eventos que impliquen el aislamiento de una o más Áreas del SIN. Para esto el CND es responsable de entrenar el personal propio y de terceros que sea necesario, con el fin de que los encargos referidos, puedan ser llevados a cabo de manera exitosa. La capacitación deberá cubrir lo relacionado con operación normal y operación de emergencia en el SIN. Para tal efecto, el CND a desarrollado un programa de entrenamiento y capacitación

### ***2.6.3 Funciones Operativas de las Empresas Prestadoras del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en el STN y/o Servicio de Conexión al STN.***

#### *2.6.3.1 Supervisión Operativa Transporte.*

- Supervisar directamente las variables de operación de los Activos de Uso del STN y de Conexión al STN y de las Interconexiones Internacionales con tensión de operación igual o superior a 220 kV que sean de su propiedad.
- Supervisar directamente las variables de operación de los activos que le hayan sido encargados por otros Transportadores y agentes generadores no despachados centralmente.

#### *2.6.3.2 Coordinación Operativa Transporte.*

- Coordinar con el CND el Control Operativo de los Activos de Uso del STN, Activos de Conexión al STN y de las Interconexiones Internacionales con tensión de operación igual o superior a 220 kV que sean de su propiedad y de los activos que le hayan sido encargados por otros Transportadores con tensiones de operación igual o superior a 220 kV.

- Coordinar con el CND el Control Operativo de los activos que le hayan sido encargados por otros Transportadores, con tensiones de operación inferiores a 220 kV y que el CND requiera.
- Coordinar con el CND el Control Operativo de las Interconexiones Internacionales de su propiedad o que le hayan sido encargadas por otros Transportadores, con tensiones de operación inferiores a 220 kV y que el CND requiera.
- Coordinar con el CND Control Operativo de los generadores no despachados centralmente, que estén bajo su supervisión y que el CND requiera.
- Coordinar con el CND la regulación de voltaje de otros activos que le hayan sido encargados por otros Transportadores y que operen a tensiones inferiores a 220 kV.
- Coordinar con el CND la programación de mantenimientos preventivos y correctivos de los activos de su propiedad y de aquellos que le hayan sido encargados por otros Transportadores y que se consideren Consignación Nacional, en los términos establecidos en la reglamentación vigente.
- Coordinar la programación de mantenimientos preventivos y correctivos de activos que le hayan sido encargados por otros Transportadores y que no se consideren Consignación Nacional.
- Coordinar con el CND la ejecución de Racionamientos en el SIN, de acuerdo con lo definido en el Estatuto de Racionamiento. Así mismo, coordinar los programas de limitación de suministro definidos en la Resolución CREG-116 de 1998 y demás normas que la modifiquen o complementen.
- Coordinar con el CND el ajuste de las protecciones de los Activos de Uso del STN, Activos de Conexión al STN y de las Interconexiones Internacionales con tensión de operación igual o superior a 220 kV que sean de su propiedad y el ajuste de las protecciones de los activos que le hayan sido encargados por otros Transportadores y agentes generadores no despachados centralmente.

#### 2.6.3.3 *Control Operativo Transporte.*

- Controlar directamente la ejecución de maniobras en los Activos de Uso del STN, Activos de Conexión al STN y de las Interconexiones Internacionales con tensión de operación igual o superior a nivel 220 kV que sean de su propiedad y en los activos que le hayan sido encargados por otros Transportadores y agentes generadores no despachados centralmente.
- La ejecución de maniobras en los equipos mencionados, deberá efectuarse de acuerdo con la reglamentación vigente y las instrucciones impartidas por el CND.

- Las maniobras que no se ejecuten completamente en los plazos establecidos, se consideran como indisponibilidades que afectan los estándares de calidad exigidos en la reglamentación vigente.
- Las Empresas Prestadoras del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en el STN y/o Servicio de Conexión al STN son responsables por efectuar correctamente el procedimiento (secuencia de pasos) para ejecutar las maniobras en las subestaciones. En todo caso, dichas empresas son responsables por la seguridad de las personas y los equipos en la ejecución física de tales maniobras.

#### ***2.6.4 Posibilidad de Prever condiciones inseguras de operación – Estudios***

##### *2.6.4.1 Estudios Eléctricos de Largo y Mediano Plazo*

Mediante evaluaciones de estado estacionario, transitorio y dinámico ante fallas se establece:

- Límites de voltaje en las principales barras del sistema de transmisión.
- Los límites de transferencias por el sistema de transmisión.
- Las áreas operativas.
- Los límites de transferencias para las áreas operativas.
- Generaciones mínimas de seguridad por área.
- Guías para la operación de equipos.
- Necesidades de compensación reactiva.
- Recomendaciones para modificar fechas de entrada de proyectos.
- Tiempos críticos de despeje de fallas en la red de transmisión.
- El esquema de Desconexión Automática de Carga.
- Análisis para la conexión de nuevos equipos al SIN.
- Control de generación para regulación primaria y secundaria de la frecuencia.
- Recomendaciones de ajustes y coordinación al sistema de protecciones.

