

**ESTUDIO SOBRE LAS INCIDENCIAS DE LA BOLSA DE ENERGIA EN LAS  
EMPRESAS DE GENERACION TERMICA EN LA  
COSTA ATLANTICA**

**FRANKLIN ANTONIO CEQUEIRA BARRIOS**

**RAFAEL TOMAS ESCOBAR MORALES**

**CORPORACIÓN UNIVERSITARIA TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR**

**DIVISION DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA**

**CARTAGENA DE INDIAS D.T. Y C.**

**2000**

**ESTUDIO SOBRE LAS INCIDENCIAS DE LA BOLSA DE ENERGIA EN LAS  
EMPRESAS DE GENERACION TERMICA EN LA  
COSTA ATLANTICA**

**FRANKLIN ANTONIO CEQUEIRA BARRIOS**

**RAFAEL TOMAS ESCOBAR MORALES**

**Tesis para optar al título de  
Ingeniero Electricista**

**Director  
ENRIQUE VANEGAS CASADIEGO  
Ingeniero Electricista  
Especialista en Automatización industrial**

**CORPORACIÓN UNIVERSITARIA TECNOLOGICA DE BOLÍVAR**

**DIVISION DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA**

**CARTAGENA DE INDIAS D.T. Y C.**

**2000**

**Nota de aceptación**

---

---

---

---

**Presidente del Jurado**

---

**Jurado**

---

**Jurado**

**Cartagena, 7 de Abril de 2000**

A mis abuelos, Miguel Ramón Barrios y María Teresa Otero, y a mi tía Jenny Cecilia Barrios, que descansen en paz.

IN MEMORIAN.

Este primer triunfo se lo dedico a mis padres, hermana, tíos, primos, compañeros, y de una manera especial a una persona que cree y creyó en mi, Dra. Beatriz Botero Arango

**Franklin Antonio Cequeira Barrios**

A mi abuela Roquelina Aguilar y a mí  
padre Gabriel Gonzalo Escobar, que  
descansen en paz.

IN MEMORIAN.

Este logro va dedicado a mi madre  
Lucy Morales, mi hermano, mi esposa  
y a mi hijo que viene en camino

**Rafael Tomas Escobar Morales**

## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Fernando Gutierrez. Gerente Comercial. Termoflores. Por sus explicaciones acerca de la venta de energía.

Carlos Haydar. División Mercadeo. Proeléctrica. Por crearnos una idea inicial acerca del funcionamiento del mercado

Benjamin Payares Ortiz. Director Unidad de Negocios Grandes Clientes. Electrocosta. Ingeniero electricista y Asesor de la investigación, por sus valiosas orientaciones, con las cuales no hubiera sido posible la culminación del presente estudio.

Lucy Rico. Ingeniera Industrial. Por su motivación para seleccionar el tema tratado en el presente estudio.

Jose Rosales. Jefe División Mercado. Corelca. Por sus valiosas recomendaciones

Toncel y Botero. Oficina de abogados, por su apoyo y préstamo de sus instalaciones para la culminación del presente estudio

Enrique Vanegas. Docente de la CUTB. Ingeniero electricista y Director de la investigación, por sus valiosas recomendaciones.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
<b>INTRODUCCION</b>	<b>1</b>
<b>1. INTRODUCCION A LA ECONOMIA</b>	<b>4</b>
<b>1.1. DEFINICION DE ECONOMIA</b>	<b>4</b>
<b>1.1.1. El problema económico: La Escasez</b>	<b>5</b>
<b>1.1.2. Los recursos o factores productivos</b>	<b>5</b>
<b>1.1.2.1. Tierra</b>	<b>6</b>
<b>1.1.2.2. Trabajo</b>	<b>6</b>
<b>1.1.2.3. El capital</b>	<b>6</b>
<b>1.2. EL SISTEMA DE ECONOMÍA DE MERCADO</b>	<b>6</b>
<b>1.2.1. La Demanda</b>	<b>9</b>
<b>1.2.2. La Oferta</b>	<b>11</b>
<b>1.2.3. Costos</b>	<b>12</b>
<b>1.2.3.1. Costos fijos (CF)</b>	<b>13</b>
<b>1.2.3.2. Costos variables (CV)</b>	<b>13</b>
<b>1.2.3.3. Costo total (CT)</b>	<b>13</b>
<b>1.2.3.4. Costo marginal (CM)</b>	<b>14</b>
<b>1.3. LA EMPRESA, LA PRODUCCION Y LOS BENEFICIOS</b>	<b>14</b>
<b>1.3.1. La tecnología y la empresa</b>	<b>15</b>
<b>1.4. CORTO PLAZO Y LARGO PLAZO</b>	<b>16</b>
<b>1.5. EFICIENCIA TECNICA Y EFICIENCIA ECONOMICA</b>	<b>18</b>
<b>1.5.1. Eficiencia técnica</b>	<b>19</b>
<b>1.5.2. La eficiencia económica</b>	<b>20</b>

	29
<b>2. MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD</b>	<b>22</b>
<b>2.1. INVOLUCRACION DEL GOBIERNO EN EL SECTOR ELECTRICO</b>	<b>22</b>
<b>2.2. MARCO REGULATORIO</b>	<b>25</b>
<b>2.3. CARACTERISTICAS GENERALES DEL MERCADO MAYORISTA</b>	<b>26</b>
<b>2.3.1. Participación en el Mercado Mayorista de Electricidad</b>	<b>27</b>
<b>2.3.2. Transacciones en el Mercado Mayorista de Electricidad</b>	<b>29</b>
<b>2.3.2.1. Transacciones mediante Contratos Bilaterales</b>	<b>29</b>
<b>2.3.2.2. Transacciones directas en La Bolsa de Energía</b>	<b>30</b>
<b>2.3.3. Mercado Mayorista vs Racionamiento de Energía</b>	<b>31</b>
<b>2.4. COSTO PROMEDIO MENSUAL DE TRANSACCIONES EN EL MERCADO MAYORISTA - Pm y Mm -</b>	<b>33</b>
<b>3. BOLSA DE ENERGIA ELECTRICA</b>	<b>40</b>
<b>3.1. FUNCIONAMIENTO DE LA BOLSA DE ENERGIA</b>	<b>41</b>
<b>3.1.1. Etapa operativa</b>	<b>41</b>
<b>3.1.1.1. Plan operativo indicativo</b>	<b>41</b>
<b>3.1.1.2. Declaración de disponibilidad y precio de oferta</b>	<b>44</b>
<b>3.1.1.3. Programa de despacho económico</b>	<b>50</b>
<b>3.1.1.4. Redespacho</b>	<b>50</b>
<b>3.1.2. Proceso comercial</b>	<b>53</b>
<b>3.2. PRECIO DE BOLSA</b>	<b>54</b>
<b>3.2.1. Precio promedio de energía transada en bolsa</b>	<b>58</b>
<b>3.2.2. Precio marginal promedio de bolsa de energía</b>	<b>59</b>
<b>4. CONTRATOS ENTRE AGENTES DEL MERCADO</b>	<b>62</b>
<b>4.1. TERMINACION DE CONTRATOS</b>	<b>64</b>
<b>4.2. CESION DE CONTRATOS</b>	<b>64</b>

<b>4.3. PROCESO DE ASIGNACION DE CONTRATOS</b>	<b>65</b>
<b>4.4. TIPOS DE CONTRATOS</b>	<b>66</b>
4.4.1. Pague lo contratado	66
4.4.2. Pague lo Demandado con Tope	66
4.4.3. Pague lo Demandado sin Tope	66
4.4.4. Pague lo Generado	66
4.4.5. Disponibilidad Programada	67
4.4.6. Disponibilidad Comercial	67
4.4.7. Generación Ideal	67
4.4.8. Pague lo Generado Ideal con Tope	67
4.4.9. Demanda de un tercero	68
4.4.10. Precio de Bolsa	68
4.4.11. Base	68
4.4.12. Demanda de Submercados	68
4.4.12.1. Pague lo Contratado	68
4.4.12.2. Pague lo Demandado sin Tope	69
4.4.12.3. Pague lo Demandado con Tope	69
4.4.12.4. Pague lo Generado	69
4.4.13. Menor Valor	69
4.4.14. Intermediación	70
4.4.15. Generación mínima	70
<b>4.5. INFORMACION BASICA DE LOS CONTRATOS</b>	<b>70</b>
4.5.1. Identificación de las partes contratantes	70

	31
<b>4.5.2. Objeto del contrato</b>	<b>70</b>
<b>4.5.3. Duración del contrato</b>	<b>71</b>
<b>4.5.4. Documentación</b>	<b>71</b>
<b>4.5.5. Firma y fecha</b>	<b>71</b>
<b>5. CARGO POR CAPACIDAD</b>	<b>72</b>
<b>5.1. CAPACIDAD REMUNERABLE REAL –CRR-</b>	<b>77</b>
<b>5.2. VALOR A DISTRIBUIR DEL CARGO POR CAPACIDAD –VD-</b>	<b>85</b>
<b>5.3. COSTO EQUIVALENTE REAL DE ENERGIA –CERE-</b>	<b>88</b>
<b>5.4. VALOR A RECAUDAR DEL CARGO POR CAPACIDAD -VR-</b>	<b>90</b>
<b>5.5. VALOR A FACTURAR POR CARGO POR CAPACIDAD –F-</b>	<b>92</b>
<b>6. CARGOS POR USO DEL SISTEMA DE TRANSMISION NACIONAL –STN-</b>	<b>94</b>
<b>6.1. USUARIOS DEL SISTEMA DE TRANSMISION NACIONAL –STN-</b>	<b>94</b>
<b>6.2. PROPIETARIOS DEL SISTEMA DE TRANSMISION NACIONAL –STN-</b>	<b>94</b>
<b>6.3. FACTURACION DE LOS CARGOS POR USO DEL STN</b>	<b>95</b>
<b>6.3.1. Facturación a generadores</b>	<b>95</b>
<b>6.3.2. Facturación a comercializadores</b>	<b>98</b>
<b>6.4. CONEXIÓN AL SISTEMA DE TRANSMISION NACIONAL</b>	<b>98</b>
<b>6.5. COSTOS POR RESTRICCIONES</b>	<b>100</b>
<b>6.6. FACTURACION</b>	<b>107</b>
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>109</b>
<b>IMPACTOS EN LAS EMPRESAS DE GENERACION</b>	<b>111</b>
<b>MAXIMO BENEFICIO ECONOMICO</b>	<b>113</b>
<b>Oferta en condiciones de invierno prolongado</b>	<b>114</b>

	32
<b>Oferta en condiciones de verano prolongado</b>	<b>115</b>
<b>Propuestas al marco regulatorio</b>	<b>117</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>120</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>121</b>

## **LISTA DE TABLAS**

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1. Demanda de Energía Eléctrica</b>	<b>10</b>

<b>Tabla 2. Oferta de Energía Eléctrica</b>	<b>12</b>
<b>Tabla 3. Eficiencia técnica</b>	<b>19</b>
<b>Tabla 4. Eficiencia económica (Precios iniciales)</b>	<b>21</b>
<b>Tabla 5. Eficiencia (Aumento de salario)</b>	<b>21</b>
<b>Tabla 6. Costo promedio mensual de las transacciones con destino al Mercado regulado en \$/MWh</b>	<b>38</b>
<b>Tabla 7. Disponibilidad comercial por plantas</b>	<b>47</b>
<b>Tabla 8. Precio promedio de energía transada en bolsa 1998 (\$/MWh)</b>	<b>60</b>
<b>Tabla 9. Precio marginal promedio de bolsa de energía 1998 (\$/MWh)</b>	<b>61</b>
<b>Tabla 10. Capacidad Remunerable Teórica por planta</b>	<b>74</b>
<b>Tabla 11. Disponibilidad Comercial Promedio por plantas en MWh</b>	<b>78</b>
<b>Tabla 12. Capacidad Remunerable Real por plantas en MWh</b>	<b>82</b>
<b>Tabla 13. Valor a distribuir del Cargo por Capacidad por Planta (En pesos)</b>	<b>88</b>
<b>Tabla 14. Valores del CEE y el CERE (En pesos)</b>	<b>90</b>
<b>Tabla 15. VR del Cargo por Capacidad por planta en pesos</b>	<b>91</b>
<b>Tabla 16. Porcentaje de Distribución de los Ingresos entre los Transportadores</b>	<b>95</b>
<b>Tabla 17. Cargos por uso del STN 1999 – Generadores (\$/kw-año de Junio de 1998)</b>	<b>96</b>
<b>Tabla 18. Cargos por uso del STN 1999 – comercializadores (\$/kw-año de Junio de 1998)</b>	<b>98</b>

**LISTA DE FIGURAS**

**Pág.**

	35
<b>Figura 1. Flujo circular de la actividad económica</b>	<b>8</b>
<b>Figura 2. Demanda de Energía Eléctrica</b>	<b>11</b>
<b>Figura 3. Curva oferta de energía eléctrica</b>	<b>13</b>
<b>Figura 4. Estructura del mercado</b>	<b>28</b>
<b>Figura 5. Costo promedio mensual de las transacciones con destino al mercado regulado \$/MWh</b>	<b>39</b>
<b>Figura 6. Funcionamiento de la bolsa de energía</b>	<b>42</b>
<b>Figura 7. Disponibilidad comercial de energía</b>	<b>46</b>
<b>Figura 8. Despacho económico real</b>	<b>51</b>
<b>Figura 9. Despacho ideal</b>	<b>57</b>
<b>Figura 10. Disponibilidad comercial promedio</b>	<b>81</b>
<b>Figura 11. Capacidad remunerable real</b>	<b>85</b>
<b>Figura 12. Valor a distribuir en millones de pesos</b>	<b>86</b>
<b>Figura 13. CEE y CERE en pesos para 1998</b>	<b>89</b>
<b>Figura 14. Zonas para la aplicación de los cargos por uso del STN</b>	<b>97</b>
<b>Figura 15. Obras de conexión para uso exclusivo del cliente</b>	<b>101</b>
<b>Figura 16. Requerimiento adicional de obras de refuerzo en el STN</b>	<b>102</b>
<b>Figura 17. Punto de conexión nuevo en el STN</b>	<b>103</b>

## LISTA DE SIGLAS

<b>ASIC</b>	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
<b>CEE</b>	Costo Equivalente de Energía del Cargo por Capacidad
<b>CMCP</b>	Costo Marginal de Corto Plazo
<b>CMLP</b>	Costo Marginal de Largo Plazo
<b>CND</b>	Centro Nacional de Despacho
<b>CRD</b>	Centro Regional de Despacho
<b>CREG</b>	Comisión de Regulación de Energía y Gas
<b>CRR</b>	Capacidad Remunerable Real
<b>CRT</b>	Capacidad Remunerable Teórica
<b>MOS</b>	Mínimo Operativo Superior
<b>SDL</b>	Sistema de Distribución Local
<b>SIC</b>	Sistema de Intercambios Comerciales
<b>SIN</b>	Sistema Interconectado Nacional
<b>SSPD</b>	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
<b>STN</b>	Sistema de Transmisión Nacional
<b>STR</b>	Sistema de Transmisión Regional

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
<b>Anexo A. Conexión con el servidor de la Bolsa</b>	<b>121</b>

<b>Anexo B. Intercambio de información para el mercado mayorista</b>	<b>128</b>
<b>Anexo C. Resoluciones de la CREG</b>	<b>143</b>

## **GLOSARIO**

**ASIC- ADMINISTRADOR DEL SISTEMA DE INTERCAMBIOS COMERCIALES:**  
Dependencia del Centro Nacional de Despacho adscrita a Interconexión Eléctrica S.A.

E.S.P., encargada de registrar los contratos de energía a largo plazo; de la facturación, liquidación cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía en la Bolsa por parte de los 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). (Resolución CREG 024 de 1995).

**AGENTE COMERCIALIZADOR:** Es la empresa registrada ante el SIC que realiza la actividad de comercializar energía eléctrica. (Res. CREG 024 DE 1995)

**AGENTE ECONÓMICO:** Cualquiera de las personas a las que se refiere el artículo 15 de la ley 142 de 1994.(Resolución CREG 024 de 1995).

**AGENTE GENERADOR:** Es la empresa registrada ante el SIC que realiza la actividad de generar energía eléctrica. (Resolución CREG 024 DE 1995).

**AGENTE GENERADOR – COMERCIALIZADOR:** Es la empresa registrada ante el SIC que realiza las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica. Estas actividades deben presentar contabilidades separadas.

**AUTOGENERADOR:** Es aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. La reglamentación aplicable a estos agentes, esta contenida en la Resolución CREG 084 de 1996.

**BOLSA DE ENERGÍA:** Sistema de información, manejado por el administrador del sistema de intercambios comerciales (ASIC), en donde los generadores y comercializadores del mercado mayorista ejecutan actos de intercambios de ofertas y demandas de energía, hora a hora, para que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ejecute los contratos resultantes en la Bolsa de Energía y liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores.(Resolución CREG 024 de 1995).

**CAPACIDAD EFECTIVA:** Es la máxima cantidad de potencia neta (Mw) que puede suministrar una unidad de generación en condiciones normales de operación. (Código de Redes).

**CAPACIDAD REMUNERABLE REAL –CRR-:** Es la parte de la Capacidad Remunerable Teórica que estuvo disponible para el abastecimiento de la demanda. (Resolución CREG 116 de 1996).

**CAPACIDAD REMUNERABLE TEÓRICA –CRT-:** Es la capacidad de generación que cada planta hidráulica o unidad térmica aporta en un despacho ideal al abastecimiento de la demanda en condiciones hidrológicas críticas (Resolución CREG 024 de 1995).

**CARGO POR CAPACIDAD:** Es un mecanismo financiero destinado a reducir el riesgo de volatilidad y estacionalidad de los precios en la Bolsa de Energía. Como tal, refleja una proporción del valor presente de el costo esperado de racionamiento.

**CENTRO NACIONAL DE DESPACHO –CND-:** Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema Interconectado nacional. El CND también está encargado de dar las instrucciones a los centros regionales de despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de obtener una operación segura, confiable y ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación. (Resolución CREG 024 de 1995).

**CENTRO REGIONAL DE DESPACHO –CRD-:** Es un centro de supervisión de la operación de las redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en una misma región, cuya función es la de coordinar la operación y maniobras de estas instalaciones con sujeción, en lo pertinente, a las instrucciones impartidas por el Centro Nacional de Despacho, en desarrollo de las previsiones contenidas en el reglamento de operación, con el fin de asegurar una operación segura y confiable del sistema interconectado. (Resolución CREG 024 de 1995).

**CÓDIGO DE REDES:** Conjunto de reglas, normas, estándares y procedimientos técnicos expedidos por la comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG-, a los cuales deben someterse las empresas de servicios públicos del sector eléctrico y otras personas que usen el sistema de transmisión nacional. (Resolución CREG 024 de 1995).

**COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA:** Actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales regulados o no regulados. (Resolución CREG 024 de 1995).

**COMERCIALIZADOR:** Persona natural o jurídica cuya actividad principal es la comercialización de energía eléctrica. (Resolución CREG 024 de 1995).

**CONSUMO PROPIO:** Es el consumo de energía y potencia requerido por los sistemas auxiliares de una unidad generadora o una subestación. (Resolución CREG 024 de 1995).

**COSTOS:** Es el valor que le cuesta al oferente su producción.

**COSTO INCREMENTAL:** Es el costo en que incurre un generador para incrementar o disminuir su producción en una unidad. (Código de Redes).

**COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO –CMCP-:** Esquema que parte de la utilización de precios del mercado mayorista con discriminación nodal, que son los costos marginales de corto plazo del despacho del sistema, en el que se incluyen explícitamente los efectos y restricciones de la red.

**COSTO MARGINAL DEL SISTEMA:** Es el aumento en el costo total operativo del sistema debido al incremento de la demanda del mismo en una unidad. (Código de Redes).

**DEMANDA:** Es la cantidad de mercancías que pueden ser compradas a los diferentes precios por un individuo o por el conjunto de individuos de una sociedad.

**DESPACHO IDEAL:** Es la programación de generación que se realiza a posteriori por el Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), la cual atiende la demanda real con la disponibilidad real de las plantas de generación. Este despacho se realiza considerando la oferta de precios por orden de méritos de menor a mayor, sin considerar las diferentes restricciones que existen en el sistema, excepto por las condiciones de inflexibilidad de las plantas generadoras. (Resolución CREG 024 de 1995).

**DESPACHO PROGRAMADO:** Es el programa de generación que realiza el centro nacional de despacho –CND-, denominado redespacho en el Código de Redes, para atender una predicción de demanda y sujeto a las restricciones del sistema, considerando la declaración de disponibilidad, la oferta en precios y asignando la generación por orden de méritos de menor a mayor. (Res. CREG 024 de 1995).

**DESPACHO REAL:** Es el programa de generación realmente efectuado por los generadores, el cual se determina con base en las mediciones en las fronteras de los generadores. (Resolución CREG 024 de 1995).

**DISPONIBILIDAD COMERCIAL:** Es la disponibilidad calculada por el SIC, la cual considera la declaración de disponibilidad de los generadores, modificada cuando se presenten cambios en las unidades de generación en la operación real del sistema. (Resolución CREG 024 de 1995).

**DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD:** Es la actividad de transportar energía a través de una red de distribución a voltajes iguales o inferiores a 115 kv. (Resolución CREG 024 de 1995).

**ESTACIÓN DE INVIERNO:** Periodo comprendido entre el 1° de mayo y el 30 de noviembre de cada año. (Resolución CREG 116 de 1996).

**ESTACIÓN DE VERANO:** Periodo comprendido entre el 1° de diciembre de cada año y el 30 de abril del año siguiente. (Resolución CREG 116 de 1996).

**FRONTERAS COMERCIALES:** Son fronteras comerciales en el mercado mayorista el punto de conexión de generadores y comercializadores a las redes del Sistema de Transmisión Nacional, a los Sistemas de Transmisión Regional o a los Sistemas de Distribución Local. Esta frontera solo define el punto de medición pero no la responsabilidad por las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución. (Resolución CREG 024 de 1995).

**GENERACIÓN BRUTA:** Es la generación de la planta medida por contadores instalados en los bornes del generador. (Código de Redes).

**GENERADOR:** Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica, que tiene por lo menos una unidad conectada al SIN con una capacidad efectiva total en la central superior a

los 20 MW o aquellos que tienen por lo menos una central de capacidad efectiva total menor o igual a 20 MW conectada al SIN, que soliciten ser despachados centralmente. (Res. CREG 024 de 1995).

**GENERACIÓN NETA:** Es la generación bruta menos el consumo propio. (Código de Redes).

**INFLEXIBILIDAD DE UNIDADES:** Una unidad es inflexible cuando las características técnicas de la unidad hacen que genere en una hora a pesar que su precio de oferta es superior al costo marginal del sistema, o cuando se modifica la disponibilidad declarada después de la hora de cierre de las ofertas y antes del periodo de reporte de cambios para el despacho. (Resolución CREG 024 de 1995).

**MERCADO LIBRE:** Es el mercado de energía eléctrica en que participan los usuarios regulados y no regulados y quienes los proveen de electricidad. (Resolución CREG 024 de 1995).

**MERCADO MAYORISTA:** Conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, para realizar contratos de energía a largo plazo y en bolsa sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al reglamento de operación y demás normas aplicables. (Resolución CREG 024 de 1995).

**MERCADO REGULADO:** Es el mercado de energía eléctrica en que participan los usuarios regulados y quienes los proveen de electricidad. (Resolución CREG 024 de 1995).

**MERCADO SPOT:** Es el mercado con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción representado por el Costo Marginal de Corto Plazo.

**NIVEL MÍNIMO OPERATIVO SUPERIOR –MOS-:** Es un límite operativo de un embalse, por debajo del cual la energía almacenada solo se permite utilizar si todas las unidades térmicas están despachadas. (Código de Redes).

**OFERTA:** Es la cantidad de mercancías que pueden ser vendidas a los diferentes precios del mercado por un individuo o por el conjunto de individuos de una sociedad.

**ORDEN DE MÉRITOS:** Ordenamiento con base en los precios de oferta de los generadores. (Resolución CREG 024 de 1995).

**PROGRAMA DE GENERACIÓN:** Es la asignación de generación de las unidades o plantas despachadas centralmente. (Resolución CREG 024 de 1995).

**REGLAMENTO DE OPERACIÓN:** Conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del Sistema Interconectado Nacional y para regular el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. (Resolución CREG 024 de 1995).

**SERVICIO ASOCIADO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA:** Son servicios asociados con la actividad de generación los que prestan las empresas generadoras con sus unidades conectadas al Sistema Interconectado Nacional para asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio. (Resolución CREG 024 de 1995).

**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. (Resolución CREG 024 de 1995).

**SISTEMAS DE INTERCAMBIOS COMERCIALES –SIC-:** 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 participan 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. (Resolución CREG 024 de 1995).

**SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL –SIN-:** Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre si: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, conforme lo definido en la ley 143 de 1994. (Resolución CREG 024 de 1995).

**SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL:** Es el sistema Interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, y transformadores con sus respectivos módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 KV. (Resolución CREG 024 de 1995).

**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. (Resolución CREG 024 de 1995).

**TRANSMISIÓN:** Es la actividad consistente en el transporte de energía por sistemas de transmisión y la operación, mantenimiento y expansión de sistemas de transmisión, ya sean nacionales o regionales. (Resolución CREG 024 de 1995).

**TRANSPORTADOR:** Persona natural o jurídica que opera y transporta energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional, en un sistema de Transmisión Regional o en un Sistema de Distribución Local. (Resolución CREG 024 de 1995).

## **INTRODUCCION**

A partir de la expedición de las leyes 142 y 143 de 1994 ( Ley de servicios públicos y ley eléctrica, respectivamente) y de las resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG - y de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD -, el 20 de Julio de 1995 se dio inicio en Colombia al Mercado de Energía Mayorista.

El Mercado Mayorista de electricidad se puede definir como el "Conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, para realizar contratos de energía a largo plazo y en bolsa sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables".

Con la implementación del nuevo mercado, se creó un nuevo reto para las empresas y el cual es, maximizar el nivel de ingresos. Por esto, los agentes participantes buscan obtener la máxima rentabilidad posible mediante el desarrollo de estrategias ceñidas a las normas expedidas por la CREG y por la SSPD, en lo relacionado con la calidad, confiabilidad, seguridad y eficiencia en el servicio de energía eléctrica.

Además de la creación de nuevos retos, se trajo también nuevos riesgos. Riesgos que están relacionados con la composición del parque generador (70.16 % hidráulico y 29.84 % térmico), lo que se traduce en una dependencia del impredecible comportamiento hidrológico del clima Colombiano. Esta aleatoriedad de la climatología Colombiana, junto con el tipo de tecnología empleada para producir la energía eléctrica y las normas expedidas por la CREG, son los factores más importantes para tener en cuenta en la metodología empleada para la maximización de los ingresos en la comercialización de energía en el Mercado Mayorista.

En el presente trabajo se plantea una metodología, enfocada desde el punto de vista de los agentes generadores térmicos participantes en el Mercado Mayorista; o unas estrategias y

tácticas de ventas a seguir para negociar la energía eléctrica en bolsa a fin de obtener el máximo beneficio económico en el mercado eléctrico Colombiano.

En el primer capítulo, se hace una breve introducción a la economía, tratando temas como la definición de economía, el sistema de economía de mercado, los conceptos de corto plazo y largo plazo, etc. Con el propósito de tener una idea clara para el entendimiento del desarrollo del estudio.

El segundo capítulo trata, de manera precisa, lo correspondiente al Mercado Mayorista de electricidad y a la forma como el gobierno se involucro en el sector eléctrico.

El tercer capítulo corresponde a la bolsa de energía o mercado de corto plazo, en el se pueden detallar los diferentes procesos que se realizan para su funcionamiento y además se cuentan con datos actualizados para 1998 sobre diferentes precios en bolsa.

El cuarto capítulo abarca lo referente a los contratos entre agentes o de largo plazo, con los cuales se garantiza la compraventa de energía para un determinado período de tiempo, también se pueden observar los tipos de contratos existentes.

En el quinto capítulo, se trata el concepto del Cargo por Capacidad, el cual es un mecanismo financiero destinado a reducir el riesgo de volatilidad y estacionalidad de los precios en la Bolsa, contando además con los diferentes precios presentados para 1998 sobre este concepto.

El sexto capítulo corresponde lo relacionado con la facturación, y lo referente a los usuarios, propietarios y conexiones al sistema de transmisión nacional.

Por ultimo y luego de estudiar lo referente a la economía, y los detalles más importantes en el proceso de compra y venta de energía en los mercados de corto y largo plazo, y basado en las estadísticas de las empresas generadoras, se desarrolla la metodología propuesta, teniendo en cuenta los riesgos del mercado mayorista y escenarios climatológicos con alta probabilidad de ocurrencia. También se desarrollan propuestas tentativas al marco regulatorio, para tratar de crear un ambiente de seguridad a las empresas.

## 1. INTRODUCCION A LA ECONOMIA

### 1.1. DEFINICION DE ECONOMIA

**La economía se ocupa de la manera en que se administran unos recursos escasos, con objeto de producir bienes y servicios y distribuirlos para su consumo entre los miembros de la sociedad.**

**Se puede decir que la Economía se ocupa de la forma en que los individuos optimizan sus recursos, es decir, de cómo emplean su dinero de forma cuidadosa y sabia en orden a obtener el máximo provecho. Desde el punto de vista de la sociedad en su conjunto la Economía trata de cómo los individuos alcanzan el nivel de bienestar material más alto posible a partir de los recursos que ellos tienen disponibles. Por ejemplo: Las personas necesitan alimentarse, vestirse, recibir una educación, etc.; para ello tiene unos recursos o ingresos que siempre son insuficientes a la hora de conseguir todos los bienes y servicios que desean para satisfacer sus necesidades. También el conjunto de personas, o sea la sociedad, tiene necesidades colectivas, como**

las carreteras, la defensa, la justicia, la electricidad, etc., y, al igual que ocurre con las personas individuales, también tiene más necesidades que medios para satisfacerlas.

La satisfacción de necesidades materiales (alimentos, vestidos o vivienda) y no materiales (educación, ocio, etc.) de una sociedad obliga a sus miembros a llevar a cabo determinadas actividades productivas. Mediante estas actividades se producen los bienes y los servicios que se necesitan, y que posteriormente se distribuyen para su consumo entre los miembros de la sociedad.

1.1.1. El problema económico: La Escasez. El problema económico por excelencia es la escasez y surge porque las necesidades humanas son virtualmente ilimitadas, mientras que los recursos económicos son limitados y, por tanto, también los bienes. Esto no es un problema tecnológico, sino de disparidad entre los deseos humanos y los medios disponibles para satisfacerlos. La escasez es un concepto relativo en el sentido de que existe un deseo de adquirir una cantidad de bienes y servicios mayor que la disponible.

Existen países donde la gente tiene unos niveles de vida más elevados que en otros. En los primeros, existen abundantes alimentos y bienes materiales, mientras que en algunos países atrasados millones de personas viven en la más absoluta pobreza y muchos mueren de hambre.

Teniendo en cuenta esta situación parece extraño que en Economía se hable de la escasez como de un problema universal, esto es, como un problema que afecta a todas las sociedades. Ello se debe a que la Economía considera el problema de la escasez relativa, en el sentido de que los bienes y los servicios son escasos con relación a los deseos individuales.

1.1.2. Los recursos o factores productivos. Los recursos son los factores o elementos básicos utilizados en la producción de bienes y servicios, por lo que se les puede denominar factores de la producción.

Tradicionalmente, estos factores se clasifican en tres grandes categorías: tierra, trabajo y capital.

1.1.2.1. Tierra. El término tierra se usa en un sentido amplio, indicando no sólo la tierra cultivable y urbana, sino también los recursos naturales que contiene como, por ejemplo, los minerales.

1.1.2.2. Trabajo. El factor trabajo se refiere a las facultades físicas e intelectuales de los seres humanos que intervienen en el proceso productivo. El trabajo es el factor productivo básico. Los trabajadores se sirven de las materias primas que se obtienen en la naturaleza. Con la ayuda de la maquinaria apropiada las transforman hasta convertirlas en materias básicas, aptas para otros procesos, o en bienes de consumo.

1.1.2.3. El capital. **Comprende las edificaciones, las fábricas, la maquinaria y equipos, las existencias de medios elaborados y demás medios utilizados en el proceso productivo. Precisamente a las economías capitalistas se les denomina así porque este capital suele ser privada de los capitalistas.**

## 1.2. EL SISTEMA DE ECONOMÍA DE MERCADO

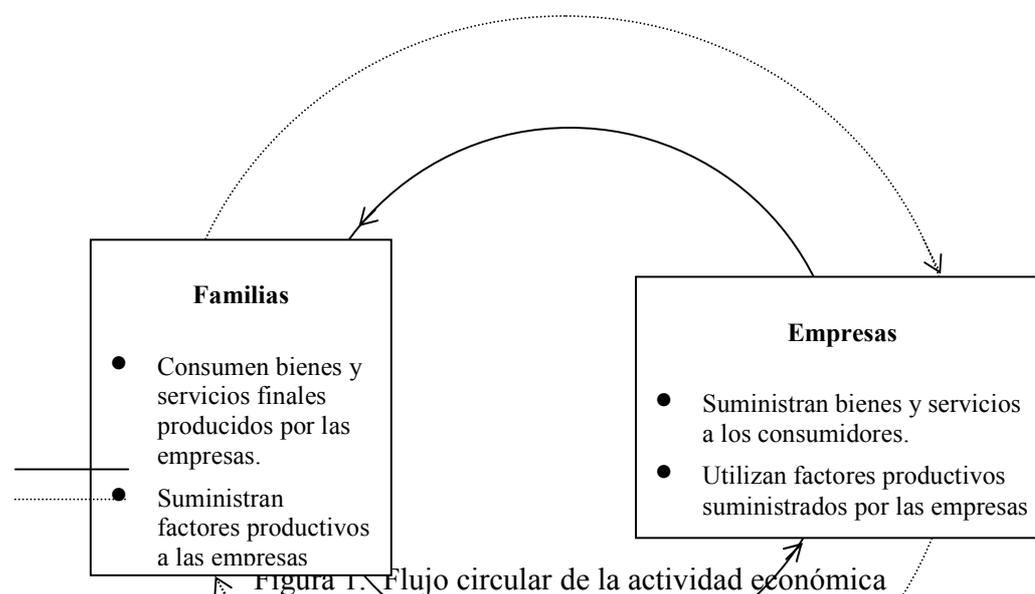
**Una de las categorías básicas en el estudio de la Economía es el mercado, por lo que es necesario definirlo antes de ver sus componentes:**

- **Área geográfica en la cual concurren compradores y vendedores de una mercancía para realizar transacciones comerciales: Comprar y vender a un precio determinado.**
- **Grupo de personas más o menos organizado en constante comunicación para realizar transacciones comerciales.**
- **Ámbito dentro del cual las relaciones de oferta y demanda concurren para la fijación de un precio.**
- **Serie de transacciones que llevan a cabo los productores, intermediarios y consumidores para llegar a la fijación del precio de las mercancías.**

**En las anteriores definiciones se observa que los elementos que concurren a la formación del mercado son: Bienes y servicios (Mercancía. En nuestro caso electricidad), Oferta de bienes y servicios, Demanda de bienes y servicios, Precio de bienes y servicios.**

**En la figura 1. se muestra el diagrama de flujo circular de la actividad económica. Aquí se observan los dos tipos de agentes económicos: individuos o familias y las empresas. Un trabajador obtiene sus ingresos mediante su participación en la producción de bienes y servicios que la sociedad necesita y, al mismo tiempo, emplea sus ingresos obtenidos para satisfacer sus necesidades lo más favorablemente posible.**

**Lo esencial en todo mercado es que los compradores y los vendedores de un bien o servicio entran en contacto libremente para comercializarlo, y siempre que se dé esta circunstancia**



podemos decir que estamos ante un mercado; éste está basado en el análisis de la oferta y la demanda, instrumentos que permiten examinar la rentabilidad de la producción y, además, determinan el papel que juega el precio en el mercado.

1.2.1. La Demanda: La demanda es la cantidad de mercancías que pueden ser compradas a los diferentes precios por un individuo o por el conjunto de individuos de una sociedad. Es por ello que se habla de demanda individual y demanda total.

El simple análisis de la realidad dice que la cantidad que un individuo demandará de un bien, en un momento determinado de tiempo, dependerá de su precio.

Cuanto mayor sea el precio que se cobra por un bien, menor será la cantidad que cada individuo estará dispuesto a comprar. Alternativamente, cuanto menor sea el precio, mayor será el número de unidades demandadas.

La demanda puede ser expresada en una tabla de demanda o en una curva de demanda; en ambos casos se habla de la función de demanda.

Desde el punto de vista de la demanda individual, la función de demanda de un satisfactor es la relación que existe entre las diversas cantidades del satisfactor que puedan ser compradas y: Los precios posibles del satisfactor (p), Los ingresos de los compradores (y), Los gastos de los compradores (g), Los precios de los bienes complementarios (pc) y los sustitutos (ps).

Matemáticamente;  $D = f(p, g, y, pc, ps)$ .

Desde el punto de vista de la demanda total, además de lo anterior, debemos agregar a la función de demanda total la población (P) y la distribución del ingreso nacional (dy).

Matemáticamente;  $D = f(p, g, y, pc, ps, P, dy)$ .

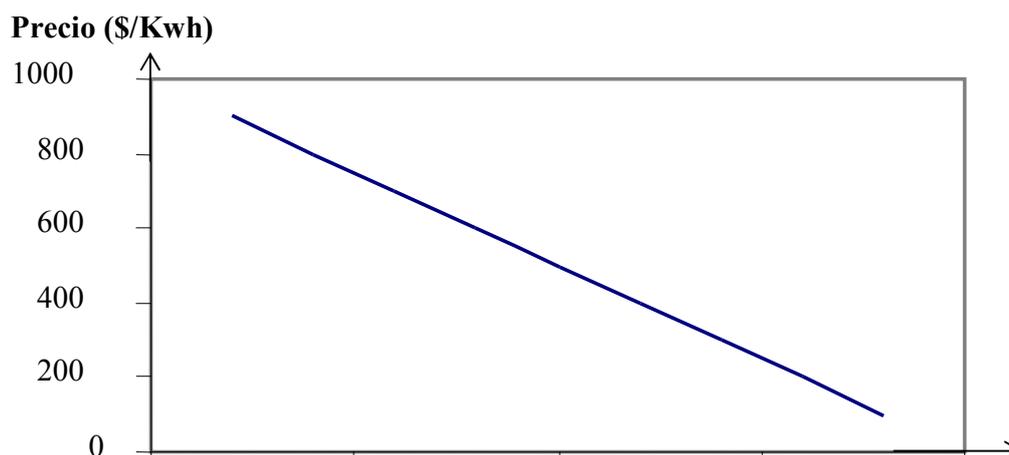
Tabla 1. Demanda de Energía Eléctrica

Precio de la energía eléctrica ( \$ / Kwh )	Cantidad de energía eléctrica ( Kwh / mes )
900	400
800	800
700	1200
600	1600
500	2000
400	2400
300	2800
200	3200
100	3600

La tabla 1. muestra la relación existente entre los precios de venta de la energía eléctrica y la cantidad que todos los consumidores demandan para un periodo de tiempo de un mes. Si el precio fuera de 800 pesos por kilovatio - hora, los compradores sólo desearían adquirir 800 kilovatios - hora; pero si el precio fuera de 400 pesos por kilovatio - hora, desearían adquirir 2400 kilovatios - hora en el mismo período de tiempo considerado.

En el ejemplo anterior se puede ver claramente algo llamado comúnmente la ley de la demanda, que siempre y cuando las condiciones no varíen (ingresos de los consumidores, precios de los bienes complementarios y sustitutos, tamaño de la población, etc.), la cantidad que se demande de un bien en el mercado, varía en razón inversa de su precio.

Para representar la gráfica de la demanda se utiliza un sistema de coordenadas, en donde el eje de las abscisas representa la cantidad demandada y el eje de las ordenadas representa los precios de los bienes. Esto lo podemos ver en la figura 2.



1.2.2. La Oferta: **La oferta es la cantidad de mercancías que pueden ser vendidas a los diferentes precios del mercado por un individuo o por el conjunto de individuos de la sociedad. Es por eso que se habla de oferta individual y oferta total.**

**Los principales elementos que determinan la oferta de un producto, llamados determinantes de la oferta son: Costo de producción (c), Nivel tecnológico (t), Precio del bien (p),**

Matemáticamente:  $O = f(c, t, p)$

**La oferta puede ser expresada en una tabla de oferta que relaciona la cantidad que se ofrece a los diferentes precios, o en una curva de oferta; en ambos casos se habla de la función de oferta.**

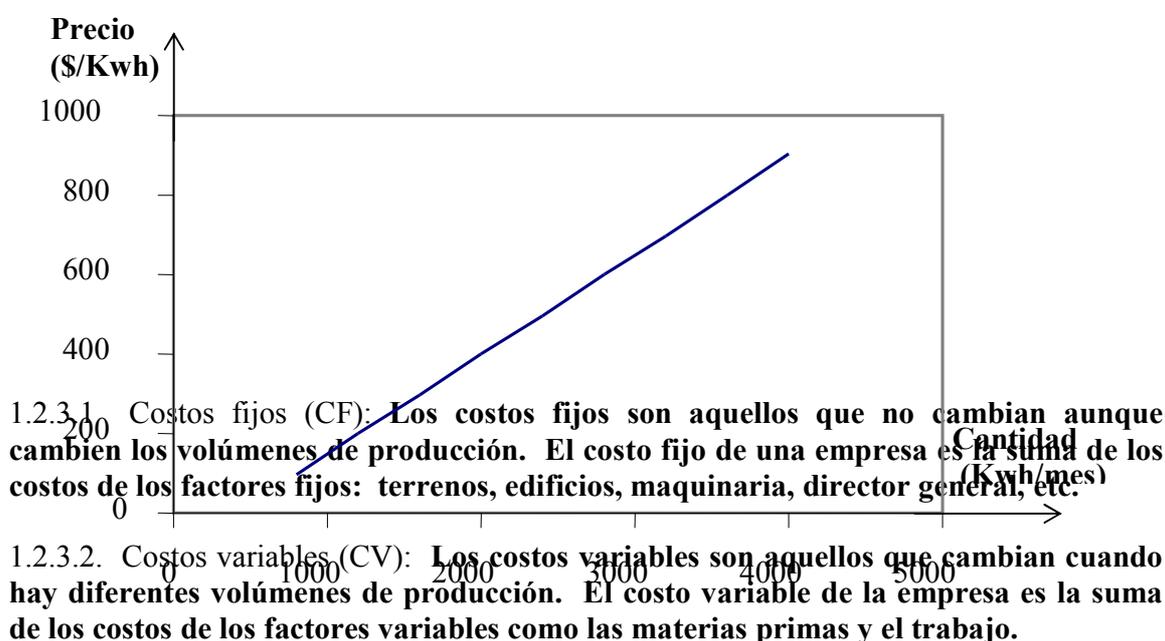
**La tabla 2. muestra la oferta para la energía eléctrica en un periodo de tiempo de un mes. Como puede observarse, al aumentar el precio de la energía eléctrica ( por ejemplo, al pasar de 100 a 200 \$/Kwh ) la cantidad ofrecida se incrementa pasando de 800 a 1200 Kwh/mes.**

Tabla 2. Oferta de Energía Eléctrica

Precio de la energía eléctrica ( \$ / Kwh )	Cantidad de energía eléctrica ( Kwh / mes )
100	800
200	1200
300	1600
400	2000
500	2400
600	2800
700	3200
800	3600
900	4000

**Para representar la gráfica de la oferta se utiliza un sistema de coordenadas, en donde el eje de las abscisas representa la cantidad ofrecida y el eje de las ordenadas representa los precios de los bienes propuestos. Esto lo podemos ver en la figura 3.**

1.2.3. Costos. **Uno de los elementos más importantes en la determinación de la oferta son los costos de producción; es decir, cuánto le cuesta al oferente su producción? Existen diferentes tipos de costos; los más importantes son: costos fijos, costos variables, costos totales y costos marginales.**



**Figura 3. Curva de oferta de energía eléctrica**

1.2.3.3. Costo total (CT): El costo total es la suma de los costos fijos y los costos variables.

$$CT = CF + CV$$

1.2.3.4. Costo marginal (CM): El costo marginal es lo que cuesta al oferente producir una unidad más del producto. El costo marginal se puede obtener dividiendo el incremento del costo total entre el incremento del producto, o sea el producto marginal (PM). También se puede obtener dividiendo el incremento del costo variable total entre el producto el producto marginal

$$CM = \Delta CVT / PM$$

No hay que olvidar que este tipo de costos se refiere al corto plazo, durante el cual la empresa utiliza una combinación de factores fijos y variables a los que corresponden los costos fijos y variables. En el largo plazo la empresa puede variar la proporción en que utiliza todos sus factores productivos.