- Consignas de operación.
- Análisis de mantenimientos de equipos de generación y transmisión del SIN.

#### 2.6.4.2 *Estudios Eléctricos de Corto Plazo.*

El objetivo es planear en el horizonte de una semana con resolución diaria y en el horizonte de 24 horas con resolución horaria, la operación eléctrica del SIN para suplir la demanda con los criterios de calidad y seguridad.

Mediante evaluaciones de estado estacionario, transitorio y dinámico ante fallas se realizan las siguientes funciones:

- Realizar el análisis eléctrico del plan integrado de mantenimiento de equipos de generación y transmisión del SIN. Para cada caso se deben reevaluar los límites de transferencia, las generaciones mínimas de seguridad de las áreas operativas afectadas y los voltajes objetivo en la red de transmisión, en la nueva condición del sistema.
- Definir guías de operación de equipos en régimen de sobrecarga.
- Fijar políticas de operación de taps de transformadores a nivel horario.
- Definir estrategias para control de voltaje.
- Definir guías de racionamiento programado por razones de seguridad.
- Recomendar ajustes por razones eléctricas al Despacho Económico horario.

### **3 CRITERIOS DE CALIDAD**

#### **3.1 Reglamentación del Desempeño del Sistema**

La CREG reglamenta la calidad y La Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) debe evaluar el desempeño de las empresas de servicios públicos con base en los criterios definidos por la CREG.

##### **3.1.1 *Criterios de desempeño***

El Centro Nacional de Despacho -CND- tiene asignadas las funciones de velar por la operación del SIN con criterios de calidad y seguridad. El CND supervisa en tiempo real las tensiones en barras del STN y de los STR's a nivel IV de tensión, los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas del STN y de los Activos de Conexión a dicho Sistema, las Interconexiones Internacionales a niveles de tensión iguales o superiores al IV, la

generación activa y reactiva de todas las plantas y/o unidades despachadas centralmente, y las no despachadas centralmente que a su criterio requiera y la frecuencia del SIN. Adicionalmente, coordina las maniobras y acciones para garantizar la seguridad y la calidad de la operación del SIN. Cuando alguna de las variables se encuentra por fuera de los rangos de operación establecidos, el CND coordina en forma directa con los diferentes agentes del SIN, las acciones necesarias para llevar al sistema a un punto de operación seguro, usando los recursos disponibles y los servicios asociados a la generación y transporte de energía. (Resoluciones CREG 083 de 1999). La regulación sobre calidad en la prestación del servicio se ha basado en normas nacionales e internacionales donde se destaca como criterios técnicos generales los siguientes:

- ✓ La frecuencia objetivo del SIN es 60.00 Hz y su rango de variación de operación está entre 59.80 y 60.20 Hz, excepto en estados de emergencia, fallas, déficit energético y períodos de restablecimiento.
- ✓ En condiciones de operación normal, las tensiones en las barras de 110 kV, 115 kV, 220 kV y 230 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal. Para la red de 500 kV el voltaje mínimo permitido es del 90% y el máximo es del 105% del valor nominal.
- ✓ La máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de voltaje y el límite por estabilidad transitoria y dinámica.
- ✓ El CND operará el SIN respetando los límites, tanto en estado normal como de sobrecarga, declarados por los agentes para sus equipos, límites que deberán ser sustentados técnicamente tanto en el momento en que se efectúe la declaración inicial, como en el momento en que se solicite la modificación de estos límites.

Para mantener niveles adecuados de voltaje y frecuencia a nivel del STN (Niveles de voltaje mayores o iguales a 220 kV) se han reglamentado los servicios complementarios que son básicamente dos tipos: las restricciones y el servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC).

El Reglamento de Distribución, Resolución CREG 070 de 1998, es el documento regulador principal de la calidad del servicio prestado a niveles de voltaje inferiores a 220 kV. Esta Resolución, ampliada y modificada por la Resolución 25 de 1999 de la CREG, reglamentaron, hasta el año 2002, las leyes sobre la calidad de la prestación del servicio para los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y de Sistemas de Distribución Local (SDL). Los objetivos básicos de la reglamentación de calidad son:

- ✓ Establecer criterios de calidad de la potencia suministrada y del servicio prestado para el STR y el SDL.

- ✓ Definir indicadores de calidad mínima de la potencia suministrada y del servicio prestado.
- ✓ Establecer criterios de responsabilidad y de compensación para la calidad del servicio.