### 1.3. LA EMPRESA, LA PRODUCCION Y LOS BENEFICIOS

La empresa es la unidad económica de producción encargada de cambiar los factores o recursos productivos (trabajo, capital y recursos naturales) para producir bienes y servicios que después se venden en el mercado.

El objetivo principal de la empresa consiste en tratar de maximizar los beneficios que obtiene en el ejercicio de su actividad.

Una primera explicación de que las empresas realmente pretenden alcanzar este objetivo sería que la competencia les obliga a minimizar los costes, lo que equivale a comportarse como si estuvieran maximizando el beneficio. Una segunda explicación vendría dada porque los propietarios –esto es, los accionistas- intentan incentivar a los directivos para lograr que éstos realmente traten de maximizar los beneficios.

El beneficio de una empresa es la diferencia entre los ingresos y los costes durante un periodo determinado. (Beneficios = Ingresos – Costes).

Los ingresos son las cantidades en pesos que obtiene la empresa por la venta de sus bienes o servicios durante un período determinado.

Los costes son los gastos ligados a la producción de los bienes y servicios vendidos durante un período considerado, y se deben a los pagos derivados de contratar la mano de obra y los demás factores productivos.

1.3.1. La tecnología y la empresa. En la mayoría de los procesos productivos se utilizan todos los factores de producción, si bien la proporción en que intervienen puede variar de forma bastante apreciable, siempre dentro de las posibilidades que ofrezca la tecnología disponible.

Por tecnología se entiende el estado de los conocimientos técnicos de la sociedad en un momento determinado. En el caso de la empresa, la tecnología se presenta por la función de producción.

La función de producción de una empresa muestra la cantidad máxima de producto que se puede obtener con una cantidad dada de factores productivos.

#### 1.4. CORTO PLAZO Y LARGO PLAZO

Muchos de los factores que se emplean en la producción de un bien son bienes de capital, tales como maquinarias y edificios. Si quisiéramos aumentar la producción rápidamente, algunos de estos factores no podrían incrementarse en el corto plazo –es decir, permanecerían fijos- y sólo sería posible aumentar la producción con mayores cantidades de factores, como el factor trabajo, cuya adquisición en mayores cantidades si resulta factible en un breve período de tiempo.

Por lo tanto, El corto plazo es un período de tiempo a lo largo del cual no pueden variar algunos factores que se denominan factores fijos. La empresa sí puede ajustar los factores variables, incluso a corto plazo.

En el corto plazo hay dos tipos de factores, los variables y los fijos. En una empresa los costes variables vienen dados por el valor de los factores variables y dependen del volumen de producción, y los costes fijos, que se derivan del empleo de los factores fijos y no dependen del volumen de producción, esto es, se incurre en ellos aunque no se produzca nada.

Ahora bien, si el producto que una empresa lanza al mercado experimenta una demanda creciente, ésta deseará expandir la producción. De forma inmediata la empresa puede hacer que la mano de obra existente trabaje horas extraordinarias y también puede incrementar el número de empleados contratados. En un plazo de tiempo algo mayor, y si continúa la presión por parte del mercado, la empresa empezará a introducir nueva maquinaria y, a más largo plazo aún, puede incluso construir una nueva fábrica.

Por lo tanto, a largo plazo, las empresas tienen la posibilidad de alterar la cantidad de cualquiera de los factores que emplean en la producción. Precisamente, en economía, la distinción entre corto y largo plazo se establece únicamente atendiendo a la existencia o no de factores fijos.

Las propiedades técnicas de la producción a largo plazo se establecen en torno al concepto de *rendimientos de escala* (escala significa el tamaño de la empresa medida por su producción), y éste se aplica solo al caso en que todos los factores varíen simultáneamente en la misma proporción.

Existen rendimientos o economías de escala crecientes cuando al variar la cantidad utilizada de todos los factores, en una determinada proporción, la cantidad obtenida del producto varía en una proporción mayor. Este sería el caso si, al doblar las cantidades utilizadas de todos los factores, obtenemos más del doble del producto.

Existen rendimientos constantes de escala cuando la cantidad utilizada de todos los factores y la cantidad obtenida de producto varía en la misma proporción.

Existen rendimientos de escala decrecientes cuando al variar la cantidad utilizada de todos los factores en una proporción determinada, la cantidad obtenida de producto varía en una proporción menor.

Entre el corto plazo y el largo plazo existe una diferencia importante: A corto plazo algunos costos son fijos y otros variables. A largo plazo todos los costos son variables.

No es difícil comprender el por qué de esta diferencia entre el corto y el largo plazo: Considere una fábrica. Dentro de sus costos variables se pueden apreciar los gastos por insumos: energía eléctrica, oferta de materiales, servicios de mano de obra normales. Dentro de sus costos fijos se pueden considerar los gastos asociados con la propiedad o arrendamiento de bienes raíces y maquinaria. Si ocurre una descompostura de alguna máquina que obligue por un período de tiempo muy corto, tal vez horas, a una reducción en la producción, la empresa se ahorraría consumo de energía eléctrica y utilizaría menos materiales de insumos en ese tiempo. Si la suspensión de la producción se prolonga por un período más largo, quizás un día, la empresa podría prescindir también de alguna mano de obra. Si el tiempo de corte de producción se prolonga a un mes, podría suprimir algún equipo arrendado y excluir a más trabajadores, con lo cual sus sueldos se convertirían en un costo variable. Por último, si la reducción es permanente la empresa puede vender su maquinaria y cancelar sus compromisos de bienes raíces.

## 1.5. EFICIENCIA TECNICA Y EFICIENCIA ECONOMICA

**El concepto de eficiencia en economía se asocia con el hecho de emplear la menor cantidad posible de recursos para obtener una determinada cantidad de producto. En cualquier caso**

**conviene distinguir entre eficiencia técnica y eficiencia económica.**

1.5.1. Eficiencia técnica. Aunque el estado de la tecnología es un dato para el empresario, éste tratará, sin embargo, de actuar racionalmente a la hora de escoger la combinación de factores que le permita obtener la cantidad de producto que él desee. El conocimiento de la tecnología es un primer paso de esta elección, pues la empresa buscará la eficiencia técnica y desechará las combinaciones de factores que, para lograr una cantidad de producto determinada, exijan el empleo de mayores cantidades de dichos factores.

Supongamos que se pueden emplear tres técnicas o métodos diferentes para obtener una unidad de producto empleando dos factores de la producción, capital y trabajo (Véase tabla 3.).

- **La técnica A emplea 2 unidades de capital y 16 de trabajo**
- **La técnica B emplea 4 unidades de capital y 8 de trabajo**
- **La técnica C emplea 3 unidades de capital y 17 de trabajo**

Tabla 3. Eficiencia técnica

	Unidades físicas de factor por unidad de producto		Caracterización desde el punto de vista tecnológico
	Capital	Trabajo	
Técnica A	2	16	<b>Eficiente</b>
Técnica B	4	8	<b>Eficiente</b>
Técnica C	3	17	<b>Ineficiente</b>

**La técnica A emplea menos unidades de capital que la B, pero requiere más unidades de trabajo por unidad de producto empleada: en consecuencia, desde un punto de vista estrictamente tecnológico ambas son eficientes y la empresa no puede elegir entre ellas. La técnica C emplea más cantidad de ambos factores que la técnica A, y no será elegida en ningún caso o, lo que es lo mismo, es ineficiente. Pero el criterio de eficiencia técnica no nos permite escoger entre los dos métodos A y B. Para poder hacer esto, necesitamos la información que proporcionan los precios de los factores.**

1.5.2. La eficiencia económica. La técnica o método de producción eficiente económicamente es aquel que sea más barato para un conjunto de precios de los factores. En la tabla 4. se evalúan los costes de las dos técnicas o métodos de producción eficientes, el A y el B, bajo el supuesto de que el precio del capital sea de \$ 50.000 pesos al día por máquina y que el precio del trabajo sea de \$ 10.000 pesos al día por trabajador. De acuerdo con estos precios de los factores, el coste total en que se incurre es inferior en el caso de la técnica A que en el de la B, por lo que la empresa optará por la primera. Nótese, sin embargo, que si se varían los precios del capital y del trabajo, el método elegido para producir puede variar. Así, por ejemplo, si ahora el precio del trabajo es de \$ 20.000 pesos por trabajador al día y el del capital no se altera, el método más barato será el B, con un coste total de \$ 360.000 pesos (Véase tabla 5.). Así pues, resulta que entre los métodos técnicamente eficientes se elegirá en función de los precios de los factores, esto es de los costes.

Tabla 4. Eficiencia económica (Precios iniciales)

	Unidades físicas De factor		Coste del capital (\$)	Coste del trabajo (\$)	Coste Total (\$)
	Capital	Trabajo			
Técnica A	<b>2</b>	<b>16</b>	<b>100.000</b> (2*50.000)	<b>160.000</b> (16*10.000)	<b>260.000</b>
Técnica B	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>200.000</b> (4*50.000)	<b>80.000</b> (8*10.000)	<b>280.000</b>

Tabla 5. Eficiencia económica (Aumento de salario)

	Unidades físicas de factor		Coste del capital (\$)	Coste del trabajo (\$)	Coste Total (\$)
	Capital	Trabajo			
Técnica A	<b>2</b>	<b>16</b>	<b>100.000</b> (2*50.000)	<b>320.000</b> (16*20.000)	<b>420.000</b>
Técnica B	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>200.000</b> (4*50.000)	<b>160.000</b> (8*20.000)	<b>360.000</b>

## 2. MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

### 2.1. INVOLUCRACIÓN DEL GOBIERNO EN EL SECTOR ELÉCTRICO.

En un principio, el servicio de electricidad era prestado por empresas municipales, siendo algunas de ellas de propiedad privada y la gran mayoría del consumo de electricidad se concentraba en los grandes centros urbanos, en particular en las ciudades de Bogotá, Medellín, Cali, y en menor grado, Barranquilla. A mediados de los años 70's, el Gobierno empezó a involucrarse en forma en el sector eléctrico debido al impacto que comenzaron a tener sus inversiones y endeudamiento en la economía nacional. Hacia 1967 se comenzó a impulsar el proyecto de interconexión eléctrica del sistema central que permitiría de esta manera optimizar la utilización de los recursos evitando las ineficiencias que se obtenían por la desigual distribución del potencial hidráulico dentro del territorio nacional. Hacia el año 1971 se concluyó la interconexión eléctrica del sistema central colombiano y en 1982 quedó finalmente ligado el sistema central con la Costa Atlántica. En 1977 entró el ministro de minas a la junta directiva de ISA; en 1981, lo hizo el jefe del DNP y en 1984, se incorporó el Ministro de Hacienda y Crédito público. A mediados de los 80's la inversión en el sector llegó a representar el 40% de la inversión pública y su deuda externa era equivalente a la tercera parte de la deuda externa total del país.

Con la presencia de estos ministros, ISA se convirtió en el foro de discusión de los asuntos del sector eléctrico, pero también en el receptor de sus problemas financieros. El atraso de las empresas regionales, que eran sus accionistas, en el pago de sus aportes de inversión para la ejecución de los grandes proyectos de generación (los vencimientos llegaron a los 400 días) y su incumplimiento en el pago de la energía que le suministraba ISA (en promedio la cartera vencida era 252 días), llevó a esta empresa a enfrentar graves problemas de liquidez. Para no debilitar la imagen del país en el exterior, el gobierno se vio obligado a honrar los compromisos de deuda de ISA y de otras empresas eléctricas con la banca internacional y a diseñar programas de salvamento financiero.

Vino después el racionamiento de energía eléctrica del año 92, que tomó por sorpresa al país y puso en evidencia los agudos problemas estructurales que aquejaban al sector eléctrico. Este evento predispuso de manera favorable a la opinión pública para introducir reformas a fondo del sector. Para conjurar la crisis en el servicio de energía eléctrica e impedir la extensión de sus efectos, el gobierno decreto, el 23 de abril de 1992, el Estado de emergencia Económica y social y expidió el Decreto 700 de

1992, lo que le permitió agilizar los procesos de contratación, la adquisición de equipos y materiales, la aceleración de algunas obras de generación y transmisión de curso y la apertura de este sector a la inversión privada. Este Decreto autorizó a la Nación para capitalizar y reestructurar un número importante de empresas y movilizar más de US \$3.000 millones hacia el sector. En particular, canceló deudas de CORELCA e ICEL y recibió en pago las plantas TermoCartagena y TermoTasajero. Capitalizó a la CHB en más de US\$300 millones, asumió sus pasivos y se convirtió en el dueño de esta compañía. También asumió y extinguió deudas de los accionistas y recibió, a cambio, acciones de ISA pasando a poseer el 77% de las acciones de estas empresas. En síntesis, la Nación se convirtió en el principal dueño de los activos de generación eléctrica.

El racionamiento tuvo grandes repercusiones políticas y puso en evidencia la debilidad institucional del sector eléctrico. Aunque se castigó en forma injusta a muchos directivos, el racionamiento aceleró el proceso de transformación y encauso al sector por un nuevo sendero de competencia y participación privada.

Se expidieron las leyes 142 y 143 de 1994 que dieron un vuelco radical al modelo de desarrollo sectorial. El nuevo esquema propende por que el Estado se concentre en las labores de regulación, control y el planeamiento indicativo, cediendo al sector privado las actividades de orden empresarial. Se creó la CREG para desarrollar la regulación, la SSP para ejercer el control de las empresas y la UPME para el planeamiento indicativo.

La Ley eléctrica estableció la libertad de entrada de nuevos agentes en el negocio eléctrico, el libre acceso a las redes de transmisión y distribución y la libertad de las empresas y de los usuarios no regulados de escoger libremente el proveedor de la energía en el mercado mayorista. Se determinó la escisión de ISA en dos empresas: una dedicada a la generación de electricidad (ISAGEN) y la otra al transporte (ISA).

El Gobierno vendió Chivor, Betania, TermoCartagena y TermoTasajero, apoyó la transformación de la EEB en tres nuevas empresas: Emgesa, Condensa y la EEB (matriz). Está preparando la capitalización de CORELCA y, por razones fiscales, tendrá que pensar en vender su participación en ISA e ISAGEN, donde es el accionista mayoritario.

Con las nuevas reglas de juego, llegaron también inversionistas privados a realizar nuevos proyectos de generación, algunos de ellos mediante contratos de largo plazo y otros por su cuenta y riesgo. En la actualidad, más del 50% de la capacidad de generación está en manos de los privados.

## **2.2. MARCO REGULATORIO**

Las Leyes de Servicios Públicos Domiciliarios (142) y Eléctrica (143) de 1994 asignaron a la CREG, en relación con los sectores eléctrico y gas combustible, las funciones de

regulación orientadas a crear las condiciones que garanticen la oferta energética, liberar el mercado hacia la libre competencia y definir metodologías para cálculos tarifarios a usuarios regulados y no regulados, bajo criterios económicos, sociales, ambientales y de competencia. También le asignó la función de expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad, establecer los criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas, establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y el de gas combustible.

**En lo referente a los usuarios la ley fijó inicialmente como lindero entre los dos mercados, es decir, como límite para que un usuario pudiera optar por la categoría de No Regulado, la exigencia de un consumo mínimo individual de 2 MW-Mes. Así mismo la ley otorgó a la CREG la facultad de ir reduciendo gradualmente dicho límite, hasta donde se encontrara adecuado. El límite vigente en la actualidad a partir del primero de Enero de 1998 es de 0.5 MW-Mes medido en potencia, o su equivalente en consumo de energía, calculado con un factor de carga del 75%. Esta medida les dio a los 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.**

### **2.3. CARACTERISTICAS GENERALES DEL MERCADO MAYORISTA**

**El Mercado Mayorista de Electricidad, el cual entró en funcionamiento el 20 de Julio de 1995 está definido como: "el conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, para realizar contratos de energía a largo plazo y en bolsa sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables".**

**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 -, 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 1 MW, a la activa participación de comercializadores independientes, y a la creación del**

**agente comercializador en las empresas generadoras; El Sistema de Transmisión Nacional -STN-: Todos los agentes tienen libre acceso a este sistema, lo que les permite realizar transacciones entre sí mediante el pago de los cargos por conexión y uso de la red y la Bolsa de Energía: En esta 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. El precio de Bolsa, junto con los contratos a largo plazo, son la base para realizar la liquidación de los intercambios comerciales entre agentes.**

La figura 4. **presenta la estructura del mercado, los diferentes agentes y su interrelación en las distintas actividades.**

**El Mercado Mayorista, al 31 de diciembre de 1998, estaba conformado de la siguiente manera: 32 empresas generadoras (con una capacidad de 11,829 MW y una composición del 29.84% térmica y del 70.16% hidráulica), las cuales representan un total de 67 unidades térmicas, 44 plantas hidráulicas (incluidas menores), 3 interconexiones internacionales con Venezuela a través de las líneas Cuestecitas-Cuatricentenario con capacidad de 150 MW, Cadafe-Zulia con capacidad de 36 MW, Corozo- San Mateo con capacidad de 54 MW y 1 interconexión internacional con Ecuador mediante la línea Tulcán-Panamericana con capacidad de 30 MW; 52 empresas comercializadoras con una demanda comercial máxima anual de 7,306 MW (el 19 de marzo de 1998 en la hora 20), una energía comercial de 42,332 GWh y un crecimiento del 2.03% anual; y 12 empresas transportadoras, entre las que se encuentra ISA como propietaria de la red mínima, la cual representa el 75.29% del total del Sistema de Transmisión Nacional -STN-.**

2.3.1. **Participación en el Mercado Mayorista de Electricidad. Los generadores que posean plantas o unidades de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional, con capacidad mayor o igual a 20 MW, están obligados a participar en el Mercado Mayorista de Electricidad. (Resolución CREG-054 de 1994).**



**Los generadores que posean plantas o unidades de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional, con capacidad mayor o igual a 10MW y menor a 20 MW, pueden optar por participar en el Mercado Mayorista de Electricidad. (Resolución CREG 086 de 1996).**

**Están excluidos del Mercado Mayorista de Electricidad, los generadores que posean plantas o unidades de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional, con capacidad menor a 10 MW. (Resolución CREG 086 de 1996).**

**Todos 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. (Resolución CREG 053 de 1994).**

2.3.2. Transacciones en el Mercado Mayorista de Electricidad. **Las transacciones realizadas entre generadores y comercializadores en el Mercado Mayorista de Electricidad, se efectúan bajo dos modalidades: Mediante la suscripción de contratos bilaterales de compra garantizada de energía y/o, 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.**

2.3.2.1. Transacciones mediante Contratos Bilaterales. **Las compras de energía efectuadas por comercializadores con destino a Usuarios Regulados, mediante la suscripción de contratos bilaterales, se rigen por las disposiciones establecidas en la Resolución CREG 020 de 1996, la cual establece reglas que garantizan la competencia en este tipo de transacción.**

**La energía comprada por los comercializadores destinadas para los 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 comercializadores y agentes generadores, salvo el caso que entre comercializadores no infrinjan lo dispuesto en la Resolución CREG 020 de 1996.**

**Los contratos en cuanto a cantidades pactadas se podrían clasificar en tres modalidades: Pague lo contratado, Pague lo Demandado y Pague lo Consumido.**

**No hay restricción sobre la capacidad que un agente generador o comercializador, puede comprometer en contratos bilaterales, el respaldo de estos agentes para cubrir sus compromisos contractuales es la adquisición de energía en el mercado “spot” o mediante cubrimiento de riesgo con otros agentes del Mercado Mayorista.**

2.3.2.2. Transacciones directas en La Bolsa de Energía. **Las transacciones realizadas entre comercializadores y generadores bajo esta modalidad se rigen por las siguientes reglas:**

- a) Los generadores que participan en el Mercado Mayorista de Electricidad deben presentar ofertas de precios en la Bolsa de Energía. Los precios a los cuales las empresas generadoras ofrecen diaria y horariamente al Centro Nacional de Despacho (CND); la energía por planta y/o unidad de generación, deben reflejar los costos variables de generación en los que esperan incurrir, teniendo en cuenta:
- Para las 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 de generar en el momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica a mediano y largo plazo del Sistema Interconectado Nacional.
- b) 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 y procedimientos claros para determinar hora a hora, las cantidades de energía exigibles bajo el contrato, y el precio respectivo, durante su vigencia.
- c) La liquidación de las obligaciones y acreencias financieras de los participantes en la bolsa es realizada por una dependencia llamada ASIC (Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales).

2.3.3. Mercado Mayorista vs Racionamiento de Energía. La generación de energía eléctrica en Colombia (capacidad instalada hidráulica vs térmica), es muy sensible a la presencia de fenómenos climáticos de extrema sequía. Como ha ocurrido en el pasado, fenómenos climatológicos como "El Niño" pueden originar racionamientos de

energía con cubrimiento nacional, de magnitud y duración incierta y dependiente de las características del fenómeno.

Debido a que las sequías producidas por "El Niño" son recurrentes y el cambio en la composición del parque generador se dará gradualmente, la CREG expidió un Estatuto de Racionamiento (Resolución CREG-217 de 1997), con base en las disposiciones establecidas en el Artículo No 88 de la Ley 143 de 1994.

Los lineamientos establecidos en el Estatuto de Racionamiento son en todo compatibles con el marco regulatorio vigente, en el sentido de que los contratos bilaterales de compra - venta de energía que se suscriben entre los agentes, son instrumentos de cubrimiento de riesgo financiero, pero en ningún caso garantizan la entrega física. En otras palabras, cuando un generador tiene compromisos contractuales, no por eso garantiza el despacho en la Bolsa. Las reglas del despacho económico se mantienen y las plantas se escogen en orden de mérito de los precios de oferta, ya sea para atender total o parcialmente la demanda nacional.

Pero el que no haya relación directa entre la energía contratada y la despachada no significa que al comprador se le incumpla. Siempre habrá cumplimiento porque si el generador no es despachado, el SIC entregará la energía al comprador y cargará en la cuenta del generador contratante el precio correspondiente, liquidándolo al precio de bolsa de la hora correspondiente. De todas maneras el generador contratante tendrá derecho a que su comprador le pague lo pactado en el contrato.

#### 2.4. COSTO PROMEDIO MENSUAL DE TRANSACCIONES EN EL MERCADO MAYORISTA -Pm y Mm-

A partir de enero de 1998, la tarifa de energía con la que se factura a los usuarios finales regulados se calcula utilizando la metodología que se describe en la Resolución CREG 031 del 4 de abril de 1997. En ella se establecen los conceptos que se tendrán en cuenta para la determinación del Costo de Prestación del Servicio, que en adición al costo de comercialización aprobado para cada agente comercializador, constituyen la base para determinar la tarifa a aplicar por los consumos de cada mes.

Los costos de prestación del servicio están definidos en forma unitaria (\$/kWh), y están asociados con los costos que tiene la empresa en desarrollo de su actividad de comercialización.

El costo de prestación del servicio se calcula mediante la siguiente expresión:

donde:

$$CU_{n,m,t} = \frac{G_{m,t} + T_{m,t,z}}{(1 - PR_{n,t})} + D_{n,m} + O_{m,t} + C_{m,t}$$

n: Nivel de tensión.

**m:** Es el mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio.  
**t:** Años transcurridos desde el inicio de la aplicación de la fórmula ( $t= 0, 1, 2, 3, 4$ )  
**z:** Zona eléctrica a la cual pertenece el comercializador, de acuerdo con la metodología vigente para los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional.

$C_{Un,m,t}$  Costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión  $n$ , correspondiente al mes  $m$  del año  $t$ .

$G_{m,t}$  Costos de compra de energía (\$/kWh).

$T_{m,t,z}$  Costo promedio por uso del STN (\$/kWh) correspondiente al mes  $m$  del año  $t$  en la zona  $z$ .

$D_{n,m}$  Costo de distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión  $n$  para el mes  $m$ .

$O_{m,t}$  Costos adicionales del mercado mayorista (\$/kWh), correspondiente al mes  $m$  del año  $t$ .

$PR_{n,t}$  Fracción (o Porcentaje expresado como fracción) de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión  $n$ , reconocidas para el año  $t$ .

$C_{m,t}$  Costo de comercialización (\$/kWh) correspondiente al mes  $m$  del año  $t$ .

A su vez, el Costo Máximo de Compra de Energía -  $G_{m,t}$  - se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$G_{m,t} = \beta \left[ \alpha_{m,t} P_m + (1 - \alpha_{m,t}) M_m \right] + (1 - \beta) P_{m-1}$$

donde:

$\beta$ : Factor de ponderación definido por la CREG e igual a 0.9.

$\alpha_{m,t}$ : Factor de ponderación de  $P_m$ , para el mes  $m$  y para el año  $t$ , dado por la expresión:

$$\alpha_{m,t} = 1 - \left( \frac{C_{m,t}(1 - PR_{l,t})}{P_{t-1} \frac{IPP_{m-1,t}}{IPP_{6,t-1}}} \right)$$

con,

$$0 \leq \alpha_{m,t} \leq 1$$

**donde:**

$C_{m,t}$ : Costo de Comercialización (\$/kWh) correspondiente al mes  $m$  del año  $t$ .

$PRI_{t}$ : Porcentaje de pérdidas acumuladas hasta el nivel de tensión uno reconocidas al comercializador, correspondiente al año  $t$ .

$P_{t-1}$ : Costo promedio de las compras propias con destino al mercado regulado, correspondiente al año anterior a  $t$ .

$IPP_{6,t-1}$ : Índice de Precios al Productor Total Nacional de junio del año anterior a  $t$ . El Costo Promedio mensual de transacciones propias en el Mercado de Energía Mayorista con destino al usuario final regulado -  $P_m$  -, y el Costo Promedio mensual de transacciones en el Mercado de Energía Mayorista -  $M_m$  - son calculados para cada mes por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, con base en la información utilizada para la liquidación de los contratos de energía a largo plazo y para la determinación de las transacciones de energía en la Bolsa.

Estos promedios se calculan incluyendo las compras de energía en contratos a largo plazo con destino a usuarios finales regulados, y las compras y ventas de energía en la Bolsa con destino a este mismo mercado. De esta forma se determina el costo promedio real de la energía que se compra en el mercado mayorista para atender los requerimientos de los usuarios finales con tarifa regulada.

Para calcular el  $P_m$  y el  $M_m$  se utilizan las siguientes ecuaciones:

**donde:**

$$P_m = \frac{\sum_{i=1}^{12} \left( P_{m-i} \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-i}} \right)}{12}$$

$P_m$ : Costo promedio mensual (\$/kWh) de las transacciones propias en el mercado

$$M_m = \frac{\sum_{i=1}^{12} \left( M_{m-i} \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-i}} \right)}{12}$$

mayorista con destino al mercado regulado, considerando tanto contratos como bolsa de energía, para el mes  $m$ .

**Pm-i:** Costo del mes correspondiente a *i* meses anteriores al mes *m*, (\$/kWh) de las transacciones propias en el mercado mayorista con destino al mercado regulado, considerando tanto contratos como bolsa de energía.

**Mm:** Costo Promedio Mensual (\$/kWh) de todas las transacciones en el mercado mayorista, considerando tanto contratos como bolsa de energía, para el mes *m*.

**Mm-i:** Costo del mes correspondiente a *i* meses anteriores al mes *m*, (\$/kWh) de todas las transacciones en el mercado mayorista.

**IPPM-i:** Índice de Precios al Productor Total Nacional del mes correspondiente a *i* meses anteriores al mes *m*.

En caso de que en el mes *m-i* el comercializador no hubiere efectuado ninguna transacción propia, el valor **Pm-i** deberá ser sustituido por **Mm-i**.

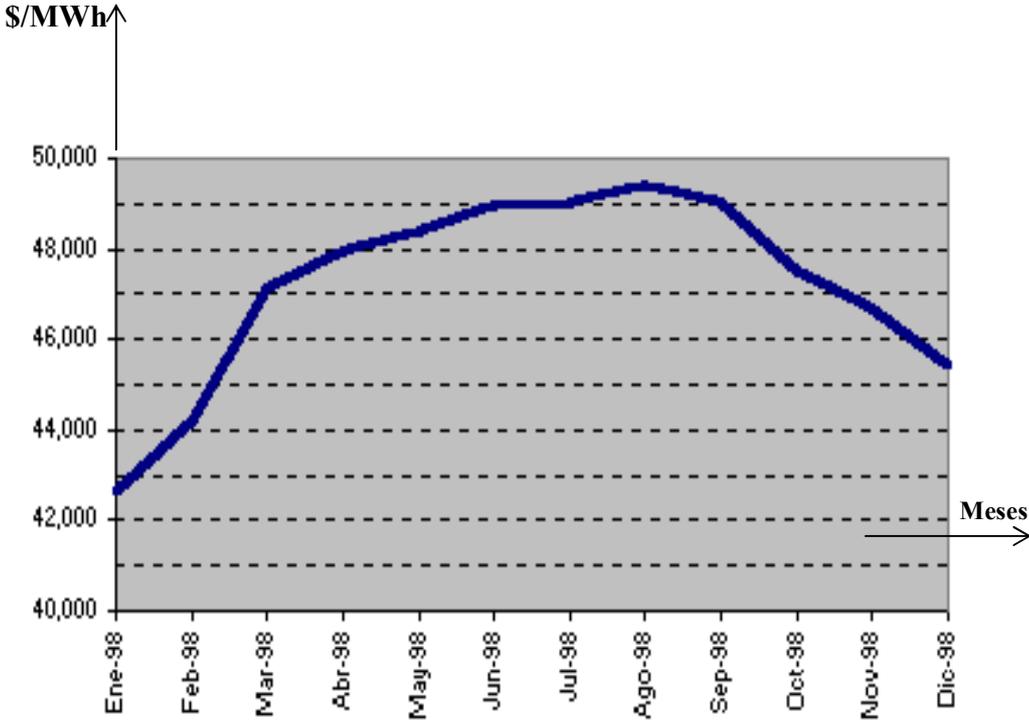
Es así como se deben calcular los promedios de los doce meses anteriores al mes en el que se está determinando el **Pm** y el **Mm**, y a partir de estos promedios, actualizados con el Índice de Precios al Productor Total Nacional - IPP - a pesos del mes anterior, se calcula un promedio aritmético de estos doce valores actualizados y se obtienen los valores del **Pm** y el **Mm** que, finalmente, se incluyen en la fórmula para el Costo Máximo de Compra de Energía.

A cada comercializador del sistema se le entrega la información de su **Pm** respectivo, y se publica para todos los agentes el mismo valor del **Mm**. Una vez se determina la tarifa al usuario final, el comercializador debe hacerla pública en un medio de circulación masiva en el mercado de comercialización para el que aplica.

Los valores para 1998 del Costo Promedio mensual de transacciones en el Mercado de Energía Mayorista con destino al mercado regulado se presentan en la tabla 6. y la evolución mensual se observa en la figura 5.

Tabla 6. Costo promedio mensual de las transacciones  
Con destino al mercado regulado en \$/MWh

<b>MES</b>	<b>Mm (Pesos Constantes)</b>	<b>Mm (Pesos Corrientes)</b>
ene-98	42.668	40.242
feb-98	44.265	41.512
mar-98	47.174	43.257
abr-98	47.987	44.163
may-98	48.388	44.396
jun-98	48.988	44.744
jul-98	49.079	45.012
ago-98	49.440	45.593
sep-98	49.035	46.042
oct-98	47.506	45.252
nov-98	46.736	44.794
dic-98	45.461	43.481



**Figura 5. Costo promedio mensual de las transacciones con destino al mercado regulado \$/MWh**

3. BOLSA DE ENERGIA ELECTRICA

**La Bolsa de Energía es una figura comercial para recibir ofertas y demandas del Mercado Eléctrico, que permite la compra y venta de energía a precios económicos, dados por un ambiente de competencia. Según la Resolución CREG-024 de 1995, es un sistema de información en donde los agentes comercializadores y generadores del Mercado Mayorista ejecutan actos de intercambios de ofertas y demandas de energía, hora a hora a un precio único.**

**El manejo de la Bolsa de Energía esta a cargo del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales –ASIC- mediante la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía que en la bolsa se realicen. Además, el ASIC se encarga del mantenimiento de los sistemas de información y de los software requeridos, así como también del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales –SIC-.**

**El sistema de Bolsa de Energía inicio oficialmente su operación el 20 de julio de 1995 y, en conjunto con los contratos a largo plazo, son la base para liquidar los intercambios comerciales entre los agentes participantes del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.**

**Los objetivos de la Bolsa de Energía, consignados en la Resolución CREG-024 del 13 de julio de 1995, son:**

- **Facilitar el establecimiento de un mercado competitivo de electricidad.**
  
- **Establecer y operar un sistema de transacciones de energía en bloque que de incentivos a generadores y comercializadores para asegurar que se produzcan y consuman cantidades óptimas de electricidad en la forma más eficiente posible, a nivel horario.**
  
- **Proveer un conjunto de reglas que determinen las obligaciones y acreencias financieras de los agentes participantes en la bolsa, por concepto de transacciones de energía y del suministro de servicios complementarios de energía.**

### **3.1. FUNCIONAMIENTO DE LA BOLSA DE ENERGIA**

**El funcionamiento de la Bolsa de Energía se divide en dos fases: la operativa y la comercial. En la figura 6. se muestra en forma esquemática las diferentes etapas que conforman cada uno de estos procesos.**

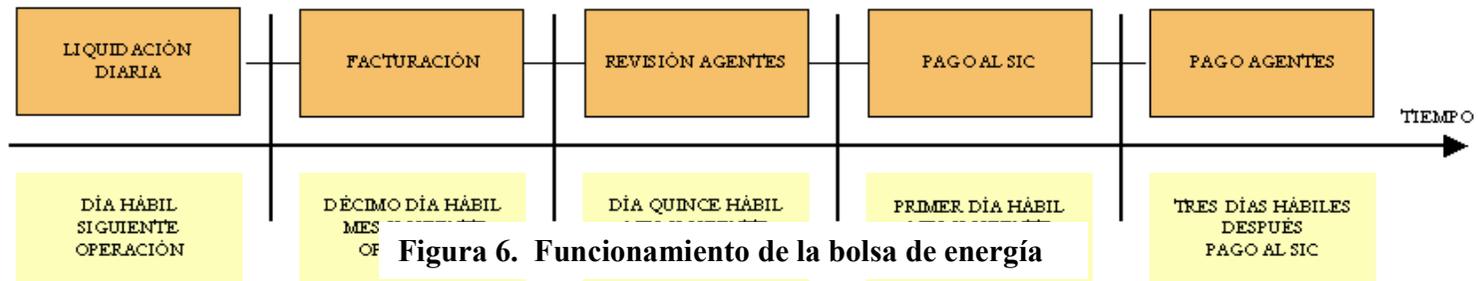
### 3.1.1. Etapa operativa.

3.1.1.1. Plan operativo indicativo. **Establece de modo indicativo el 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**



### COMERCIAL (FACTURACIÓN Y PAGOS)



**Figura 6. Funcionamiento de la bolsa de energía**

como resultado una operación de mínimo costo. Mediante modelos de simulación, 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.

Adicionalmente, Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. -ISA- dispone de metodologías para hacer análisis de mediano plazo - un mes con resolución horaria y semanal -, las cuales se fundamentan en programación lineal y utilizan una proyección de los caudales de los ríos para tomar las decisiones óptimas. El cálculo se hace a partir de los costos del agua que se obtienen para el primer mes de la planeación a largo plazo. Este proceso da como resultado los costos incrementales de cada uno de los recursos y la proyección de los valores de las variables que definen el estado del sistema en cada momento.

Para realizar los estudios de mediano y largo plazo, ISA considera las características técnicas del sistema hidráulico, 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-, y los costos de combustibles, de acuerdo con los contratos de suministro o con los valores oficiales establecidos, según sea el caso.

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

3.1.1.2. Declaración de disponibilidad y precio de oferta. Todos los días, antes de las 09:30 horas y 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 (lo cual debe hacerse para cada una de las 24 horas del día siguiente). Estas ofertas son enviadas a un buzón electrónico, dispuesto para este efecto, en el Centro Nacional de Despacho -CND- en Medellín.

Los cogeneradores pueden vender sus excedentes y atender sus necesidades en el Mercado de Energía Mayorista, previo cumplimiento de los requisitos exigidos en la Resolución CREG 085 del 15 de octubre de 1996, y de conformidad con el estatuto de racionamiento (Resolución CREG 217 del 22 de octubre de 1997), el cual expresa en su Artículo 12, lo siguiente: "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 realizar esta operación, cada agente debe disponer de un contador de energía que cumpla con el Código de Medidas.

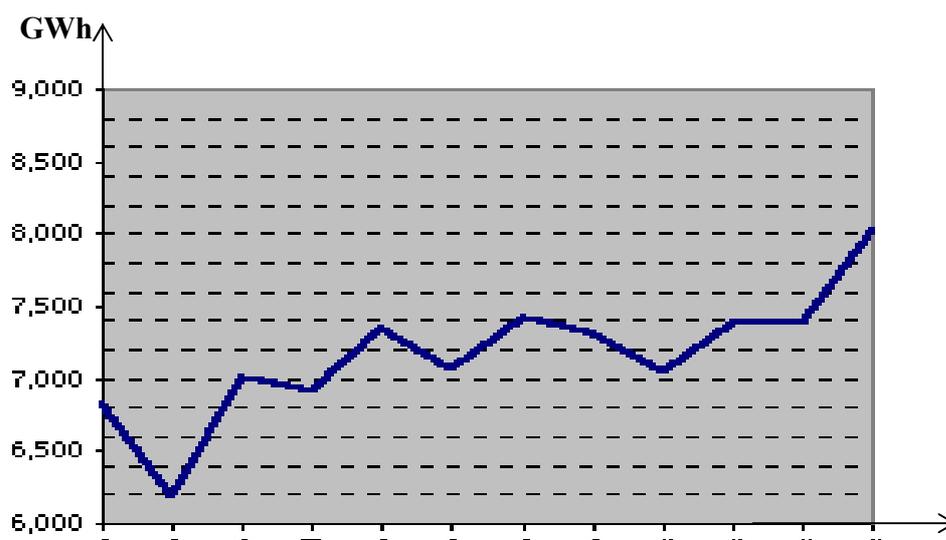
A las 09:30 horas se suspende la recepción de las ofertas, seguidamente se abre el buzón, y el Despacho Económico selecciona las mejores para establecer el programa de generación. Para los recursos que no se realizaron ofertas, se toma la última oferta presentada.

Hasta el 30 de Noviembre de 1997, cuando el nivel de un embalse se encontraba por debajo del Mínimo Operativo Superior -MOS-, la oferta se intervenía cambiándola por el valor de la oferta más alta y se le sumaba \$1/MWh. A partir del 1 de Diciembre de 1997, este procedimiento de intervención es modificado por la Resolución CREG 215 del 22 de octubre de 1997.

El precio de intervención, que reemplazará el precio de oferta correspondiente mediante la interpolación lineal entre los precios asociados con el Nivel de Embalse, se calcula teniendo en cuenta los costos de racionamiento estimados por la Unidad de Planeamiento Minero Energético - UPME -. Y el Precio de Oferta de Referencia se calcula determinando el mayor precio ofertado que sea inferior al Costo de Racionamiento 1 (tal como se define en la Resolución CREG 215 de 1997), exceptuando los precios de oferta considerados por otras plantas intervenidas, plantas con disponibilidad igual a cero, y otras plantas de propiedad de la empresa dueña de la planta cuyo precio de oferta se está interviniendo.

La intervención permite asegurar un nivel de reservas que respalde el cubrimiento de la demanda con adecuada confiabilidad, aun en condiciones extremas de bajos caudales.

Las ofertas y la declaratoria de disponibilidad se llevan a consulta pública, a más tardar a las 11:00 horas, para que los agentes puedan conocer las ofertas de todos los participantes en el Mercado y, antes de las 14:00 horas, el CDN elabora el Despacho Económico para las 24 horas del día siguiente y lo envía a los generadores.



**En 1998, la Disponibilidad Comercial total ascendió a 85,925 GWh, con un crecimiento del 12.93% frente a la registrada en 1997 de 76,090 GWh. El total de disponibilidad mensual, por planta para 1998, se presenta en la tabla 7.. En la figura 7. se puede observar que Diciembre registró la disponibilidad comercial más alta con 8,029 GWh, y febrero la más baja con 6,185 GWh.**

Tabla 7. Disponibilidad comercial por plantas (MWh)

Planta	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Año 1998
Alto Generador	244.455	221.985	269.929	251.219	261.462	262.022	136.877	233.419	249.811	260.125	258.060	266.515	2.915.879
Bajo Generador	39.831	41.822	47.900	48.906	50.893	49.281	29.262	35.750	47.448	50.638	51.592	53.486	546.809
Ballena 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ballena 2	9.426	5.163	7.439	7.117	8.173	7.958	8.184	9.288	8.750	9.672	9.334	9.516	100.020
Barranca 1	6.289	6.717	3.562	5.604	7.000	7.203	7.440	7.281	7.190	7.340	7.158	7.440	80.224
Barranca 2	6.782	8.064	8.580	7.423	8.400	8.477	8.928	8.921	8.628	8.928	8.597	8.928	100.656
Barranca 3	33.603	28.596	27.875	28.248	39.817	39.600	40.920	40.197	39.482	40.575	39.122	39.263	437.298
Barranca 4	6.721	328	0	0	1.463	20.846	21.576	18.554	20.400	8.822	0	0	98.710
Barranca 5	11.994	11.645	12.674	12.675	13.380	12.168	13.392	13.389	12.870	13.392	12.960	13.392	153.931
Betania Generador	336.518	293.397	305.146	296.322	322.407	324.632	380.232	355.006	378.590	398.016	387.396	392.220	4.169.882
Cadafe 1 Generador	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Calderas	3.027	3.094	3.069	6.989	17.397	17.100	17.714	17.249	4.141	0	0	0	89.780
Calima Generador	89.280	80.640	89.280	80.640	79.673	64.590	89.040	89.280	86.400	89.280	86.400	89.280	1.013.783
Casalco Generador	90.789	14.106	12.171	163.876	321.887	287.623	318.713	323.903	328.959	314.576	289.007	322.938	2.788.548
Chinú4 Generador	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chivor Generador	622.468	605.937	655.682	636.553	680.475	659.245	692.750	721.722	706.795	738.160	609.148	738.459	8.067.394
Cogenerador Bioaise	0	0	0	0	0	0	0	269	336	309	404	529	1.847
Cogenerador Incauca	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.216	8.002	7.906	19.124
Cogenerador Proenca	704	1.176	1.236	603	1.166	1.103	1.133	1.167	1.056	968	964	802	12.078
Corozo1	3.817	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.817
Corozo2	3.817	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.817
Corozo3	3.817	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.817
Cospique 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cospique 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cospique 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cospique 4	4.374	2.951	1.872	2.198	2.237	5.517	3.068	4.720	2.436	4.503	5.113	4.313	43.302
Cospique 5	4.600	1.361	1.132	1.246	320	0	6.871	1.488	0	0	0	0	17.018
Esmeralda Generador	12.940	11.602	13.894	20.503	21.150	19.694	21.337	20.638	20.165	20.946	20.777	20.407	224.053
Florida 2 Generador	2.705	3.171	3.141	4.997	6.014	11.410	12.112	9.120	6.041	6.996	8.584	7.316	81.607
Gualanday Generador	27.318	22.250	21.685	13.745	26.111	26.576	27.989	28.146	28.089	29.543	26.949	23.943	302.344
Guatapé Generador	408.796	355.743	411.317	373.430	365.889	385.275	332.046	308.360	287.877	333.327	348.957	397.197	4.308.214
Guatron Generador	361.058	337.228	379.840	328.951	341.371	271.102	334.177	362.669	347.095	328.320	352.929	369.289	4.114.029
Guavio Generador	838.257	764.980	824.787	818.263	835.823	717.830	815.162	834.283	626.451	729.634	694.030	744.509	9.244.009
Interconexión Ecuador	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	3
Jaguas Generador	125.436	112.942	124.154	121.695	123.586	121.635	65.836	62.463	55.949	126.188	115.791	124.846	1.280.521

**Tabla 7. Disponibilidad comercial por plantas (MWh)**

Planta	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Año 1998
La Unión1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
La Unión2	500	1.696	3.144	1.207	179	1.508	2.056	3.130	0	0	0	0	13.420
La Unión3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
La Unión4	6.410	5.964	3.156	5.532	6.620	4.838	4.540	2.938	6.475	6.696	0	0	53.169
Latasajera Generador Meriléctrica	225.141	204.239	222.809	219.190	196.862	208.876	215.225	187.110	191.313	223.237	216.270	220.290	2.530.562
Generador 1	38.964	35.648	77.441	76.161	101.353	107.849	111.074	64.386	0	68.233	99.752	94.422	875.283
Ocoa Generador	24.284	23.128	26.138	2.596	0	0	0	0	17.763	26.529	28.104	28.033	176.575
Paipa 1	14.547	15.645	20.233	18.535	19.180	16.592	20.802	19.922	19.707	20.832	18.610	20.832	225.437
Paipa 2	33.480	24.570	33.480	32.380	31.426	30.302	40.920	3.960	11.262	41.548	41.548	50.592	375.468
Paipa 3	50.149	39.764	32.597	48.269	47.600	3.653	33.437	48.125	38.906	47.160	48.294	50.592	488.546
Paipa 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.034	9.372	10.406
Palenque 3	1.923	7.014	7.813	8.001	9.021	8.730	9.005	9.040	9.192	9.620	9.360	9.633	98.352
Paraíso Guaca Genera.	419.226	382.385	396.913	403.234	420.456	395.095	374.784	408.231	381.433	409.320	386.676	413.126	4.790.879
Playas Generador	148.074	134.400	147.996	137.203	99.695	134.520	148.028	127.491	143.758	131.888	144.000	148.063	1.645.116
Prado 4 Generador	3.695	3.264	3.280	2.988	824	3.338	3.610	3.720	3.562	3.629	3.420	3.405	38.735
Prado Generador	22.320	20.133	32.400	29.380	3.240	11.671	0	150	16.824	27.630	19.770	29.790	213.308
Proeléctrica 1 Gen.	27.972	26.362	27.208	30.378	29.432	29.603	30.400	31.621	30.193	24.817	29.863	29.647	347.496
Proeléctrica 2 Gen.	31.467	26.234	20.601	26.639	25.371	27.656	20.784	25.371	25.466	13.893	28.694	29.993	302.169
RíoGrande 1 Genera.	295	200	475	11.261	35.675	31.775	37.150	29.650	35.627	26.650	35.948	43.150	287.856
RíoMayo Generador	4.790	5.187	5.974	7.228	11.368	13.644	10.045	7.752	5.891	7.369	10.661	9.305	99.214
Salvajina Generador	42.890	62.211	171.120	180.720	212.040	191.520	207.480	210.708	204.345	202.730	205.200	212.040	2.103.004
SanCarlos Generador	908.495	818.228	869.704	847.792	780.541	818.021	907.453	827.398	788.440	800.683	803.235	917.057	10.087.047
SanFrancisco Genera.	15.612	14.237	17.862	26.458	28.099	26.520	30.360	26.800	27.110	27.528	29.572	27.954	298.112
T Sierra1 Generador	23.953	77.376	92.262	82.318	105.217	100.699	82.666	104.373	101.985	103.582	57.906	105.130	1.037.467
T Sierra2 Generador	0	0	50.831	80.873	70.683	97.659	98.444	104.446	102.420	103.271	102.420	104.693	915.740
Tabor 1	0	393	5.373	44	1.005	1.166	0	0	0	0	0	0	7.981
Tasajer 1 Generador	110.387	96.526	93.135	87.916	113.278	109.775	113.832	113.105	107.962	62.479	81.045	112.425	1.201.865
Tebsa 22	0	36.520	68.339	57.923	65.985	60.351	64.776	61.445	63.462	28.540	0	0	507.341
Tebsa 24	0	0	0	0	0	0	9.813	32.199	95.089	30.919	0	0	168.020
Tebsa B1	310.707	252.240	266.599	302.293	257.301	183.005	325.318	324.779	292.522	150.940	0	0	2.665.704
Tebsa Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	168.026	512.111	525.635	1.205.772
Tepsa 21	66.169	56.747	65.790	60.183	64.141	53.562	56.081	56.600	58.338	32.067	0	0	569.678
Termo Cartagena 1	9.396	30.818	38.837	39.035	41.282	36.374	42.473	38.016	30.340	36.227	42.974	45.058	430.830
Termo Cartagena 2	33.348	30.798	34.614	34.919	32.635	35.283	33.558	36.489	32.361	37.200	27.157	35.072	403.434
Termo Cartagena 3	40.037	35.787	21.109	0	0	0	0	0	0	33.749	48.240	48.413	227.335

**Tabla 7. Disponibilidad comercial por plantas (MWh)**

Planta	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Año 1998
TermoBqlla 1 Genera.	26.024	26.483	31.299	27.522	37.135	36.000	36.036	36.922	34.700	36.719	36.000	0	364.840
TermoBqlla 3 Genera.	40.124	38.144	43.248	34.771	44.178	43.303	43.198	43.705	40.453	37.689	42.455	43.884	495.152
TermoBqlla 4 Genera.	23.019	0	35.863	31.338	45.373	43.645	45.461	45.632	41.135	44.256	42.142	43.945	441.809
Termocentro -1	66.141	55.709	59.428	48.987	69.792	69.120	71.424	44.743	68.913	69.711	69.005	71.424	764.397
Termocentro-2	66.405	54.494	57.609	43.802	71.127	68.544	71.424	58.468	68.907	70.417	68.760	59.808	759.765
Termodorada1	33.491	9.197	15.931	28.586	35.594	34.721	33.942	36.666	32.270	33.165	32.221	29.809	355.593
TermoEmcali 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	519	793	1.312
Termoflores II Gen.	56.432	51.594	44.797	23.891	73.031	70.670	71.617	73.656	71.280	58.552	70.241	73.608	739.369
Termoflores III Gen.	302	31.475	24.594	54.657	101.253	101.423	38.780	37.984	101.889	91.678	108.000	111.600	803.635
Termoflores Genera.	102.339	26.302	107.334	93.774	107.294	106.411	105.847	102.786	105.960	104.726	102.070	108.107	1.172.950
TermoGuajira 1	104.229	88.418	74.992	93.990	107.736	108.080	96.995	61.127	40.968	89.868	86.493	90.416	1.043.312
TermoGuajira 2	110.652	72.555	108.619	77.395	107.867	92.620	108.716	106.882	75.433	21.680	95.145	81.546	1.059.110
Termovalle 1	384	61.486	17.445	40.526	3	0	11.835	3.437	17.473	22.120	24.421	104.001	303.131
Tibú1 Generador	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tibú2 Generador	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tibú3 Generador	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Topon1	66.072	37.021	44.527	1.868	1.760	0	0	0	0	0	0	0	151.248
Topo 2	0	41.851	50.118	0	0	0	0	0	0	0	0	0	91.969
TurboChinú5 Generad.	0	0	0	0	0	4.823	17.094	3.316	19.419	16.306	10.360	13.752	85.070
TurboChinú6 Generad.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TurboChinú7 Generad.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TurboChinú8 Generad.	19.335	14.589	18.059	18.968	11.975	20.864	22.110	22.159	18.660	22.320	21.383	22.320	232.742
Venezuela - Generador	48.974	18.908	36.272	34.796	39.521	38.300	39.244	44.661	41.070	70.515	51.182	59.225	522.668
Yumbo 3	16.704	13.145	11.055	17.396	19.169	20.103	21.547	21.576	20.880	6.264			167.839
Zipa Bogotá2 Gen.	25.099	21.554	22.495	24.480	24.207	23.737	25.296	20.034	24.378	25.296	24.480	25.296	286.352
Zipa Bogotá3 Gen.	31.009	37.307	39.390	44.484	45.382	33.948	46.128	44.576	33.824	38.202	31.248	31.840	457.338
Zipa Isa A844 Generador	44.059	41.505	42.527	32.509	33.244	44.060	46.128	43.016	43.834	46.128	44.640	46.128	507.778
Zipa Isa 5 Generador	38.647	40.883	42.881	43.843	33.691	37.794	46.128	35.645	37.635	46.128	44.640	46.128	494.043
<b>TOTAL SISTEMA</b>	<b>6.832.494</b>	<b>6.185.232</b>	<b>7.012.081</b>	<b>6.909.442</b>	<b>7.355.935</b>	<b>7.062.638</b>	<b>7.417.823</b>	<b>7.303.227</b>	<b>7.055.786</b>	<b>7.382.207</b>	<b>7.378.546</b>	<b>8.029.846</b>	<b>85.925.259</b>

**La Disponibilidad Comercial es la base para la liquidación comercial y para la facturación del Cargo por Capacidad. La Capacidad Remunerable Real -CRR- se establece como el menor valor entre la Capacidad Remunerable Teórica -CRT- y el promedio mensual de la Disponibilidad Comercial.**

3.1.1.3. Programa de despacho económico. **En esta etapa del proceso operativo, la cual establece el despacho económico o programa de generación para cubrir la demanda esperada, se usan, para cada hora, los recursos de menor precio, cumpliendo con las condiciones límite que tiene el sistema: requisitos de reserva rodante, inflexibilidades de las plantas y restricciones del sistema.**

La figura 8. ilustra la forma de cubrir la demanda en una hora con los recursos declarados disponibles, de acuerdo con el ordenamiento de los precios de oferta, y sujeto a la generación necesaria para cubrir las restricciones del sistema.

**El programa de generación o despacho está conformado por la cantidad de energía que cada una de las plantas hidráulicas y unidades térmicas debe generar en cada hora. Este programa se comunica a los agentes generadores, antes de las 14:00 horas, para su aplicación al día siguiente.**

3.1.1.4. Redespacho. **Durante el día se pueden presentar eventos en el sistema que obligan ajustar el programa inicial. Esta modificación es lo que se denomina Redespacho.**

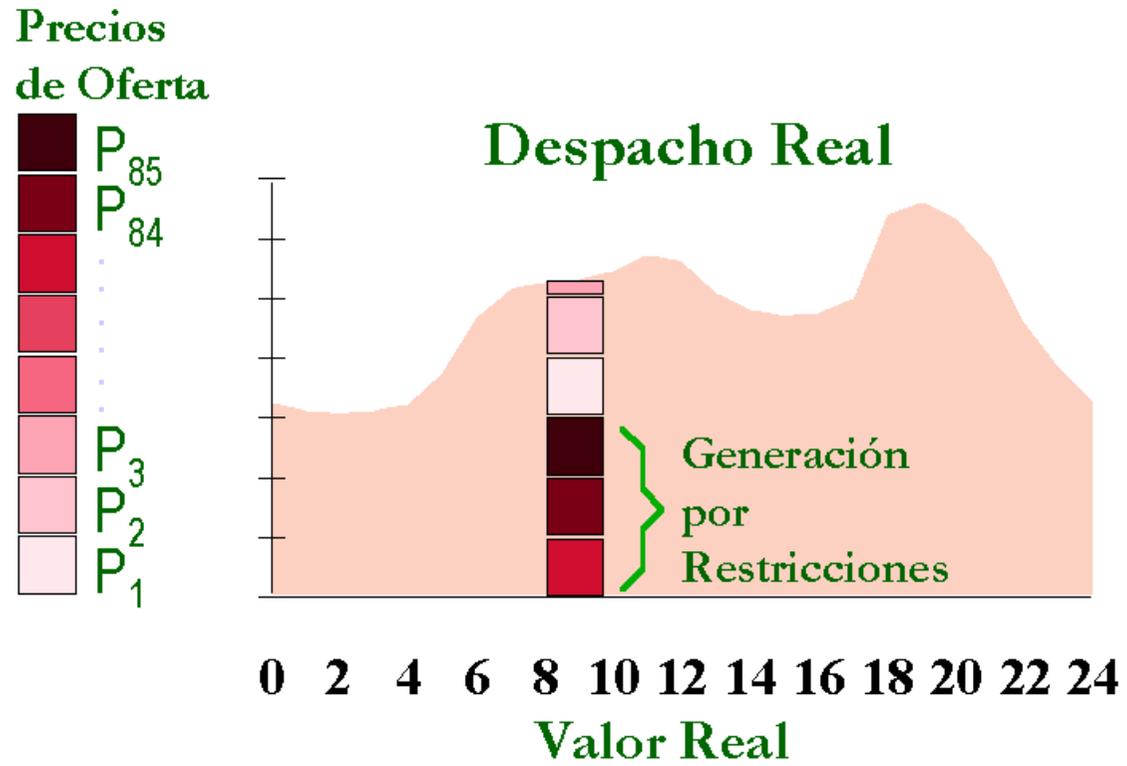


Figura 8. Despacho económico real

**Como causas de redespacho se pueden mencionar: Salida de unidades; aumento de disponibilidad de generación por entrada de unidades en mantenimiento; cambios de los límites de transferencias, ocasionados por modificaciones en la configuración de la red; variaciones mayores de 20 MW en la demanda y aumento o disminución de aportes a las centrales filo de agua; aumento en la disponibilidad declarada por un agente generador, por solicitud del Centro Nacional de Despacho -CND-, cuando este incremento se requiera para aumentar la seguridad en la operación del Sistema Interconectado Nacional -SIN- (Resoluciones CREG 025 del 13 de julio de 1995, CREG 062 del 21 de diciembre de 1995, CREG 092 del 21 de octubre de 1996 y CREG 003 del 15 de enero de 1997).**

**El Redespacho, que se realiza para cambios mayores de 5 MW, debe ser solicitado por el agente generador una hora y media antes de iniciar la vigencia de la modificación.**

**El Centro Nacional de Despacho - CND - es el encargado de vigilar la operación del Sistema Interconectado Nacional - SIN -, para asegurar las condiciones de continuidad y calidad establecidas por la norma, y de coordinar los Centros Regionales de Despacho -CRD-, los cuales, a su vez, se encargan de la operación de la red regional. Para tal efecto, el CND y los CRD's utilizan herramientas de supervisión y control apoyadas en un sofisticado equipo de comunicaciones, que permiten disponer de la información en tiempo real, lo que posibilita determinar y evaluar permanentemente el estado del sistema.**

**El despacho programado, resultante de los redespachos realizados durante el día de operación, 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, la cual puede ser utilizada para la definición de las ofertas de los días siguientes.**

**3.1.2. Proceso comercial. Esta segunda fase del funcionamiento de la Bolsa de Energía se inicia con la recolección de la información de la generación real, la cual consta de los datos medidos, hora a hora, de cada uno de los 32 generadores, e incluye el detalle de cada uno de los puntos de frontera de los 52 comercializadores. En total, entre generadores y comercializadores existen 1429 puntos de medición, los cuales se han incrementado en 524 si se comparan con los 905 que había en diciembre 31 de 1997. Este aumento es ocasionado por la dinámica de los diferentes comercializadores para tener una mayor cobertura de clientes no regulados.**

**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, tienen inscritas sus fronteras comerciales (sin importar en cuál mercado de comercialización se encuentra localizado el cliente), previo 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 en forma horaria: 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 de la Resolución CREG 024 del 13 de julio de 1995, y siguientes que la modifican y complementan.

La generación real e ideal de las plantas inscritas ante el ASIC, despachadas centralmente, alcanzó para 1998 los 42,525 GWh, presentándose un crecimiento del 1.37% frente a la registrada en 1997, la cual fue de 41,949 GWh. La demanda comercial de los agentes comercializadores corresponde a 42,332 GWh; al compararla con los 41,888 GWh de 1997, se observa un crecimiento del 2.03%. Los restantes 193 GWh fueron los consumos propios de los generadores que presentan en forma discriminada su generación bruta y los consumos.

### 3.2. PRECIO DE BOLSA.

Este precio, que será utilizado para valorar los intercambios en la Bolsa, está definido como el precio de oferta más alto en la hora respectiva correspondiente a las plantas generadoras requeridas en el despacho ideal que no presenten inflexibilidad.

El despacho ideal es el programa de generación que resulta de usar los recursos más económicos hasta cubrir la demanda real más las pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional -STN-, teniendo en cuenta la disponibilidad comercial y las características técnicas e inflexibilidades de los generadores, y sin considerar las restricciones del sistema. Como costo de los recursos toma el precio de oferta para la hora respectiva con la cual fue realizado el despacho programado.

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

La disponibilidad real es calculada con resolución horaria por el Centro Nacional de Despacho - CND -, con base en la ocurrencia de eventos que afecten la disponibilidad de las plantas, los cuales se registran con una resolución de minutos. Por lo tanto, dicha disponibilidad se calcula como el promedio de la disponibilidad declarada teniendo en cuenta los eventos con resolución de minutos.

Cualquier cambio en la disponibilidad programada sólo es posible si se reporta al CND con 1.5 horas mínimo de anticipación al inicio de la operación, con el objeto de considerarlos en el redespacho.

**A partir del menor valor entre la disponibilidad real y la 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 éstas en determinadas horas inyecten energía al sistema, la cual podría ser suministrada por plantas más económicas, 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 energía generada no requerida se le paga al generador a precio de Bolsa y no al precio de oferta. En el despacho ideal y el programado, esa energía se despacha obligatoriamente sin tener en cuenta su precio de oferta.**

**Con la disponibilidad comercial, las ofertas y la demanda real, se calcula a posteriori el despacho ideal, el cual es el más barato de todos, ya que supone una red de transporte con capacidad ilimitada (sin restricciones).**

**El despacho ideal no incluye las generaciones necesarias para cubrir restricciones del sistema como sí lo hace el despacho real (Véase figura 9.).**

**Según la Resolución CREG 217 del 22 de Octubre de 1997, en caso de presentarse racionamiento programado, el procedimiento para calcular el precio de Bolsa sigue siendo el mismo, es decir, a partir de las ofertas de los generadores.**

**A partir del 1 de enero de 1997, las ofertas horarias de los generadores consideran el Costo Equivalente de Energía del Cargo por Capacidad -CEE-, el cual es calculado por el CND y suministrado a los agentes del mercado tres días antes de iniciarse el mes. Con este valor se remunera el Cargo por Capacidad que empezó a regir en esta fecha.**

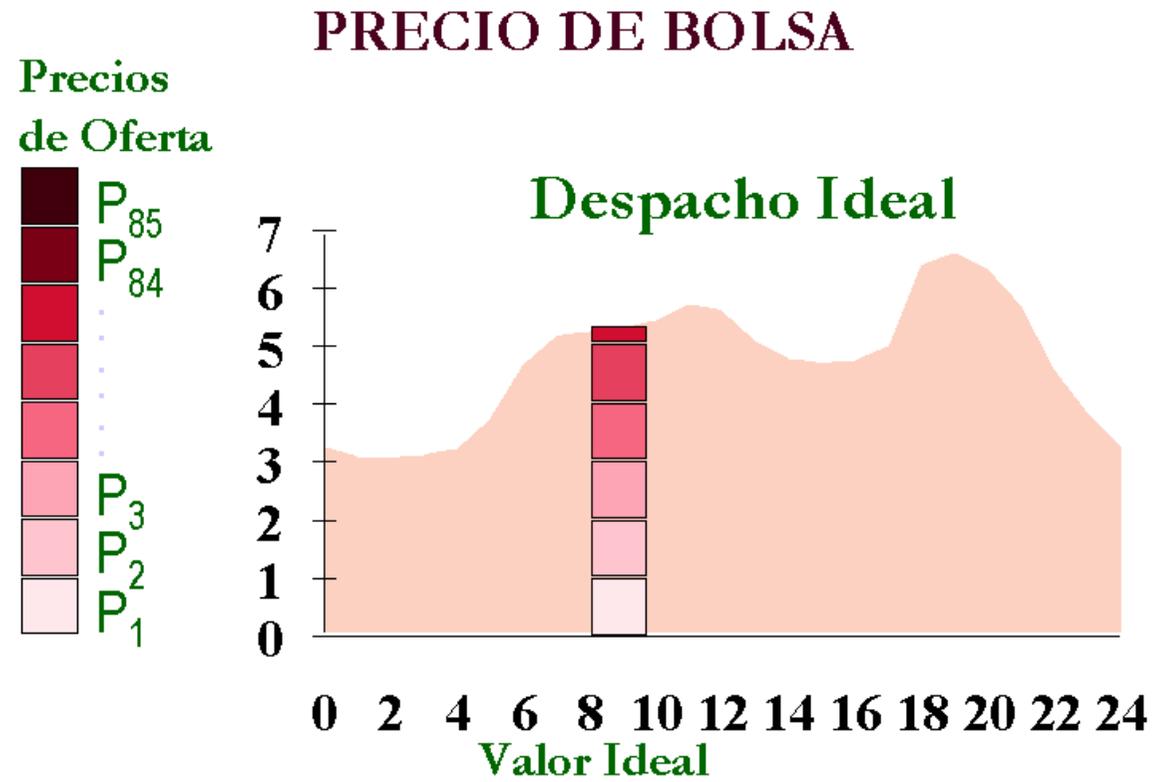


Figura 9. Despacho ideal

**El precio de Bolsa de Energía durante 1998 presentó una disminución apreciable con respecto a 1997. De enero a marzo, período en el cual se registraron los valores más altos del precio de Bolsa, el promedio de la energía fue de 124,990 \$/MWh, es decir, 4.8 veces mayor al período abril –diciembre, cuyo promedio fue de 25,963 \$/MWh.**

**El promedio de la energía en Bolsa durante 1998, equivalente a 50,218 \$/MWh, fue menor al registrado durante 1997 que fue de 63,830 \$/MWh.**

**El precio máximo de energía en la Bolsa se presentó el día 5 de febrero, en la hora 20, con un valor de 236,026\$/Mwh, menor que el precio máximo de la energía durante 1997, el cual fue de 273,376 \$/Mwh, y más de cuatro veces el precio promedio de 1998.**

**En julio se registró el precio mínimo de Bolsa, correspondiente al valor del Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Capacidad de ese mes, de 13,847.33 \$/MWh, el cual se puede comparar con un precio de \$0 en el sistema de ofertas que se utilizó hasta el 31 de diciembre de 1996.**

**Febrero fue el mes de máximo precio promedio de energía en Bolsa con 150,200 \$/Mwh, un poco mayor al valor registrado en octubre de 1997 el cual fue de 138,078 \$/MWh.**

**3.2.1. 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 y en magnitud. Y se obtiene como el promedio ponderado de la energía valorada al precio de la Bolsa para cada hora.**

**El día que se transó energía en Bolsa con los mayores precios fue el 15 de febrero septiembre de 1998, con un promedio ponderado para las 24 horas de 215,341 \$/MWh, ligeramente inferior al promedio diario máximo de 1997 que fue 231,001 \$/MWh.**

**La tabla 8. registra los precios promedio diario de la energía transada en la Bolsa para los 365 días de 1998, con los respectivos valores máximos y mínimos de cada mes, así como el valor correspondiente al promedio mensual.**

**3.2.2. Precio marginal promedio de bolsa de energía. Según la Resolución CREG 030 del 27 de marzo de 1996, el Precio Marginal Promedio de Bolsa de Energía se calcula para cada día del año y para cada mes.**

**Este dato resulta de suponer que la totalidad de la energía generada en el país, hora a hora, se transó a precio de Bolsa. Es un promedio ponderado, calculado como la energía de cada hora liquidada al precio correspondiente. El 15 de febrero de 1998 fue el día que se registró el máximo precio marginal promedio de la Bolsa de Energía, con un valor de 215,819 \$/Mwh, inferior al registrado durante 1997 valorado en 234,474 \$/MWh.**

Tabla 8. Precio promedio de energía transada en bolsa 1998 (\$/MWh)

DÍA	Ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1	129.737	130.222	100.372	84.478	30.820	18.582	18.699	19.311	24.959	23.660	22.193	28.340
2	129.711	133.490	96.960	73.399	31.375	19.073	20.233	17.822	24.856	23.310	23.303	31.120
3	126.464	136.586	105.499	74.220	32.028	19.189	17.310	19.090	24.625	21.665	23.636	28.205
4	114.228	137.469	101.161	70.991	30.717	18.437	18.609	20.107	23.928	21.336	23.809	27.818
5	122.891	198.413	89.132	67.514	28.579	19.399	17.957	20.848	20.818	21.756	31.843	22.240
6	131.377	185.443	94.449	67.563	23.637	19.567	18.231	20.894	22.466	21.588	24.948	21.030
7	147.340	198.728	96.823	66.782	25.026	18.346	17.580	16.531	24.932	22.887	25.764	21.265
8	137.976	172.652	96.098	66.823	23.125	19.137	18.460	17.322	25.204	24.117	24.647	21.110
9	130.007	183.471	95.103	58.109	25.987	18.239	19.832	17.821	24.168	23.518	23.034	20.586
10	132.346	196.988	93.330	58.676	22.151	18.390	19.063	20.217	25.614	24.919	26.126	23.180
11	123.901	195.646	97.260	59.401	23.689	19.895	17.584	22.046	23.988	22.446	22.566	26.799
12	122.323	167.752	95.919	56.542	25.519	18.360	16.743	20.899	25.651	21.084	20.106	23.042
13	125.922	167.728	95.499	62.380	26.147	18.365	18.391	21.190	18.675	21.191	24.314	20.614
14	126.769	189.373	89.412	61.172	26.310	17.574	17.310	20.175	18.923	21.154	21.675	22.181
15	123.365	215.341	84.740	63.445	27.410	17.411	15.564	19.886	21.975	22.986	21.255	27.707
16	126.277	166.770	92.157	59.943	26.281	18.596	16.080	18.598	22.352	23.242	20.911	22.050
17	125.982	156.782	90.112	63.846	27.573	20.410	16.028	17.678	19.539	23.636	25.063	22.197
18	144.785	163.118	92.625	56.398	29.200	19.981	17.135	21.241	19.796	23.012	23.898	21.741
19	123.931	173.637	92.563	53.619	25.814	18.321	15.365	20.829	18.845	24.785	25.176	25.772
20	133.468	171.201	96.873	54.520	24.721	19.565	14.054	21.418	19.163	24.761	25.339	22.379
21	133.923	89.654	96.273	49.794	27.449	18.360	18.713	20.820	21.076	25.101	24.285	29.477
22	153.062	95.092	94.684	47.124	27.820	17.279	17.935	21.415	19.472	25.694	22.061	22.988
23	174.837	95.637	92.080	44.096	25.804	16.991	19.703	18.784	22.192	24.751	24.527	21.480
24	169.346	93.591	91.404	42.065	23.240	17.676	18.024	22.712	23.886	26.014	24.418	19.995
25	153.626	104.034	88.983	37.722	24.133	17.415	16.878	23.120	21.817	23.353	28.250	22.313
26	146.605	103.764	86.200	35.517	27.805	17.540	15.092	23.609	22.928	25.605	28.282	23.694
27	146.040	104.952	82.280	34.756	26.037	17.623	20.278	23.071	22.122	24.913	22.245	23.337
28	133.706	97.770	81.206	32.439	25.751	16.525	19.111	23.268	23.588	24.500	25.195	22.030
29	128.377		84.727	33.561	20.442	16.194	21.640	23.541	24.646	24.145	21.490	25.617
30	132.964		77.356	33.752	18.783	16.705	20.044	23.190	26.881	24.662	25.716	23.031
31	131.694		77.173		17.654		19.405	24.270		22.003		26.453
Mensual	135.049	150.457	92.434	55.608	25.863	18.282	17.989	20.618	22.786	23.405	24.258	23.922
Máximo	174.837	215.341	105.499	84.478	32.028	20.410	21.640	24.270	26.881	26.014	31.843	31.120
Mínimo	114.228	89.654	77.173	32.439	17.654	16.194	14.054	16.531	18.675	21.084	20.106	19.995

La tabla 9. muestra el precio marginal promedio de Bolsa de Energía para cada día, indicando los valores máximos y mínimos de cada mes y su correspondiente promedio mensual.

Tabla 9. Precio marginal promedio de bolsa de energía 1998 (\$/MWh)

DÍA	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1	129.787	130.589	100.340	84.700	30.832	18.644	19.158	19.647	24.969	23.890	22.577	28.537
2	130.417	134.969	97.054	73.586	31.491	19.098	20.867	18.292	24.881	23.353	23.752	31.296
3	127.309	137.384	105.216	74.432	32.132	19.187	17.430	19.872	24.638	21.755	23.943	28.386
4	115.965	139.367	101.081	70.943	31.066	18.504	18.824	20.433	24.180	21.400	24.037	28.175
5	124.038	202.772	88.996	66.973	28.766	19.470	17.969	21.794	21.095	21.756	32.533	22.412
6	131.942	188.160	93.709	68.157	23.872	19.671	18.478	21.103	22.373	21.560	24.978	21.040
7	146.243	198.732	97.159	67.533	25.036	18.361	18.258	16.926	25.339	23.118	25.723	21.327
8	138.391	175.534	96.227	67.487	23.201	19.284	18.706	17.867	25.385	24.462	24.531	21.260
9	130.603	184.492	95.525	58.468	26.022	18.301	20.170	18.183	24.190	23.915	23.141	20.713
10	132.336	197.691	93.567	59.659	22.254	18.495	19.345	21.065	25.633	25.259	26.551	23.452
11	123.877	197.719	97.455	60.151	24.280	19.777	17.946	23.418	23.772	22.596	22.596	27.159
12	122.435	167.144	95.880	57.656	25.820	18.513	17.090	21.239	25.465	21.102	20.234	22.979
13	125.895	166.607	95.669	63.757	26.236	18.375	18.886	21.260	18.876	21.191	24.354	20.714
14	127.427	191.295	89.365	61.923	26.378	17.600	18.210	20.343	18.939	21.157	21.870	22.475
15	124.583	215.819	85.040	64.457	27.469	17.441	16.034	19.986	22.072	23.258	21.688	28.087
16	126.512	163.515	92.271	60.414	26.250	18.674	16.450	18.583	21.724	23.278	21.549	22.171
17	126.457	158.500	89.793	64.612	27.597	20.550	16.458	17.892	19.817	23.749	25.919	22.284
18	144.709	161.776	92.838	57.117	29.231	20.266	17.744	21.446	19.984	23.088	24.984	21.823
19	124.744	171.355	92.704	54.011	25.761	18.447	15.689	21.107	18.929	24.908	26.091	25.982
20	133.630	170.606	97.017	55.019	24.710	19.738	14.090	21.501	19.441	24.923	25.920	22.827
21	134.970	89.360	96.542	49.920	27.555	18.495	19.182	21.033	21.246	25.190	24.710	29.927
22	153.195	95.085	94.912	47.199	27.671	17.311	18.710	21.529	19.431	25.787	22.675	23.227
23	176.482	95.604	92.881	44.171	25.995	17.110	20.730	18.968	21.651	25.046	25.382	21.667
24	170.859	93.773	91.776	42.450	23.500	17.837	18.568	23.259	24.758	26.434	24.985	20.046
25	153.684	104.570	89.722	37.896	24.727	17.460	17.426	23.430	21.817	23.649	28.893	22.332
26	146.678	103.825	86.563	35.692	28.021	17.583	15.383	23.940	23.146	25.817	28.945	23.785
27	146.259	105.368	81.879	35.600	26.175	17.634	20.975	23.344	22.369	25.091	22.693	23.453
28	133.696	97.534	81.179	33.234	25.971	16.596	19.313	23.414	23.896	24.803	25.665	22.282
29	128.847		84.882	34.315	20.481	16.341	22.662	23.613	25.228	24.241	21.504	25.847
30	133.220		77.861	33.936	18.943	16.924	20.997	23.249	27.520	24.829	26.266	22.957
31	131.734		78.040		17.642		20.402	24.294		22.072		26.530
Mensual	135.689	151.345	92.038	56.087	26.001	18.431	18.529	21.128	22.817	23.667	24.712	24.139
Máximo	176.482	215.819	105.216	84.700	32.132	20.550	22.662	24.294	27.520	26.434	32.533	31.296
Mínimo	115.965	89.360	77.861	33.234	17.642	16.341	14.090	16.926	18.876	21.102	20.234	20.046

#### 4. CONTRATOS ENTRE AGENTES DEL MERCADO

**Los contratos a Largo Plazo son acuerdos comerciales para la compra - venta de energía entre generadores y comercializadores, en los cuales se establece, de común acuerdo, el precio y la cantidad de energía negociada para atender, parcial o totalmente, la demanda del comercializador o sus procesos de intermediación comercial, y para cubrir el riesgo de los generadores y comercializadores en sus contratos o en su gestión.**

**Los contratos nuevos o modificaciones deben ser registrados ante el Administrador del SIC - ASIC -, por cualquiera de las partes firmantes, con cinco (5) días hábiles de anticipación a la fecha de entrada en vigencia (Resolución CREG 003 del 14 de enero de 1998).**

La reglamentación vigente continúa con su objetivo de proteger a los clientes regulados, mediante la obligatoriedad de la contratación a largo plazo para los comercializadores que atienden a dichos clientes. Esta medida, que evita exponer demasiado la tarifa regulada a las fluctuaciones del precio de Bolsa, obliga a lo siguiente: en la actualidad se cubre el 60% del total de la demanda de los clientes regulados; en 1999 se reduce al 30%; y a partir del 2000, los comercializadores tendrán plena libertad de comprar el total de la energía en Bolsa o a través de contratos a largo plazo.

Aunque existe mucha libertad en las formas de negociación, los contratos deben tener la capacidad de ser representados a nivel horario, en magnitud y precio.

Los tipos de contrato se pueden generalizar como pague lo demandado y pague lo contratado, con tarifas variables que dependen de la hora, el día y la estación.

Las empresas generadoras y comercializadoras deberán registrar, ante el Administrador del SIC, todos los contratos de energía a largo plazo celebrados entre ellos. Para esto se requiere:

- Que las partes que intervienen en el contrato realicen, adicionalmente y de manera individual, un contrato de mandato con el Administrador del SIC para la facturación, pago y recaudo de los valores correspondientes a las transacciones de energía realizadas en la Bolsa de Energía.
- Que los contratantes presenten las garantías definidas por la CREG o realicen los pagos anticipados para el comercializador y para el generador, a partir de la fecha de iniciación del contrato.

Una vez registrados los contratos, el ASIC tiene un plazo de tres (3) días hábiles para solicitar aclaraciones sobre éstos, y a partir del quinto día hábil, posterior a la fecha de recibidas las aclaraciones, el contrato será despachado (Resolución CREG 003 del 14 de enero de 1998).

Adicionalmente, la Resolución CREG 003 establece, como requisito indispensable para el registro de un contrato, que éste contenga reglas claras para determinar hora a hora, dentro del período de duración del contrato, las cantidades de energía exigibles con su precio respectivo. En caso de que el despacho del contrato dependa de variables no contenidas en el mismo, o no disponibles dentro de los procedimientos normales de Administración del Sistema de Intercambios Comerciales, los agentes involucrados en el contrato deberán suministrar un procedimiento claro y expedito para el despacho del mismo.

#### 4.1. TERMINACION DE CONTRATOS

**En caso de terminación de un contrato, antes de la fecha estipulada en el mismo, es obligación de las partes involucradas informar con una anticipación mínima de siete (7) días calendario a la nueva fecha de finalización, para que el Administrador del SIC - ASIC - deje de considerarlo en las liquidaciones de las transacciones de la Bolsa de Energía a partir de esa fecha.**

**El ASIC informará el registro de la terminación del contrato respectivo a todos los agentes involucrados. Si uno de los agentes implicados en la terminación de contratos no está cumpliendo con las obligaciones, como agente del Mercado Mayorista, se informará a la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG - para que defina las acciones correspondientes.**

#### 4.2. CESION DE CONTRATOS

**La cesión de los contratos de energía a largo plazo a otro comercializador o generador se debe reportar al ASIC, con una anticipación mínima de dos (2) días calendario a la fecha de aplicación de la cesión, con el propósito de tenerlo en cuenta a la hora de efectuar la liquidación de las transacciones de energía, en la Bolsa, de los agentes involucrados.**

#### 4.3. PROCESO DE ASIGNACION DE CONTRATOS

**A cada agente comercializador se le asignan horariamente sus contratos, registrados ante el Administrador del SIC - ASIC -, en el siguiente orden de prioridades:**

- **Contratos que establezcan obligación de suministro y pago de cantidades fijas de energía firme (Pague lo Contratado).**
  
- **Contratos tipo Pague lo Demandado por orden de mérito de precios, siendo despachado primero el de más bajo costo. Cuando se presenten dos contratos con el mismo precio se despachan proporcionalmente, de acuerdo a la cantidad contratada en cada hora.**

**Cuando los contratos no alcancen para atender la demanda de un comercializador, la demanda restante se liquida al precio de Bolsa en la hora respectiva, y en el caso contrario, es decir, cuando los contratos exceden la demanda real más las pérdidas del**

**STN ( demanda comercial), este excedente se remunera al comercializador también al precio de Bolsa en la hora respectiva.**

**Si la sumatoria de las cantidades de energía de los contratos asignados como vendedor excede la sumatoria de la generación en el despacho ideal de todas sus unidades de generación, el agente generador pagará ese faltante al precio de Bolsa para esa hora. En caso contrario recibirá, por la generación adicional, una remuneración correspondiente al producto de la cantidad adicional por el precio de Bolsa para esa hora.**

#### **4.4. TIPOS DE CONTRATOS**

**En la actualidad, en el ASIC se han registrado contratos cuya asignación de valores de energía varía de acuerdo con las siguientes características, las cuales determinan el tipo de contrato que se va a liquidar:**

**4.4.1. Pague lo Contratado: El comprador se compromete a pagar toda la energía contratada a un precio establecido, independiente de que ésta sea consumida o no. Si el comercializador contrató una cantidad mayor que su demanda, la diferencia la vende en la Bolsa (único caso en el que un comercializador vende energía en Bolsa).**

**4.4.2. Pague lo Demandado con Tope: El agente comprador solamente paga su consumo determinado por las medidas en sus fronteras comerciales (al precio estipulado en el contrato), siempre y cuando éste sea inferior o igual a la cantidad de energía contratada. Si el consumo es superior al tope y el comercializador no tiene contratos adicionales, la diferencia se liquida a precio de Bolsa.**

**4.4.3. Pague lo Demandado sin Tope: Corresponde al valor de la demanda comercial. Las cantidades despachadas son iguales a la demanda total menos la sumatoria de las cantidades de los contratos de tipo Pague lo Contratado que tenga firmados el comercializador. De esta manera entra a competir con los contratos tipo Pague lo Demandado por precio, con el objeto de determinar las cantidades asignadas.**

**4.4.4. Pague lo Generado: Se paga hasta la generación real del agente generador. Las cantidades contratadas se determinan horariamente con base en la información reportada para la totalidad de las plantas que representa el agente generador ante el ASIC, y que son despachadas centralmente. Una vez definidas las cantidades se trata como un Pague lo Contratado, es decir, el comprador se obliga a comprar la totalidad de la energía.**

**4.4.5. Disponibilidad Programada: Se determina como el menor valor entre la demanda del comprador y la disponibilidad programada del vendedor para cada hora. Luego de asignar las cantidades se trata como un Pague lo Contratado.**

**4.4.6. Disponibilidad Comercial: Se determina como el menor valor entre la demanda comercial del comprador y la disponibilidad comercial del vendedor para cada hora.**

**Al igual que en el caso anterior, una vez se determina la cantidad a despachar se trata como un Pague lo Contratado para su liquidación.**

**4.4.7. Generación Ideal: Se le asigna, como cantidad contratada, la Generación Ideal del total de las plantas representadas por el vendedor ante el ASIC y que son despachadas centralmente. Para su liquidación, luego de asignar las cantidades, se trata como un Pague lo Contratado.**

**4.4.8. Pague lo Generado Ideal con Tope: En estos contratos, el despacho se calcula a partir de la generación ideal de un agente, comparada con un tope fijado en el contrato. Es similar a un Pague lo Demandado con Tope. Una vez se determina la cantidad a despachar se trata como un Pague lo Contratado para la liquidación.**

**4.4.9. Demanda de un tercero: Se da cuando el comprador es un generador y utiliza la energía para cubrir los compromisos de venta adquiridos en otros contratos. La demanda, entonces, que se asocia al comprador es el despacho de su contrato de venta. Los dos contratos se asocian y, una vez se determina la cantidad, se despacha como un Pague lo Demandado.**

**4.4.10. Precio de Bolsa: Éste sólo se despacha si el precio en Bolsa para las horas estipuladas en el contrato es mayor que el precio del contrato. En el despacho se trata como un Pague lo Demandado.**

**4.4.11. Base: En este tipo de contrato existe una base (a partir de la cual se empieza a despachar la energía), la cual puede ser fija (a partir de una cantidad  $x$ ) o variable (otro contrato o alguna variable del sistema). El tope será, entonces, la demanda comercial del comprador menos la base, siempre que esta diferencia sea mayor que cero. Se liquida como un Pague lo Demandado.**

**4.4.12. Demanda de Submercados: Cubre una parte específica de la demanda del agente (uno o varios submercados). Éstos, a su vez, pueden ser conformados por clientes con tarifa regulada, por clientes no regulados, o por una combinación de ambos. Estos contratos se dividen en los siguientes tipos:**

**4.4.12.1. Pague lo Contratado: El comprador se compromete a pagar un porcentaje de la demanda de los submercados consumidores, especificados en el contrato.**

**4.4.12.2. Pague lo Demandado sin Tope: Las cantidades despachadas son iguales a un porcentaje de la demanda de los submercados consumidores especificados, menos la sumatoria de las cantidades de los contratos de tipo Pague lo Contratado que existen para estos mismos submercados. De esta forma entra a competir con los contratos tipo Pague lo Demandado con Tope por precio.**

**4.4.12.3. Pague lo Demandado con Tope: El tope del contrato es un porcentaje de la demanda de los submercados consumidores especificados.**

4.4.12.4. **Pague lo Generado:** El tope será un porcentaje de la generación real de los submercados generadores que se determinen. Una vez se fija esta cantidad se despacha como un Pague lo Contratado.

4.4.13. **Menor Valor:** La forma cómo se determina la energía que se despachará está en relación directa con unos valores que se comparan con el precio de Bolsa. Si este último es mayor, la energía que se va a despachar será el menor valor de la Demanda Comercial (demanda real más pérdidas) menos unas cantidades determinadas y la Disponibilidad Comercial. De lo contrario, será el menor valor de la Demanda Comercial y la Disponibilidad Comercial. En el despacho se trata como un Pague lo Contratado.

Adicionalmente, este contrato puede incluir un tope (para lo cual se tratará como un Pague lo Contratado o un Pague lo Demandado, según el caso) o puede ser sin tope, en cuyo caso se tratará como un Pague lo Consumido para atender la totalidad de la demanda comercial del agente.