Posibilidad de transferencia de calidad en las interconexiones o entre áreas del mismo sistema:

El marco regulatorio que rige para las Interconexiones Internacionales establece un tratamiento particular para las importaciones y exportaciones de energía. Se da tratamiento como un generador adicional para el caso de una importación y como un punto de demanda adicional para el caso de una exportación en el contexto de un mercado competitivo. Bajo esta óptica hay contratos bilaterales entre un agente que quieren importar y quiere participar con esa energía en la Bolsa Colombiana o un agente Comercializador que quiere exportar y se pacta un contrato entre la demanda que va a abastecer en el otro país y las compras que efectúe en el Mercado Mayorista Colombiano. Actualmente se tiene una concepción más comercial en el manejo de contratos para interconexiones internacionales bajo el contexto de que cantidad de MW-Hr tiene disponible y a que precio se esta ofreciendo siempre que la energía sea competitiva en el mercado nuestro. Mediante aspectos regulatorios la CREG ha buscado el funcionamiento integrado del mercado exigiendo que las transacciones de energía importada sean realizadas por agentes Generadores y las de exportación las realicen agentes Comercializadores debidamente registrado bajo las leyes Colombianas

El esquema centralizado del Mercado y el marco regulatorio orientado a garantizar el funcionamiento integrado del Mercado permiten organizar en forma eficiente y económica las transacciones entre agentes sectoriales, cumpliendo al mismo tiempo con los criterios de operación confiable y segura. Efectivamente el funcionamiento integrado del sistema esta orientado a condicionar transacciones en bolsa de kW-Hr integral y regulado.

## **3.2 Control Efectivo de la Calidad Exigida**

### ***3.2.1 Sistema de Transmisión Nacional (STN)***

La Resolución CREG 072 de 1999 asigna al El Centro Nacional de Despacho –CND-, a los usuarios y a los prestadores de Servicios de Conexión al STN y Transporte de Energía Eléctrica en el STN la responsabilidad de mantener la calidad de la Potencia en los niveles establecidos en el Código de Redes (Resolución CREG-025 de 1995).

El CND tiene asignada la responsabilidad de mantener la calidad del suministro de electricidad en términos de la frecuencia a nivel del Sistema Interconectado Nacional –SIN- y de la tensión a nivel del STN, manteniendo estas variables dentro de los límites establecidos en el Código de Redes.

La calidad de la forma de onda es responsabilidad de los usuarios conectados al STN y los prestadores de Servicios de Conexión al STN y Transporte de Energía Eléctrica en el STN.

El balance de las tensiones de fase son responsabilidad de los usuarios conectados al STN.

El CND supervisa que estas variables se mantengan en los límites establecidos y puede decidir la desconexión de un usuario en el momento que no cumpla con la calidad exigida.

La calidad en el Servicio en el STN dentro de niveles satisfactorios es responsabilidad de los prestadores del Servicio de Conexión y de Transporte de Energía Eléctrica.

La medición de la calidad del Servicio en el STN se base en indicadores de Disponibilidad y/o Indisponibilidad, entendiéndose la disponibilidad como el tiempo total sobre un período dado, durante el cual un Activo de Conexión (Equipos o módulos para la conexión al STN) o un activo de transmisión estuvo en servicio o disponible para el servicio. La indisponibilidad de la Red de Transmisión genera restricciones del Sistema que causan sobrecostos operativos por los requerimientos de generaciones de seguridad. El desempeño de los activos de la red en términos de disponibilidad se calcula por métodos estadísticos mediante un procedimiento basado en la función de distribución Weibull. Esta función permite medir el valor esperado de racionamiento dado el desempeño de un activo, que mediante el seguimiento al número de eventos y el período en que se presenten, se estima la probabilidad esperada del activo con base en datos históricos evaluados durante períodos de tiempo móviles.

En términos generales la filosofía de la resolución considera lo siguiente:

- ✓ Periodos móviles semanal y medido durante los últimos 12 meses.
- ✓ Calculo de la disponibilidad esperada de los activos (conexión, bahías, líneas, transformadores, compensación) en función del número de eventos (salidas de servicio) y el tiempo entre eventos.
- ✓ Referencia a un índice de disponibilidad teórica del activo, calculado a partir de las metas fijadas.
- ✓ Asignación de compensaciones al transportador en función de la disponibilidad esperada de sus activos, como un menor valor del ingreso semanal esperado por el activo.

Los recursos provenientes de las compensaciones efectuadas por los agentes que prestan el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en el STN, serán asignados mensualmente, para cubrir el costo de la generación de seguridad fuera de mérito asignada a los agentes Comercializadores, de esta forma hay coherencia entre las restricciones operativas, la generación de seguridad del sistema y las metas establecidas para los activos de la red de transmisión. Realmente este es un derrateo o ajuste en los ingresos para remunerar el activo de acuerdo al servicio prestado por el transmisor. Por una parte los ingresos de la actividad de transmisión están definidos con base en un ingreso regulado, dentro del cual está

implícito el reconocimiento del costo a reposición a nuevo del activo (resoluciones CREG 051 de 1998 y 004 de 1999), por la otra se hace exigencia máxima de calidad dado el ingreso reconocido, de cualquier forma si el desempeño del activo no es óptimo no recibe el total del ingreso esperado.