4.4.14. **Intermediación:** Este contrato respalda los compromisos del agente comprador adquiridos mediante la venta en otros contratos. Por lo tanto, la demanda del comprador debe asociarse a los despachos de dichos contratos. La demanda total del agente comprador es la demanda comercial (demanda real más pérdidas del STN) más las ventas en contratos. Una vez se determina la demanda del agente se trata como un Pague lo Demandado, ya que el contrato incluye topes para establecer la comparación.

4.4.15. **Generación mínima:** Se da entre dos generadores y se despacha después de todos los contratos. Para este tipo de contrato se establece un tope a partir de la generación real del vendedor, más la sumatoria de los contratos de compra, menos sus contratos de venta. Por otro lado, se calcula la demanda del comprador como la sumatoria de sus contratos de venta, menos la suma de su generación real y sus contratos de compra. Luego de calcular el tope y la demanda se despacha como un Pague lo demandado, es decir, se despacha el menor valor entre ambos.

#### 4.5. INFORMACION BASICA DE LOS CONTRATOS

**Todo contrato debe contener:**

4.5.1. **Identificación de las partes contratantes:** El comprador y el vendedor deben estar claramente identificados: nombre o razón social, representante legal de cada empresa, actividad económica del agente.

4.5.2. **Objeto del contrato:** Se describe la obligación de las partes y la modalidad del contrato, especificando claramente: cantidades, topes, precios y distribución horaria. También debe definirse la forma cómo se va a calcular la energía que se despacha en el contrato, en caso de que ésta dependa de variables que son calculadas por el ASIC.

4.5.3. Duración del contrato: **Período durante el cual tendrá vigencia el contrato, precisando la fecha y la hora a partir de las cuales rige la contratación, así como la fecha y la hora en las que termina el compromiso.**

4.5.4. Documentación: **Relación y anexo de los documentos que hacen parte integral del contrato: términos de referencia, agendas aclaratorias, actas, oferta del vendedor, avisos de prensa, y cualquier otro que se mencione en el contrato como parte de éste.**

4.5.5. Firma y fecha: **Para su registro ante el Administrador del SIC, el contrato debe estar debidamente firmado por los representantes legales (o los delegados para tal efecto) de ambas empresas, indicando la fecha de la firma.**

**En 1997 se despacharon 311 contratos a largo plazo en la Bolsa de Energía, y para 1998 este número se incrementó a 399.**

## **5. CARGO POR CAPACIDAD**

**El Cargo por Capacidad es un mecanismo financiero destinado a reducir el riesgo de volatilidad y estacionalidad de los precios en la Bolsa, que constituyen una amenaza 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 la bolsa (mercado "spot"). Como tal, refleja una proporción del valor presente del costo esperado de racionamiento y es recibido por los agentes generadores que contribuyen con potencia firme al sistema, en condiciones supuestas de hidrología crítica durante una estación de verano.**

**El Cargo por Capacidad 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 generador incluye en su oferta en Bolsa el Costo Equivalente de Energía del Cargo por Capacidad - CEE -, calculado a partir de la Capacidad Remunerable Teórica - CRT - de todo el sistema que se espera para el mes, multiplicada por una tarifa de US\$5.25/kW - mes (Valor mensual del Cargo - VMC -) y dividida por la demanda de energía esperada establecida por el Centro Nacional de Despacho - CND -. El CND fijará y publicará el valor del CEE para las ofertas de cada nuevo mes con tres días de anticipación. Para pasar la tarifa de dólares a pesos colombianos se utiliza, como tasa**

de cambio, la Tasa Representativa del Mercado - TRM - para el día inmediatamente anterior al cálculo del CEE.

Al inicio de cada verano, el CND corre modelos de largo plazo para calcular los valores de Capacidad Remunerable Teórica para cada recurso de generación del sistema, con la información disponible al 15 de noviembre y con unos parámetros definidos en la Resolución CREG 116 de 1996. Entre los principales parámetros se tiene la hidrología de 1991 y 1992 o la hidrología más crítica que se registre para un período similar de tiempo, y la demanda proyectada por la Unidad de Planeamiento Minero Energético - UPME - incrementada en un 5% para el escenario más alto de crecimiento.

En el modelo se consideran los recursos de generación que entran en operación en el verano siguiente, con la respectiva fecha probable de entrada en operación comercial, para ser tenidos en cuenta en la determinación de la CRT. Si la planta hidráulica o unidad térmica no inicia su operación comercial en la fecha que se tenía prevista se reduce la CRT del recurso, en proporción al número de días de atraso y con relación al número de días del verano que se consideró en operación en la simulación de largo plazo.

Para determinar la CRT de la estación de invierno se compara la CRT del verano con la disponibilidad comercial promedio para cada recurso del sistema, y se toma el menor entre estos dos valores.

En las tablas 10. se presenta la Capacidad Remunerable Teórica -CRT- del Cargo por Capacidad para cada planta hidráulica o unidad térmica del sistema, en las estaciones verano e invierno 1998, y verano 1998-1999.

**Tabla 10. Capacidad Remunerable Teórica por planta**

Planta	Código SIC	VERANO 1998	INVIERNO 1998	VERANO 1999
Alto Anchicayá	ALAG	232.96	232.96	240.52
Bajo Anchicayá	BJAG	61.69	61.69	62.41
Ballena 1	BLL1	0.00	0.00	0.00
Ballena 2	BLL2	0.15	0.15	0.00
Barranca 1	BRN1	7.56	7.56	7.40
Barranca 2	BRN2	5.27	5.27	4.50
Barranca 3	BRN3	27.24	27.24	33.71
Barranca 4	BRN4	22.48	7.37	14.03
Barranca 5	BRN5	14.48	14.48	11.42
Betania	CHBG	391.53	391.53	387.55
Cadafe	CDF1	0.00	0.00	0.00
Calderas	CLDR	18.59	5.49	0.00
Calima	CLMG	55.18	55.18	61.65
Cartagena 1	CTG1	35.36	32.58	26.65
Cartagena 2	CTG2	41.80	41.80	35.61
Cartagena 3	CTG3	53.01	30.53	41.90
Casalaco	CSLG	0.00	0.00	5.25
Chinú	CHN5	0.81	0.09	2.10

<b>Chinú 4</b>	CHN4	0.27	0.00	0.00
<b>Chinú 6</b>	CHN6	2.54	0.00	0.00
<b>Chinú 7</b>	CHN7	0.01	0.00	0.00
<b>Chinú 8</b>	CHN8	1.06	1.06	0.00
<b>Chivor</b>	CHVR	519.60	519.60	430.38
<b>Corozo 1</b>	CRZ1	0.00	0.00	0.00
<b>Corozo 2</b>	CRZ2	0.00	0.00	0.00
<b>Corozo 3</b>	CRZ3	0.00	0.00	0.00
<b>Cospique 1</b>	CSP1	0.00	0.00	0.00
<b>Cospique 2</b>	CSP2	0.00	0.00	0.00
<b>Cospique 3</b>	CSP3	0.00	0.00	0.00
<b>Cospique 4</b>	CSP4	0.00	0.00	0.00
<b>Cospique 5</b>	CSP5	0.00	0.00	0.00

**Tabla 10. Capacidad Remunerable Teórica por planta**

<b>Planta</b>	<b>Código SIC</b>	<b>Verano 1998</b>	<b>Invierno 1998</b>	<b>Verano 1999</b>
<b>El Río 6</b>	ERO6	0.00	0.00	0.00
<b>El Río 7</b>	ERO7	0.00	0.00	0.00
<b>El Río 8- 9</b>	ERO8	0.00	0.00	0.00
<b>Esmeralda</b>	ESMR	26.48	20.94	27.13
<b>Florida 2</b>	FLRD	24.68	5.12	21.89
<b>Guadalupe - Troneras</b>	GTRG	429.16	429.16	457.90
<b>Gualanday</b>	GLD1	6.81	6.81	1.67
<b>Guatapé</b>	GTPE	422.06	422.06	456.04
<b>Guavio</b>	GVIO	819.83	819.83	895.55
<b>Jaguas</b>	JAGS	81.08	81.08	75.15
<b>La Tasajera</b>	LTSJ	289.68	289.68	293.30
<b>La Unión 1</b>	LNN1	0.00	0.00	0.00
<b>La Unión 2</b>	LNN2	0.00	0.00	0.00
<b>La Unión 3</b>	LNN3	0.00	0.00	0.00
<b>La Unión 4</b>	LNN4	0.00	0.00	0.00
<b>Ocoa</b>	OCOG	20.56	20.56	22.92
<b>Paipa 1</b>	PPA1	14.24	14.24	19.56
<b>Paipa 2</b>	PPA2	54.47	40.30	49.41
<b>Paipa 3</b>	PPA3	63.26	59.47	60.78
<b>Palenque 3</b>	PLQ3	10.65	7.63	0.00
<b>Palenque 4</b>	PLQ4	0.00	0.00	0.00
<b>Paraíso - Guaca</b>	PGUG	500.51	500.51	520.23
<b>Playas</b>	PLYS	185.54	185.54	184.50
<b>Prado</b>	PRDO	20.10	20.10	27.70
<b>Prado 4</b>	PRD4	4.70	4.58	3.47
<b>Proeléctrica 1</b>	PRG1	37.04	34.31	36.69
<b>Proeléctrica 2</b>	PRG2	35.35	35.35	35.69
<b>Riógrande</b>	RGRN	16.25	3.48	16.97
<b>RíoMayo</b>	RMYO	18.02	8.55	15.52
<b>Salvajina</b>	SLVJ	190.78	140.47	236.62

San Carlos	SNCR	1016.52	1016.52	1068.99
------------	------	---------	---------	---------

**Tabla 10. Capacidad Remunerable Teórica por planta**

Planta	Código SIC	Verano 1998	Invierno 1998	Verano 1999
San Francisco	SNFR	81.30	26.24	79.32
Tabor	TBR1	0.00	0.00	0.00
Tasajero	TSJ1	83.44	83.44	80.39
Tebsa 21	TB21	89.96	86.74	0.00
Tebsa 22	TB22	89.96	57.76	0.00
Tebsa Bloque 1	TBSA	423.00	393.78	0.00
Tebsa1	TBS1	0.00	0.00	0.00
Tebsa2	TBS2	0.00	0.00	0.00
Tebsa3	TBS3	0.00	0.00	0.00
Tebsa4	TBS4	0.00	0.00	0.00
Termo Barranquilla 1	TBQ1	33.34	33.34	0.00
Termo Barranquilla 2	TBQ2	0.00	0.00	0.00
Termo Barranquilla 3	TBQ3	28.49	28.49	38.08
Termo Barranquilla 4	TBQ4	51.65	35.24	51.76
Termo Flores	TFL1	137.75	120.38	137.47
Termo Flores 2	TFL2	85.34	65.27	72.66
Termo Guajira 1	TGJ1	124.10	117.26	262.02
Termo Guajira 2	TGJ2	133.63	123.16	0.00
Termocentro 1	TRM1	17.56	17.56	0.00
Termocentro 2	TRM2	52.54	52.54	6.64
Termodorada	TDR1	20.03	20.03	0.00
Termopón 1	TOP1	0.00	0.00	0.00
Tibú 1	TBU1	0.02	0.02	0.00
Tibú 2	TBU2	0.00	0.00	0.00
Tibú 3	TBU3	0.03	0.00	0.00
Valle	VLL1	0.00	0.00	0.00
Venezuela	VNZ1	0.00	0.00	0.00
Yumbo 3	YMB3	15.52	15.52	0.00
Zipa Bogota 2	ZPA2	28.64	28.64	29.88
Zipa Bogota 3	ZPA3	42.56	42.56	45.35
Zipa Isagén 4	ZPA4	28.11	28.11	41.15
Zipa Isagén 5	ZPA5	28.39	28.39	31.84
<b>TOTAL SISTEMA</b>		<b>7374.72</b>	<b>7005.34</b>	<b>6769.32</b>

El recaudo del monto a pagar por concepto de Cargo por Capacidad se efectúa en la Bolsa, aplicando a cada KWh generado un precio equivalente del Cargo por Capacidad 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.**

#### **5.1. CAPACIDAD REMUNERABLE REAL – CRR –**

**Una vez termina el mes se procede a establecer la Capacidad Remunerable Real - CRR - de cada planta hidráulica o unidad térmica despachada centralmente.**

**Para poder calcular la CRR es necesario conocer la disponibilidad comercial promedio de cada recurso del sistema. Cuando una planta (o unidad) de generación entra en operación comercial se tiene en cuenta la disponibilidad comercial a partir de la hora de inicio de la operación, es decir, la disponibilidad comercial durante el período de pruebas, previa a la entrada en operación comercial, no se considera para efectos de la disponibilidad promedio del cargo por capacidad. Adicionalmente, el promedio se calcula sobre el número total de horas del mes. La tabla 11. presenta la disponibilidad comercial promedio mensual de cada planta despachada centralmente, en la última columna se muestra el promedio anual, teniendo en cuenta la disponibilidad total de cada planta, dividida por las 8,760 horas que tiene el año.**





**Tabla 11. Disponibilidad Comercial Promedio por plantas en MWh**

Planta	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio 1998
Termodorada	45.01	13.69	21.41	39.70	47.84	48.22	45.62	49.28	44.82	44.58	44.75	40.07	40.42
Esmeralda	17.39	17.26	18.67	28.48	28.43	27.35	28.68	27.74	28.01	28.15	28.86	27.43	25.54
Termo Flores	137.55	39.14	144.27	130.24	144.21	147.79	142.27	138.15	147.17	140.76	141.76	145.31	133.22
Termo Flores 2	75.85	76.78	60.21	33.18	98.16	98.15	96.26	99.00	99.00	78.70	97.56	98.94	84.32
Termo Flores 3	0.00	0.00	0.00	13.98	136.09	140.87	52.12	51.05	141.51	123.22	150.00	150.00	79.90
Florida 2	3.64	4.72	4.22	6.94	8.08	15.85	16.28	12.26	8.39	9.40	11.92	9.83	9.29
Termo Guajira 1	140.09	131.57	100.80	130.54	144.81	150.11	130.37	82.16	56.90	120.79	120.13	231.13	128.28
Termo Guajira 2	148.73	107.97	145.99	107.49	144.98	128.64	146.12	143.66	104.77	29.14	132.15	0.00	111.64
Gualanday	36.72	33.11	29.15	19.09	35.10	36.91	37.62	37.83	39.01	39.71	37.43	32.18	34.49
Guatapé	549.46	529.38	552.85	518.65	491.79	535.10	446.30	414.46	399.83	448.02	484.66	533.87	492.03
Guadalupe - Troneras	485.29	501.83	510.54	456.88	458.83	376.53	449.16	487.46	482.08	441.29	490.18	496.36	469.70
Guavio	1,126.69	1,138.36	1,108.58	1,136.48	1,123.42	996.99	1,095.65	1,121.35	870.07	980.69	963.93	1,000.68	1,055.24
Jaguas	168.60	168.07	166.87	169.02	166.11	168.94	88.49	83.96	77.71	169.61	160.82	167.80	146.33
La Tasajera	302.61	303.93	299.47	304.43	264.60	290.11	289.28	251.49	265.71	300.05	300.38	296.09	289.01
La Unión 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
La Unión 2	0.67	2.52	4.23	1.68	0.24	2.09	2.76	4.21	0.00	0.00	0.00	0.00	1.53
La Unión 3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
La Unión 4	8.62	8.88	4.24	7.68	8.90	6.72	6.10	3.95	8.99	9.00	0.00	0.00	6.09
Merilétrica	0.00	33.38	104.09	105.78	136.23	149.79	149.29	86.54	0.00	91.71	138.54	126.91	93.52
Ocoa	32.64	34.42	35.13	3.61	0.00	0.00	0.00	0.00	24.67	35.66	39.03	37.68	20.24
Paraíso - Guaca	563.48	569.03	533.49	560.05	565.13	548.74	503.74	548.70	529.77	550.16	537.05	555.28	547.05
Paipa 1	19.55	23.28	27.19	25.74	25.78	23.04	27.96	26.78	27.37	28.00	25.85	28.00	25.71
Paipa 2	45.00	36.56	45.00	44.97	42.24	42.09	55.00	5.32	15.64	55.84	57.71	68.00	42.78
Paipa 3	67.40	59.17	43.81	67.04	63.98	5.07	44.94	64.68	54.04	63.39	67.08	68.00	55.72
Palenque 3	2.58	10.44	10.50	11.11	12.13	12.13	12.10	12.15	12.77	12.93	13.00	12.95	11.23
Playas	199.02	200.00	198.92	190.56	134.00	186.83	198.96	171.36	199.66	177.27	200.00	199.01	187.97
Prado	30.00	29.96	43.55	40.81	4.35	16.21	0.00	0.20	23.37	37.14	27.46	40.04	24.42
Prado 4	4.97	4.86	4.41	4.15	1.11	4.64	4.85	5.00	4.95	4.88	4.75	4.58	4.43
Proeléctrica 1	37.60	39.23	36.57	42.19	39.56	41.12	40.86	42.50	41.93	33.36	41.48	39.83	39.69
Proeléctrica 2	42.29	39.04	27.69	37.00	34.10	38.41	27.94	34.10	35.37	18.67	39.85	40.31	34.56

**Tabla 11. Disponibilidad Comercial Promedio por plantas en MWh**

Planta	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio 1998
Proenca	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.39	1.34	1.08	0.23
Riogrande	0.40	0.30	0.64	15.64	47.95	44.13	49.93	39.85	49.48	35.82	49.93	58.00	32.67
RíoMayo	6.44	7.72	8.03	10.04	15.28	18.95	13.50	10.42	8.18	9.90	14.81	12.51	11.32

Salvajina	57.65	92.58	230.00	251.00	285.00	266.00	278.87	283.21	283.81	272.49	285.00	285.00	239.22
San Carlos	1,221.10	1,217.60	1,168.96	1,177.49	1,049.11	1,136.14	1,219.69	1,112.09	1,095.06	1,076.19	1,115.60	1,232.60	1,151.80
San Francisco	20.98	21.19	24.01	36.75	37.77	36.83	40.81	36.02	37.65	37.00	41.07	37.57	33.97
Tabor	0.00	0.58	7.22	0.06	1.35	1.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.90
Tasajero	148.37	143.64	125.18	122.11	152.26	152.47	153.00	152.02	149.95	83.98	112.56	151.11	137.22
Termocentro 1	88.90	82.90	79.88	68.04	93.81	96.00	96.00	60.14	95.71	93.70	95.84	96.00	87.24
Termocentro 2	89.25	81.09	77.43	60.84	95.60	95.20	96.00	78.59	95.70	94.65	95.50	80.39	86.69
Tebsa 21	88.94	84.44	88.43	83.59	86.21	74.39	75.38	76.08	81.03	43.10	0.00	0.00	65.13
Tebsa 22	0.00	54.35	91.85	80.45	88.69	83.82	87.06	82.59	88.14	38.36	0.00	0.00	57.94
Tebsa Bloque 1	417.62	375.36	358.33	419.85	345.83	254.17	437.26	436.53	406.28	202.88	0.00	0.00	304.51
Tibú 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Tibú 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Tibú 3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Termopón 1	0.00	55.09	59.85	2.59	2.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.99
Termopón 2	0.00	0.00	41.26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.44
Termosierra 1	0.00	102.50	124.01	114.33	141.42	139.86	111.11	140.29	141.65	139.22	80.43	141.30	114.68
Termosierra 2	0.00	0.00	16.42	112.32	95.00	135.64	132.32	140.38	142.25	138.81	142.25	140.72	99.68
Termovalle	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.58	8.38
Venezuela	65.83	28.14	48.75	48.33	53.12	53.19	52.75	60.03	57.04	94.78	71.09	79.60	59.39
Yumbo 3	22.45	19.56	14.86	24.16	25.76	27.92	28.96	29.00	29.00	8.42	0.00	0.00	19.17
Zipa Bogotá 2	33.74	32.07	30.24	34.00	32.54	32.97	34.00	26.93	33.86	34.00	34.00	34.00	32.70
Zipa Bogotá 3	41.68	55.52	52.94	61.78	61.00	47.15	62.00	59.91	46.98	51.35	43.40	42.80	52.21
Zipa Isagén 4	59.22	61.76	57.16	45.15	44.68	61.19	62.00	57.82	60.88	62.00	62.00	62.00	57.99
Zipa Isagén 5	51.94	60.84	57.64	60.89	45.28	52.49	62.00	47.91	52.27	62.00	62.00	62.00	56.44
<b>TOTAL SISTEMA</b>	<b>9,008</b>	<b>8,970</b>	<b>9,289</b>	<b>9,477</b>	<b>9,885</b>	<b>9,808</b>	<b>9,940</b>	<b>9,766</b>	<b>9,641</b>	<b>9,620</b>	<b>9,489</b>	<b>10,022</b>	9,576.25

En la figura 10. se puede observar que el mes de más baja disponibilidad promedio fue febrero con 8,969.55 MW, 78.98% de la Capacidad Efectiva instalada durante ese mes, y que julio fue el mes de mayor disponibilidad promedio con 9,939.56 MW, 84.44% de la Capacidad Efectiva de las plantas despachadas centralmente.

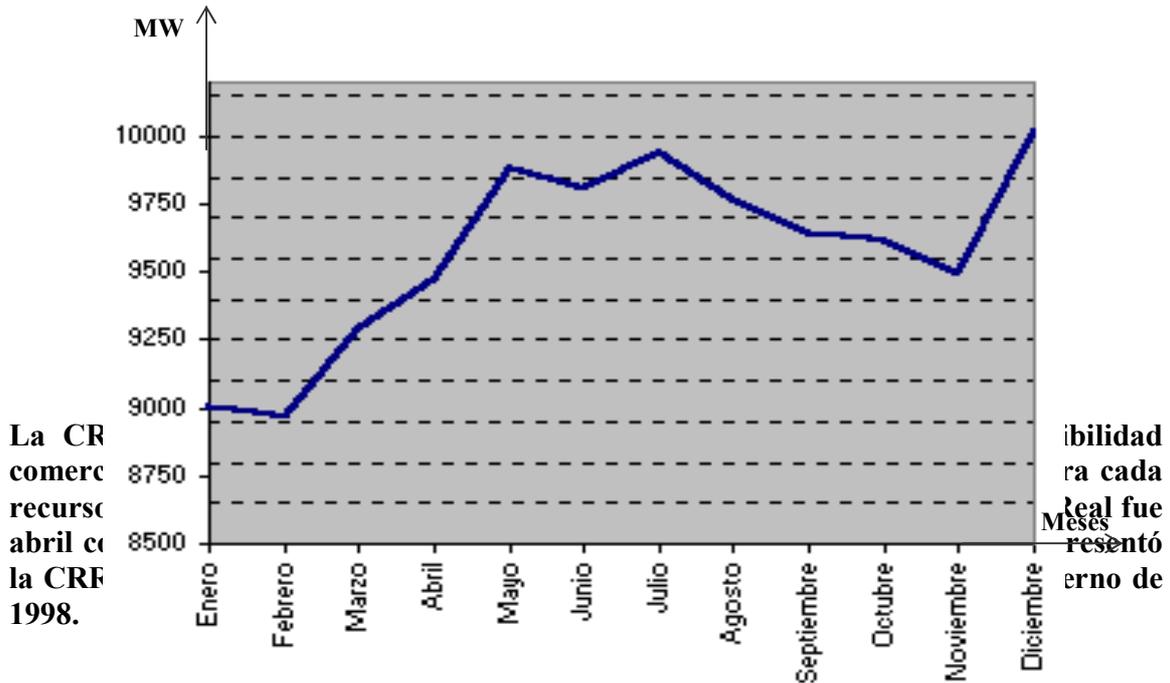


Figura 10. Disponibilidad comercial promedio



Cospique 2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cospique 3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cospique 4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cospique 5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Termodorada	20,03	13,69	20,03	20,03	20,03	20,03	20,03	20,03	20,03	20,03	20,03	0,00	213,99
Esmeralda	17,39	17,26	18,67	26,48	20,94	20,94	20,94	20,94	20,94	20,94	20,94	27,13	253,51
Termino Flores	137,55	39,14	137,75	130,24	120,38	120,38	120,38	120,38	120,38	120,38	120,38	137,47	1.424,81
Termino Flores 2	75,85	76,78	60,21	33,18	65,27	65,27	65,27	65,27	65,27	65,27	65,27	72,66	775,57
Termino Flores 3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	121,60	121,60
Florida 2	3,64	4,72	4,22	6,94	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	9,83	65,19
Termino Guajira 1	124,10	124,10	100,80	124,10	117,26	117,26	117,26	82,16	56,90	117,26	117,26	231,13	1.429,59
Termino Guajira 2	133,63	107,97	133,63	107,49	123,16	123,16	123,16	123,16	104,77	29,14	123,16	0,00	1.232,43
Gualanday	6,81	6,81	6,81	6,81	6,81	6,81	6,81	6,81	6,81	6,81	6,81	1,67	76,58
Guatapé	422,06	422,06	422,06	422,06	422,06	422,06	422,06	414,46	399,83	422,06	422,06	456,04	5.068,87
Guadalupe - Troneras	429,16	429,16	429,16	429,16	429,16	376,53	429,16	429,16	429,16	429,16	429,16	457,90	5.126,03
Guavio	819,83	819,83	819,83	819,83	819,83	819,83	819,83	819,83	819,83	819,83	819,83	895,55	9.913,68
Jaguas	81,08	81,08	81,08	81,08	81,08	81,08	81,08	81,08	77,71	81,08	81,08	75,15	963,66
La Tasajera	289,68	289,68	289,68	289,68	264,60	289,68	289,28	251,49	265,71	289,68	289,68	293,30	3.392,14
La Unión 1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
La Unión 2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
La Unión 3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
La Unión 4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Merilétrica	0,00	33,38	82,67	82,67	48,57	48,57	48,57	48,57	0,00	48,57	48,57	104,93	595,07
Ocoa	20,56	20,56	20,56	3,61	0,00	0,00	0,00	0,00	20,56	20,56	20,56	22,92	149,89
Paraíso - Guaca	500,51	500,51	500,51	500,51	500,51	500,51	500,51	500,51	500,51	500,51	500,51	520,23	6.025,84
Paipa 1	14,24	14,24	14,24	14,24	14,24	14,24	14,24	14,24	14,24	14,24	14,24	19,56	176,20
Paipa 2	45,00	36,56	45,00	44,97	40,30	40,30	40,30	5,32	15,64	40,30	40,30	49,41	443,40
Paipa 3	63,26	59,17	43,81	63,26	59,47	5,07	44,94	59,47	54,04	59,47	59,47	60,78	632,21
Palenque 3	2,58	10,44	10,50	10,65	7,63	7,63	7,63	7,63	7,63	7,63	7,63	0,00	87,58
Playas	185,54	185,54	185,54	185,54	134,00	185,54	185,54	171,36	185,54	177,27	185,54	184,50	2.151,45
Prado	20,10	20,10	20,10	20,10	4,35	16,21	0,00	0,20	20,10	20,10	20,10	27,70	189,16
Prado 4	4,70	4,70	4,41	4,15	1,11	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	3,47	50,02

**Tabla 12. Capacidad Remunerable Real por plantas en MWh**

Planta	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Año 1998
Proeléctrica 1	37,04	37,04	36,57	37,04	34,31	34,31	34,31	34,31	34,31	33,36	34,31	36,69	423,60
Proeléctrica 2	35,35	35,35	27,69	35,35	34,10	35,35	27,94	34,10	35,35	18,67	35,35	35,69	390,29
Proenca	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,08	1,08
Riogrande	0,40	0,30	0,64	15,64	3,48	3,48	3,48	3,48	3,48	3,48	3,48	16,97	58,31
RíoMayo	6,44	7,72	8,03	10,04	8,55	8,55	8,55	8,55	8,18	8,55	8,55	12,51	104,22

Salvajina	57,65	92,58	190,78	190,78	140,47	140,47	140,47	140,47	140,47	140,47	140,47	236,62	1.751,70
San Carlos	1.016,52	1.016,52	1.016,52	1.016,52	1.016,52	1.016,52	1.016,52	1.016,52	1.016,52	1.016,52	1.016,52	1.068,99	12.250,71
San Francisco	20,98	21,19	24,01	36,75	26,24	26,24	26,24	26,24	26,24	26,24	26,24	37,57	324,18
Tabor	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tasajero	83,44	83,44	83,44	83,44	83,44	83,44	83,44	83,44	83,44	83,44	83,44	80,39	998,23
Termocentro 1	17,56	17,56	17,56	17,56	17,56	17,56	17,56	17,56	17,56	17,56	17,56	0,00	193,16
Termocentro 2	52,54	52,54	52,54	52,54	52,54	52,54	52,54	52,54	52,54	52,54	52,54	6,64	584,58
Tebsa 21	88,94	84,44	88,43	83,59	86,21	74,39	75,38	76,08	81,03	43,10	0,00	0,00	781,59
Tebsa 22	0,00	54,35	89,96	80,45	57,76	57,76	57,76	57,76	57,76	37,26	0,00	0,00	550,82
Tebsa Bloque 1	417,62	375,36	358,33	419,85	345,83	254,17	393,78	393,78	393,78	202,88	0,00	0,00	3.555,38
Tibú 1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tibú 2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tibú 3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Termopón 1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Termopón 2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Termosierra 1	0,00	72,96	72,96	72,96	69,52	69,52	69,52	69,52	69,52	69,52	69,52	64,22	769,74
Termosierra 2	0,00	0,00	16,42	25,30	25,30	25,30	25,30	25,30	25,30	25,30	25,30	97,50	316,32
Termovalle	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,58	100,58
Venezuela	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Yumbo 3	15,52	15,52	14,86	15,52	15,52	15,52	15,52	15,52	15,52	8,42	0,00	0,00	147,44
Zipa Bogotá 2	28,64	28,64	28,64	28,64	28,64	28,64	28,64	26,93	28,64	28,64	28,64	29,88	343,21
Zipa Bogotá 3	41,68	42,56	42,56	42,56	42,56	42,56	42,56	42,56	42,56	42,56	42,56	42,80	510,08
Zipa Isagén 4	28,11	28,11	28,11	28,11	28,11	28,11	28,11	28,11	28,11	28,11	28,11	41,15	350,36
Zipa Isagén 5	28,39	28,39	28,39	28,39	28,39	28,39	28,39	28,39	28,39	28,39	28,39	31,84	344,13
<b>TOTAL SISTEMA</b>	<b>6.916,00</b>	<b>6.925,86</b>	<b>7.211,35</b>	<b>7.256,76</b>	<b>6.946,56</b>	<b>6.834,74</b>	<b>6.972,47</b>	<b>6.920,41</b>	<b>6.905,12</b>	<b>6.761,16</b>	<b>6.577,97</b>	<b>7.154,94</b>	<b>83.383,34</b>

En la figura 11. se presenta la evolución mensual de la CRR para todo el sistema. La CRR total del año fue 83,383.34 MW, 97.48% de la CRT total del año. El promedio mensual fue 6,948.61 MW, 94.22% y 99.19% de las CRT de verano e invierno, respectivamente.

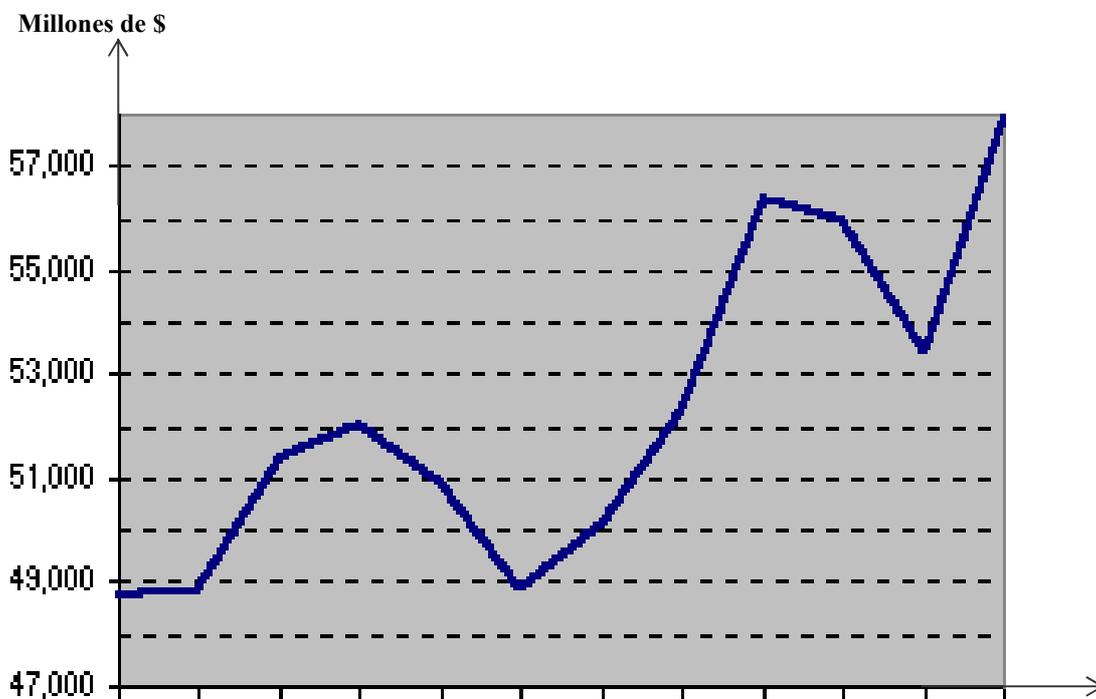
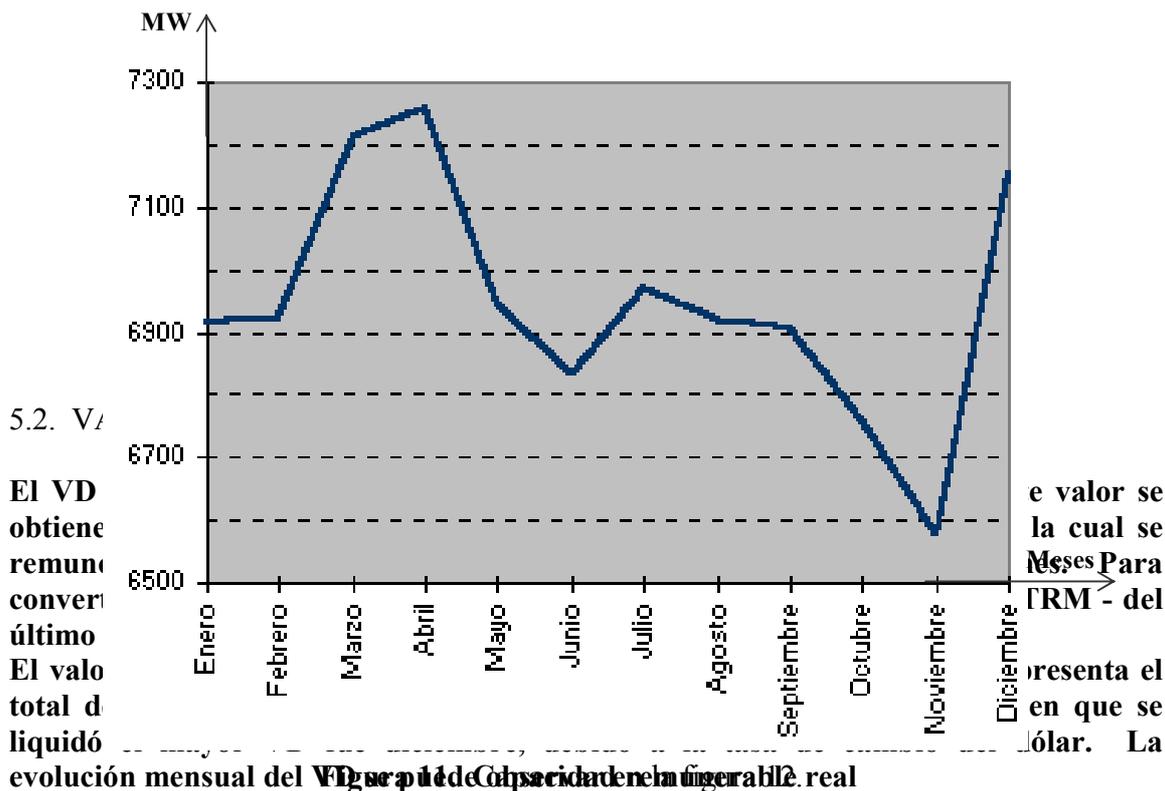


Tabla 13. valor a distribuir del Cargo por Capacidad por Planta  
(En pesos)

<b>PLANTA</b>	<b>Total Año 1998</b>
Alto Anchicayá	20,749,719,852
Alto Anchicayá	5,256,201,624
Ballena 1	0
Ballena 2	12,333,738
Barranca 1	661,777,963
Barranca 2	469,755,092
Barranca 3	2,512,706,194
Barranca 4	364,280,058
Barranca 5	1,283,067,488
Termo Barranquilla 1	2,741,378,916
Termo Barranquilla 3	2,650,864,682
Termo Barranquilla 4	3,189,478,206
Betania	35,330,934,931
Calderas	365,641,679
Calima	5,036,258,799
Cartagena 1	2,813,467,685
Cartagena 2	3,692,143,419
Cartagena 3	1,789,777,661
Casalaco	42,501,375
Chinú 4	0
Chinú 5	21,184,542
Chinú 6	0
Chinú 7	0
Chinú 8	87,158,418
Chivor	46,208,211,021
Corozo 1	0
Corozo 1	0
Corozo 1	0
Cospique 1	0
Cospique 2	0
Cospique 3	0
Cospique 4	0
Cospique 5	0
Termodorada	1,602,221,836
Esmeralda	1,913,979,542
Termo Flores	10,753,281,243
Termo Flores 2	5,844,637,895
Termo Flores 3	984,412,800
Florida 2	493,954,342
Termo Guajira 1	10,782,307,892
Termo Guajira 2	9,126,918,701
Gualanday	573,471,207
Guatapé	38,156,617,521
Guadalupe - Troneras	38,617,959,015
Guavio	74,660,383,238
Jaguas	7,247,641,357
La Tasajera	25,521,774,489
La Unión 1	0
La Unión 2	0
La Unión 3	0
La Unión 4	0
Meriléctrica	4,484,586,002
Ocoa	1,153,159,516
Paraíso - Guaca	45,365,917,926
Paipa 1	1,329,230,876
Paipa 2	3,321,295,744
Paipa 3	4,783,863,300

Tabla 13. valor a distribuir del Cargo por Capacidad por Planta  
(En pesos)

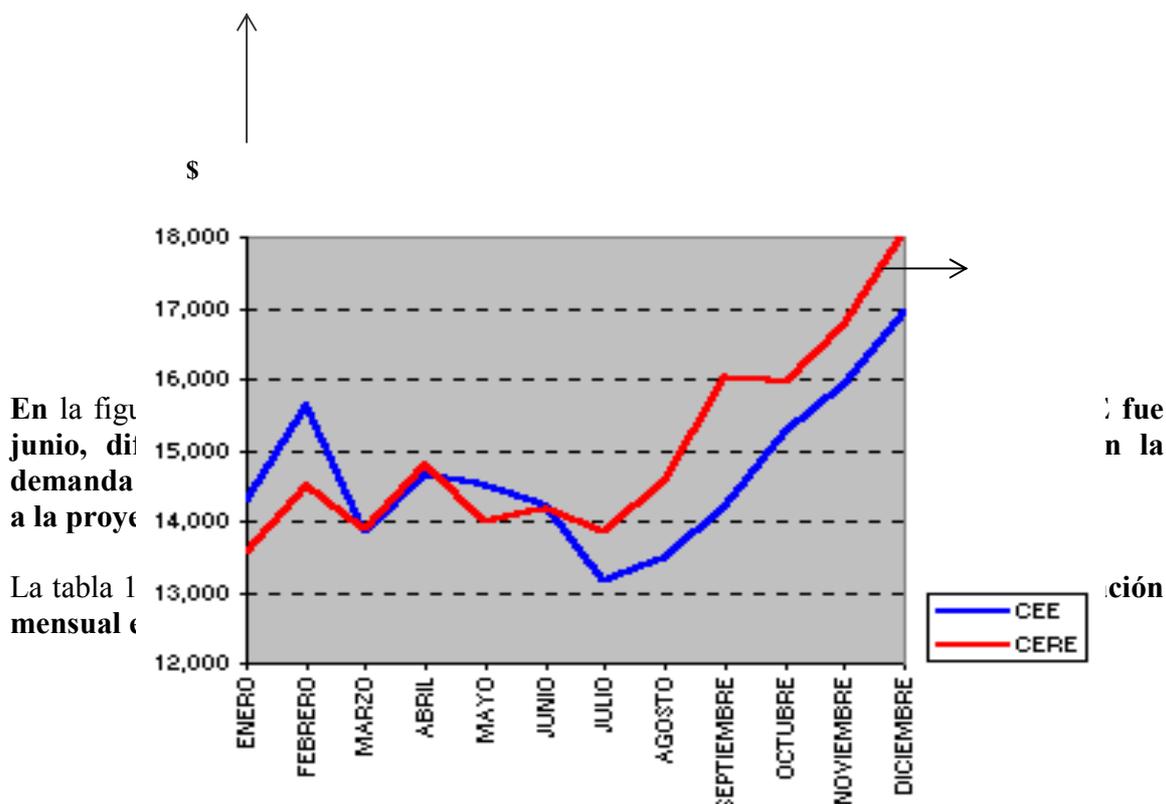
<b>PLANTA</b>	<b>Total Año 1998</b>
Palenque 3	653,748,077
Playas	16,195,862,471
Prado	1,438,436,648
Prado 4	376,627,470
Proeléctrica 1	3,184,479,914
Proeléctrica 2	2,930,906,008
Proenca	8,743,140
Riogrande	446,323,381
RíoMayo	787,529,424
Salvajina	13,263,708,959
San Carlos	92,237,286,765
San Francisco	2,448,494,269
Tabor	0
Tasajero	7,511,644,778
Termocentro 1	1,443,869,639
Termocentro 2	4,373,851,548
Tebsa 21	5,753,741,907
Tebsa 22	4,071,727,866
Tebsa Bloque 1	26,220,803,694
Tibú 1	0
Tibú 2	0
Tibú 3	0
Termopón 1	0
Termopón 2	0
Termosierra 1	5,819,903,888
Termosierra 2	2,449,514,511
Termovalle	814,245,390
Venezuela	0
Yumbo 3	1,086,576,943
Zipa Bogotá 2	2,583,879,910
Zipa Bogotá 3	3,839,780,939
Zipa Isagén 4	2,644,472,397
Zipa Isagén 5	2,592,126,270
<b>TOTAL SISTEMA</b>	<b>627,174,743,994</b>

### 5.3. COSTO EQUIVALENTE REAL DE ENERGIA –CERE-

Una vez se conoce el Valor a Distribuir - VD - para todo el sistema se divide por la demanda comercial del mes y, de esta forma, se obtiene el Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Capacidad - CERE -.

Este valor del CERE, calculado a partir de la Capacidad Remunerable Real - CRR -, la Tasa Representativa del Mercado - TRM - del último día del mes, y la demanda comercial real del sistema, debe sustituir el valor del Costo Equivalente de Energía del Cargo por Capacidad - CEE - en los precios de oferta de todas las plantas. De esta forma, una vez se conoce el CERE, a todos los precios de oferta de las plantas del sistema se les descuenta el valor del CEE y se les suma el CERE, para obtener los precios de oferta con los cuales se van a liquidar todas las transacciones de la Bolsa de Energía, incluyendo la determinación de los precios de la energía en la Bolsa.

Para 1998, el mes de mayor variación en el CERE con relación al valor del CEE fue diciembre: 10,47% menor. Esto se presentó principalmente por la variación de la Capacidad Remunerable Real -CRR- frente a la teórica, que fue cercana al 8%, y por la revaluación del dólar.



**Figura 13. CEE y CERE en pesos para 1998**

FECHA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
CEE	14,302	15,630	13,870	14,660	14,522	14,210	13,173	13,473	14,482	15,214	15,256	16,956
CERE	13,567	14,519	13,909	14,806	14,000	14,192	13,847	14,588	16,031	15,956	16,765	18,067
VARIACIÓN	735	1,111	-39	-146	522	18	-674	-1,106	-1,817	-700	-850	-1,111

#### 5.4. VALOR A RECAUDAR DEL CARGO POR CAPACIDAD –VR-

Conociendo el valor del Costo Equivalente Real de Energía - CERE - se puede determinar el valor que recaudan efectivamente los generadores por Cargo por Capacidad, a través de la energía que generan cada mes y que venden en contratos a largo plazo o en la Bolsa.

El Valor a Recaudar - VR - es el producto de la generación real de cada planta por el valor del CERE, y constituye el valor que recaudan directamente los generadores del cargo por capacidad a través de sus ventas. El total recaudado por todos los generadores del sistema corresponde exactamente al valor a distribuir - VD -.

El total del valor recaudado en 1998 para cada planta del sistema se presenta en la tabla 15.

Tabla 15. VR del Cargo por Capacidad por planta en pesos

<b>PLANTA</b>	<b>Promedio 1998</b>
Alto Anchicayá	19,710,413,849
Alto Anchicayá	4,938,000,146
Ballena 1	0
Ballena 2	460,515,762
Barranca 1	329,431,723
Barranca 2	459,827,995
Barranca 3	1,901,240,654
Barranca 4	143,563,085
Barranca 5	763,294,220
Termo Barranquilla 1	1,629,458,917
Termo Barranquilla 3	2,842,415,115
Termo Barranquilla 4	2,214,111,296
Betania	27,765,341,100
Calderas	581,766,075
Calima	1,455,408,055
Cartagena 1	3,821,339,069
Cartagena 2	3,564,579,092
Cartagena 3	2,103,534,193
Casalaco	13,838,824,268
Chinú 4	0
Chinú 5	20,347,248
Chinú 6	0
Chinú 7	0
Chinú 8	833,418,488
Chivor	46,316,821,595
Corozo 1	42,496,477
Corozo 1	42,496,477
Corozo 1	42,496,477
Cospique 1	0
Cospique 2	0
Cospique 3	0
Cospique 4	374,822,141
Cospique 5	162,671,054
Termodorada	1,253,095,568
Esmeralda	3,382,286,456
Termo Flores	10,188,912,686
Termo Flores 2	4,001,817,058
Termo Flores 3	5,720,521,845
Florida 2	1,226,437,067
Termo Guajira 1	13,970,244,721
Termo Guajira 2	11,615,421,820
Gualanday	1,127,013,811
Guatapé	21,737,087,041
Guadalupe - Troneras	41,281,037,007
Guavio	73,887,426,840
Jaguas	9,477,105,813
La Tasajera	24,608,280,346
La Unión 1	0
La Unión 2	185,091,398
La Unión 3	0
La Unión 4	781,983,238
Merilétrica	4,057,962,374
Ocoa	1,064,512,697

Tabla 15. VR del Cargo por Capacidad por planta en pesos

<b>PLANTA</b>	<b>Promedio 1998</b>
Paraíso - Guaca	47,317,122,383
Paipa 1	1,509,192,770
Paipa 2	2,658,652,896
Paipa 3	3,524,560,611
Palenque 3	401,908,930
Playas	17,831,488,237
Prado	1,933,559,384
Prado 4	580,420,326
Proeléctrica 1	4,842,769,492
Proeléctrica 2	4,165,378,070
Proenca	180,591,940
Riógrande	1,046,163,816
RíoMayo	1,478,993,547
Salvajina	11,882,890,794
San Carlos	72,258,250,691
San Francisco	4,508,586,812
Tabor	90,460,923
Tasajero	11,879,760,056
Termocentro 1	2,999,422,866
Termocentro 2	2,916,504,185
Tebsa 21	7,020,242,260
Tebsa 22	5,804,111,599
Tebsa Bloque 1	28,054,390,693
Tibú 1	0
Tibú 2	0
Tibú 3	0
Termopón 1	2,049,588,086
Termopón 2	1,376,909,875
Termosierra 1	4,585,667,685
Termosierra 2	2,186,805,944
Termovalle	3,664,973,949
Venezuela	1,340,221,539
Yumbo 3	771,946,472
Zipa Bogotá 2	1,410,611,655
Zipa Bogotá 3	2,734,772,156
Zipa Isagén 4	2,706,118,275
Zipa Isagén 5	2,593,740,203
<b>TOTAL SISTEMA</b>	<b>626,231,651,478</b>

### 5.5. VALOR A FACTURAR POR CARGO POR CAPACIDAD –F-

**El valor que se factura por concepto del Cargo por Capacidad - F - cada mes para los agentes generadores corresponde a la diferencia entre el Valor a Distribuir - VD - y el Valor a Recaudar - VR -.**

**Si esta diferencia arroja un valor positivo indica que el generador debe recibir del sistema**

**Lo correspondiente a dicha diferencia, ya que no alcanzó a recaudar a través de su generación lo que le corresponde recibir por haber estado disponible para el sistema.**

**Si el valor de la diferencia es negativo indica que el generador debe devolver este dinero al sistema, ya que recaudó a través de su generación real más de lo que correspondía por Cargo por Capacidad.**

## 6. CARGOS POR USO DEL SISTEMA DE TRANSMISION NACIONAL – STN-

### 6.1. USUARIOS DEL SISTEMA DE TRANSMISION NACIONAL – STN-

Son todos los Generadores y Comercializadores pertenecientes al Sistema Interconectado Nacional - SIN -.

Los Cargos por Uso del STN son pagados por los usuarios en partes iguales, así: el 50% del ingreso regulado lo pagan los Comercializadores de acuerdo con su demanda, localización, cargos zonales y horarios, y el 50% restante lo pagan los Generadores de acuerdo con la capacidad efectiva instalada de sus plantas, su localización y los cargos zonales para Generadores. Estos cargos son aprobados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG - en diciembre de cada año.

### 6.2. PROPIETARIOS DEL SISTEMA DE TRANSMISION NACIONAL – STN-

Hasta el momento, los propietarios del STN son doce empresas dedicadas a transportar energía eléctrica: Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A E.S.P., Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P., Central Hidroeléctrica de Caldas S.A., Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, Empresa de Energía de Boyacá. S.A., Empresas Públicas de Medellín, Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., Electrificadora de Santander S.A., Distasa S.A. E.S.P., Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., TRANSELCA.

Los porcentajes de distribución de ingresos entre los Transportadores se revisan cada año aplicando la metodología de cargos a la red actual, y teniendo en cuenta la participación de cada transportador en la nueva red mínima y las nuevas obras que cada uno ha puesto en servicio.

Dichos porcentajes, que fueron aprobados para 1999 por la Resolución CREG 126 de 1998, están registrados en la tabla 16.

Tabla 16. Porcentaje de Distribución de los Ingresos entre los Transportadores

NOMBRE	SIGLA	PARTICIPACION (%)	TIPO EMPRESA
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	ISA	76.11%	Mixta

Transelca S.A. E.S.P.	TRANSELCA	7.55%	Mixta
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	EPPM	5.47%	Pública
Empresa de Energía de Bogotá S.A.E.S.P.	EEB	5.49%	Mixta
Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica	CORELCA	0.37%	Pública
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. (*1)	EPSA	2.11%	Privada
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	ESSA	1.84%	Pública
Distasa E.S.P.	DISTASA	0.29%	Privada
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	CHEC	0.24%	Pública
Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P.	CHB	0.23%	Privada
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	EBSA	0.15%	Pública
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	CENS	0.15%	Pública
<b>TOTAL</b>		<b>100%</b>	

(\*1) Incluye compensación 2\*12.5 MVAR en subestación Jamondino

### 6.3. FACTURACION DE LOS CARGOS POR USO DEL STN

6.3.1. Facturación a generadores. **La liquidación anual a los Generadores depende de la capacidad efectiva instalada (kW), de la zona y subzona de localización (Véase figura 14.), del tipo de planta y del cargo zonal(\$/kW) (tabla 17.) actualizado con el Índice de Precios al Productor Total Nacional - IPP -. La facturación mensual corresponde a la doceava parte de la liquidación anual.**

$$\text{Cargo total mes(\$)} = \text{Capacidad instalada(kW)} * \text{Cargo zonal(\$/kW)} / 12$$

**Tabla 17. Cargos por uso del STN 1999 - generadores (\$/kw-año de junio de 1998)**

ZON SUBZON		TIPO	CARGO POR USO 1999
A	A		
1	A	HIDRAULICA	3,623.41
		TERMICA	35,411.43
2	B	TERMICA	54,762.72
	A	HIDRAULICA	3,844.95
		TERMICA	941.46
3	B	TERMICA	10,261.09
	C	TERMICA	21,178.82
		A	HIDRAULICA
			TERMICA
4	B	HIDRAULICA	29,327.56
		TERMICA	(9,786.89)
	C	HIDRAULICA	24,833.89
		TERMICA	11,954.14
	A	HIDRAULICA	7,191.46
		TERMICA	(25,301.52)
B	HIDRAULICA	(23,796.37)	
	TERMICA	(40,380.28)	
C	HIDRAULICA	10,332.29	
	TERMICA	(24,831.59)	

El cargo zonal depende del área donde está localizada la planta (de acuerdo con el mapa de la figura 14.) y del tipo de planta: térmica o hidráulica.

Una planta o unidad térmica existente sólo se factura si con anticipación se prevé que estará disponible más de seis (6) meses acumulados anualmente.

Una planta o unidad térmica se factura a partir de la fecha de entrada del proyecto de

i

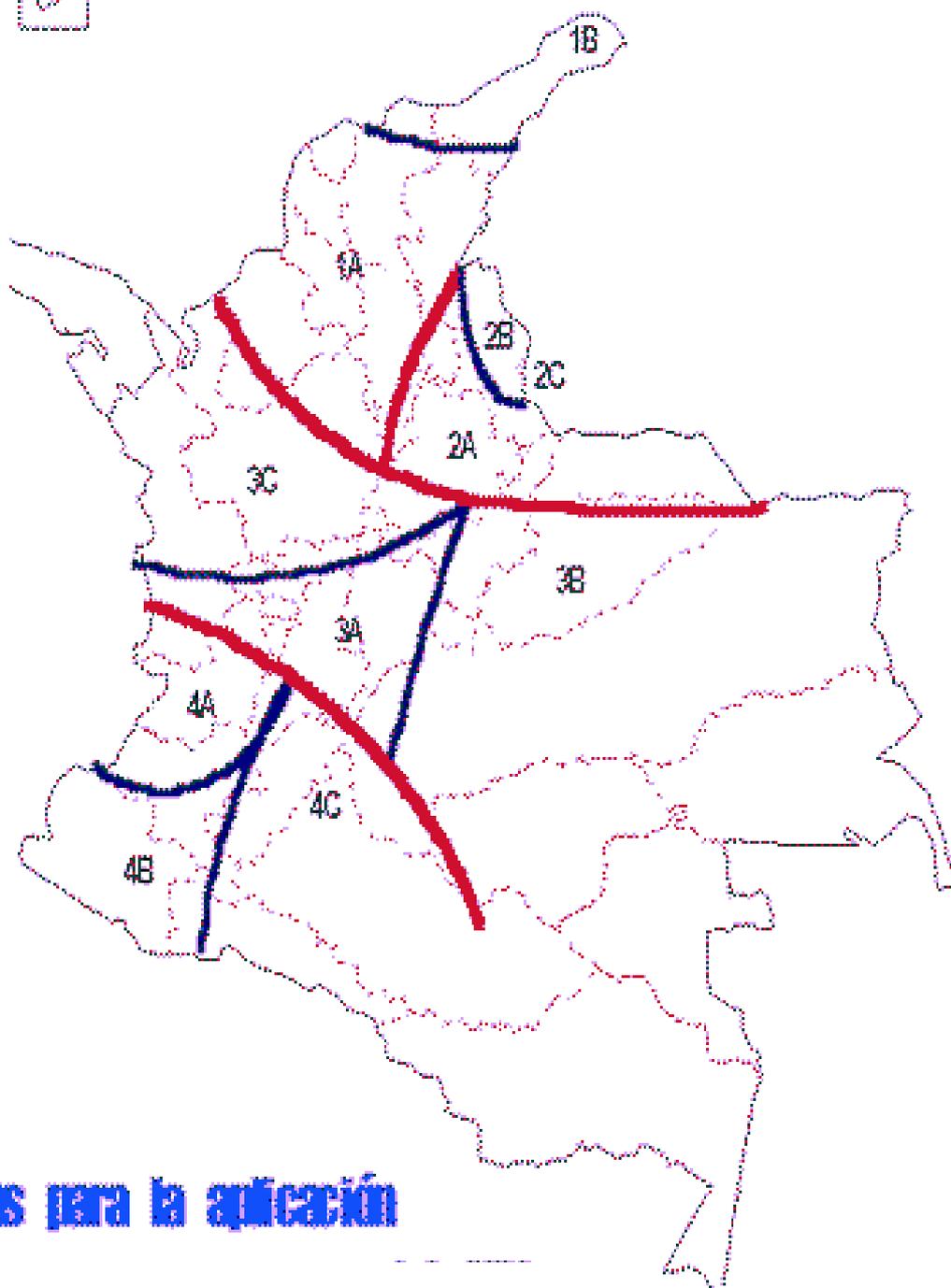


Figura 14. Zonas para la aplicación de los cargos por uso del STN

6.3.2. Facturación a comercializadores. **La liquidación y facturación a Comercializadores depende de la demanda horaria, de la zona de localización, y de los cargos zonales actualizados con el Índice de Precios al Productor Total Nacional - IPP - (Véase tabla 18.)**

Cargo a Comercializadores(\$)=Demanda horaria (kWh)\*cargo zonal(\$/kWh).

**El cargo zonal depende de la hora del día (demanda máxima, media o mínima) y de la zona**

**Tabla 18. Cargos horarios por uso del STN 1999 - comercializadores (\$/kw-año de junio de 1998)**

ZONA	CARGA MÁXIMA	CARGA MEDIA	CARGA MÍNIMA	PROMEDIO
1	4.5712	4.489	4.6902	4.55
2	6.0196	1.919	8.6396	4.3962
3	10.3549	1.034	1.1	3.9607
4	27.7482	1.8186	-2.5067	9.4233

#### 6.4. CONEXION AL SISTEMA DE TRANSMISION NACIONAL

Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. con su negocio fundamental, el Transporte de Energía, ha consolidado la prestación del servicio de conexión, mediante el cual sus clientes Generadores, Distribuidores, Transmisores Regionales y Grandes Consumidores de energía eléctrica obtienen el acceso al Sistema de Transmisión Nacional -STN.

Hasta 1998, con este servicio se asignó una capacidad de transmisión en los puntos de conexión al STN, tal que permitiera recibir o entregar la potencia y energía eléctrica requerida o generada por los clientes. Para tal efecto, se ofreció la construcción de líneas de transmisión y de subestaciones eléctricas necesarias para los nuevos puntos de conexión y los refuerzos requeridos en la infraestructura existente en el STN, con vos.

De acuerdo a la resolución CREG-051 de 1998, a partir de la prestación del servicio de conexión las obras de refuerzo en el STN, necesarias para proveer la capacidad de transporte requerida por el cliente, no se podrán comprometer en el contrato de conexión a firmar con el transmisor propietario del punto de conexión existente, sino que se deberán incluir en el Plan de

**Expansión de Referencia, y su adjudicación se hará en un sistema abierto de convocatorias. El nuevo alcance del servicio de conexión consiste en:**

- 1. Realización de Estudios Técnicos, Financieros y Ambientales para determinar la viabilidad de conexión al STN.**
- 2. Suministro y construcción de los bienes requeridos para la conexión de un cliente desde su sitio hasta el punto de conexión en el STN.**
- 3. Operación y mantenimiento de estos bienes, de modo que permanezcan en buenas condiciones operativas y disponibles para la transferencia de potencia en bloque.**
- 4. Reposición en caso de pérdida total (o fin de vida útil).**
- 5. Garantía de alta disponibilidad de los bienes de conexión.**

**El procedimiento para realizar la conexión de un nuevo agente al Sistema de Transmisión Nacional se indica en las figuras 15, 16. y 17., que se presentan a continuación y describen el proceso a seguir en función de si se requiere construir solo obras de conexión para uso exclusivo del cliente, o se requieren adicionalmente obras de refuerzo en el STN o si se trata de un punto de conexión nuevo en el STN.**

## **6.5. COSTOS POR RESTRICCIONES**

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

**A partir del 1 de diciembre de 1996 entró en vigencia la Resolución CREG 099 del 19 de noviembre de 1996, la cual definió:**

**Restricción Global: Generación requerida para dar soporte de tensión o estabilidad al Sistema de Transmisión Nacional - STN (220 kV o más).**

**Restricción Regional: Generación requerida por restricciones de transformación, soporte regional de tensión, o estabilidad de Sistemas de Transmisión regional y/o Distribución Local.**

**Esta resolución fue modificada por la Resolución CREG 112 de 1998, en la cual se**

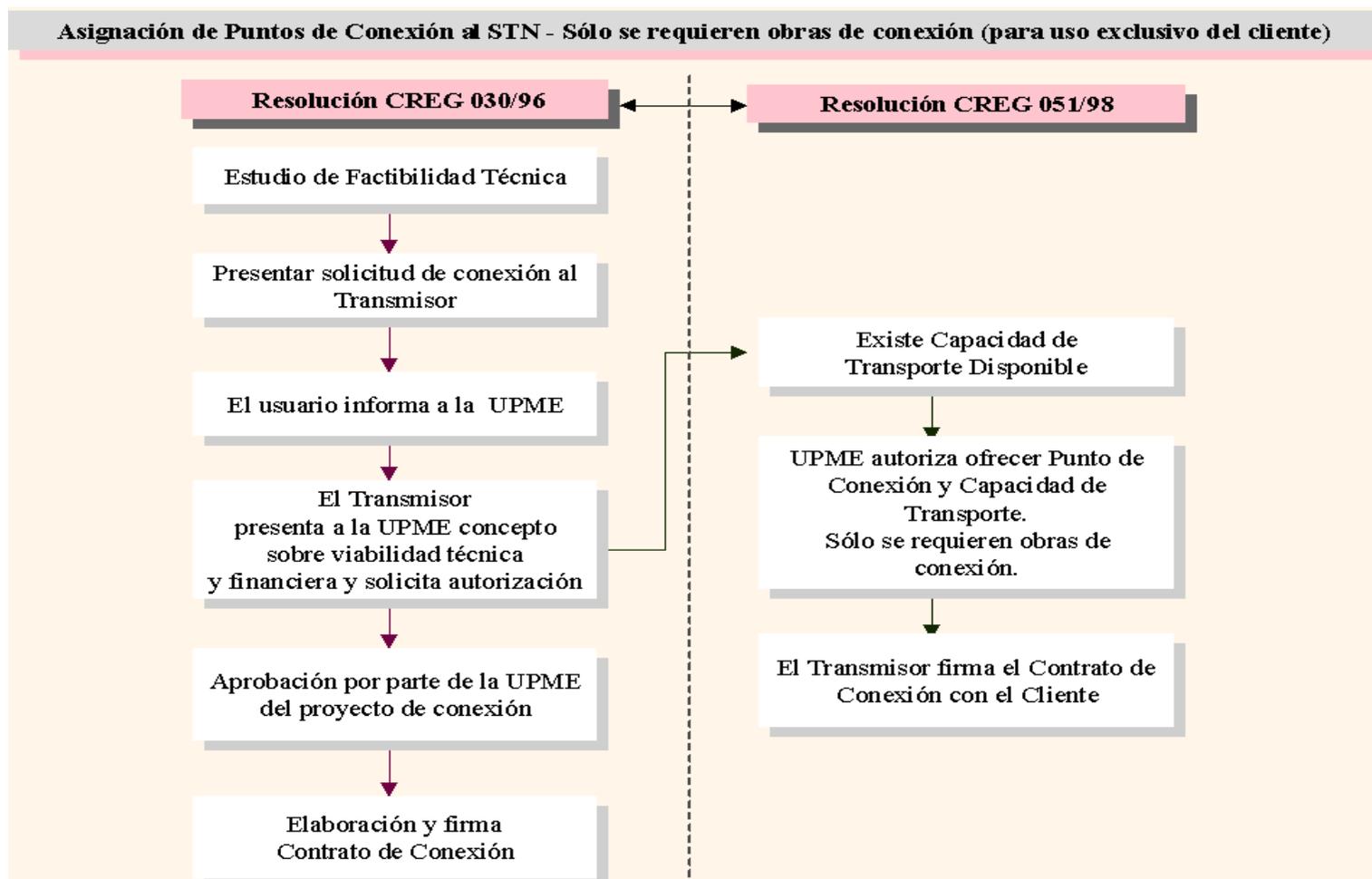


Figura 15. Obras de conexión para uso exclusivo del cliente

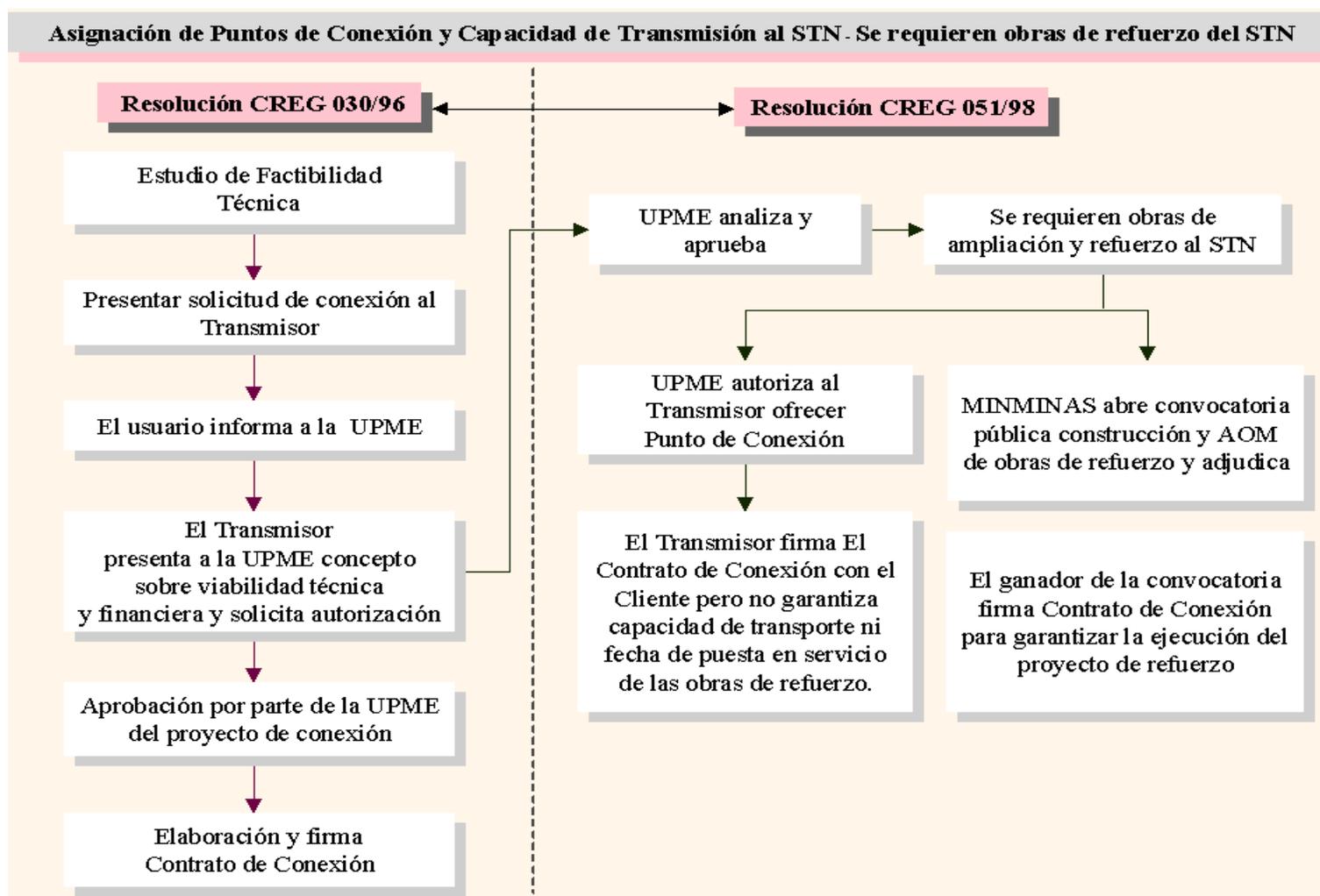


Figura 16. Requerimiento adicional de obras de refuerzo en el STN

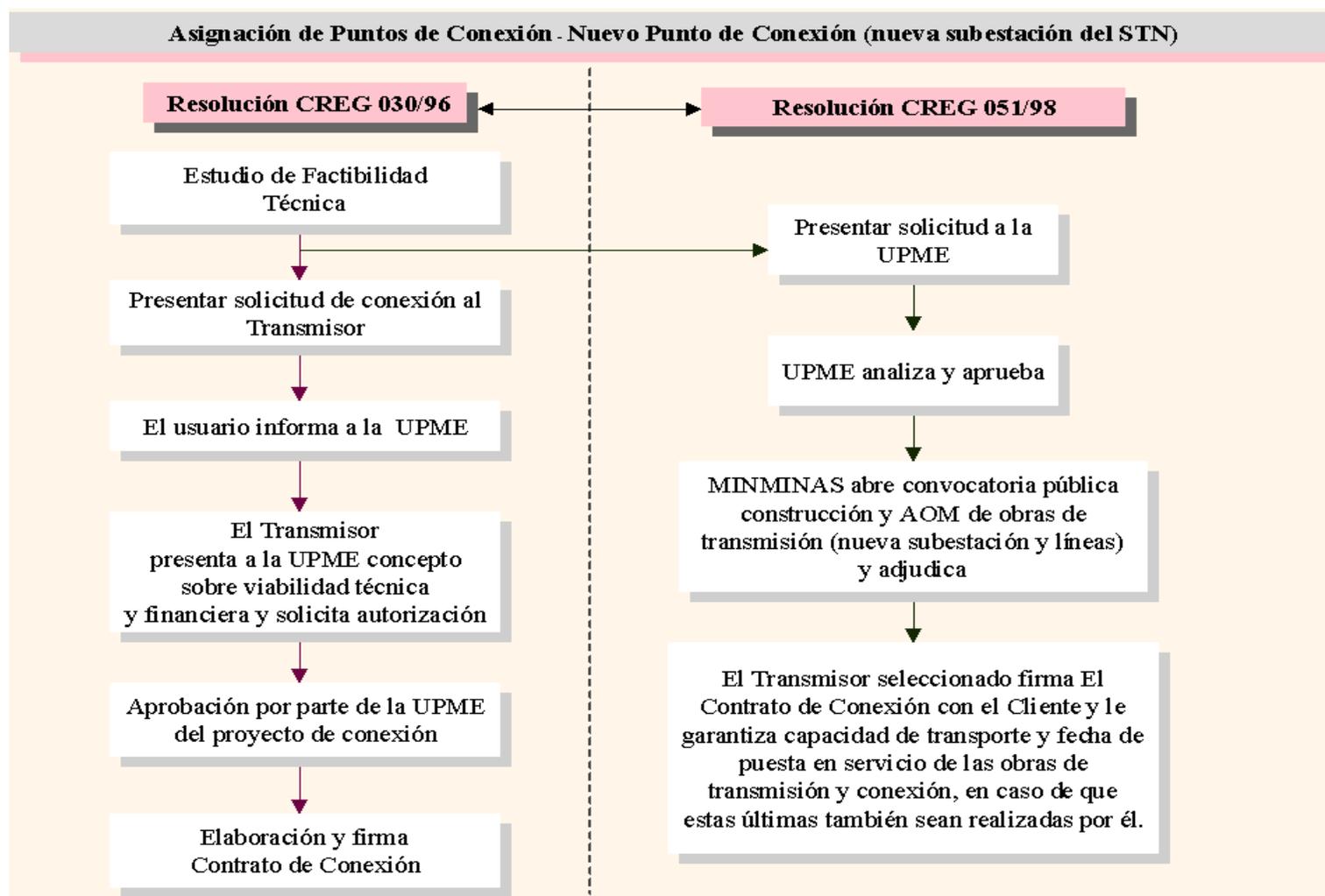


Figura 17. Punto de conexión nuevo en el STN

**reglamentan los aspectos comerciales aplicables a las transacciones internacionales de energía y se define la restricción internacional como:**

**Restricción Internacional: La que tiene su origen en una exportación internacional de energía.**

**Además, dicha resolución reglamenta lo siguiente:**

**a) El costo asociado con las restricciones se asignará de la siguiente manera:**

- **Las restricciones globales, valoradas a nivel horario, se asignará así: un 50% a los generadores despachados centralmente en proporción a su capacidad efectiva registrada en el Centro Nacional de Despacho, y el restante 50% se distribuye entre los comercializadores participantes en el mercado mayorista en proporción a su demanda total horaria.**
- **Se exceptúan de esta regla las restricciones globales que tengan su origen en una exportación internacional de energía. En este caso, el costo correspondiente a esa restricción será asumido por el comercializador que está exportando, y si hay más de un comercializador asociado a la restricción, su costo se distribuirá entre ellos, en proporción a la demanda comercial internacional horaria de la interconexión respectiva.**

**b) El costo de las restricciones regionales se asigna de acuerdo con los siguientes criterios:**

- **La generación fuera de mérito de las plantas representadas ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales por empresas que desarrollan conjuntamente las actividades de generación y transmisión de electricidad (cuya eliminación o reducción esté asociada a inversiones en los Sistemas de Transmisión**

**Regional -STR- o Distribución Local -SDL- operados por las mismas empresas, o con refuerzos en la conexión de tales redes al Sistema de Transmisión Nacional) se asignará al negocio de Transmisión de esas empresas.**

- **La generación fuera de mérito de las plantas representadas ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales por empresas que desarrollan la actividad de generación de electricidad (cuya eliminación o reducción esté asociada a inversiones en los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local en donde se encuentran conectadas tales plantas, o con refuerzos en la conexión de esas redes al Sistema de Transmisión Nacional), se asignará al negocio de transmisión de las empresas operadoras de los respectivos Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local.**
- **El costo de la generación fuera de mérito de las plantas representadas ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, por empresas que desarrollan la actividad de Generación de electricidad (cuya eliminación o reducción esté asociada a inversiones en Interconexiones Internacionales, o con refuerzos en la conexión de esas redes al Sistema de Transmisión Nacional) se asignará al negocio de transporte de energía de las empresas operadoras de las respectivas Interconexiones.**

**A partir del 1 de diciembre de 1996, cuando por mantenimientos preventivos o correctivos la indisponibilidad de una o varias líneas del Sistema de Transmisión Nacional ocasione generación fuera de mérito, el costo de tal generación se asignará de acuerdo con el procedimiento establecido en el Artículo 3° de la Resolución CREG 099 de 1996 por un período máximo de noventa y seis (96) horas, contadas a partir de la hora**

**siguiente al inicio de la indisponibilidad. Pasado este período, el costo de la generación fuera de mérito será asignado al transportador causante de la restricción, salvo que la indisponibilidad haya tenido origen por eventos constitutivos de fuerza mayor o caso fortuito.**

**A partir del 1 de diciembre de 1996, cuando por mantenimientos preventivos o correctivos, la indisponibilidad de uno o varios equipos de subestaciones pertenecientes al STN, o que sirvan de conexión a éste, ocasione generación fuera de mérito, el costo de tal generación se asignará de acuerdo con el procedimiento establecido en el Artículo 3° de la Resolución CREG 099 de 1996 por un período máximo de doscientas cuarenta (240) horas, contadas partir de la hora siguiente al inicio de la indisponibilidad. Pasado este período, el costo de la generación fuera de mérito será asignado al transportador causante de la restricción, salvo que la indisponibilidad haya tenido origen por eventos constitutivos de fuerza mayor o caso fortuito.**

**Las empresas operadoras de Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local, en donde sea necesario efectuar inversiones para eliminar o reducir restricciones regionales, podrán solicitar a la Comisión de Regulación de Energía una modificación de los cargos por uso de esos sistemas actualmente vigentes, con el fin de remunerar adecuadamente tales inversiones, de acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG-004 de 1994 y, a partir del 2000, de acuerdo con la Resolución CREG-051 de 1998.**

## **6.6. FACTURACION**

**A partir de enero de 1998 entró en vigencia un nuevo sistema para determinar los valores a facturar por transacciones en la Bolsa de Energía. El concepto Transacciones de Energía en Bolsa se modifica, separando de él los conceptos de restricciones y cargo por capacidad.**

Las transacciones de energía en Bolsa se determinan como un cruce a nivel horario de los conceptos liquidados de compras y ventas de energía en Bolsa y la reconciliación. Se determina para cada hora el valor de compras o ventas por transacciones de energía, y se incluyen en la factura y en el informe de ventas, para el resumen del mes, la sumatoria de las horas en que el agente compra y vende, respectivamente.

Adicionalmente, en la factura se relaciona el total del mes que debe pagar por restricciones globales cada agente generador y comercializador que participa en la Bolsa de Energía.

El cargo por capacidad se incluye para los generadores como un valor mensual en la factura o en el informe de ventas, según sea el valor a pagar o a recibir.

Para los transportadores regionales que pagan por restricciones regionales se emite una factura mensual por este único concepto, la cual no ha sufrido modificaciones desde que entró en vigencia este cargo para dichos agentes.

La emisión de los documentos de la factura y el envío por fax a los agentes se realiza en los primeros diez (10) días hábiles del mes siguiente al del suministro. El vencimiento es el primer día hábil del mes siguiente al de facturación. Las empresas tienen cinco (5) días para realizar observaciones a las facturas.

El Administrador del SIC hace una relación de los contratos a largo plazo vigentes para cada agente, como resultado del proceso de liquidación, y la remite a las partes para que realicen la facturación correspondiente. El SIC no realiza facturación de contratos de largo plazo, sino que ésta le corresponde al agente vendedor. Como la relación contractual es entre agentes, el ASIC sólo establece la forma cómo éstos interactúan, de acuerdo con lo definido en los contratos y en la reglamentación vigente.

**Toda la información soporte de los documentos emitidos durante el proceso de facturación se encuentra disponible en el servidor de datos de la Bolsa de Energía. El**

**procedimiento para la conexión a este servidor se explica en los Documentos ISA CND 97-397 e ISA CND 97-398 y la descripción del contenido de los diferentes tipos de archivo se encuentra en el documento Estándares de Información del SIC. (Véanse los Anexos A y B).**

## CONCLUSIONES

El 20 de julio de 1995 se dió inicio al Mercado de Energía Mayorista en Colombia, debido a un proceso de transformación del sector eléctrico Colombiano, como consecuencia de la expedición de las leyes 142 y 143 de 1994 ( Ley de servicios públicos y ley eléctrica, respectivamente) y de las resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG - y de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD -, también se colocaba en actividad la Bolsa de energía, a la vez que se creaban nuevos retos y riesgos para las administraciones de las empresas del sector (Generadores, Distribuidores y Comercializadores), que las obligan a mantenerse en un ambiente de competitividad permanente y total.

Como se mencionó anteriormente, con la creación del mercado mayorista se trajo nuevos retos y riesgos para las empresas del sector, pero si una transformación representa peligro, para que hacerla?. Hay que recordar que el mercado eléctrico en Colombia nace en un momento en que prevalecía la incertidumbre, producto de un desorden institucional y administrativo, que lo hacia poco atractivo para los inversionistas; con este nuevo esquema,

además de la creación del mercado, se buscaba también motivarlos a prestar directamente el servicio, en cualquiera de sus modalidades.

Uno de los riesgos más importantes a tener en cuenta en el mercado mayorista es el de la alta volatilidad del precio de la electricidad en bolsa y en menor grado en los contratos a largo plazo, que está asociado con tres elementos principales: La composición del parque generador con respecto a la demanda del país ( 70.16% hidráulica y 29.84% térmica), la baja capacidad de regulación del conjunto de embalses y el ciclo hidrológico natural de grandes excedentes en invierno y déficit importante en el verano; además de esto se le suman los fenómenos climatológicos conocidos como el fenómeno del niño y de la niña. Esto conlleva a que cada a que cada empresa generadora de acuerdo con su tecnología presente valores distintos del precio de la energía, lo que origina una gran variabilidad en la cotización de esta.

Otro riesgo, es la facultad que tiene la CREG de reglamentar o de reformar el mercado través de sus resoluciones. Estas reglas, deben ser revisadas y corregidas (de ser necesario), a fin de evitar cualquier “monopolio” por parte de las empresas del sector que pudiera entorpecer uno de los principales objetivos por lo cual fue creado el mercado, la libre competencia, esto se traduce en que la CREG genere incertidumbres al esquema al reformar constantemente las normas y resoluciones por las cuales se rige el mercado mayorista.

Una de las formas para minimizar los riesgos, es teniendo en cuenta el comportamiento del mercado en el cual se participa (en este caso el mercado eléctrico Colombiano), tanto a corto plazo, como a largo plazo. El objetivo a corto plazo es el de garantizar la supervivencia de la empresa manteniendo la estabilidad financiera y a largo plazo, proteger la rentabilidad de la empresa, optimizando el manejo de los recursos asignados.

## **IMPACTOS EN LAS EMPRESAS DE GENERACION**

Los mayores impactos de la entrada en funcionamiento del mercado competitivo de electricidad los han experimentado las empresas eléctricas. Estos impactos cubren aspectos administrativos, técnicos, operativos y financieros, y han influido en decisiones fundamentales de las empresas para su futuro desarrollo, como son la elección de su naturaleza jurídica y la composición de su propiedad, especialmente en el caso de los establecimientos públicos y empresas oficiales que al entrar en vigencia la Ley 142/94 no estaban organizadas según lo previsto en el Artículo 17 de la misma. Son varios los casos de empresas oficiales que optaron por transformarse en empresas de economía mixta, ganando agilidad en su gestión.

Las empresas más grandes y activas han aprovechado el nuevo marco institucional establecido en las leyes 142 y 143 de 1994 para cambiar su ámbito de operación local o regional por un mercado nacional con mayores oportunidades de negocios y mejores posibilidades de crecimiento.

Desde el punto de vista administrativo, el estilo gerencial que prevalecía antes de la reforma del sector eléctrico en la mayoría de las empresas, en donde lo sobresaliente eran las labores técnicas y operativas para la producción, el transporte y la distribución de la electricidad, dominadas por ingenieros especializados, ha ido evolucionando hacia un enfoque más comercial. Las empresas deben desarrollar habilidades antes inexistentes en disciplinas como la ingeniería financiera, la gerencia de valor agregado y el mercadeo.

Un grupo importante de empresas eléctricas ha hecho o tiene programadas modificaciones en su organización interna para adaptarse a las exigencias del mercado y en especial a la competencia. En la estructura de los agentes generadores han aparecido departamentos de mercadeo con la misión explícita de atender los requerimientos de los clientes, en los mercados mayorista y libre de energía, y han encargado a áreas específicas de su organización, la preparación diaria de las ofertas de precios de sus recursos de generación con destino al mercado de corto plazo.

El afán por mejorar la capacidad y velocidad de respuesta de las empresas en un ambiente de competencia ha llevado a modernizar las técnicas y estructuras administrativas, en algunos casos con rediseños radicales de procesos. La contratación de servicios externos (*outsourcing*) con firmas especializadas es cada vez más frecuente. La capacitación en temas administrativos, financieros y comerciales ha cobrado gran relieve. Igualmente, la medición del desempeño de los procesos ha pasado a ser la base del control de los mismos.

Las relaciones comerciales entre empresas eléctricas han ido ganando madurez, principalmente por los avances logrados hacia la creación de lo que podría denominarse una

"cultura de la contratación" que contemple garantías de cumplimiento de los compromisos y obligaciones de las partes. Las empresas eléctricas han aumentado su creatividad en la contratación de energía en el largo plazo. Las variantes de contratación se han multiplicado significativamente desde que comenzó el funcionamiento del Mercado Mayorista (de 2 modalidades básicas iniciales, pague lo contratado y pague lo consumido, en la actualidad existen cerca de 30). Igualmente, los agentes han ido aprendiendo a participar de los riesgos y de las consecuentes oportunidades del mercado de corto plazo. Son ejemplos de estas experiencias la gran diversidad de formas desarrolladas por los agentes para vincular los precios del contrato con los precios de la Bolsa y acotar los riesgos que se corren.

## **MAXIMO BENEFICIO ECONOMICO**

Diseñar unos modelos para indicar detalladamente los pasos a seguir a fin de obtener los máximos beneficios económicos en las ventas de energía en el Mercado Mayorista Colombiano, es algo imposible de realizar. La razón, y como se mencionó en el apartado anterior, es el alto grado de incertidumbre que se presenta en dicho mercado. No se sabe a ciencia cierta que va a suceder, por tal motivo se presenta una metodología basándose en supuestos escenarios con alta probabilidad de ocurrencia y que está encaminado a reducir los riesgos que se presentan por los fenómenos climáticos en Colombia.

Antes de presentar la metodología, existen dos aspectos que todo agente del Mercado Mayorista debe tener presente al momento de buscar maximizar los beneficios en la comercialización de la energía eléctrica, los cuales son:

- Su potencialidad de venta de energía, con lo cual se determina cuanta energía eléctrica tiene disponible para vender en el mercado.
  
- La despachabilidad futura, lo cual consiste en determinar como serán despachados en el futuro (mediano y largo plazo) los agentes del mercado, de acuerdo con la estimación de precios en la Bolsa de energía.

**Oferta en condiciones de invierno prolongado.** Como ya se sabe, la composición del parque generador con respecto a la demanda es del 70.16% hidráulica y 29.84% térmica, por tal motivo el costo de oportunidad que se presentara en el mercado para los agentes generadores térmicos será muy bajo, esto como consecuencia de la abundancia de agua para los generadores hidráulicos que son los que cubren la mayor parte de la demanda del mercado, y teniendo en cuenta que los precios de oferta son un reflejo de los costos variables de generación en que espera incurrir el generador al producir su energía, es de esperarse que con la abundancia de agua debido al invierno prolongado, el costo de oportunidad de generar con energía hidráulica será muy bajo, por lo cual el precio en bolsa será también bajo.

Ante la situación planteada, todos los generadores térmicos no alcanzarían a ser despachados ya que la mayor parte de la demanda la cubriría la generación hidroeléctrica, razón por la cual los generadores térmicos entrarían a analizar su potencialidad de venta de la energía, lo que los podría conducir a:

- Vender su energía a precios muy cercanos a sus costos variables, siempre y cuando se tenga una gran capacidad de negociación.
  
- Vender toda su energía, si es posible, en contratos a largo plazo; el único inconveniente que se tendría ante esta posibilidad, sería que los grandes clientes industriales y debido a los bajos precios que ofrecerán los generadores hidráulicos en esta época, exigirán que se les ofrezcan grandes descuentos en estos períodos con el propósito de asegurar su energía y no comprarla a otro proveedor, lo anterior se podría solucionar llegando a un acuerdo en el cual se podría plantear lo siguiente: En época de invierno prolongado, como en este caso, el cliente (comercializador) se comprometa a comprar la energía al precio ofrecido en el contrato a largo plazo, a pesar de que el precio en bolsa (corto plazo) sea mucho menor, siempre y cuando el oferente (generador) se comprometa a mantener el precio cuando se presente un verano prolongado, aunque el precio en bolsa sea mucho mayor que el pactado en el contrato; con lo anterior y si bien es cierto, al entrar al periodo de verano prolongado no obtendríamos el máximo beneficio económico, pero si aseguramos nuestra venta de energía, la cual se compensaría con el precio ofrecido en invierno.
  