### **Meta de Índices de Disponibilidad o de las Horas Anuales Acumuladas de Indisponibilidad para los agentes que presten el Servicio de Conexión al STN o de Transporte de Energía Eléctrica en el STN**

<b>Metas Año 2000</b>	<b>Meta del Índice de Disponibilidad Anual (%)</b>	<b>Meta Horas Anuales Acumuladas de Indisponibilidad MHAI</b>
<i>Activos de Conexión al STN</i>	99.45%	48
<i>Bahías de Línea</i>	99.73%	24
<i>Bahías de Transformación</i>	99.73%	24
<i>Autotransformador</i>	99.45%	48
<i>Bahías y Módulos de Compensación</i>	99.45%	48
<i>Circuitos de 500 kV</i>	99.18%	72
<i>Circuitos de 220 o 230 kV – Longitud ≤ 100 km</i>	99.59%	36
<i>Circuitos de 220 o 230 kV – Longitud &gt; 100 km</i>	99.45%	48

<b>Metas Año 2001</b>	<b>Meta del Índice de Disponibilidad Anual (%)</b>	<b>Meta Horas Anuales Acumuladas de Indisponibilidad MHAI</b>
<i>Activos de Conexión al STN</i>	99.45%	48
<i>Bahías de Línea</i>	99.73%	24
<i>Bahías de Transformación</i>	99.73%	24
<i>Autotransformador</i>	99.45%	48
<i>Bahías y Módulos de Compensación</i>	99.45%	48
<i>Circuitos de 500 Kv</i>	99.18%	72
<i>Circuitos de 220 o 230 kV – Longitud ≤ 100 km</i>	99.59%	24
<i>Circuitos de 220 o 230 kV – Longitud &gt; 100 km</i>	99.45%	36

### **3.2.2 Sistema de Distribución Regional**

A nivel de distribución la Resolución establece que las distribuidoras u Operadores Regionales, OR, deben desarrollar y proporcionar los indicadores de la calidad del servicio. Adicionalmente los OR son responsables de la identificación de aquellas partes que están creando los problemas y hacer que ellos sean corregidos en un período de un mes. El cumplimiento está determinado por las recomendaciones NTC 1340, IEEE 519 e IEEE

1159.A. Las señales están divididas en dos componentes de calidad, hay una exigencia en cuanto a la potencia suministrada y una en cuanto a la calidad del servicio suministrado.

Específicamente, los componentes de calidad de la potencia suministrada están dirigidos hacia aquellos aspectos que **afectan a los usuarios**. Como componentes de calidad del producto o de la potencia se tienen los siguientes indicadores: frecuencia (Hz), Magnitud de Tensión (en Vrms), desbalance (en %) o componentes armónicos, envolvente o “flickers” y Potencias reactivas expresadas en términos de factor de potencia . La OR es responsable por la calidad de potencia suministrada y del servicio prestado a los usuarios conectados al sistema.

En cuanto a la calidad del servicio suministrado se tienen dos (2) indicadores básicos: uno refleja la duración de los eventos a nivel de distribución (DES) y el otro refleja la frecuencia de fallas en el sistema de distribución (FES). DES, denominado también D<sub>s</sub>, está íntimamente ligado a los recursos humanos y materiales, así como a las factibilidades existentes para recuperar el sistema después de cada interrupción (vehículos, comunicación, entrenamiento, calidad del personal, instrumentos y métodos de trabajo, etc.).

En general DES está relacionado con la operación del Sistema. FES, denominado también F<sub>s</sub>, caracteriza la vulnerabilidad del sistema frente al medio ambiente, degradación del sistema por vetustez normal y / o acelerada por falta de mantenimiento adecuado, etc.

En general FES está relacionado con la estructura del Sistema y de sus protecciones básicamente con la Inversión y con el mantenimiento.

La regulación fija estándares para el nivel de confiabilidad del servicio, principalmente en la forma definida por DES y FES y fija criterios de compensación por la violación de estas normas.

Hay unas metas establecidas para éstos indicadores pela CREG. La Resolución 089 de 1999 define los indicadores para los años 2000 y 2001.

Las metas establecidas para éstos indicadores deben ser cumplidas por las empresas dedicadas a la distribución de energía eléctrica, de lo contrario esto se traduce en una compensación al usuario final valorada al costo de no suministro, es decir esta en función del costo de racionamiento que en teoría debe medir la disposición del usuario a pagar por un kilovatio - hora (kW-hr) no servido.(Resolución CREG 070 de 1998 y 025 de 1999).

En particular, la regulación especifica que los usuarios deben ser compensados por interrupciones que exceden estos estándares y fija un valor numérico preestablecido por unidad de suspensión del usuario, con base en una aproximación de la energía eléctrica no servida. Adicionalmente, la resolución especifica una forma de seguimiento de interrupciones para el distribuidor.

A nivel de comercialización se debe aclarar que es una actividad que se desarrolla sin activos, por lo que el desempeño se mide en términos de indicadores en el ámbito

administrativo, tales como satisfacción del cliente medido con indicadores de reclamos, desempeño de la empresa en términos de rotación de cartera.

### ***3.2.3 Procedimiento para verificar que se cumplen los estándares de calidad***

#### ***3.2.3.1 Transmisión***

Son activos controlados centralmente desde el CND que constantemente esta censando la red, por lo tanto si se presenta cualquier falla, salida de circuito o indisponibilidad de un activo es identificado. El CND tiene la responsabilidad de llevar las estadísticas, es decir que en términos de control se tiene garantizado para el sistema de transmisión.

En Distribución actualmente las empresas deben mantener reportes actualizados sobre el desempeño de sus equipos en cuanto a fallas, salidas de circuitos y demás. La regulación ha previsto que si se comprueba falsedad la información suministrada esta empresa será penalizada estrictamente, llegando inclusive a ser controlada (intervenida) por la Súper Intendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SSPD. Para el caso que se presente ausencia de información por parte de las empresas la regulación considera unos patrones de referencia por defecto, es decir si no se reportan se someten a lo dispuesto en la regulación partiendo del supuesto que no se está cumpliendo. Esto pretende motivar a las empresas a llevar registros exactos mediante un Sistema de Información Geográfico que facilite el control sobre todo su sistema.

Para garantizar la calidad de la potencia suministrada se ha obligado a que las empresas de distribución firmen pólizas de seguros que cubran cualquier deficiencia en este servicio ya sea por formas de onda, flickers, armónicos. Si el usuario puede demostrar que ha sufrido algún tipo de perjuicio o daños en su equipamiento por que la empresa no cumplió con los estándares tiene la certeza de que la empresa está cubierta por pólizas en este sentido.

## **3.3 Reglamentación de la Regulación de Frecuencia**

### ***3.3.1 Regulación Primaria***

Todas las plantas del sistema están en obligación de operar con el regulador de velocidad en modalidad libre. Las plantas del sistema deben garantizar su valor de estatismo entregado en el formulario de disponibilidad. Se debe efectuar la prueba de estatismo con una periodicidad mínima de 2 años.

### ***3.3.2 Regulación Secundaria***

Todas las empresas de generación deben participar en la regulación secundaria de frecuencia con sus propias unidades o por medio de plantas de otras empresas.

La regulación secundaria del SIN es efectuada por el (AGC) bajo el esquema centralizado en el cual las plantas o unidades que cumplen con los requerimientos técnicos para participar en la regulación de frecuencia, son coordinadas por El CND.

Cuando no se disponga del sistema AGC, la regulación secundaria se hace mediante esquemas descentralizados a través de los CRCs o manualmente con una planta del SIN. Esta operación se coordina desde el CND.

Cuando el SIN opera interconectado con un sistema de otro país, se controlan los intercambios internacionales y la frecuencia objetivo. En este caso el SIN se opera bajo el esquema centralizado a nivel nacional.

### *3.3.2.1 Criterios para Participar en la Regulación Secundaria de Frecuencia*

Cualquier planta y/o unidad, para participar en la Regulación Secundaria de Frecuencia, debe cumplir con los siguientes requisitos:

- ✓ Ser telecomandada el Centro Nacional de Despacho (CND).
- ✓ Realizar pruebas de integración a la función AGC propia de su planta.
- ✓ Realizar pruebas de estatismo y velocidad sostenida de toma de carga, cumpliendo con los parámetros calculados desde el CND, para ajustarse a los valores aprobados por el CNO.
- ✓ Realizar pruebas de integración al control jerárquico del CND de acuerdo con los documentos que sobre el tema, sean aprobados por el CNO. Las reglas actualmente vigentes están contenidas en el documento ISA-CND-98-249 “Entrada en Operación de nuevas plantas al Esquema AGC Nacional”.

Las plantas y/o unidades que cumplan con estos requisitos y pasen las pruebas establecidas para este propósito, quedan habilitadas para prestar el Servicio y se denominarán Elegibles.

### *3.3.2.2 Criterios de Seguridad y Calidad del Control Integrado Secundario de Frecuencia*

- Velocidad de Toma de Carga: Las unidades que presten el Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, deben tener una velocidad de toma de carga mayor a la máxima velocidad de variación de demanda y cambio de generación esperado en el sistema para condiciones normales.
- Se establecen como condiciones normales para este servicio las variaciones que se presentan en el rango de  $\pm 500$  mHz.

- Número de Unidades: Con el fin de garantizar los parámetros de calidad del SIN, se requiere un número mínimo de unidades participando en el AGC.
- Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia: El CND establecerá la cantidad de potencia a nivel horario, requerida para garantizar el Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.