- No vender su energía, ya que sus precios son muy elevados comparados con los precios de los generadores hidráulicos, por tal motivo y para obtener el máximo beneficio económico, se podría comprar la energía a los generadores hídricos para venderla a sus clientes es decir, que el agente térmico realizará la actividad de comercialización. Con lo anterior no se llegaría al punto optimo, pero si se obtendrá

un flujo de caja o intercambio de dinero con lo cual podrá cubrir parte de sus costos fijos y variables y mantenerse en el mercado mayorista en estos períodos.

**Oferta en condiciones de verano prolongado.** Ante esta situación, el costo de oportunidad que se presentará en el mercado para los generadores térmicos será muy alto (dominarán el mercado), como consecuencia de la escasez de agua que se presentaría para los generadores hídricos.

Como es lógico, y debido a la composición del parque generador 70.16% hídrico y 29.84% térmico, al despachar totalmente las plantas térmicas no sería suficiente para cubrir la demanda del país, por lo cual es necesario despachar también las plantas hidroeléctricas; seguramente, estos al no tener suficiente agua para producir su energía tratarán de protegerla colocando precios altos en el mercado. Ante la situación de precios elevados, los generadores térmicos y de acuerdo con su potencialidad de venta de energía, serán despachados al máximo.

El estar asegurados para la venta de energía, no quiere decir que no haya estrategias para tratar de maximizar los ingresos. Las posibles estrategias serían:

- No vender la energía en contratos a largo plazo, sino venderla toda en la bolsa de energía, que es en esta condición donde se obtendrán precios que producirán un mayor margen de ingresos en el corto plazo.

- Vender parte de la energía en contratos a largo plazo, pero claro está y como contraposición al caso anterior (invierno prolongado), el oferente (generador) se compromete con el cliente (comercializador), a venderle la energía a un precio por debajo del precio en bolsa (mayor que los costos variables), siempre y cuando el cliente (comercializador) se comprometa con el oferente (generador) comprarle la energía, a pesar de que los precios en un invierno prolongado sean más altos que el precio en bolsa.

Con la estrategia anterior no tendríamos el máximo beneficio, pero si se aseguraría la venta de energía en el mercado a pesar de que haya un invierno prolongado y a su vez se asegura la vida de la empresa.

Además de tener en cuenta los dos métodos anteriores, los generadores térmicos deben contemplar la posibilidad de aprovechar las restricciones en el sistema, ya que si ellos no entran en el despacho ideal debido a su alto precio, si podrían participar en la bolsa por medio del despacho real.

**Propuestas al marco regulatorio.** Si bien es cierto, con la metodología explicada en el párrafo anterior para enfrentar los dos posibles casos que se presentarían en el clima Colombiano no se asegura la vida de las empresas (generadoras térmicas) en el mercado, pero si se reducirían los peligros inherentes a los fenómenos climáticos; aunque no hay que olvidar los riesgos presentados a causa de la facultad que tiene la CREG de reglamentar o reformar el mercado a través de sus normas y resoluciones, riesgo que se podría traducir en

ventaja, siempre y cuando al hacer un cambio se haga de tal forma que el mercado pueda operar bajo condiciones equitativas y que estimulen la eficiencia y la competitividad por parte de los agentes.

Uno de los factores primordiales que se debe tener en cuenta para mejorar el mercado, es tratar de cambiar el mecanismo de ofertas en bolsa debido a que con el esquema actual empleado, los precios en bolsa varían de una manera exagerada (precios altísimos durante el fenómeno del niño y precios bajísimos durante el fenómeno de la niña) trayendo consigo incertidumbre, sobre todo a los generadores térmicos, de su supervivencia en el mercado.

Para proteger la vida de los generadores térmicos, existe la posibilidad de cambiar el mecanismo de oferta en bolsa de forma horaria por otro que fuera en forma semanal. Que se ganaría con esto?. Reducción en los costos variables asociados al arranque y parada de una planta térmica, ya que el costo de arranque se puede promediar en el número de horas que la unidad genera correspondientes al arranque pertinente; y en una oferta horaria un generador térmico puede durar horas, inclusive días en el cual no es despachado y al presentarse esta situación es mejor apagar la planta, pero si la oferta es por franjas semanales el generador puede ser despachado toda una semana sin la incertidumbre de que un día vende y el otro no, con esto reducirá sus costos variables el cual se traducirá en ganancias para el.

Otra forma de proteger a un generador térmico sería, estandarizar los contratos de largo plazo para el mercado regulado con plazos de dos años y solamente negociar en bolsa los

excedentes de energía, con esto se conseguiría en el largo plazo, proteger la rentabilidad de la empresa y en el corto plazo mantener la estabilidad financiera. Aunque los contratos a largo plazo no están estandarizados a mínimo dos años, en la actualidad el modelo de compra de energía que utilizan dos empresas comercializadoras en la costa atlántica (ELECTROCOSTA Y ELECTRICARIBE) es comprometer el 100% de la energía requerida en contratos a largo plazo; esto como consecuencia de la inseguridad que se presentan en las torres, que con cualquier lesión en el sistema eléctrico los precios de bolsa se dispararían inclusive, en un invierno prolongado.

Por otra parte, el gobierno debe crear mecanismos para incentivar a los inversionistas privados a generar electricidad a base de carbón, ya que como lo citó el ingeniero Jairo Londoño, "las dos terceras partes de los recursos fósiles que posee el planeta corresponden al carbón, el cual alcanzaría a la humanidad para 230 años de consumo, a la tasa actual de producción. El petróleo, en cambio, y el gas natural durarían para escasos 50 años, a los niveles actuales de producción"<sup>(1)</sup>; además la Agencia Internacional de Energía y la Shell, al comparar los costos de generación encontraron: que el kilovatio-hora, generado con un carbón de US\$ 47 la tonelada, operando con un 35% de eficiencia, cuesta 4.5 centavos de dólar. Una termoeléctrica a gas, con un 47% de eficiencia para un ciclo combinado, a US\$ 4 el millón de BTU generaría cada kilovatio - hora a 5 centavos de dólar, mientras que una planta de petróleo o fuel oil, lo generaría a 4.9 centavos de dólar, si el combustible cuesta a US\$ 20 el barril, por lo tanto este es un punto que se debe tener en cuenta para aplicarlo en un futuro, antes de que se presente el problema de la escasez del gas y el petróleo.

En definitiva, cualquier cambio en las reglas de juego debe hacerse con mucha cautela, ya que se podrían generar dudas con respecto a las garantías de estabilidad del sistema para cualquier inversionista o participante en la industria eléctrica.

### **Anexo A. Conexión con el servidor de la Bolsa**

#### **DOCUMENTO ISA CND 97-397 Diciembre 31 de 1997**

#### **REQUISITOS:**

Para poder tener una conexión exitosa con el servidor de la bolsa es necesario cumplir con los siguientes requerimientos:

#### **HARDWARE:**

- Computador 486 DX o superior con más de 66 MHZ, con mínimo 16 Megas de memoria Ram y con un disco duro de al menos 500 Megas.
- Modem compatible Hayes de 14.400 Bps como mínimo.
- Una buena línea telefónica

#### **SOFTWARE:**

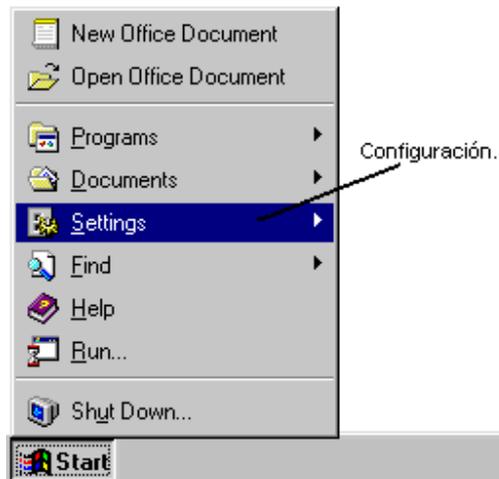
- Sistema Operativo Windows 95
- Acceso Telefónico a redes instalado
- Protocolo TCP/IP Instalado y configurado.

- Una conexión de acceso telefónico configurada.

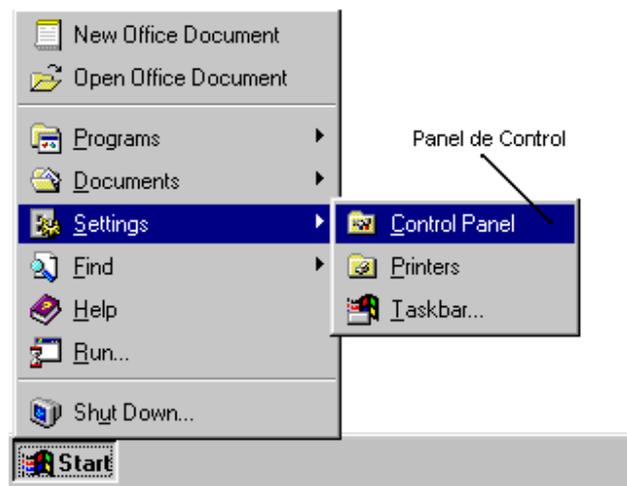
### **INSTALACION DE ACCESO TELEFONICO A REDES:**

Si su computador no tiene instalado el Acceso Telefónico a Redes este se debe instalar de la siguiente manera:

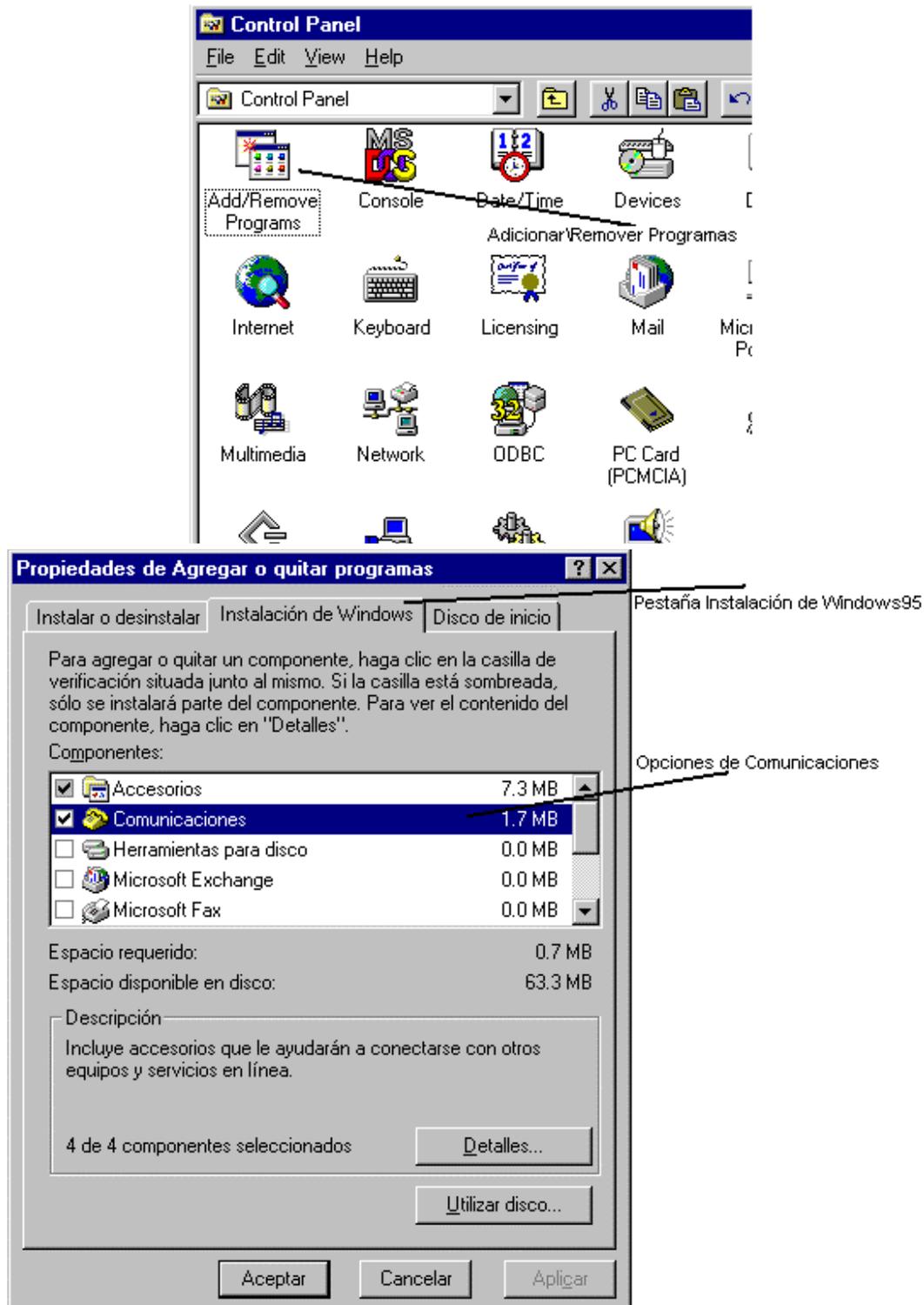
1. De click sobre el menú Inicio.



2. Luego de que aparezca el menú seleccione la opción Configuración, y luego Panel de Control. Se visualizará la ventana del Panel de Control. Dentro de esta ventana se hallan una serie de iconos, hay uno que se llama Adicionar/Remove Programas damos doble click sobre el.



3. En la ventana que aparecerá hay unas pestañas, una de ellas se llama Instalación de Windows95 damos click sobre ella. De las opciones que allí se ven seleccionamos, dando doble click, Comunicaciones y luego marcamos con un click sobre la caja de chequeo el Acceso Telefónico a Redes, damos click en Aceptar.



En este punto Windows95 comenzará a instalar el Acceso Telefónico a Redes y pedirá el Cd-Rom o los discos de instalación del Sistema.

## **INSTALACIÓN Y CONFIGURACIÓN DEL PROTOCOLO TCP/IP:**

El Servidor de la Bolsa maneja un protocolo para Acceso Telefónico, este es el TCP/IP; si su computador no tiene instalado este protocolo siga estas instrucciones para instalarlo:

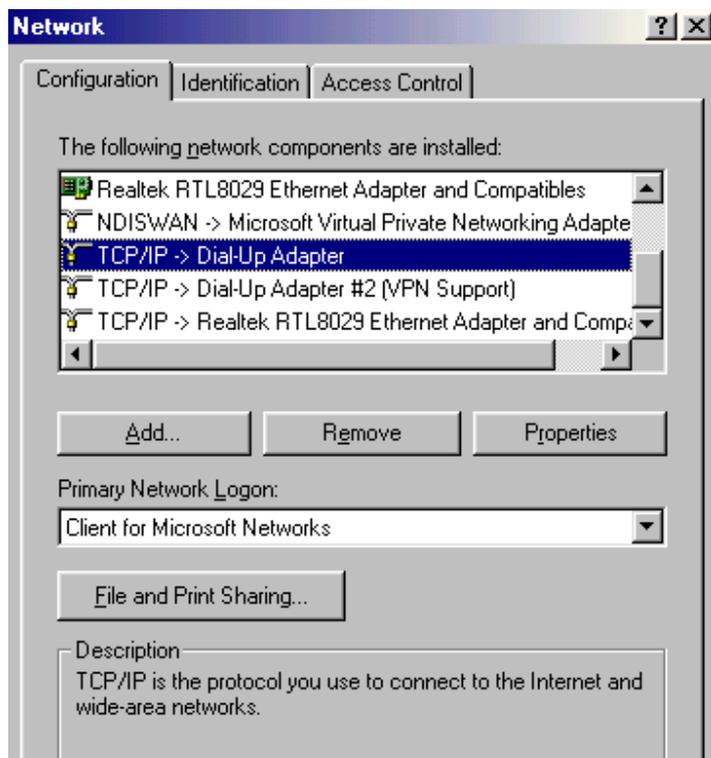
1. De click sobre el menú Inicio.
2. Luego de que aparezca el menú seleccione la opción Configuración, y luego Panel de Control. Dentro del Panel de Control hay un icono que se llama Red (network), damos doble click sobre el.
3. En la ventana que aparecerá hacemos click sobre Agregar, luego seleccionamos Protocolos y en la ventana que aparece en el panel izquierdo seleccionamos Microsoft, en el panel derecho selecciona TCP/IP y hacemos click en Aceptar.

Esto nos devolverá a la ventana inicial de Configuración de la red. Aquí damos click en aceptar.

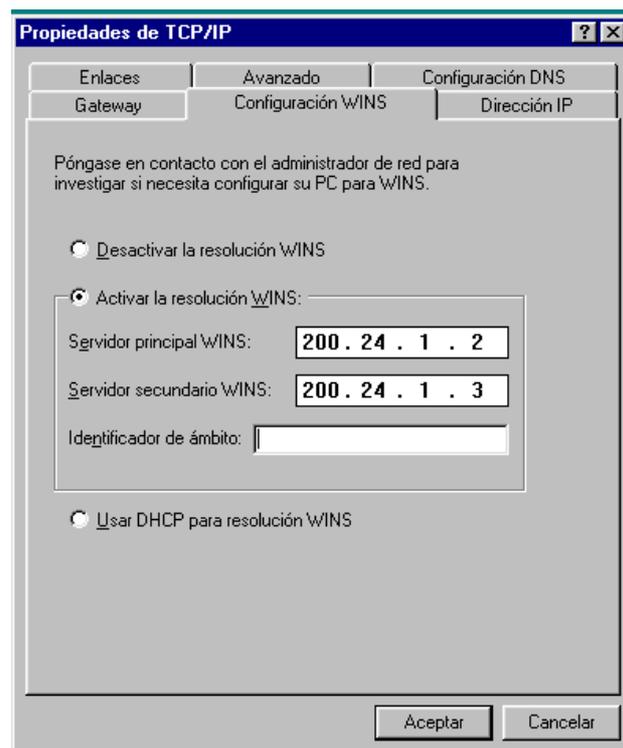
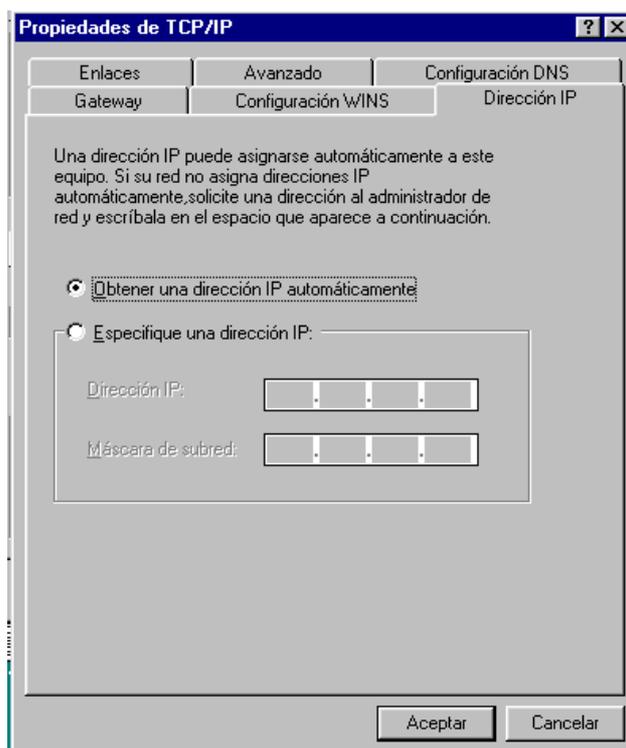
4. En este punto Windows95 comenzará a instalar el nuevo Protocolo y pedirá el Cd-Rom o los discos de instalación del Sistema. Se debe reiniciar la máquina al finalizar la instalación.

Luego de instalar el Protocolo TCP/IP este se debe configurar para que funcione de acuerdo a las especificaciones del servidor:

1. De click sobre el menú Inicio.
2. Luego de que aparezca el menú seleccione la opción Configuración, y luego Panel de Control. Dentro del Panel de Control hay un icono que se llama Red (network), damos doble click sobre él.
3. Aparecerá una ventana con una lista de todos los dispositivos y protocolos de red instalados en la máquina. Dentro de esa lista se debe hallar TCP/IP para Dispositivo de Acceso Telefónico a Redes, damos doble click sobre el.

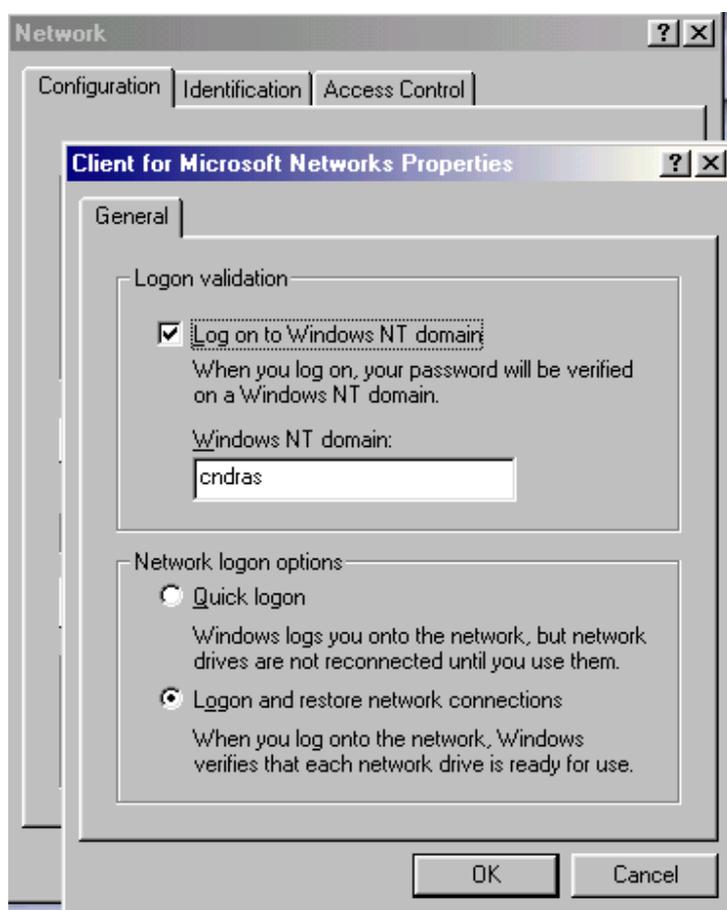


4. Se visualiza la ventana de propiedades del TCP/IP. En esta ventana hay una serie de pestañas Dirección Ip, Gateway, DNS, Wins, etc. Nos fijamos que en la configuración de cada una de las páginas correspondientes a estas pestañas este chequeada la opción de Automática o Asignada por el servidor.



Para la pestaña correspondiente a WINS, se coloca la dirección 200.24.1.2 como primaria, y como secundaria 200.24.1.3. Luego damos Aceptar.

5. Volvemos a la ventana de Configuración de la Red, en la lista de dispositivos y protocolos está Clientes para Redes Microsoft. Damos doble click en él. En la ventana que aparece chequeamos Iniciar sesión en dominio de Windows NT y en el dominio escribimos CNDRAS y damos Aceptar. También hacemos click en Aceptar de esta ventana.



En este punto Windows 95 comenzará a instalar y pedirá el Cd-Rom o los discos de instalación del Sistema. Luego reinicie la máquina.

### **CONECTARSE CON EL SERVIDOR MEDIANTE ACCESO TELEFÓNICO:**

Ya esta instalado y configurado todo lo necesario para la conexión. Ahora solo hay que seguir cada uno de los pasos de Asistente para Conexión de Acceso Telefónico a redes. Para activar este Asistente hay que dar doble click sobre el icono Realizar Nueva Conexión del Acceso Telefónico a Redes que se

encuentra dentro de Mi PC, en el Escritorio de Windows95. Es importante recordar que en el campo del número telefónico a marcar se debe escribir 3 17 22 33 que es el teléfono del Servidor de la Bolsa.

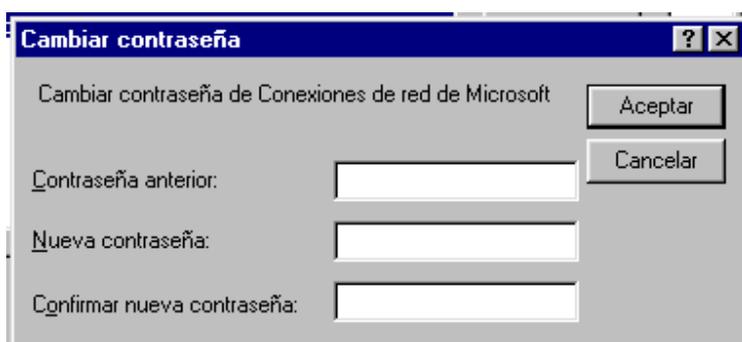


Al crear su propia conexión, con doble click se despliega el menú, introduzca su usuario y contraseña en los espacios correspondientes y haga click en Marcar (dial).

Antes de realizar la conexión, verifique que el número telefónico sea correcto, sin indicativos locales ni nacionales a menos que sea necesario (para Medellín el indicativo es 094).

## CAMBIO DE CONTRASEÑA

El sistema le exigirá un cambio de contraseña automáticamente cada 3 meses; solo debe ingresar la antigua y la nueva contraseña en el espacio correspondiente:



Es indispensable manejar confidencialmente estas contraseñas, recuerde que el uso de las cuentas para ingreso al sistema es su responsabilidad, puesto que la contraseña no es conocida por la Administración del Dominio.

## **Anexo B. Intercambio de información para el mercado mayorista**

**DOCUMENTO ISA CND 0398 – 97**  
**Diciembre 31 de 1997**

### **DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA Y PROCEDIMIENTOS**

#### **OBJETIVO**

Presentar los sistemas y procedimientos necesarios para el intercambio de información entre los agentes del sector eléctrico y el Centro Nacional de Despacho-CND, como soporte al intercambio de información operativa, Despacho Económico y Sistema de Intercambios Comerciales.

#### **INTRODUCCIÓN**

El nuevo esquema para la comercialización mayorista de energía eléctrica requirió la puesta en servicio de un nuevo sistema telemático para facilitar el intercambio de información entre el Centro Nacional de Despacho y las empresas del sector. El CND implementó un sistema que da soporte principalmente a los siguientes procesos:

- Planeamiento operativo indicativo
- Despacho económico
- Recolección de contadores de energía
- Intercambio de Información comercial
- Intercambio de información operativa

Todas las empresas y entidades del sector involucradas con cualquiera de las actividades mencionadas anteriormente pueden hacer uso del sistema para recibir o transmitir información directamente al CND, en forma oportuna y confiable.

Las empresas generadoras hacen uso del sistema para acceder a los resultados del planeamiento indicativo y a la información operativa del SIN, para depositar las ofertas de precio y declaración de disponibilidad de generación y para acceder a los resultados del Despacho Económico.

Por su parte, las empresas comercializadoras tienen acceso a los resultados del planeamiento indicativo, a la información operativa del SIN, a las ofertas de precio y declaración de disponibilidad de generación y a los resultados del Despacho Económico. También usan el sistema para hacer seguimiento a sus proyecciones de demanda, conjuntamente con el CND.

Desde el punto de vista comercial, las empresas generadoras y comercializadoras usan el sistema para la transmisión diaria de lectura de contadores de energía en las fronteras comerciales y para recibir la liquidación y facturación resultantes.

También las entidades gubernamentales y los Centros Regionales de Despacho tienen acceso a la información general operativa que se describe más adelante.

## **DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA**

El sistema telemático está constituido por servidores de comunicaciones ubicados en la sede del CND en la ciudad de Medellín. El acceso a los servidores puede hacerse a través de la red telefónica pública conmutada local y de larga distancia, la red de telefonía celular y las redes privadas de microondas pertenecientes a las empresas del sector.

Las empresas pueden escoger la alternativa que más se acomode a sus necesidades de tráfico de información y costos. Sin embargo, para el inicio del mercado mayorista se usará la infraestructura de redes existente, la telefonía pública conmutada y, como respaldo, la telefonía celular. El CND puede asesorar a las empresas en la selección de la alternativa más conveniente.

El CND dispone de conmutadores telefónicos conectados con los servidores de acceso, de manera que varios agentes pueden conectarse simultáneamente para realizar cualquiera de los procesos antes mencionados.

Para acceder al sistema los agentes deben contar con un microcomputador por cada una de las funciones requeridas (por ejemplo un equipo para transmisión de contadores y otro para manejo de ofertas). El computador debe tener instalado el sistema operativo WINDOWS 95, incluyendo el servicio de Acceso Remoto y contar con un módem que cumpla el estándar CCITT V.32bis para transmisión de datos a 14400 bps o superior. Además se debe tener disponible una línea telefónica con dedicación parcial o total.

Cada agente cuenta con una o más cuentas en los servidores del CND, mediante las cuales puede realizar las actividades de intercambio de información necesarias. Cada cuenta tiene un perfil de usuario ya definido, así como una serie de privilegios para acceder los recursos del sistema. El acceso está controlado por una palabra clave, la cual debe manejar el usuario con la seguridad necesaria para evitar su utilización no autorizada. Las claves

iniciales son suministradas por el CND directamente a las personas autorizadas por la gerencia de cada empresa.

Cuando una cuenta es utilizada por primera vez, la palabra clave debe ser cambiada por el usuario, el sistema solicita automáticamente este cambio, quedando así el usuario con conocimiento y responsabilidad única de su clave de acceso, es decir, los administradores son desconocedores de dicha clave.

Los perfiles de los usuarios actualmente disponibles son los siguientes:

Usuario perteneciente a una empresa de generación que realiza diariamente ofertas de precio y declaración de disponibilidad. Esta información se maneja en forma protegida con el fin de garantizar su confidencialidad.

Usuario perteneciente a una empresa de comercialización que analiza las predicciones de demanda conjuntamente con el CND.

Usuario que recolecta y suministra lecturas de contadores al CND.

Usuario que maneja información de la liquidación comercial.

Usuario perteneciente a un Centro Regional de Despacho que recolecta y suministra lecturas de contadores al CND.

Usuarios pertenecientes a entidades gubernamentales, empresas del sector y Centros Regionales de Despacho que tienen acceso a información general del SIN.

Usuarios internos del CND que realizan cualquiera de los procesos antes mencionados.

Cada uno de los recursos que manejan los usuarios está debidamente controlado para evitar operaciones no deseadas. Además, se conservan registros de las operaciones con el fin de evaluar el sistema y efectuar auditorías. Debe aclararse que la seguridad para acceso de recursos en los servidores y el proceso de conexión están completamente controlados, bajo estándares internacionales de seguridad y criptografía, lo cual garantiza la privacidad de cuentas y la confidencialidad en la información.

El acceso a los servidores puede tener horarios restrictivos dependientes del tipo de usuario y función a realizar, según se explica más adelante. Además, en todos los casos se tiene un control de tiempo máximo por conexión, después del cual el usuario será desconectado automáticamente.

Este control está destinado a evitar bloqueos o indisponibilidad de los enlaces por conexiones inactivas o permanentes. En todo caso, los tiempos máximos han sido establecidos de manera que sean suficientes para realizar las operaciones necesarias en cada proceso.

## **INSTALACIÓN Y PRUEBAS INICIALES**

Para hacer parte del sistema telemático del CND se debe contar con los siguientes elementos:

microcomputador con procesador 486 o Pentium (se recomienda Pentium), con 8 MB de RAM como mínimo (se recomienda 16 o 32 MB), WINDOWS 95.

un módem compatible con el estándar CCITT V.32bis, para la transmisión de la información con velocidades de 14400 bps o superior.

una línea o extensión telefónica de dedicación parcial o total, con acceso al sistema de larga distancia. Si la calidad o disponibilidad de las líneas no es adecuada, puede usarse una línea telefónica celular. En este caso, debe tomarse la precaución de adquirir el módem específicamente para ese tipo de líneas.

Una vez se tienen disponibles los equipos y se ha instalado WINDOWS 95, se procede a instalar el servicio de Acceso Remoto. Para ello se deben seguir las recomendaciones del documento ISA-CND 97-397 ó 98-313.

El número telefónico del servidor del CND es 317 2233 de Medellín.

En este punto, ya se pueden hacer pruebas de conexión y de comunicación entre el equipo y los servidores del CND. Sin embargo, para acceder al sistema debe tenerse la precaución de tener abierta una sesión de red en donde estén correctamente ingresados el nombre del usuario, la clave y el dominio. Para efectos de pruebas se puede usar los datos que se incluyen al final de este documento.

Los nombres de usuario y las claves para cada uno de los procesos a realizar por cada empresa se enviarán adjuntos.

Para realizar una conexión basta con abrir la ventana MI PC, seleccionar Acceso telefónico a redes, hacer doble-click en el ícono correspondiente, e ingresar el nombre de usuario y su respectiva clave. El sistema operativo informa acerca del estado de la comunicación e indica si el ingreso al servidor en el CND fue exitoso, en cuyo caso, se debe utilizar un mapeo a una unidad de red, haciendo click derecho en MI PC y escribiendo en la ruta: \\CNDRAS01\USUARIOS para ubicar los subdirectorios deseados dentro de usuarios, o el nombre del directorio necesitado en vez de USUARIOS (ej. PUBLICO, COMITES, etc.).

## **OFERTAS DE PRECIO Y DISPONIBILIDAD**

Las empresas de generación preparan y transmiten diariamente al CND las ofertas de precio y declaración de disponibilidad de las unidades térmicas o plantas hidráulicas. La información debe estar en los servidores del CND antes de las 09:30 horas de cada día. Por

lo tanto, se sugiere que las ofertas se depositen con suficiente anticipación a la hora establecida, previendo que congestiones en los sistemas de telecomunicaciones no permitan completar su envío a última hora. Es aún viable realizar varias ofertas para un mismo día, ya que en el CND sólo se tomará la última ingresada.

La oferta se prepara en un archivo de texto (ASCII) conteniendo un par de registros por cada unidad o planta. Uno indica los precios horarios en pesos por MWh (expresados como un valor entero sin centavos), mientras que el otro indica las disponibilidades horarias en MW (valor entero).

La nomenclatura de los archivos es: "xxxxmmdd.TXT", en donde xxxx es el identificador del agente, mm es el número del mes y dd es el número del día en el mes. Por ejemplo, EEBG0720.TXT corresponde a la oferta de generación de EEB para el 20 de julio.

Los registros internos de los archivos contienen la siguiente información: identificador de la unidad o planta, P o D si el registro es precio o disponibilidad, respectivamente, y luego los 24 valores horarios de oferta, iniciando con la oferta de las 00:00 horas. Cada campo debe ir separado del siguiente por tabulares o por comas seguidas de un espacio. Este tipo de registros puede ser producido por un editor de texto (Bloc de Notas, por ejemplo) o por una hoja de cálculo, almacenando el archivo de salida como texto. De esta forma la producción, transmisión y recuperación de datos se hace en forma simple y efectiva.

Los identificadores propuestos para las unidades y plantas del sistema pueden ser consultados del servidor, en la sección de información general de ofertas.

Para minimizar congestión y evitar ser desconectado del servidor, la conexión para transmitir las ofertas al CND sólo debe hacerse cuando éstas estén listas. La transmisión de ofertas requerirá pocos minutos en completarse (menos de un minuto si se logra una conexión a 14400 bps). Debe aclararse que el acceso al servidor para realizar ofertas está inhibido entre las 09:30 y las 10:30 horas de cada día, de acuerdo con lo establecido en el Código de Redes.

## **LECTURAS DE CONTADORES**

Cada empresa efectúa la recolección horaria de contadores de energía en las fronteras comerciales de su zona, mediante procedimientos manuales, automáticos o esquemas híbridos. Una vez disponible la información, se transmitirá al CND en forma de archivos de texto (ASCII), usando cualquiera de los mecanismos mencionados anteriormente.

La nomenclatura de los archivos es: "yyyymmdd.TXT", en donde yyyy es el identificador del centro de recolección, mm es el número del mes y dd es el número del día en el mes. Por ejemplo, CR010720.TXT corresponde a las lecturas de contadores del centro recolector CR01 para el 20 de julio.

Los registros internos de los archivos contienen la siguiente información: identificador del contador, la fecha de las lecturas en formato dd/mm/aa (día/mes/año) y luego 25 valores horarios, iniciando con el periodo asociado a las 00:00 horas. Se utilizan 25 valores para facilitar la integración de datos con los del día anterior, ya que las lecturas pueden ser de energía neta horaria en decenas de kWh, de impulsos acumulados del contador o de impulsos netos en la hora. En cualquier caso, los valores transmitidos deben ser valores enteros.

Cada campo debe ir separado del siguiente por comas. Este tipo de registros puede ser producido por un editor de texto (Bloc de Notas, por ejemplo) o por una hoja de cálculo, almacenando el archivo de salida como texto. De esta forma la producción, transmisión, y recuperación de datos se hace en forma simple y efectiva.

En forma alterna, las empresas interesadas pueden utilizar una aplicación de captura de contadores desarrollada en el CND, disponible en el Sistema de Intercambios Comerciales, la cual produce los archivos con los formatos especificados.

En la sección de información general del servidor se pueden consultar archivos de contadores que ilustran los formatos utilizados.

## **INFORMACIÓN COMERCIAL**

El sistema telemático también da soporte a la consulta, por parte de las empresas generadoras y comercializadoras, de los estados de las transacciones comerciales de energía realizados por el Sistema de Intercambios Comerciales.

Cada empresa cuenta, para el perfil de usuario comercial, con una cuenta privada en la cual se depositan los archivos con los balances resultantes en magnitud y valor comercial, realizados en el mercado mayorista.

## **INFORMACIÓN GENERAL**

Todas las empresas y entidades del sector también pueden usar el sistema telemático para acceder a los siguientes conjuntos de información general:

Ofertas de precio y declaración de disponibilidad de generación: contiene todas las ofertas diarias realizadas por los generadores. La información está disponible diariamente después de las 10:30 horas.

Demandas: contiene la información actualizada de las predicciones de demanda para los comercializadores de energía, que son utilizadas para el Despacho Económico del SIN.

Despacho Económico: contiene los programas de generación horarios para cada unidad o planta del SIN para el día siguiente. Esta información está disponible diariamente a partir de las 14:00 horas.

Información Operativa: contiene información general acerca de las condiciones energéticas, eléctricas y comerciales que se presentaron en el SIN el día inmediatamente anterior. Esta información está disponible todos los días a partir de las 06:00 horas. Incluye el acceso a los datos de la aplicación Informe Diario de Operación desarrollado por el CND, el cual se describe más adelante.

Buzón CND: permite el envío de información general, mensajes o documentos con destino al CND, por parte de cualquier agente del sector.

## **INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN**

Los diferentes usuarios al nivel de las empresas de generación y comercialización, así como los Centros Regionales de Despacho y entidades del sector pueden hacer uso de directorios privados especiales para el intercambio de información de diversa índole con el CND.

Usando este mecanismo se pueden mantener en permanente contacto los procesos técnicos y decisorios que requieren las diferentes dependencias de las empresas y entidades del sector, Centros Regionales de Despacho y el CND.

## **INFORME DIARIO DE OPERACIÓN**

Usando el sistema telemático, las empresas y entidades del sector también pueden acceder diariamente a la aplicación Informe Diario de Operación, desarrollada en MS-EXCEL que tiene las características que se describen a continuación.

El Informe Diario de Operación condensa los aspectos más relevantes de la operación del SIN para los últimos 45 días y estadísticas detalladas para los últimos 5 días.

Una vez recibido, el Informe se accede a través del ambiente gráfico MS-WINDOWS para computadores personales, lo cual facilita el dominio de la aplicación por parte del usuario. Además, la información se presenta en forma de tablas de resumen, curvas de tendencia, diagramas de barras y otras gráficas, facilitando la visualización y el análisis de los datos.

El Informe Diario de Operación actualmente incluye los siguientes tópicos:

**VISIÓN GENERAL:** Se muestran en forma gráfica las principales variables operativas del SIN:

Reservas porcentuales y participación en las reservas totales del SIN para las empresas propietarias de los mayores embalses

Curva de carga diaria agregada del SIN, discriminada en hidráulica, térmica e intercambio con otros países

Costos marginales horarios del SIN

Estado de la reservas hidráulicas del SIN, incluyendo niveles mínimos operativos y físicos

Caudal agregado equivalente del SIN

Disponibilidades hidráulica y térmica total del SIN, con las referencias de capacidad nominal y efectiva estacional

Costos marginales del SIN en las horas 15 y 19 para los últimos 45 días

**EVOLUCIÓN ENERGÉTICA DETALLADA:** Se incluyen los valores de demandas, disponibilidades programada y real por empresa. También se muestra la evolución detallada de los niveles de embalses y caudales de los ríos.

**INFORMACIÓN GENERAL:** Se muestra el resumen de los principales indicadores de la operación del SIN para el día seleccionado.

**ANÁLISIS COMPARATIVO:** Expone en forma tabular el estado y variación de las principales variables operativas del SIN, entre el día seleccionado y el inmediatamente anterior.

## **DATOS PARA CONECTARSE AL CND**

Nombre de usuario	:	«Codigo»
Contraseña	:	«Contraseña»
Teléfono	:	317 2233 de Medellín
Dominio	:	CNDRAS

Como directorio de pruebas en el servidor puede conectarse a la ruta \\CNDRAS01\PUBLICO en Ejecutar (en el menu principal de inicio).

## **ANEXO AL DOCUMENTO**

### **OBJETIVO**

Precisar algunos aspectos de procedimiento e ilustrar detalles técnicos relacionados con el intercambio de información entre las empresas del sector relacionadas con el mercado mayorista de energía eléctrica y el CND, especialmente en lo referente al manejo de ofertas de generación, demandas, contadores de energía e información operativa.

### **CONTENIDO**

Procedimiento para la conexión contiene una breve guía para conexión al servidor de Acceso Remoto del CND.

Códigos de usuario, estructura de directorios, privilegios de acceso y horarios describe la estructura utilizada en el CND para el almacenamiento y acceso de la información, así como los perfiles de usuario utilizables en cada empresa. También se ilustran los privilegios de acceso a los diferentes conjuntos de información, junto con los horarios habilitados para ingreso al sistema.

Procedimiento para cambio de contraseña describe los pasos recomendados para realizar cambios de contraseña por parte de las empresas. Se recomienda cambiar las contraseñas periódicamente para garantizar la confidencialidad en el manejo de información.

Procedimientos alternos para el envío de ofertas describe los medios alternos implementados en el CND para la transmisión de ofertas por parte de las empresas generadoras, incluyendo líneas telefónicas celulares, faxes y líneas telefónicas de voz con grabación permanente.

Anexo: Archivos de ejemplo incluye formatos tipo para la transmisión de ofertas y lecturas de contadores, con el fin de facilitar la transmisión de información, su validación e integración a las bases de datos.

Anexo: Numeral 3.0 del Código de Operación incluye un extracto del Código de Operación aprobado por la CREG, en lo referente al manejo de información asociada al Despacho Económico.

### **PROCEDIMIENTO PARA LA CONEXIÓN**

A continuación se describen en forma general los pasos que se deben seguir para conectarse al servidor de información del CND y enviar o recibir archivos:

- Preparar la información que se desee enviar al CND (v.g. un archivo de ofertas, según los formatos ilustrados más adelante). Si sólo desea recibir información omite este paso.
- Abrir una sesión de red de WINDOWS. La sesión se debe abrir con el código del usuario y la contraseña únicos. Los códigos de usuario están especificados más adelante. Las contraseñas se suministran directamente a la persona autorizada en la empresa. El grupo de trabajo es irrelevante para la conexión con el CND, mientras que el dominio debe ser CNDRAS.
- Conectarse con el CND mediante Acceso Remoto. Para ello, basta ejecutar el icono asociado en el grupo ACCESO TELEFONICO A REDES ubicado en MI PC. Una vez activado el Acceso Remoto, se puede agregar, si no existe, una entrada que identifica al servidor de información del CND, con el número telefónico 094,3172233. A continuación se presiona el botón MARCAR y en el transcurso de aproximadamente un minuto, el sistema verificará portadora, conexión, identificación y finalmente se conectará al servidor. Debe consultarse los horarios permitidos para los diferentes tipos de usuarios, según la tabla de horarios incluida más adelante.
- Enviar y/o recibir la información deseada.  
Click derecho en el Icono MI PC: mediante la opción *Conectar a unidad de red*, especificar como ruta de acceso `\\CNDRAS01\USUARIOS` o `\\CNDRAS01\PUBLICO`. Se recomienda inhabilitar las opciones *Volver a conectar al inicio* y *Examinar siempre* para agilizar el desempeño del sistema en el trabajo postconexión. Luego se puede realizar cualquier operación de transferencia de archivos entre el computador local y el servidor de información del CND. Debe tenerse la precaución de ubicar en forma precisa los directorios deseados, según la estructura que se describe más adelante, con el fin de evitar equivocaciones en las transferencias de los archivos.
- Cerrar sesión de Acceso Remoto, con el fin de liberar el canal de comunicación

## **CÓDIGOS DE USUARIO, ESTRUCTURA DE DIRECTORIOS, PRIVILEGIOS DE ACCESO Y HORARIOS**

### CÓDIGOS DE USUARIO

Los códigos de usuario responden a la siguiente estructura: **XXXZYYYY**. Donde:

**XXX** Código de tres letras asignado al agente

<b>Z</b>	Tipo de agente
C	Comercializador/Distribuidor
G	Generador
D	Distribuidor
T	Transportador

- U Entidad gubernamental  
O Otras entidades

YYYY Perfil de usuario

OFER	Encargado de hacer ofertas de generación y declaración de disponibilidad. Este usuario sólo existe en agentes generadores
COME	Encargado de administrar la información de demandas. Este usuario sólo existe en agentes comercializadores que realizan actividades de distribución
FINA	Usuario crado para acceder a la información de Administración del SIC y STN
SICC	Encargado de administrar la información de liquidación comercial del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC)
SICO	Encargado de ingresar las lecturas de los contadores
CMT	Usuario creado para el manejo de información relacionada con los comites.
STNF	Usuario crado para acceder a la información de facturación del STN
INFO	Interesados en intercambiar información general con el CND

ESTRUCTURA DE DIRECTORIOS

A continuación se describe la estructura de directorios utilizada en el servidor de información del CND. Puede servir de guía para navegar a través de los directorios cuando se usa el Administrador de Archivos.

DIRECTORIO	CONTENIDO
\\XXXZ\ADMINCTA	Contiene la información de administrador de cuentas del STN y SIC
\\XXXZ\OFERTAS	Aquí cada agente debe colocar la oferta de generación para el día siguiente. Este directorio sólo existe para agentes generadores.
\\XXXZ\DEMANDAS	Contiene la información de demandas. Este directorio sólo existe para agentes distribuidores.
\\XXXZ\INFORMAC	Este directorio es utilizado para intercambiar información operativa. Aquí cada agente puede recibir información la información que haya solicitado al CND.
\\XXXZ\SIC\COMERCIA	Contiene información sobre liquidación y facturación comercial que hace el Sistema de Intercambios Comerciales – SIC.
\\XXXZ\SIC\MEDIDAS	Aquí cada empresa debe colocar las lecturas de sus contadores

<b>\XXXZ\STN</b>	Información de facturación de cuentas del STN
<b>\PUBLICO\BUZONCND</b>	En este directorio los agentes pueden colocar solicitudes de información y mensajes generales para el CND.
<b>\PUBLICO\OFERTAS</b>	Contiene la información de ofertas que ya no es confidencial. Las ofertas que hagan todos los agentes pueden consultarse aquí después de las 09:30. Las ofertas para días anteriores pueden consultarse a cualquier hora del día
<b>\PUBLICO\DEMANDAS</b>	Contiene la información de demandas. Los comentarios a esta información pueden hacerse hasta las 13:00 del viernes de la semana anterior a la predicción. Éstos deben colocarse en el directorio \XXXZ\DEMANDAS
<b>\PUBLICO\DESPACHO</b>	Contiene los resultados del despacho económico, generaciones mínimas de seguridad y otra información de utilidad asociada al Despacho Económico.
<b>\PUBLICO\INFORMACION</b>	Contiene información general de interés para todos los agentes, incluyendo información operativa del Sistema Interconectado Nacional - SIN.

#### PRIVILEGIOS DE ACCESO A LOS DIRECTORIOS

A continuación se describen los privilegios de acceso a los diferentes directorios para cada uno de los tipos de usuario que pueden usar las empresas. El esquema de privilegios fue diseñado con el propósito de cumplir las restricciones de seguridad planteadas en la regulación del mercado cumpliendo con la resolución 24 de 1995 de la CREG y el CODIGO DE REDES contemplado en la resolución 25 de 1995 de la CREG, también para facilitar los procesos internos a nivel de las empresas y el CND. (R) significa derecho de lectura, (W) de escritura y (R/W) de lectura y escritura.

<b>Directorio\Usuario</b>	<b>XXXZOFER</b>	<b>XXXZCOM</b>	<b>XXXZFINA</b>	<b>XXXZINFO</b>	<b>XXXZSI</b> <b>CC</b>	<b>XXXZSI</b> <b>CO</b>	<b>XXXZS</b> <b>TNF</b>
<b>\XXXZ\ADMINCTA</b>	-	-	R	-	-	-	-
<b>\XXXZ\OFERTAS</b>	R/W	-	-	-	-	-	-
<b>\XXXZ\DEMANDAS</b>	-	R/W	-	-	-	-	-
<b>\XXXZ\INFORMACION</b>	R/W	R/W	-	R/W	R/W	R/W	-

\XXXZ\SIC\COMERCIA	-	-	-	-	R	-	-
\XXXZ\SIC\MEDIDAS	-	-	-	-	R	R/W	-
\XXXZ\STN	-	-	-	-	-	-	R
\PUBLICO\BUZONCND	W	W	W	W	W	W	W
\PUBLICO\OFERTAS	R	R	R	R	R	R	R
\PUBLICO\DEMANDAS	R	R	R	R	R	R	R
\PUBLICO\DESPECHO	R	R	R	R	R	R	R
\PUBLICO\INFORMAC	R	R	R	R	R	R	R

#### HORARIO DE INGRESO AL SERVIDOR DEL CND

Con el fin de racionalizar el uso del servidor de información y a la vez implementar las restricciones de temporalidad en el suministro y acceso a la información se definieron diferentes horarios para los tipos de usuario de cada empresa. Éstos horarios deben seguirse estrictamente pues poseen un control de acceso automático que inhibirá acceso no autorizados y forzará desconexiones automáticas cuando el límite de tiempo ha sido alcanzado. Así por ejemplo, las empresas de generación deben realizar las ofertas con suficiente anticipación ya que a las 09:30 horas el usuario de ofertas será desconectado directamente por el sistema.

USUARIO	HORARIO
XXXTOFER	Todos los días de 00:00 a 09:30 y de 10:30 a 24:00. A partir de las 10:30 horas se pueden realizar ofertas para el día siguiente.
XXXTCOME	Desde miércoles 14:00 a viernes 13:00
XXXTINFO	Todos los días de 00:00 a 8:00 y de 10:00 a 24:00
XXXTSICO	Si es generador: Todos los días hasta las 8:00 Si es comercializador: Todos los días hasta las 16:00





en ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las leyes 142 y 143 de 1994, en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994.

#### **CONSIDERANDO:**

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en desarrollo de las facultades emanadas de las leyes 142 y 143 de 1994 y de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, tiene asignada la competencia para regular los servicios de generación, transporte, comercialización y distribución de energía eléctrica, de determinar las condiciones para la liberación gradual del mercado hacia la libre competencia y de valorar la capacidad de generación de respaldo.

Que se hace necesario establecer algunas reglas para el funcionamiento del mercado mayorista durante el período de transición, definido por la Ley 143 de 1994, hacia el mercado libre de electricidad se desarrolla en forma ordenada, bajo condiciones especiales de alta confiabilidad de suministro y precios bajos en la bolsa de energía;

#### **RESUELVE:**

### **CAPITULO I**

#### **DISPOSICIONES GENERALES**

**Artículo 1. Definiciones.** Para efectos de la presente resolución y en general para interpretar las disposiciones que rigen el funcionamiento del mercado mayorista de energía en el período de transición, se adoptan las siguientes definiciones:

Autogenerador. Persona natural o jurídica que produce y consume energía eléctrica en un solo predio exclusivamente para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o asociados.

Bolsa de energía. Sistema utilizado en el mercado mayorista según el cual generadores y comercializadores efectúan transacciones de energía hora a hora en cantidades y precios determinados según la oferta y demanda y de acuerdo a las reglas comerciales definidas en el Reglamento de Operación. Estas transacciones son adicionales a las establecidas bilateralmente en los contratos de energía eléctrica.

Capacidad propia de generación. Se entiende por capacidad propia de generación de una empresa la capacidad disponible en centrales de su propiedad en funcionamiento o en proceso de construcción, o la capacidad en centrales de propiedad de terceros contratada en firme a la fecha de vigencia de esta resolución.

Centro Nacional de Despacho. Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional y de dar instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable, ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Comercialización de electricidad. Actividad de compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales.

Comercializador. Persona natural o jurídica cuya actividad principal es la comercialización de electricidad..

Comisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, según lo previsto en los artículos 69 de la Ley 142 de 1994, y 21 de la Ley 143 de 1994.

Despacho central. Proceso de planeación, programación, supervisión y control de la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional, a cargo del Centro Nacional de Despacho en coordinación con los Centros Regionales de Despacho, que se cumple bajo las reglas y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación, el Código de Redes y los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Empresa. Para efectos de la presente resolución, son empresas aquellas que se ajusten a la definición del artículo 25 del Código de Comercio y las empresas de servicios públicos a las que se refiere la Ley 142 de 1994.

Empresas de servicios públicos. Las que regula el capítulo I del Título I de la ley 142 de 1994.

Energía firme. Es el aporte incremental de las plantas de generación de una empresa al sistema interconectado, el cual se efectúa con una confiabilidad de 95% y se calcula con base en una metodología aprobada por la Comisión y en los modelos de planeamiento operativo utilizados en el sistema interconectado nacional.

Estación de invierno. Período comprendido entre el 1o. de mayo y el 30 de noviembre de cada año.

Estación de verano. Período comprendido entre el 1o. de diciembre de cada año y el 30 de abril del año siguiente.

Generador. Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica.

Mercado libre. Es el mercado en que participan los usuarios no regulados y quienes los proveen de energía eléctrica.

Mercado mayorista. Conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos sobre cantidades y precios definidos y con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables.

Reglamento de Operación. Conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El Reglamento de Operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional. Mientras la Comisión adopta dicho reglamento, se dará cumplimiento al “Acuerdo Reglamentario para el Planeamiento de la Operación del Sistema Interconectado Colombiano”, con las modificaciones incorporadas en la presente resolución.

Respaldo. Es la capacidad de generación no necesaria para atender la demanda al nivel de confiabilidad de 95%, pero que se encuentra disponible para atender la demanda en casos extremos de acuerdo a los criterios de flexibilidad y vulnerabilidad adoptados por la Unidad de Planeación Minero-Energética en la elaboración del Plan de Expansión de Referencia.

Servicio público de electricidad o de energía eléctrica. Comprende las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, de acuerdo con el artículo 1 de La ley 143 de 1994 y los numerales 14.20, 14.21 y 14.25 de la Ley 142 de 1994.

Servicios asociados de generación. Son servicios asociados con la actividad de generación que se prestan por unidades generadoras conectadas al Sistema Interconectado Nacional con el fin de asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio. Incluye, entre otros, la generación de potencia reactiva, la reserva rodante y la reserva fría, de acuerdo con las normas respectivas establecidas en el Reglamento de Operación.

Sistema de Intercambios Comerciales (SIC): Conjunto de reglas y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación que permiten definir las obligaciones y acreencias de generadores, comercializadores y la empresa de transmisión por concepto de las transacciones de energía realizadas en la bolsa de energía 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 la empresa de transmisión y la facturación, pago y recaudo del valor de las transacciones realizadas en la misma bolsa.

Sistema Interconectado Nacional. Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, conforme a lo definido en la Ley 143 de 1994.

Superintendencia. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a que se refiere el artículo 76 de la Ley 142 de 1994.

Transmisión de electricidad. Es la actividad consistente en el transporte de energía por líneas de transmisión y la operación, mantenimiento y expansión de sistemas de transmisión, ya sean nacionales o regionales.

Usuario no regulado. Persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 Mw por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente. El nivel señalado podrá ser revisado por la Comisión.

**Artículo 2. - Objeto.** Esta resolución establece los criterios para valorar la capacidad de generación de respaldo y algunas reglas para el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad, que se aplicarán a partir de la fecha de su vigencia y hasta el 30 de abril de 1998, lapso que comprende el período de transición hacia el mercado de libre competencia, conforme a lo establecido en el artículo 42 de la Ley 143 de 1994.

**Artículo 3. - Ámbito de Aplicación.** Las disposiciones contenidas en la presente resolución se aplican a todos los agentes económicos que generan, comercializan o distribuyen energía eléctrica, y complementa las disposiciones vigentes expedidas por la Comisión en relación con las actividades de generación, comercialización y distribución.

## CAPITULO II

### DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE RESPALDO

**Artículo 4. - Cálculo del Respaldo.** Conforme a lo dispuesto en el artículo 23, literal a), de la Ley 143 de 1994, se establecen las siguientes condiciones para valorar la capacidad de generación de respaldo, en lo sucesivo denominada “respaldo”, de acuerdo con los criterios establecidos por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) en el Plan de Expansión. El respaldo será calculado anualmente por el Centro Nacional de Despacho, a comienzo de cada estación de verano, de la siguiente forma:

- a) se calculará la capacidad instalada de generación estrictamente necesaria para atender la demanda proyectada en el año en condiciones de hidrología crítica de acuerdo al criterio de vulnerabilidad adoptado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), teniendo en cuenta las condiciones de reserva en embalses al inicio del período, el parque generador existente más el programado para entrar en operación en el año excluyendo aquellas plantas termoeléctricas con un factor de disponibilidad promedio demostrada a nivel anual inferior a 0.65, la disponibilidad de plantas, la generación requerida por seguridad eléctrica, la confiabilidad en el suministro en los años siguientes al

año analizado, y otras condiciones operativas utilizadas para el planeamiento de la operación del sistema interconectado nacional; y

- b) se calculará la capacidad instalada requerida para atender la misma demanda anual al nivel de confiabilidad de 95%, mediante el uso de las plantas de generación con costos variables de producción más bajos pertenecientes al parque generador existente más el programado para entrar en operación el año.
- c) la capacidad de respaldo preliminar está representada por las unidades de generación que se agregan a la capacidad instalada calculada en el anterior literal b) para obtener la capacidad requerida en el literal a).
- d) para las condiciones indicadas en el literal a) se simulará la operación económica del sistema interconectado nacional y se determinará la generación despachada para las unidades de generación seleccionadas como capacidad de respaldo preliminar. La generación despachada para cada unidad corresponde a la energía de respaldo. La capacidad de respaldo elegible correspondiente a cada una de las unidades de generación se calculará como la potencia requerida para producir la energía de respaldo operando a un factor de planta de 0.65.

Las empresas propietarias de plantas termoeléctricas con un factor de disponibilidad promedio demostrada a nivel anual inferior a 0.65 que deseen presentar a estas plantas como candidatas al respaldo del sistema podrán solicitar su inclusión ante la Unidad de Planeamiento Minero-Energético (UPME) si demuestran que han realizado los trabajos de mantenimiento o rehabilitación necesarios para aumentar la disponibilidad a los niveles requeridos.

**Artículo 5. - Remuneración del respaldo.** Las unidades de generación que califican como capacidad de respaldo elegible podrán ser remuneradas, a opción de su propietario, con un cargo por disponibilidad equivalente al costo fijo anual de una turbina a gas de ciclo abierto. Para el año 1995 este cargo será de US\$68.7/kw-año o US\$5.73/kw-mes.

**Artículo 6. - Liquidación del cargo de respaldo.** A partir del inicio de la estación de verano 1994-1995, y solo por un período de tres años, el cargo por disponibilidad se pagará a la capacidad de respaldo elegible que se haya acogido a dicho esquema. Se liquidará mensualmente en pesos con base en la tasa de cambio representativa del mercado para el dólar americano correspondiente al último día del mes. La Comisión de Regulación de Energía y Gas revisará anualmente el cargo por disponibilidad para tener en cuenta la actualización de los costos relevantes. El valor total pagado en el mes por concepto de respaldo se cobrará a todos los comercializadores en el sistema interconectado nacional a prorrata de su consumo de energía en el mercado total atendido por el comercializador. Las empresas distribuidoras, mientras establecen el negocio de comercialización como actividad separada del negocio de distribución, serán responsables por esta obligación respecto del mercado que atienden.

Durante la estación de verano 1994-1995, los comercializadores que compren energía para atender la demanda de su mercado regulado, a las tarifas de generación máxima establecidas en las Resoluciones CREG-010 a CREG-037 de 1994, no pagarán el cargo de respaldo por la porción de la demanda que atiendan con compras de energía. El valor correspondiente se considera que está incluido en la tarifa máxima de generación, y deberá ser pagado por el generador que realice la venta.

A partir de la estación de verano 1994-1995 no se celebrarán los contratos por reserva establecidos en la sección 4.1.1.7 del Reglamento de Operación.

**Artículo 7. - Capacidad de respaldo y participación en el mercado mayorista.** Las unidades de generación elegibles que hayan optado por ser remuneradas como capacidad de respaldo no podrán utilizarse como generación firme que garantizar contratos de energía con comercializadores o generadores en el mercado mayorista. Sin embargo, estas unidades continuarán participando en la bolsa de energía, en el despacho central y en la operación integrada del sistema interconectado nacional.

A partir del 1o. de enero de 1995, durante la estación de verano 1994-1995, los intercambios por necesidades establecidos en la sección 4.1 del Reglamento de Operación se determinarán descontando de los recursos de generación de cada empresa aquellas unidades de generación que hayan sido aportadas por la empresa como capacidad de respaldo.

**Artículo 8. - Obligación de las empresas que contribuyen con capacidad de respaldo.** La remuneración de la capacidad de respaldo a una planta elegible de un generador, impone la obligación de mantener y operar la planta de generación de tal forma que tenga la capacidad de respaldo disponible y los suministros de combustible asegurados para generar cuando, con una antelación no menor a una semana, lo solicite el Centro Nacional de Despacho, durante el tiempo que sea requerido, dentro de los límites de capacidad garantizada de la planta.

**Artículo 9. - Auditoría de la capacidad de respaldo.** La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá ordenar auditorías técnicas para verificar que las plantas elegibles y aportadas como respaldo del sistema tengan efectivamente disponible la capacidad de respaldo para generar en forma confiable. En caso que se verifique que una planta no tenga la capacidad disponible, la Comisión podrá imponer una multa hasta por un 150% de la remuneración mensual obtenida por la planta por concepto de respaldo. El valor de la multa será acreditado en el mes siguiente a todos los comercializadores como un descuento en el valor a cobrar por concepto de respaldo.

### CAPITULO III

#### DE LA OPERACIÓN INTEGRADA Y MERCADO MAYORISTA

**Artículo 10. - Normas transitorias sobre participación en el mercado mayorista.** A partir de la fecha de vigencia de esta resolución y hasta el 1o. de mayo de 1995, solo podrán participar directamente en la bolsa de energía las empresas generadoras que participan actualmente en el sistema de intercambios horarios sujeto al Reglamento de Operación.

Durante este período, la liquidación de cuentas entre empresas por concepto de intercambios a largo plazo e intercambios en la bolsa de energía se continuará haciendo conforme a los procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación.

Igualmente, los usuarios no regulados solo podrán acordar su suministro de energía con un generador o con el distribuidor que los atiende actualmente. Los distribuidores que suscriban convenios de suministro con usuarios no regulados deberán, a su turno, acordar con cualquier generador el suministro de energía y potencia requeridos para atender esa demanda. Cada generador deberá responsabilizarse ante el mercado mayorista por la porción de la demanda del mercado libre que atienda, conforme a las normas establecidas en el Reglamento de Operación.

Después de ese período se aplicarán en su totalidad establecidas en las Resoluciones CREG-054 y CREG-055 de 1994, relacionadas con la actividad de generación y comercialización.

**Artículo 11. - Normas transitorias sobre la operación integrada.** Durante la estación de verano 1994-1995 el despacho central y la operación integrada del sistema interconectado nacional se continuará realizando de acuerdo a los procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación. Por lo tanto, durante ese período no se aplicarán las ofertas de energía de las plantas generadoras en la bolsa de energía, establecida en la Resolución CREG-055 de 1994. Vencido dicho plazo, se dará cumplimiento, a la totalidad de las disposiciones contenidas en esa resolución.

**Artículo 12. - Cargo de potencia en la bolsa de energía.** Con el fin de garantizar la liberación gradual del mercado mayorista en una situación inicial de exceso de oferta y precios muy bajos en la bolsa de energía, a partir del 1o. de mayo de 1995, y solo por un período de tres años o por un período menor, si de acuerdo con evaluaciones técnicas del sistema la Comisión considere que el cargo no sea necesario, se cobrará un cargo

por potencia en la bolsa de energía, adicional al precio por energía establecido por el juego de oferta y demanda.

**Artículo 13. - Cobro del cargo por potencia** . El cargo por potencia se cobrará mensualmente a los comercializadores con base a sus compras de energía en la bolsa en exceso de la energía contratada, y a los generadores por aquellas compras en la bolsa asociadas con reducciones en su disponibilidad de generación que no le permiten atender la energía comprometida en sus contratos de energía. El cargo de potencia se pagará a los generadores que sean despachados en la operación real del sistema a prorrata de la energía despachada en exceso de la establecida en sus contratos de energía, a excepción de los generadores elegibles para respaldo, los cuales no tienen derecho al pago del cargo por potencia por aquellas unidades que contribuyen y son remuneradas como capacidad de respaldo en el mes correspondiente.

La potencia sujeta al cobro del cargo por potencia se calculará como la potencia equivalente requerida para producir la cantidad de energía mensual, indicada en el inciso anterior, a un factor de carga de 0.65.

**Artículo 14. - Liquidación del cargo por potencia** . El cargo por potencia para el año 1995 será de US\$68.7/kw-año o US\$5.73/kw-mes. El cargo se liquidará mensualmente en pesos con base en la tasa de cambio representativa del mercado para el dólar americano correspondiente al último día del mes. La Comisión de Regulación de Energía y Gas revisará anualmente el cargo por disponibilidad para tener en cuenta la actualización de los costos relevantes.

**Artículo 15.-** La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta del Ministerio de Minas y Energía.

#### **COMUNIQUESE, PUBLIQUESE Y CUMPLASE**

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 28 de diciembre de 1994

**JORGE EDUARDO COCK L.**  
Presidente

**EDUARDO BARRERA QUINTERO**  
Coordinador General (E)

***RESOLUCION No. 054***

28 DE DICIEMBRE DE 1994

Por la cual se regula la actividad de comercialización de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional.

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

en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994.

#### CONSIDERANDO:

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en desarrollo de las facultades emanadas de las Leyes 142 y 143 de 1994 y de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, tiene la facultad de regular el servicio de comercialización de energía eléctrica;

#### RESUELVE:

### CAPITULO I

#### DISPOSICIONES GENERALES

**Artículo 1.- Definiciones.** Para efectos de la presente resolución y en general para interpretar las disposiciones aplicables a la actividad de comercialización, se adoptan las siguientes definiciones:

Bolsa de energía. 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 libre de oferta y demanda, de acuerdo a las reglas comerciales definidas en el Reglamento de Operación.

Centro Nacional de Despacho. Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional. El Centro está encargado, también, de dar las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones 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.

Comercialización de electricidad. Actividad de compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales.

Comercializador. Persona natural o jurídica cuya actividad principal es la comercialización de electricidad.

Comisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, según lo previsto en los artículos 69 de la Ley 142 de 1994 y 21 de la Ley 143 de 1994.

Mercado competitivo. El compuesto por los usuarios no regulados, y quienes los proveen de electricidad.

Mercado mayorista. Conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables.

Mercado regulado. Es el sistema en que participan los usuarios regulados, y quienes los proveen de electricidad.

Productor marginal, independiente, o para uso particular. Es la persona natural o jurídica que desee utilizar sus propios recursos para producir los bienes y servicios propios del objeto de las empresas de servicio público para sí misma o para una clientela compuesta principalmente por quienes tienen vinculación económica con ella o por sus socios o miembros o como subproducto de otra actividad principal. Los autogeneradores y cogeneradores son casos particulares de esta categoría.

Reglamento de Operación. Conjunto de reglas establecidas para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El Reglamento de Operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional. Mientras la Comisión adopta dicho reglamento, se dará cumplimiento al “Acuerdo Reglamentario para el Planeamiento de la Operación del Sistema Interconectado Colombiano”, de Interconexión Eléctrica S.A.

Superintendencia. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a que se refiere el artículo 76 de la Ley 142 de 1994.

Usuario no regulado. Persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 Mw por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente. El nivel señalado podrá ser revisado por la Comisión.

Usuario regulado. Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Usuario. Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio público de electricidad, bien como propietario del inmueble en donde este se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se denomina también consumidor.

**Artículo 2.- Ámbito de aplicación.** Esta resolución se aplica a todas las personas que, estando organizadas en alguna de las formas dispuestas por el artículo 15 de la Ley 142 de 1994, venden electricidad a los usuarios o consumidores finales, en ejercicio de la actividad de comercialización, salvo que la demanda máxima de los usuarios finales que atiende no exceda de 1.000 kw .

Para facilitar la transición hacia el mercado libre contemplada en el artículo 42 de la Ley 143 de 1994, en cuanto a comercialización se refiere, se aplicarán las reglas de la presente resolución y las establecidas en las resoluciones CREG-009 de 1994 y CREG - 053 de 1994.

**Artículo 3.- Prestadores del servicio.** Solo las empresas de servicios públicos, o los otros agentes económicos a las que se refiere el artículo 15 de la Ley 142 de 1994, pueden prestar el servicio público de comercialización de energía eléctrica. Las empresas de servicios públicos constituidas con anterioridad a la vigencia de la Ley 142 de 1994, podrán continuar prestando en forma combinada las actividades que desarrollaban a esa fecha mas la actividad de comercialización, a excepción de Interconexión Eléctrica S.A. que, de acuerdo con artículo 32 de la Ley 143 de 1994, no podrá participar en dicha actividad.

Las empresas que se constituyan a partir de la vigencia de la Ley 143 de 1994 podrán realizar, simultáneamente, actividades de generación o de distribución, y de comercialización; pero no las de transmisión y comercialización.

La Comisión, en cumplimiento del numeral 73.18 de esa ley, pedirá a la Superintendencia que sancione a quienes presten el servicio de comercialización de energía eléctrica en contravención de lo dispuesto en esta disposición.

**Artículo 4.- Participación en el mercado mayorista.** Quienes presten el servicio de comercialización de energía estarán obligados a realizar las transacciones de compra de la energía que requieran en el mercado mayorista de energía, y se sujetarán al Reglamento de Operación y a los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Los comercializadores participarán en el mercado mayorista de energía:

1. Efectuando contratos bilaterales de compra garantizada de energía con generadores a precios acordados libremente entre las partes.

2. Por medio de transacciones en la bolsa de energía, en la cual los precios se determinan por el libre juego de la oferta y la demanda

Las empresas de distribución que realicen la actividad de comercialización para atender el mercado regulado en su área de servicio podrán ser representados ante el mercado mayorista por medio de un mandatario, el cual deberá ser preferentemente otra empresa comercializadora.

**Artículo 5. - Obligación de cumplir con las resoluciones de la Comisión sobre usuarios no regulados.** Los comercializadores solo podrán suministrar energía, a precios acordados libremente, a los usuarios no regulados, definidos conforme a los criterios establecidos en el anexo 1 de esta resolución. La Comisión establecerá por medio de resoluciones los niveles de demanda mínima que deben cumplir los usuarios no regulados.

**Artículo 6. - Obligación de comercializar en el mercado regulado.** Los comercializadores de electricidad en el mercado regulado tendrán la obligación de atender todas las solicitudes razonables de suministro de electricidad para los usuarios residenciales y no residenciales de las áreas en donde operen, de acuerdo con lo previsto en la Ley 142 de 1994 y en los contratos de servicios públicos de condiciones uniformes.

Las empresas distribuidoras que operan a la fecha de vigencia de esta resolución están obligadas a realizar la actividad de comercialización para el mercado regulado en su área de servicio. Con este fin, deberán mantener contabilidades separadas para esta actividad.

**Artículo 7. - Restricciones tarifarias en comercialización.** Las empresas que realicen en forma combinada las actividades de distribución y comercialización en el mercado regulado seguirán cumpliendo con las restricciones tarifarias establecidas en las resoluciones vigentes para los usuarios regulados.

**Artículo 8. - Obligación de recaudar la contribución de solidaridad.** Los comercializadores de energía, al cobrar las tarifas que estaban en vigencia cuando se promulgó la Ley 142 de 1994, distinguirán en las facturas de los usuarios de los estratos 4, 5 y 6, y en las de los usuarios industriales y comerciales, entre el valor que corresponde al servicio, y el factor que para cada uno de esos comercializadores fijará esta Comisión, sin exceder del 20% del valor del servicio, destinado a dar subsidios, según las normas legales que rigen la materia.

**Artículo 9. - Pago y transferencia de los subsidios.** El pago y la transferencia de los subsidios se hará de acuerdo a las reglas establecidas en el Decreto que reglamentará los “Fondos de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos”.

**Artículo 10. - Neutralidad.** Al vender electricidad, los comercializadores no discriminarán entre personas o clases de personas, salvo que puedan demostrar que las diferencias en los precios reflejan diferencias en los costos por las circunstancias de dicha venta. Los comercializadores no restringirán, distorsionarán o evitarán la competencia en la generación, transmisión, distribución o comercialización de la electricidad.

**Artículo 11. - Cotizaciones de compra a autogeneradores.** Los comercializadores deben publicar los precios a los que estarían dispuestos a comprar electricidad a los productores para uso particular, marginales o independientes, que no participen en la bolsa de energía. Esos precios deben reflejar los costos que los comercializadores evitarían si la compra se hiciera en las condiciones previstas en el conjunto de contratos que han negociado para el año siguiente.

**Artículo 12. - Separación de los negocios de generación; división de empresas con posición dominante.** Las empresas que tengan actividades de comercialización y generación, que hagan parte del sistema interconectado nacional, y que se hayan constituido con posterioridad a la vigencia de la Ley 143 de 1994, están obligadas, desde el momento de su constitución a establecer contabilidades separadas para cada una de estas actividades.

Las empresas de distribución que realizan actividades de comercialización de electricidad para el mercado regulado en su área de servicio están sujetas a las normas sobre separación de actividades señaladas en la Resolución CREG-056 de 1994.

**Artículo 13.- Obligación de comprar energía en condiciones económicas.** Los comercializadores que atienden el mercado regulado deben comprar energía mediante procedimientos que aseguren la libre competencia, teniendo en cuenta las fuentes disponibles. Para evaluar las propuestas el comprador debe tener en cuenta, además de los factores de precio, otras condiciones técnicas y comerciales objetivas que serán definidas previamente a la iniciación de los trámites de contratación. Esta obligación también se aplicará cuando la empresa comercializada modifique los contratos existentes, si se modifica también el precio efectivo previsto en esos contratos.

Las empresas deberán enviar copia a la Comisión de Regulación de Energía y Gas de los contratos de compra de energía que celebren.

**Artículo 14. - Medidores adicionales.** Si la empresa comercializadora, en desarrollo de un contrato de servicios públicos, desea instalar un medidor adicional en la red interna, o cualquier aparato, para el propósito de verificar las medidas o regular la cantidad de electricidad que se entrega a un usuario, o la duración del suministro, tal medidor o aparato debe cumplir con las normas técnicas establecidas en el Código de Red.

**Artículo 15. - Criterios generales sobre protección de usuarios en los contratos de servicios públicos.** Para proteger los derechos del usuario, en relación con las facturas y los demás actos que se generen o deriven del contrato de servicios públicos, los comercializadores deben enviar a la Comisión, a la Superintendencia y a los Comités de Desarrollo y Control social, copia de los contratos de servicios públicos de condiciones uniformes que estén ofreciendo al público, dentro de los tres meses siguientes a la fecha de vigencia de esta resolución.

Al celebrar el contrato de servicios públicos, el usuario tiene derecho a recibir una copia gratuita.

En las facturas que se expidan a partir de la fecha en la que el contrato se haya enviado a la Comisión, la empresa informará a los usuarios, al menos una vez al año, acerca de cómo conseguir copias del contrato, o cómo consultarlo; el mismo informe se dará siempre que se modifique el contrato. La Superintendencia determinará el valor al cual pueden venderse estas copias.

La Comisión pedirá, en forma selectiva, y periódica, información sobre el cumplimiento de las condiciones uniformes del contrato por parte de las empresas. Al evaluar tales informes, la Comisión tendrá en cuenta los comentarios que sean formulados por los "vocales de control" de los servicios públicos domiciliarios.

La Comisión dará concepto sobre los contratos, o sobre sus modificaciones, cuando cualquiera de las partes lo pida; sin perjuicio de que, con base en las informaciones que obtenga, cumpla las demás funciones que le corresponden según la ley.

**Artículo 16. - Orientación sobre el uso eficiente de la electricidad.** Las empresas comercializadoras deben dar información, en forma verbal o escrita, en su sede o por correo o en otros sitios, a los usuarios acerca de:

1. La forma de usar en forma eficiente la electricidad que se les proporciona;
2. Las fuentes en las cuales puede encontrar informaciones sobre el uso eficiente de energía;
3. Las regulaciones de la Comisión sobre el uso eficiente de la energía.

**Artículo 17. - Procedimiento para atender quejas, reclamos y recursos.** Los contratos de servicios públicos de condiciones uniformes que celebren las empresas con los usuarios deben incluir en sus cláusulas

definiciones para todos aquellos aspectos de tales contratos que la Ley 142 de 1994 definió a ellos y, en especial, en lo relativo a peticiones, quejas y recursos.

Las empresas deben adelantar anualmente, a más tardar el 1 de abril de cada año, una revisión de las relaciones que deben elaborar sus "oficinas de peticiones, quejas y recursos" que sirva para establecer cuáles fueron los problemas más frecuentes, sus causas, forma de solución, y cómo podrían modificarse los contratos de servicios públicos, así como mejorar el servicio a los usuarios. Dentro de los dos meses siguientes, se enviará a las autoridades competentes un extracto de tales relaciones, que condense los aspectos básicos de la actuación frente a los usuarios del servicio.

**Artículo 18. - Obligación de atender solicitudes.** Las oficinas de peticiones, quejas y recursos de las empresas de servicios públicos están obligadas a atender y resolver todas las solicitudes que se presenten directamente por los usuarios o por medio de los "vocales de control" de los servicios públicos, establecidos en el artículo 62 de la Ley 142 de 1994..

**Artículo 19.-** La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta del Ministerio de Minas y Energía.

**COMUNÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CUMPLASE**

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 28 de diciembre de 1994

**JORGE EDUARDO COCK L.**  
Presidente

**EDUARDO BARRERA QUINTERO**  
Coordinador General (E)

## **ANEXO No. 1**

### **ELEGIBILIDAD PARA COMERCIALIZACION EN EL MERCADO COMPETITIVO**

1. Excepto por lo indicado mas adelante en los párrafos 3 a 5, el negocio de un comercializador correspondiente al suministro de energía eléctrica al mercado competitivo no suministrará energía a un usuario cuya demanda, medida en un solo sitio individual de entrega, sea inferior al límite establecido para los usuarios no regulados.
2. Para determinar si la demanda de un usuario cumple con los límites establecidos para el mercado competitivo, el comercializador deberá tener en cuenta:
  - a) Para instalaciones existentes, la demanda en megavatios se calculará como el promedio de las demandas máximas mensuales bajo condiciones normales de operación medida en el sitio individual de entrega durante los últimos 6 meses anteriores a la fecha en que se verifica la condición. Las instalaciones existentes que no cuenten con registros de demanda máxima, podrán proponer a la Comisión procedimientos especiales para clasificar a los consumidores del mercado competitivo.
  - b) Para nuevas instalaciones, se les calculará una demanda máxima promedio esperada con referencia a las características de demanda máxima de un consumidor de condiciones similares ya conectado o los nuevos usuarios deberán demostrar que las características de su negocio e instalaciones producirán demandas mensuales superiores a los límites establecidos, de acuerdo con procedimientos técnicos apropiados.
3. Sujeto a lo dispuesto en el párrafo siguiente, si en cualquier mes la demanda máxima medida en MW para un consumidor atendido por un comercializador como parte del mercado competitivo resulta inferior al límite establecido, el comercializador podrá continuar atendiendo al consumidor hasta cuando se venza el plazo contractual convenido entre las partes.
4. Excepto si lo aprueba la Comisión, si la demanda máxima durante los primeros 12 meses de operación de un consumidor que correspondía a una nueva instalación atendida como mercado competitivo, resulta ser substancialmente inferior al límite establecido, el comercializador deberá suspender el suministro a ese consumidor bajo condiciones del mercado competitivo.
5. El negocio de mercado competitivo de un comercializador puede suministrar energía a un usuario con una demanda, medida en un sitio individual, inferior al límite del mercado competitivo, si corresponde a usuarios que estaban siendo atendidos por generadores privados bajo condiciones de precios no regulados al momento de la vigencia de esta resolución.

**JORGE EDUARDO COCK L.**  
Presidente

**EDUARDO BARRERA QUINTERO**  
Coordinador General (E)

RESOLUCION No. 055

28 DE DICIEMBRE DE 1994

Por la cual se regula la actividad de generación de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional.

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

en ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994.

**CONSIDERANDO:**

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en desarrollo de las facultades emanadas de las Leyes 142 y 143 de 1994 y de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, tiene la facultad de regular el servicio de generación de energía eléctrica;

**RESUELVE:**

**CAPITULO I**

**DISPOSICIONES GENERALES**

**Artículo 1.- Definiciones.** Para efectos de la presente resolución y en general para interpretar las disposiciones aplicables a la actividad de generación, se adoptan las siguientes definiciones

Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales. Dependencia del Centro Nacional de Despacho encargada del registro de los contratos de energía; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de las transacciones realizadas en la bolsa de energía por generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las tareas necesarias para que funcione adecuadamente el SIC.

Agente económico.- Cualquiera de las personas a las que se refiere el artículo 15 de la Ley 142 de 1994.

Autogenerador. Agente económico que produce y consume energía eléctrica en un solo predio de extensión continua, exclusivamente para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o personas vinculadas económicamente.

Bolsa de energía. 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 de energía, por cantidades y precios determinados por el juego libre de oferta y demanda, de acuerdo a las reglas comerciales definidas en el Reglamento de Operación.

Centro Nacional de Despacho (CND). Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional. El Centro está encargado, también, de dar las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones 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.

Centro Regional de Despacho. Es un centro de supervisión y control de la operación de las redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en una misma región, cuya función es la de coordinar la operación y maniobras de esas instalaciones, con sujeción, en lo pertinente, a las instrucciones impartidas por el Centro Nacional de Despacho, en desarrollo de las previsiones contenidas en el Reglamento de Operación, con el fin de asegurar una operación segura y confiable del sistema interconectado.

Código de redes. Conjunto de reglas expedidas por la Comisión, a las cuales deben someterse las empresas de servicios públicos del sector y las demás personas que usen el sistema de transmisión nacional, regional o local. Incluye también reglas sobre el uso de redes de distribución, que para sus efectos se denominará “Código de Distribución”.

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

Comercializador. Persona natural o jurídica cuya actividad principal es la comercialización de energía eléctrica..

Comisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, según lo previsto en los artículos 69 de la Ley 142 de 1994 y 21 de la Ley 143 de 1994.

Despacho central. Proceso de planeación, programación, supervisión y control de la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional, a cargo del Centro Nacional de Despacho en coordinación con los Centros Regionales de Despacho, que se cumple bajo las reglas y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación, el Código de Redes y los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Empresa. Son empresas, para los efectos de esta resolución, todas aquellas que se ajusten a la definición del artículo 25 del Código de Comercio, las empresas industriales y comerciales del Estado, y especialmente, las empresas de servicios públicos a las que se refiere la Ley 142 de 1994.

Empresas de servicios públicos. Las que regula el capítulo I del Título I, de la Ley 142 de 1994.

Generador. Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica.

Información. Conjunto de documentos, o de datos transmitidos por cualquier medio hábil, acerca de los actos y contratos de una empresa. Incluye documentos tales como las cuentas, estimativos, formularios y similares que sirven para preparar, tramitar, ejecutar, registrar y analizar tales actos y contratos, tengan o no el carácter de pruebas para efectos judiciales.

Mercado mayorista. Conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables.

Productor marginal, independiente, o para uso particular. Es la persona natural o jurídica que desee utilizar sus propios recursos para producir los bienes y servicios propios del objeto de las empresas de servicio público para sí misma o para una clientela compuesta principalmente por quienes tienen vinculación

económica con ella o por sus socios o miembros o como subproducto de otra actividad principal. Los autogeneradores y cogeneradores son casos particulares de esta categoría.

Reglamento de Operación. Conjunto de reglas establecidas para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El Reglamento de Operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional. Mientras la Comisión adopta dicho reglamento, se dará cumplimiento al “Acuerdo Reglamentario para el Planeamiento de la Operación del Sistema Interconectado Colombiano”.

Servicio público de electricidad o de energía eléctrica. Comprende las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, de acuerdo con el artículo 1 de la Ley 143 de 1994 y el numeral 14.25 de la Ley 142 de 1994.

Servicios asociados de generación. Son servicios asociados con la actividad de generación que se prestan por unidades generadoras conectadas al Sistema Interconectado Nacional para asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio. Incluye, entre otros, la generación de potencia reactiva, la reserva rodante y la reserva fría, de acuerdo a las normas respectivas establecidas en el Reglamento de Operación.

Sistema de Intercambios Comerciales (SIC): Conjunto de reglas y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación que permiten definir las obligaciones y acreencias de generadores, comercializadores y la empresa de transmisión por concepto de las transacciones de energía realizadas en la bolsa de energía 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 la empresa de transmisión y la facturación, pago y recaudo del valor de las transacciones realizadas en la misma bolsa.

Sistema Interconectado Nacional. Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, conforme a lo definido en la Ley 143 de 1994.

Superintendencia. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios creada por la Ley 142 de 1994, como organismo de control, inspección y vigilancia de las entidades que prestan los servicios públicos..

Transmisión. Es la actividad consistente en el transporte de energía por líneas de transmisión, y la operación, mantenimiento y expansión de sistemas de transmisión, ya sean nacional o regionales.

**Artículo 2. - Ámbito de aplicación.** Esta resolución se aplica a todos los generadores que estén organizados en alguna de las formas dispuestas por el artículo 15 de la Ley 142 de 1994.

Sin perjuicio de lo previsto en el artículo 15 de la Ley 142 de 1994, se exceptúan de lo dispuesto en esta resolución, los generadores que tienen una capacidad efectiva total en centrales de generación inferior a 10 MW, y los autogeneradores.

## CAPITULO II

### OBLIGACIONES DE LOS GENERADORES

**Artículo 3- Prestadores del servicio.** Todos los agentes económicos pueden construir plantas generadoras con sus respectivas líneas de conexión a las redes de interconexión, transmisión y distribución.

La Comisión, en cumplimiento del numeral 73.18 de la Ley 142 de 1994, pedirá a la Superintendencia que sancione a quienes presten el servicio público de generación de energía eléctrica sin cumplir los requisitos dispuestos en las Leyes que rigen la materia y en esta resolución.

**Artículo 4. - Obligación de vincularse al sistema interconectado.** Todos los generadores que se conecten al sistema interconectado nacional realizarán en el mercado mayorista de energía las transacciones de venta y compra de la energía que producen o que requieran, y se sujetarán al Reglamento de Operación y a los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Los generadores deben someter al despacho central coordinado por el Centro Nacional de Despacho (CND), todas las unidades de sus centrales de generación, conectadas al Sistema Interconectado Nacional y con una capacidad efectiva total en la central superior a 20 MW.