### **3.4 Esquema de Control de Emergencia ante Perturbaciones Severas**

Con el propósito de mantener la frecuencia en valores operativos se ha implementado la Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia que debe operar cuando el SIN enfrente un evento transitorio de frecuencia originado por un desbalance apreciable entre la generación y la carga, por pérdida de unidades generadoras o fraccionamiento de la red. El esquema se diseña de acuerdo con los siguientes criterios:

- ✓ El disparo de la unidad de mayor capacidad del sistema no debe activar la primera etapa de desconexión.
- ✓ En ningún momento la frecuencia puede ser inferior a 57.5 Hz. Esta restricción la establecen las unidades térmicas, las cuales no podrán operar por debajo de esta frecuencia un tiempo superior a 48 segundos durante su vida útil.
- ✓ En contingencias se debe minimizar el tiempo que la frecuencia permanezca por debajo de 58.5 Hz, para evitar la pérdida de vida útil de las plantas térmicas. Según recomendación de fabricantes estas plantas pueden operar con esta frecuencia hasta 30 minutos durante toda su vida útil.
- ✓ Después de 10 segundos de ocurrido un evento, la frecuencia del sistema debe estar por encima del umbral de la primera etapa del esquema de Desconexión Automática de Carga.
- ✓ Se debe optimizar la cantidad de carga a desconectar en eventos, evitando al máximo la sobrefrecuencia, es decir, frecuencias superiores a 60 Hz después de ocurrido un evento.

#### **3.4.1 Acciones de Control en Emergencias: DAG y DAC. Adaptabilidad del Sistema**

Cada empresa distribuidora habilita hasta el 60% de su demanda para ser desconectada por relés de baja frecuencia, con el fin de que el SIN pueda soportar la salida de grandes plantas de generación y se eviten, en lo posible, colapsos totales.

Mediante estudios de estabilidad dinámica y aplicando los criterios definidos en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995), el CND determina para cada área operativa el

número de etapas a implementar, el porcentaje de demanda total a desconectar en cada etapa y la temporización correspondiente.

El manejo y distribución de la carga a desconectar es efectuado por áreas operativas, de forma tal que cada una de ellas cumpla con los porcentajes asignados por el CND. Asimismo, al interior de cada una de las áreas operativas se asignan los porcentajes de desconexión por empresa distribuidora, el cual se calcula como la demanda del distribuidor sobre la demanda total del área operativa a que pertenezca.

Cada empresa distribuidora en coordinación con las comercializadoras que operen en su área de influencia, selecciona los usuarios que estarán en las diferentes etapas de Desconexión Automática de Carga (DAC), excluyendo en lo posible a los usuarios no regulados aislables, excepto cuando esté comprometida la seguridad del sistema.

Una vez transcurrido el transitorio y obtenida una condición estable en la frecuencia, el restablecimiento de la carga desconectada por los relés de baja frecuencia se hace bajo coordinación de los CRC's y el CND. Para el caso de imposibilidad de reposición de carga por restricciones operativas, se aplica las mismas normas establecidas en el Código de Redes para la desconexión de carga en casos de emergencia y el estatuto de racionamiento.

En las áreas donde el esquema de desconexión nacional es insuficiente, por ejemplo en áreas radiales o que a pesar de ser enmalladas se prevé su aislamiento del SIN, las empresas localizadas en estas áreas deben instalar esquemas suplementarios que permitan conservar parte de su carga y generación en condiciones de aislamiento.

### **3.4.2 Supervisión del Esquema:**

El CND y los CRC's según el caso, solicita información a las empresas Distribuidoras sobre los circuitos seleccionados para desconexión automática, especificando la curva de carga horaria del circuito, la etapa a la cual se ajustó el relé y las características del relé (tipo: electrónico o mecánico, marca, precisión; rangos de ajuste: frecuencia y temporización; tiempo de actuación del relé y del interruptor).

Después de un evento de frecuencia, el CND recibe directamente o a través de los CRC's, según el caso, la información de las cargas deslastradas (MW). El CND mediante la utilización de los registros de teledada, registro digital de frecuencia y programas computacionales, determina que área o empresa no ha cumplido con los porcentajes establecidos en el esquema.

## **3.5 Esquemas de Control de Potencia Reactiva**

### **3.5.1 Reservas operativas:**

Realmente solo se maneja reserva para la regulación de frecuencia, sin embargo a nivel de planeamiento se tiene un esquema de protección de la infraestructura de transporte en

contingencias N-1 y en términos operativos se aplica la metodología del valor esperado de racionamiento de corto plazo (VERCP) para ligar las generaciones mínimas de seguridad o generación forzada con la calidad exigida a los transmisores. La evaluación del desempeño de los activos de transmisión implica encontrar la probabilidad de falla de cada uno de los activos y el racionamiento asociado a esa probabilidad y así determinar el valor esperado de racionamiento de potencia de corto plazo. Con las generaciones mínimas se cubre este tipo de contingencias cuyo objetivo es minimizar el máximo valor esperado de racionamiento de corto plazo que se pueda presentar en un área operativa del sistema objetivo.

### **3.6 Características de Diseño de los Equipos e Instalaciones.**

El código de conexión (CC) que hace parte del Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995) establece los requisitos técnicos mínimos para el diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento que todo usuario debe cumplir para la conexión al Sistema de Transmisión Nacional. Este código está basado en normas técnicas nacionales e internacionales acogidas por la CREG en los casos que considere pertinentes. En éste se establecen los criterios de diseño y especificaciones técnicas para asegurar el cumplimiento de los niveles de confiabilidad, seguridad y calidad definidos para el STN, durante toda la vida útil del equipo.

En cuanto a la cargabilidad de los equipos el código de operación establece lo siguiente:

En estado estacionario las tensiones en las barras de 115 kV, 110 kV y 220 kV, 230 kV no deben ser inferiores al 90% (se estudiarán casos particulares) ni superiores al 110% del valor nominal. Para la red de 500 kV el voltaje mínimo permitido es del 90% y el máximo es del 105% del valor nominal.

La máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los equipos asociados, el límite de transmisión por regulación de voltaje y el límite por estabilidad transitoria y dinámica.

La cargabilidad de los transformadores se mide por su capacidad de corriente nominal por devanado, para tener en cuenta las variaciones de voltaje de operación con respecto al nominal del equipo

En el Largo y Mediano Plazo no se permiten sobrecargas permanentes. En el Corto y muy Corto Plazo se pueden fijar límites de sobrecarga de acuerdo a la duración de la misma sin sobrepasar las temperaturas máximas permisibles de los equipos y sin disminuir la vida útil de los mismos. Para los transformadores, el método empleado para determinar la máxima sobrecarga se basa en el cálculo de la temperatura hora a hora del aceite y de los devanados del transformador como una función de su carga horaria. No se debe perder vida útil del equipo en su ciclo de carga, de acuerdo al Documento de Parámetros Técnicos del SIN.

La operación del sistema dentro de los límites de carga determinados anteriormente, exceptuando la sobrecarga de transformadores, se consideran como operación normal. Fuera de ellos el sistema se considera que está en estado de alerta o de emergencia.

En el análisis de estado estacionario se consideran solo contingencias sencillas en las líneas de transmisión y en los bancos de transformadores de conexión al STN, atendiendo la demanda hasta donde sea posible técnicamente.

Bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del Sistema de Transmisión Nacional, en cercanía a la subestación con mayor nivel de cortocircuito, la cual es aclarada con tiempo de protección principal y asumiendo salida permanente del elemento en falla, el sistema debe conservar la estabilidad.

En las máquinas, los ángulos del rotor deben oscilar de forma coherente y amortiguada con respecto a una referencia. En el caso de resultar redes aisladas después de un evento, en cada red se escogerá una referencia, que generalmente es la planta de mayor capacidad.

Las corrientes e impedancias vistas por los relés vecinos, deben ser tales que no ocasionen la salida de elementos adicionales, lo cual originaría una serie de eventos en cascada.

En las barras principales del sistema de transmisión la tensión transitoria no debe estar por debajo de 0.8( p.u.) durante más de 500 mseg.

Al evaluar la estabilidad del sistema de transmisión ante pequeñas perturbaciones, se debe chequear que los valores propios tengan componente de amortiguación. Si no hay amortiguación se deben ajustar apropiadamente los sistemas de control de las unidades de los equipos del SIN y como último recurso, limitar las transferencias por el sistema de transmisión.

### ***3.6.1 Diseño de las Estaciones Transformadoras***

La configuración de una nueva subestación de alta tensión a 220 kV o tensión superior o de la conexión a una subestación existente debe ser tal que, como mínimo permita efectuar el mantenimiento al equipo de interrupción de cualquier circuito de la subestación, sin interrumpir la continuidad del flujo de potencia por dicho circuito

Los interruptores de potencia, seccionadores, cuchillas de puesta a tierra, transformadores de potencia, transformadores de tensión, reactores, transformadores de corriente, pararrayos, bujes, equipos de neutro, condensadores, trampas de onda, acoplamientos de telecomunicaciones, protecciones, control análogo y digital y telecomunicaciones, y los requerimientos de aislamiento externo y coordinación de aislamiento en el Sitio de Conexión STN/Usuario deben cumplir con las normas IEC, ANSI y NTC aplicables, en el momento de su diseño.

Los equipos y materiales de las subestaciones deben ser diseñados, fabricados y probados por fabricantes o entidades que cumplan con los requisitos de aseguramiento de la calidad, según normas ISO serie 9000.

El Usuario debe garantizar y comprobar con estudios técnicos que la carga conectada al STN cumpla los requisitos por contenido de armónicos establecidos en la norma IEEE 519 y por desbalance de fases y fluctuaciones de tensión que establezca la norma NTC o en su defecto por las normas internacionales.

## 4 RESULTADOS OPERATIVOS

### 4.1 Índices de Calidad del Servicio

La calidad del suministro eléctrico en el Sistema Interconectado Nacional -SIN- colombiano, se evalúa mediante el análisis de los indicadores de calidad referidos a las variables de frecuencia y tensión en el Sistema de Transmisión Nacional y mediante el seguimiento de la demanda no atendida por causas programadas y no programadas.

En la siguiente tabla se muestra el valor de los índices de CALIADAD de la operación del SIN en año 1999.

*Tabla 3. Índices de Calidad*

Índice	Acumulado 1998	Acumulado 1999	Meta
Porcentaje de demanda del SIN no atendida por causas programadas	0.0293%	0.0256%	0.033%
Porcentaje de demanda del SIN no atendida por causas no programadas	0.1331%	0.1363%	0.132%
Períodos con tensión por fuera del rango/día	0.0932	0.0767	0.369
Variaciones lentas de frecuencia/día	1.3644	1.2603	1.382
Variaciones transitorias de frecuencia/día	1.2849	1.4329	1.333

En el balance anual se cumplieron las metas propuestas por los índices de demanda no atendida por causas no programadas, períodos con tensión por fuera del rango y variaciones lentas de frecuencia. Los acumulados anuales de las variaciones transitorias de frecuencia y demanda no atendida por causas no programadas presentaron valores levemente superiores a las metas fijadas.

#### **4.1.1 Demanda no Atendida**

La demanda no atendida se calcula con base en la información suministrada al Centro Nacional de Despacho -CND -por los Operadores de Red -OR's- y por las empresas delegadas para la operación por el -CND-. La demanda total de energía se calcula como la suma de las generaciones brutas más la demanda de energía no atendida.

El porcentaje de demanda del SIN no atendida por cada causa (programadas y/o no programadas ) se calcula para cada año como la fracción de la demanda no atendida, por cada concepto, con relación a la demanda total de energía del SIN.

#### **4.1.2 Tensión**

"En estado estacionario las tensiones en las barras de 115 kV, 110 kV, 220 kV y 230 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal. Para la red de 500 kV el voltaje mínimo permitido es del 90% y el máximo es del 105% del valor nominal".

#### **4.1.3 Frecuencia**

"La frecuencia objetivo del SIN es 60.00 Hz y su rango de variación de operación está entre 59.80 y 60.20 Hz, excepto en estados de emergencia, fallas, déficit energético y períodos de restablecimiento.

##### **4.1.3.1 Variaciones transitorias de frecuencia**

Un evento de variación transitoria de frecuencia se presenta cuando la frecuencia eléctrica del SIN se sale de su rango en forma brusca, debido a pérdida de unidades de generación o a eventos en el sistema de transmisión que ocasionan aislamiento de alguna área del resto del SIN.

##### **4.1.3.2 Variaciones lentas de frecuencia**

Un evento de variación lenta de frecuencia se presenta cuando la frecuencia eléctrica del SIN se sale de su rango en forma lenta, debido a eventos diferentes de salidas forzadas de generadores o líneas de transmisión.

#### **4.1.4 Actuación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia**

El Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia -EDAC - es la estrategia de respaldo del SIN para mantener la frecuencia dentro de sus valores operativos frente a desbalances generación – demanda provocados por eventos como disparos o pérdidas de carga de unidades de generación y fraccionamiento de la red.

El esquema vigente, aprobado por el Subcomité de Estudios Eléctricos es el siguiente:

**Tabla 4. Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia Vigente**

<b>Etapas</b>	<b>Umbral de Frecuencia (Hz)</b>	<b>Desconexión de Carga (%)</b>	<b>Retardo Intencional (ms)</b>
1	59.4	5	200
2	59.2	5	200
3	59.0	5	400
4	58.8	5	400
5	58.6	5	600
6	58.6	5	1000
7	58.4	5	2000
8	58.4	5	4000

Con el seguimiento periódico al EDAC se verifica que el esquema satisfaga los parámetros fundamentales (Umbrales de frecuencia, temporización de los relés y porcentajes de carga a deslastrar) en las diferentes condiciones de desbalance generación – demanda del SIN.

La composición Térmica / Hidráulica en la generación del SIN tiene incidencia en la ocurrencia de eventos que involucran la actuación del EDAC. Por su naturaleza y complejidad, las plantas térmicas presentan una mayor tasa de falla que las hidráulicas. Consecuentemente, a mayor participación térmica mayor factibilidad de desbalances transitorios que afectan la frecuencia y mayor la probabilidad de activar la respuesta del EDAC.

## 5 REFERENCIAS

- Congreso de la República, Ley 142 Servicios Públicos Domiciliarios, 1994.
- Congreso de la República, Ley 143 Ley Eléctrica, 1994.
- CREG, Resoluciones 1994 - 1999.
- ISA, Informe de Operación Comercial 1996
- Pablo Corredor, Adolfo Fonseca, Colombian Electricity Market, presentado al IEEE Winter Meeting in New York, 1999.

- Pablo Corredor, Pedro Pablo Dussan, Fernando Aljure, Actualización Tecnológica del Centro de Control del Centro Nacional de Despacho de ISA, presentado a la CIER en Bogotá, 1999.
- Silvia Elena Cossio M., Mónica Landazábal V., Andrés Villegas R., Ricardo Llano G., Ancizar Piedrahita A., Regulación Eléctrica en Colombia: EVOLUCIÓN HACIA LA EFICIENCIA.
- Norberto Duque M. , Alvaro Ismael Murcia, Efectos del Esquema de Bolsa de Energía en la Operación del Sistema Interconectado Nacional –Sin- Colombiano.
- UPME, Cadena Gas Natural, 1999