Para estos efectos se considera que las centrales de generación son las de propiedad del generador, las centrales de propiedad de otras empresas que represente por medio de un mandato y las centrales de otras empresas con las cuales el generador tenga un contrato de energía por la totalidad de la capacidad efectiva.

Los generadores pueden conferir mandatos a otras empresas, preferiblemente que tengan el mismo objeto social, para que las representen ante el CND y el mercado mayorista y para que cumplan todas sus obligaciones respecto al Reglamento de Operación y a los acuerdos de operación. El mandatario deberá acreditar su condición ante el CND, el cual deberá suministrar la información correspondiente a la Comisión cuando la Comisión así lo solicite.

Igualmente, cualquier empresa de generación que tenga un contrato de energía con otro generador por la totalidad de la capacidad efectiva en una unidad de generación de propiedad de este último, representará y se hará responsable para todos los efectos de la unidad generadora ante el CND y el mercado mayorista. Los contratos respectivos no estarán sometidos a las reglas del mercado mayorista.

Los generadores tienen la obligación de proporcionar al CND y al Administrador del SIC en forma oportuna y fiel la información que estos les soliciten para efectuar el despacho central, la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional y la administración del SIC.

**Artículo 5. - Participación en el mercado mayorista.** Las empresas generadoras participarán en el mercado mayorista de energía:

1. Celebrando contratos de energía con comercializadores u otros generadores a precios acordados libremente entre las partes,
2. Por medio de transacciones en la bolsa de energía, en la cual los precios se determinan por el libre juego de la oferta y la demanda de acuerdo con las reglas comerciales definidas en el Reglamento de Operación,
3. Prestando servicios asociados de generación a la empresa de transmisión, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de esta resolución.

La bolsa de energía será administrada por el Centro Nacional de Despacho (CND) y la liquidación de las obligaciones y acreencias financieras de los participantes en la bolsa será realizado por una dependencia del Centro Nacional de Despacho (CND), denominada Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Operación.

Todos los contratos de energía que se celebren entre los generadores y los comercializadores se registrarán ante el Administrador del SIC y deben contener reglas o procedimientos claros para determinar hora a hora, las cantidades de energía exigibles bajo el contrato, y el precio respectivo, durante su vigencia.

**Artículo 6. - Ofertas de precio en la bolsa de energía.** Los precios a los cuales las empresas generadoras ofrezcan diariamente al Centro Nacional de Despacho (CND) energía de sus unidades de generación, por

unidad de energía generada cada hora en el día siguiente, deben reflejar los costos variables de generación en los que esperan incurrir, teniendo en cuenta:

- a) 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.
- b) 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.

**Artículo 7. - Cotizaciones para prestar servicios asociados de generación.** Cuando el Centro Nacional del Despacho lo requiera, las empresas generadoras están obligadas a cotizar los términos en los cuales prestarían servicios asociados de generación, para la operación del Sistema Interconectado Nacional, con cualquier unidad de generación que posea la empresa y que esté operando.

La empresa generadora debe, cuando la Comisión o la Superintendencia así lo requiera, proporcionar detalles de los precios cotizados por los servicios asociados de generación, incluyendo la justificación de los mismos y detalles de los costos en los que se incurriría al proveerlos. Tales costos pueden comprender una rentabilidad razonable sobre su capital.

**Artículo 8.- Obligación de no discriminar.** Las empresas generadoras no podrán discriminar o preferir a una persona o grupo de personas en las transacciones de energía en el mercado mayorista.

**Artículo 9. - Obligación de informar sobre el cierre de plantas.** Las empresas generadoras deben dar aviso a la Comisión, con 6 meses de anticipación a la fecha de aplicación de la medida, del cierre de una planta que tenga capacidad efectiva de más de 20 MW, o de la disminución permanente de su capacidad disponible por más de 20 MW. La empresa generadora dará a la Comisión cualquier información adicional que esta requiera en relación con dicha medida, que permita evaluar, entre otros aspectos, si la medida no implica una ruptura de los principios sobre competencia. En todo caso, el artículo 10 de la resolución CREG-056 de 1994 se aplicará en lo allí previsto.

**Artículo 10. - Comercialización de la energía proveniente de productores marginales, independientes o para uso particular.** En el caso de empresas que operen plantas de generación o cogeneración que generen energía en forma marginal o para uso particular, se aplicarán las disposiciones de esta resolución y las normas pertinentes establecidas en las normas legales vigentes a todos los actos y contratos que celebren para la venta de energía a terceros a través de la red pública, en exceso de la electricidad que se use en sus propias operaciones, a cambio de cualquier clase de remuneración, o gratuitamente con quienes tengan vinculación económica con ellas, o en cualquier manera que pueda reducir la libre competencia en el sector eléctrico.

**Artículo 11. - Comercialización de la energía de generadores con una capacidad inferior a 20 MW.** Los generadores con una capacidad efectiva inferior a 20 MW que deseen vender y comprar energía a través de la red pública, podrán acogerse a las disposiciones de esta resolución o podrán realizar contratos especiales con comercializadores o generadores para colocar sus excedentes o para comprar servicios de respaldo para lograr una confiabilidad adecuada en su operación. La Comisión definirá las normas aplicables a estos casos.

### CAPITULO III

#### OPERACIÓN INTEGRADA Y EL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

**Artículo 12. - Obligaciones del Centro Nacional de Despacho.** El Centro Nacional de Despacho (CND) hará la planeación de la operación a largo y mediano plazo de todos los recursos de generación sometidos al despacho central, incluyendo las interconexiones internacionales, para atender la demanda de energía eléctrica del sistema interconectado nacional en la forma más económica y cumpliendo con los criterios aprobados de seguridad, confiabilidad y calidad de servicio. La planeación indicativa de la operación se hará de acuerdo con los procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación, teniendo en cuenta:

1. Las proyecciones de demanda de energía eléctrica adoptadas para el planeamiento de la operación,
2. Los pronósticos hidrológicos preparados con base en la información climatológica disponible,
3. La disponibilidad de las unidades de generación e interconexiones internacionales;
4. Las restricciones operativas impuestas por razones técnicas,
5. La energía entregada al Sistema Interconectado Nacional por unidades de generación no sujetas al despacho central; y
6. La disponibilidad del sistema de transmisión y distribución de acuerdo a las necesidades de salida de servicio de redes para mantenimiento, reparaciones, extensiones o refuerzos. La programación de la salida del servicio se hará de acuerdo con lo previsto en el Código de Redes, y en forma tal que no discrimine o prefiera indebidamente a ninguna empresa, y que no se utilice como instrumento para limitar la competencia.

Como resultado de la planeación operativa se determinarán las funciones de los costos incrementales de los embalses para generación de energía eléctrica y estimativos de los valores esperados de los precios en la bolsa de energía, de los niveles de los embalses, de la generación de las unidades térmicas e hidráulicas, de los vertimientos de los embalses, de los índices de confiabilidad, y otras variables de interés. La información correspondiente se suministrará a las empresas que participan en el mercado mayorista.

**Artículo 13.- Criterios para el despacho económico.** El CND debe efectuar el despacho económico horario de los recursos de generación sujetos a despacho central y de las transferencias de energía por interconexiones internacionales, según se establece en el Código de Redes y en el Reglamento de Operación, teniendo en cuenta los siguientes factores:

1. La predicción de demanda horaria preparada por el CND,
2. Los precios incrementales ofrecidos por las unidades generadoras,
3. Las restricciones técnicas que se imponen sobre el sistema o una parte de él, incluyendo la generación obligada por criterios de seguridad eléctrica,
4. La disponibilidad de las unidades de generación sujetas a despacho central,
5. Las proyecciones de importación o exportación de electricidad a través de alguna interconexión internacional,
6. El costo de las pérdidas en transmisión y distribución,
7. El margen de reserva de generación de acuerdo a los criterios de confiabilidad y calidad de servicio adoptados y
8. Otros aspectos previstos en el Código de Redes y en el Reglamento de Operación.

El Centro Nacional de Despacho (CND) establecerá el despacho horario de las unidades de generación sujetas a despacho en orden ascendente del precio ofrecido al Centro Nacional de Despacho (CND) por cada unidad, de tal forma que se atienda la demanda horaria y se minimicen los costos de operación cumpliendo con los criterios adoptados de confiabilidad y seguridad de suministro. El CND comunicará el despacho horario a los generadores sujetos al despacho central y supervisará su cumplimiento.

**Artículo 14. - Precio horario en la bolsa de energía.** El precio resultante del juego libre de oferta y demanda en la bolsa de energía será igual al precio ofertado por la planta marginal no restringida que sea despachada para atender la demanda en esa hora, calculado de acuerdo a los procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación.

**Artículo 15. - Criterios de seguridad en la generación.** Al cumplir sus funciones de programación y despacho establecidas en el artículo 34 de la Ley 143 de 1994, el CND tendrá en cuenta los criterios de confiabilidad y seguridad en la operación establecidos en el Código de Redes, y supervisará su cumplimiento.

Esos criterios deben cumplirse asegurando que en condiciones normales de operación y cuando haya suficiente capacidad de generación, se despache la capacidad disponible de tal manera que se satisfaga la demanda proyectada y los requisitos de reserva en la generación.

Sin embargo, el CND puede interrumpir o suspender la oferta de electricidad en las siguientes circunstancias:

1. Cuando sea necesario hacerlo por razones de mantenimiento, o por una falla que afecte los sistemas de transmisión o de generación; o
2. Cuando sea necesario hacerlo para mantener la seguridad y estabilidad del sistema total por una pérdida repentina y no planeada en los sistemas de generación y transmisión, hasta el momento en el que el CND pueda ser capaz de coordinar la operación para satisfacer de nuevo la demanda total del sistema; o
3. Cuando el Consejo Nacional de Operación produzca un acuerdo sobre racionamiento preventivo, en consonancia con el código o estatuto de racionamiento, que producirá la Comisión de acuerdo a lo previsto en el artículo 88 de la Ley 143 de 1994.

Interconexión Eléctrica S.A, por medio del Centro Nacional de Despacho (CND), debe proveer a la Comisión y a la Superintendencia, previa solicitud, la información que requieren para vigilar el cumplimiento de lo aquí dispuesto, y para permitir la revisión a ambas entidades de cómo funcionan, en la práctica, los criterios de seguridad y confiabilidad en la operación.

**Artículo 16.- Liquidación de cuentas en la bolsa de energía.** El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC) se encargará de la liquidación del valor de los intercambios en la bolsa de energía. Con el propósito de poder sustentar el cálculo de los pagos que se hayan hecho exigibles, o que una empresa deba, por razón de ventas o compras de electricidad en la bolsa de energía, el Administrador del SIC mantendrá por un mínimo de dos años registros de:

1. Disponibilidad de las unidades generadoras y de las interconexiones internacionales;
2. Los precios pertinentes, y los parámetros técnicos declarados, de las unidades de generación declarados como disponibles;
3. La potencia programada para despacho, o despachada, en cada unidad de generación y a través de las interconexiones internacionales;
4. Los servicios complementarios solicitados por el CND, y prestados a éste;

5. Las cantidades de energía efectivamente demandadas por los comercializadores

**Artículo 17.-** La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta del Ministerio de Minas y Energía.

**COMUNIQUESE, PUBLIQUESE Y CUMPLASE**

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 28 de diciembre de 1994

**JORGE EDUARDO COCK L.**  
Presidente

**EDUARDO BARRERA QUINTERO**  
Coordinador General (E)

RESOLUCION No. 024  
JULIO 13 DE 1995

Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación.

**LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS**

en ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, y

**CONSIDERANDO:**

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene la facultad legal de establecer el Reglamento de Operación, el cual incluye los principios, criterios y procedimientos para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica, de conformidad con lo señalado en las Leyes 142 y 143 de 1994;

Que se hace necesario regular los aspectos comerciales básicos del mercado mayorista de energía eléctrica;

Que conforme a lo dispuesto en la Ley 143 de 1994, el Consejo Nacional de Operación expresó sus opiniones sobre los aspectos regulados en la presente resolución;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión del día 10 de julio de 1995, consideró y aprobó las decisiones que se contienen en esta providencia;

## RESUELVE

**ARTICULO 1o. DEFINICIONES.** Para efectos de la presente resolución, y de las demás reglamentaciones que desarrollen aspectos relacionados con el mercado mayorista de energía eléctrica, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones generales:

**Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.** Dependencia del Centro Nacional de Despacho adscrita a Interconexión Eléctrica S.A. "E.S.P.", 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).

**Agente económico.** Cualquiera de las personas a las que se refiere el artículo 15 de la ley 142 de 1994.

**Agente comercializador.** Es la empresa registrada ante el Administrador SIC que realiza la comercialización de energía.

**Agente generador.** Es la empresa registrada ante el Administrador del SIC que realiza la actividad de generación de energía.

**Bolsa de energía.** Sistema de información, manejado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, sometido a las reglas que adelante aparecen, en donde los generadores y comercializadores del mercado mayorista ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora, para que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ejecute los contratos resultantes en la bolsa de energía, y liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores.

**Centro Nacional de Despacho.** Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional. El Centro está encargado también de dar las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones 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.

**Centro Regional de Despacho.** Es un centro de supervisión y control de la operación de las redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en una misma región, cuya función es la de coordinar la operación y maniobras de esas instalaciones con sujeción, en lo pertinente, a las instrucciones impartidas por el Centro Nacional de Despacho, en desarrollo de las previsiones contenidas en el Reglamento de Operación, con el fin de asegurar una operación segura y confiable del sistema interconectado.

**Código de redes.** Conjunto de reglas, normas, estándares y procedimientos técnicos expedido por la Comisión, a los cuales deben someterse las empresas de servicios públicos del sector eléctrico y otras personas que usen el sistema de transmisión nacional.

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

**Comercializador.** Persona natural o jurídica cuya actividad principal es la comercialización de energía eléctrica.

**Comisión.** La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, según lo previsto en los artículos 69 de la Ley 142 de 1994, y 21 de la Ley 143 de 1994.

**Consumo Propio.** Es el consumo de energía y potencia, requerido por los sistemas auxiliares de una unidad generadora o una subestación.

**Despacho ideal.** Es la programación de generación que se realiza a posteriori por el Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), la cual atiende la demanda real con la disponibilidad real de las plantas de generación. Este despacho se realiza considerando la oferta de precios por orden de méritos de menor a mayor, sin considerar las diferentes restricciones que existen en el sistema, excepto por las condiciones de inflexibilidad de las plantas generadoras.

**Despacho programado.** Es el programa de generación que realiza el Centro Nacional de Despacho (CND), denominado Redespacho en el Código de Redes, para atender una predicción de demanda y sujeto a las restricciones del sistema, considerando la declaración de disponibilidad, la oferta en precios y asignando la generación por orden de méritos de menor a mayor.

**Despacho real.** Es el programa de generación realmente efectuado por los generadores, el cual se determina con base en las mediciones en las fronteras de los generadores.

**Disponibilidad Comercial.** Es la disponibilidad calculada por el SIC, la cual considera la declaración de disponibilidad de los generadores, modificada cuando se presenten cambios en las unidades de generación en la operación real del sistema

**Distribución de electricidad.** Es la actividad de transportar energía a través de una red de distribución a voltajes iguales o inferiores a 115 kV.

**Empresa.** Para efectos de la presente resolución, son empresas aquellas que se ajusten a la definición del artículo 25 del Código de Comercio, las empresas industriales y comerciales del Estado, y especialmente, las empresas de servicios públicos a las que se refiere la Ley 142 de 1994.

**Empresas de servicios públicos.** Las que regula el capítulo I del Título I, de la Ley 142 de 1994.

**Generador.** Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica, que tiene por lo menos una central conectada al SIN con una capacidad efectiva total en la central superior a los 20 MW o aquellos que tienen por lo menos una central de capacidad efectiva total menor o igual a 20 MW conectada al SIN, que soliciten ser despachados centralmente.

**Inflexibilidad de Unidades.** Una unidad es inflexible cuando las características técnicas de la unidad hacen que genere en una hora a pesar de que su precio de oferta es superior al costo marginal del sistema, o cuando se modifica la disponibilidad declarada después de la hora de cierre de las ofertas y antes del período de reporte de cambios para el redespacho.

**Información.** Conjunto de documentos, o de datos transmitidos por cualquier medio hábil, acerca de los actos y contratos de una empresa. Incluye documentos tales como las cuentas, estimativos, formularios y similares que sirven para preparar, tramitar, ejecutar, registrar y analizar tales actos y contratos, tengan o no el carácter de pruebas para efectos judiciales.

**Mercado libre.** Es el mercado de energía eléctrica en que participan los usuarios no regulados y quienes los proveen de energía eléctrica.

**Mercado mayorista.** Conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar

contratos de energía a largo plazo y en bolsa sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables.

**Mercado regulado.** Es el mercado de energía eléctrica en que participan los usuarios regulados y quienes los proveen de electricidad.

**Orden de méritos.** Ordenamiento con base en los precios de oferta de los generadores.

**Programa de generación.** Es la asignación de generación de las unidades o plantas despachadas centralmente.

**Reglamento de Operación.** Conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El Reglamento de Operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional.

**Reserva de Regulación Primaria.** Es aquella Reserva Rodante en las plantas que responden a cambios súbitos de frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la planta debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.

**Reserva Rodante.** Es la parte de la reserva operativa ubicada en plantas que están operando y puedan responder a cambios de generación en períodos de hasta 30 segundos.

**Respaldo.** Es la capacidad de generación de energía no necesaria para atender la demanda al nivel de confiabilidad de 95%, pero que se encuentra disponible para atender la demanda de energía en casos extremos de acuerdo con los criterios de flexibilidad y vulnerabilidad adoptados por la Unidad de Planeación Minero-Energética en la elaboración del Plan de Expansión de Referencia.

**Servicio público de electricidad o de energía eléctrica.** Comprende las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, de acuerdo con el artículo 1 de la Ley 143 de 1994 y el numeral 14.25 de la Ley 142 de 1994.

**Servicios asociados de generación de energía.** Son servicios asociados con la actividad de generación los que prestan las empresas generadoras con sus unidades conectadas al Sistema Interconectado Nacional para asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio. Incluye entre otros, la generación de potencia reactiva, la Reserva Primaria y de AGC, de acuerdo con las normas respectivas establecidas en el Reglamento de Operación.

**Sistema de transmisión nacional.** Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, y transformadores con sus respectivos módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

**Sistema de transmisión regional.** 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.** 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 de Intercambios Comerciales (SIC).** 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.

**Sistema Interconectado Nacional.** Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, conforme a lo definido en la Ley 143 de 1994.

**Superintendencia.** La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios creada por la Ley 142 de 1994, como organismo de control, inspección y vigilancia de las entidades que prestan los servicios públicos.

**Transmisión.** Es la actividad consistente en el transporte de energía por sistemas de transmisión y la operación, mantenimiento y expansión de sistemas de transmisión, ya sean nacionales o regionales.

**Transportador.** Persona natural o jurídica que opera y transporta energía eléctrica en el sistema de transmisión nacional, en un sistema de transmisión regional o en un sistema de distribución local.

**ARTICULO 2o. OBJETIVO.** Esta resolución tiene el propósito de:

- a) Establecer un conjunto de reglas que regulen el funcionamiento del mercado mayorista en los aspectos relacionados con las transacciones comerciales realizadas entre los agentes que participan en ese mercado: contratos de energía a largo plazo, contratos de energía en la bolsa, prestación de servicios asociados de generación y tratamiento de las restricciones en las redes de transmisión y distribución.
- b) Proveer a los agentes participantes del mercado mayorista de un conjunto de reglas que faciliten la formación de actos y contratos que tengan por objeto la enajenación y adquisición de energía eléctrica en la bolsa de energía, y su cumplimiento con la ayuda del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.
- c) Fijar las reglas que permitan determinar, liquidar, y pagar las obligaciones pecuniarias que resulten entre los agentes participantes del mercado mayorista, por los actos o contratos sobre energía que se efectúen en la bolsa de energía.
- d) Facilitar la competencia entre todos los agentes participantes del mercado mayorista

**ARTICULO 3o. CONTENIDO.** Esta resolución contiene las reglas y procedimientos para el manejo de información, liquidación de cuentas en la bolsa de energía, pago de servicios asociados de generación, pago por restricciones de transmisión y distribución, cobro y recaudo de facturas por transacciones realizadas en el mercado mayorista que forman parte del Sistema de Intercambios Comerciales. Igualmente, define las obligaciones y derechos de los agentes que participan en dicho mercado.

**PARAGRAFO.** Los procedimientos minuciosos utilizados por el Administrador del SIC, y los programas de computador correspondientes estarán a disposición de los agentes del mercado mayorista en las oficinas del Administrador del SIC, debidamente certificados por la auditoría a esta entidad.

**ARTICULO 4o. ELEMENTOS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.** Para efectos del funcionamiento del mercado mayorista, el Sistema Interconectado Nacional se considera dividido en Centros de Generación, Sistema de Transmisión Nacional, Sistemas de Transmisión Regional y Sistemas de Distribución Local. Igualmente, existe un sistema para coordinación y control de la operación del sistema conformado por el Centro Nacional de Despacho (CND) y los Centros Regionales de Despacho (CRDs).

**ARTICULO 5o. AGENTES DEL MERCADO MAYORISTA.** Son agentes del mercado mayorista: los generadores, los comercializadores y los transportadores. Los transportadores son agentes del mercado

mayorista que no realizan compraventa de energía, sino que participan en los procesos de reconciliación por las restricciones del Sistema de Transmisión Nacional, del Sistema de Transmisión Regional y del Sistema de Distribución Local, y para la evaluación de pérdidas en el Sistema de Transmisión Nacional. El representante de los transportadores en el mercado mayorista es Interconexión Eléctrica S.A. “E.S.P.”, con los deberes y derechos que acuerden las partes, mediante convenio especial que se debe efectuar para esta delegación. Las interconexiones internacionales son representadas por uno o más agentes en el mercado mayorista debidamente registrados ante el Administrador del SIC.

**ARTICULO 6o. CUMPLIMIENTO DE CONDICIONES MINIMAS.** Los agentes que participan en el mercado mayorista deben cumplir las siguientes condiciones mínimas:

Las definidas en las resoluciones CREG 054, 055 y 056 de 1994, y las que las modifiquen.

Registrarse como agente del mercado mayorista ante el Administrador del SIC.

Suministrar la información de generación y demanda con la periodicidad que se indique en la presente resolución y en la forma que lo define el Código de Redes.

Presentar las garantías financieras definidas en la presente resolución o realizar los pagos anticipados, en caso de ser necesario.

Los generadores deben operar las plantas de generación sometidas al despacho central según las reglas de despacho definidas en el Código de Redes.

Suministrar la información establecida en esta resolución en los tiempos y en la forma requeridos para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC),

Los comercializadores y generadores se obligan a participar en la Bolsa de Energía.

Someterse a la liquidación que haga el Administrador del SIC de todos los actos y contratos de energía en la bolsa, para que pueda determinarse, en cada momento apropiado, el monto de sus obligaciones y derechos frente al conjunto de quienes participan en el sistema, y cada uno de ellos en particular.

Incluir dentro de su presupuesto las apropiaciones mínimas que se requieren para efectuar oportunamente los pagos de sus obligaciones con la Bolsa de Energía.

Someterse a los sistemas de pago y compensación que aplique el Administrador del SIC, según lo previsto en esta resolución, para hacer efectivas las liquidaciones aludidas.

Todos los actos y contratos que hayan de cumplirse por medio del Administrador del SIC, serán a título oneroso.

**ARTICULO 7o. OPERACIONES EN EL MERCADO MAYORISTA.** En el mercado mayorista se realizan las siguientes operaciones:

Contratos de Energía a largo plazo: son aquellos en que generadores y comercializadores pactan libremente las condiciones, cantidades, y precios para la compra y venta de energía eléctrica a largo plazo.

Contratos de Energía en la Bolsa: Son aquellos que se celebran a través del Administrador del SIC, para la enajenación hora a hora de energía, y cuyos precios, cantidades, garantías, liquidación y recaudo se determinan por la presente resolución y por el acuerdo de las partes en las reglas del SIC.

Prestación de servicios asociados de generación de energía a la empresa de transmisión nacional para asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de electricidad.

**ARTICULO 8o. SERVICIOS EN EL MERCADO MAYORISTA.** El Administrador del SIC solo prestará sus servicios a los agentes participantes del mercado mayorista para formar y cumplir los actos y contratos que tengan por objeto la adquisición o enajenación de energía eléctrica y los servicios asociados de generación, cuando estas se comprometan por escrito, a que:

Sus relaciones con el Administrador del SIC se regirán por lo aquí dispuesto;

Las relaciones entre los participantes del mercado mayorista, para la formación y cumplimiento de todos los actos y contratos que celebren para la adquisición y enajenación a título oneroso, de energía eléctrica y los servicios asociados de generación de energía, que impliquen transacciones en la bolsa de energía, se regirán por lo aquí dispuesto.

**PARAGRAFO.** Las empresas que deseen participar del mercado mayorista, se dirigirán al Administrador del SIC, informándole por escrito que conocen y aceptan los términos de la presente resolución.

**ARTICULO 9o. FRONTERAS COMERCIALES.** Son fronteras comerciales en el mercado mayorista el punto de conexión de generadores y comercializadores a las redes del Sistema de Transmisión Nacional, a los Sistemas de Transmisión Regional o a los Sistemas de Distribución local. Esta frontera solo define el punto de medición pero no la responsabilidad por las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución. Por lo tanto, cada agente participante del mercado mayorista puede tener uno o más puntos de frontera comercial.

**ARTICULO 10o. SISTEMAS DE MEDICION Y COMUNICACIONES.** Cada agente debe contar con los siguientes sistemas de medición y comunicación para envío de información al Administrador del SIC para el proceso de evaluación de las transacciones en el mercado:

Un sistema de medición comercial, destinado a la medición, registro y transmisión de la información necesaria para la liquidación de las transacciones comerciales en el mercado mayorista.

Un sistema de comunicaciones que soporta al sistema de medición comercial, conteniendo enlaces de voz, datos y facsímil.

**PARAGRAFO.** Estos sistemas deben cumplir con las condiciones técnicas especificadas y con los métodos alternativos de respaldo definidos en el Código de Redes.

**ARTICULO 11o. REGISTRO DE LOS AGENTES DEL MERCADO MAYORISTA.** Para el registro de un agente en el mercado mayorista se requiere por parte del agente:

Llenar el formulario de registro

Informar por escrito al Administrador del SIC que conoce y acepta los términos de la presente resolución.

Presentar el certificado de existencia y representación legal expedido por la Cámara de Comercio, o el documento que prevean sus estatutos en las empresas oficiales

Firmar el contrato de mandato con el Administrador del SIC para efectuar las transacciones comerciales que se efectúan en la Bolsa de Energía y para los servicios complementarios de energía.

Entregar las garantías financieras requeridas en esta resolución para respaldar las transacciones en la Bolsa de Energía, antes de iniciar su participación en las transacciones del mercado mayorista.

Informar la ubicación de sus fronteras comerciales y las características técnicas de sus equipos de medición y comunicaciones. Durante el periodo de transición definido para tener los equipos de telemedición, debe suministrar la periodicidad de toma de medidas en cada frontera y la periodicidad de envío de la información.

Presentar los certificados de calibración de los equipos de medición comercial, expedidos por una entidad autorizada, de acuerdo con lo definido en el Código de Redes.

Cumplir con las condiciones establecidas por la CREG para realizar las actividades de comercialización o generación, según sea el caso.

**PARAGRAFO 1o.** Para efectos del cumplimiento de la resolución CREG-016 de 1995, los participantes iniciales del mercado mayorista deberán entregar las garantías requeridas en esta resolución para respaldar las transacciones en la Bolsa de Energía, a más tardar el 31 de agosto de 1995.

**PARAGRAFO 2o.** Todos los agentes deben actualizar su registro cada vez que tengan modificaciones a la información reportada en el registro.

**ARTICULO 12o. RETIRO DE AGENTES DEL MERCADO MAYORISTA.** Son causales para el retiro como agente del mercado mayorista las siguientes:

Por retiro voluntario del agente, previo cumplimiento de todas sus obligaciones con el mercado mayorista.

Por dejar de cumplir sus requisitos como agente del mercado mayorista, definidos en el artículo 6o. de la presente resolución.

Cuando se declare en estado de quiebra.

Por sanción impuesta por la Superintendencia, ante las causas graves que determine la CREG.

Por incumplimiento. El Administrador del SIC o cualquiera de las empresas víctimas del incumplimiento de un acto o contrato de energía en la bolsa, puede pedir a la CREG que solicite a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios la intervención de la empresa incumplida.

**PARAGRAFO 1o.** Si una de las empresas contratantes se encuentra en situación de disolución, deberá, en todo caso, cumplir los contratos a su cargo que sean indispensables para no interrumpir la prestación de los servicios que regulan las leyes 142 y 143 de 1994 y que estén a su cargo. Al presentarse la causal de disolución, la empresa participante en el mercado mayorista dará aviso a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a la Nación a través del Ministerio de Minas y Energía, a la CREG y al Administrador del SIC.

**PARAGRAFO 2o.** Si una de las empresas participantes del mercado mayorista entra en proceso de liquidación, la autoridad competente puede negociar la cesión de sus contratos a otras empresas para que sustituyan a la primera en el cumplimiento de sus obligaciones o en el ejercicio de sus derechos; de lo cual dará aviso al Administrador del SIC para que este registre la cesión de los contratos. En todos los contratos entre los agentes del mercado mayorista que hayan de cumplirse por medio del Administrador del SIC se entiende que cada parte acepta las cesiones de sus derechos que pueda hacer la otra en favor de la Nación.

**PARAGRAFO 3o.** Cuando, por cualquier causa, una empresa decida que no seguirá participando del mercado mayorista para formar y cumplir actos y contratos con éste, dará aviso al Administrador del SIC con cuatro meses de anticipación, por lo menos; y mientras ese período transcurre la empresa seguirá estando sujeta a las normas de la presente resolución, y el Administrador del SIC podrá hacer, por sí mismo, las liquidaciones, y afectar las cuentas o hacer exigibles las garantías que considere del caso.

**PARAGRAFO 4o.** El Administrador del SIC hará una liquidación de todas las cuentas pendientes, contra la cual procederá recurso de reposición, y de apelación ante la CREG. Lo mismo ocurrirá cuando, por

razones previstas en la ley o en la presente resolución, el Administrador del SIC decida que no continuará prestando sus servicios a una empresa.

**PARAGRAFO 5o.** El retiro de una agente del mercado mayorista, no lo exime de las deudas que tuviese en el mercado mayorista; por lo tanto, el Administrador del SIC debe continuar con la acción de cobro mientras existan deudas por los actos y contratos efectuados por medio de él.

**ARTICULO 13o. INFORMACIÓN A SUMINISTRAR.** La información requerida de los agentes y la distribución de información a aquellos se especifica en el Anexo A de la presenta resolución.

**ARTICULO 14o. REGISTRO DE CONTRATOS DE ENERGÍA.** Todos los contratos de energía a largo plazo que se celebren entre comercializadores y generadores y se liquiden en la bolsa de energía se registrarán ante el Administrador del SIC. Las partes contratantes deberán estar registrados ante el Administrador del SIC y otorgar las garantías definidas en esta resolución. El procedimiento para registrar contratos se establece en el Anexo D de la presente resolución.

**PARAGRAFO.** Copia de estos contratos se remitirán, simultáneamente al registro, a la Comisión para efectos de su ejercicio regulatorio.

**ARTICULO 15o. CONTENIDO DE LOS CONTRATOS.** La forma, contenido y condiciones establecidas en los contratos de energía podrán pactarse libremente entre las partes. Sin embargo, para que estos contratos puedan liquidarse en la bolsa de energía deben contener: la identidad de las partes contratantes; reglas o procedimientos claros para determinar hora a hora, durante la duración del contrato, las cantidades de energía a asignar bajo el contrato y el respectivo precio, en forma consistente con los procedimientos de liquidación establecidos en esta resolución.

**ARTICULO 16o. CUMPLIMIENTO DE OBLIGACIONES EN LOS CONTRATOS.** Para efectos de la liquidación de transacciones realizadas por los agentes en la bolsa de energía los contratos de energía serán asignados por el Administrador del SIC de acuerdo con los procedimientos establecidos en esta resolución. El Administrador del SIC no responde por el cumplimiento de las obligaciones que las partes de los contratos de energía asumen recíprocamente. Las obligaciones del Administrador del SIC no se enmarcan como comercializador, ni dentro del proceso de compraventa de energía, sino que son de apoyo para este proceso, para lo cual actúa en la ejecución de los contratos por el mandato dado por las empresas participantes en el mercado mayorista, por cuenta y riesgo de éstos.

**ARTICULO 17o. CESION DE CONTRATOS.** La cesión de los contratos de energía a largo plazo a otro comercializador o generador se debe reportar con una anticipación mínima de dos (2) días calendario a la fecha de aplicación de la cesión.

**ARTICULO 18o. TERMINACION DE CONTRATOS.** En caso de terminación de un contrato, es obligación de las partes involucradas informar con una anticipación mínima de siete (7) días calendario a la fecha de finalización del contrato, para que el Administrador del SIC deje de considerarlo en la comercialización en el mercado mayorista a partir de la fecha de terminación. El Administrador del SIC informará a los agentes del mercado mayorista involucrados el registro de la terminación del contrato. En el caso que uno de los agentes involucrados en la terminación de contratos, no esté cumpliendo con las obligaciones como agente del mercado mayorista se informará a la CREG para que defina las acciones correspondientes.

**ARTICULO 19o. PARTICIPANTES EN LA BOLSA DE ENERGÍA.** Las empresas que desarrollan actividades de comercialización y generación tienen la obligación de participar en la Bolsa de Energía, según las disposiciones de la CREG.

**ARTICULO 20o. OBJETIVOS DE LA BOLSA DE ENERGIA.** La bolsa de energía tiene los siguientes objetivos principales:

establecer y operar un sistema de transacciones de energía en bloque que dé incentivos a generadores y comercializadores para asegurar que se produzcan y consuman cantidades óptimas de electricidad en la forma mas eficiente posible.

proveer un conjunto de reglas que determinen las obligaciones y acreencias financieras de los agentes participantes en la bolsa, por concepto de transacciones de energía y del suministro de servicios complementarios de energía.

facilitar el establecimiento de un mercado competitivo de electricidad.

**ARTICULO 21o. FUNCIONAMIENTO DE LA BOLSA DE ENERGIA.** Las transacciones comerciales en la bolsa de energía se evaluarán y administrarán de acuerdo a los procesos y procedimientos establecidos en el Anexo A de la presente resolución.

**ARTICULO 22o. GARANTÍAS PARA LOS PARTICIPANTES EN LA BOLSA DE ENERGÍA.** El cumplimiento de todas aquellas obligaciones de generadores y comercializadores, que se formen en el mercado mayorista a través de la Bolsa de Energía, entre sí o respecto de los transportadores, será objeto de garantías a favor del administrador del SIC, de acuerdo con las condiciones y procedimientos establecidos en el Anexo C de la presente resolución.

**ARTICULO 23o. FACTURACIÓN, COBRANZAS Y LIQUIDACIÓN EN LA BOLSA DE ENERGÍA.** La liquidación, facturación y cobranza de las transacciones comerciales en la bolsa de energía se efectuará de acuerdo a las reglas y procedimientos establecidos en el Anexo B de la presente resolución.

**ARTICULO 24o. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS DE ENERGÍA.** Los servicios complementarios de energía comprenden la capacidad de generación de respaldo, el cargo de potencia en la bolsa y los servicios asociados de generación. Los dos primeros se liquidarán y facturarán en forma transitoria de acuerdo a lo dispuesto en la resolución CREG-053 de 1994 y las normas complementarias sobre oferta de capacidad de generación de respaldo establecidas en el Anexo E de la presente resolución. Los servicios asociados de generación se liquidarán y facturarán de acuerdo con los procedimientos y metodologías que se establecerán en resolución aparte de la CREG.

**ARTICULO 25o. FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO.** Se consideran eventos de fuerza mayor aquellos causados por fenómenos naturales o eventos que atenten contra la infraestructura de comunicaciones dispuesta para el reporte de las mediciones y que afecten el suministro de información para la liquidación de las transacciones en la Bolsa de Energía. Ante la ocurrencia de estos eventos que causen incapacidad para la realización de las actividades del Administrador del SIC, se modifican los plazos para reporte de información del Administrador del SIC a los agentes del mercado mayorista.

**ARTICULO 26o. REVISION DE LOS ASPECTOS COMERCIALES.** Las revisiones y cambios a las reglas y procedimientos establecidos en la presente resolución para reglamentar los aspectos comerciales del mercado mayorista deberán ser aprobados por la Comisión. Los procedimientos minuciosos que mantiene el Administrador del SIC a disposición de los agentes del mercado mayorista podrán ser modificados, previa aprobación de la Comisión, y serán certificados por la auditoría al Administrador del SIC.

**PARAGRAFO.** El Consejo Nacional de Operación, el Subcomité de Revisión y Vigilancia del SIC, los agentes del mercado mayorista y el Administrador del SIC podrán presentar a la Comisión solicitudes de revisión. La Comisión realizará el estudio de las solicitudes y expedirá las modificaciones a que hubiere lugar.

**ARTICULO 27o. SUBCOMITE DE REVISION Y VIGILANCIA.** Créase dentro del Consejo Nacional de Operación el Subcomité de Revisión y Vigilancia del SIC para asistir a la Comisión en el

seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía. El Subcomité estará compuesto por tres (3) representantes de los generadores; tres (3) de los comercializadores no vinculados a generadores; un (1) representante de Interconexión Eléctrica S. A. "E.S.P.", y un (1) representante del Administrador del SIC con voz pero sin voto. El Subcomité tendrá funciones de asesoría al Consejo Nacional de Operación y a la Comisión en los siguientes aspectos principales:  
Seguimiento del SIC en forma regular, incluyendo el desempeño del Administrador del SIC en la operación del sistema.

Realizar una revisión anual de los procedimientos del SIC y enviar a la Comisión un reporte de los resultados.

Analizar cambios a las reglas comerciales de la bolsa y cualquier otro aspecto del SIC.

Recomendar pronta y eficazmente propuestas de solución a diferencias sometidas a su consideración en relación con el SIC.

Dentro de los límites de confidencialidad permitidos, realizar el seguimiento de litigios, arbitrajes, o cualquier otro proceso que afecte al SIC.

Investigar las quejas de los participantes en la bolsa de energía en relación con su reglamento, con el sistema de liquidación de cuentas, o cualquier otro procedimiento asociado con el SIC.

**PARAGRAFO.** El Subcomité se reunirá por lo menos una vez al mes. El Consejo Nacional de Operación reglamentará otros aspectos relativos a su funcionamiento.

**ARTICULO 28o. PROCEDIMIENTOS PARA SOLUCIÓN DE CONFLICTOS.** Contra las liquidaciones que haga el Administrador del SIC procederá el recurso de reposición, que se tramitará de acuerdo con lo dispuesto en el capítulo II del título VI de la ley 142 de 1994. Contra la decisión del Administrador del SIC procederá el recurso de apelación, ante la CREG.

**PARAGRAFO 1o.** De toda la información requerida para hacer las liquidaciones, se mantendrá copia durante, por lo menos, dos años, para que el auditor, pueda acceder a ello y hacer las verificaciones del caso.

**PARAGRAFO 2o.** Las controversias a las que den lugar las liquidaciones, y que no puedan resolverse con ocasión de los recursos, se resolverán por medio de tres (3) árbitros. El Superintendente de Servicios Públicos, el agente que presente la solicitud y el Administrador del SIC, designarán cada uno un árbitro, quienes decidirán en derecho. Los costos de los árbitros serán sufragados por los agentes del mercado mayorista afectados en el proceso.

**PARAGRAFO 3o.** Una diferencia entre los agentes no suspende sus obligaciones con el proceso de pagos en la Bolsa de Energía. Con la facturación del mes en que la CREG emita su concepto, se realiza una facturación de los valores de las diferencias, con el reconocimiento del valor del dinero en el tiempo a la tasa definida para este efecto en la presente resolución, a partir de la fecha del vencimiento original correspondiente al mes o a cada uno de los meses afectados.

**ARTICULO 29o. RESPONSABILIDADES Y DEBERES DEL ADMINISTRADOR DEL SIC.** Las siguientes son las responsabilidades del Administrador del SIC:

Realizar la operación diaria del SIC.

Realizar los respaldos de información definidos por las resoluciones de la CREG.

Mantener en forma segura los equipos, software e información del SIC.

Realizar la estimación de datos en el evento en que la información no se encuentre disponible en el momento requerido.

Asegurarse que los programas de computador se encuentren bien instalados y conforme a las especificaciones por medio de pruebas cuando se realicen cambios.

Modificar los programas de computador para implantar los cambios aprobados por la CREG a las reglas de funcionamiento del mercado mayorista en lo referente a los aspectos comerciales.

Conservar los registros de las pruebas realizadas.

Realizar recomendaciones para cambios en el sistema de información, facturación y bancos.

Establecer, operar y mantener el sistema de información para facturación y bancos, cumpliendo con los plazos previstos para transferencias de dineros.

Vigilar que los actos y contratos de las empresas en las transacciones de la bolsa de energía se ciñan a lo dispuesto en la presente resolución; y avisar a los interesados y a las autoridades; según el caso, si, a su juicio, hay incumplimiento de él.

Informar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, y a la CREG, acerca de las violaciones o conductas contrarias a la presente resolución, y del cumplimiento de los actos y contratos para los cuales se haya pedido su colaboración.

Tener a disposición de los agentes registrados ante el Administrador del SIC la versión actualizada de las especificaciones funcionales de los programas de computador utilizados en el SIC, y la descripción de los procedimientos detallados utilizados para la administración del SIC. La versión actualizada debe ser consistente con los cambios aprobados por la CREG y certificados por la auditoría al Administrador del SIC.

Suministrar la información solicitada por la Comisión o por la Superintendencia.

**PARAGRAFO 1o.** El Administrador del SIC no responde por cualquier pérdida de beneficio a los participantes en la Bolsa de Energía, si se puede demostrar que ha actuado de buena fe y con la mejor información disponible.

**PARAGRAFO 2o.** Al cumplir las funciones a las que esta resolución se refiere, el Administrador del SIC actuará como administrador de recursos ajenos, y en interés de terceros, sin que los ingresos que recibe puedan aumentar su propio patrimonio, salvo por la parte que, de acuerdo con las tarifas que señale la CREG, equivalgan a la remuneración por sus servicios.

**ARTICULO 30o. REMUNERACION AL ADMINISTRADOR DEL SIC.** Los costos de funcionamiento del Administrador del SIC serán cubiertos por los agentes participantes en el mercado mayorista, de acuerdo a las reglas y procedimientos que establecerá la CREG en resolución aparte.

**ARTICULO 31o. AUDITORIAS.** Las auditorías al Administrador del SIC deben tener el siguiente alcance:

Auditar todos los cálculos y asignaciones realizadas por el Administrador del SIC.

Auditar el sistema de facturación y bancos.

Probar y verificar la precisión de los cambios en el software del SIC.

Revisar los procesos acordados y el cumplimiento de las resoluciones de la CREG que afectan el mercado mayorista en el SIC.

Dar asistencia en los programas de trabajo al Administrador del SIC.

Auditar aquellos aspectos específicos del SIC solicitados por la CREG.

**PARAGRAFO 1o.** Los informes de auditoría deben incluir por lo menos un resumen de todas las auditorías y pruebas realizadas y las recomendaciones. Una copia de los informes debe ser entregada a la CREG.

**PARAGRAFO 2o.** Anualmente se debe realizar mínimo una auditoría al Administrador del SIC. Las auditorías adicionales que se requieran deben ser pagadas por quien las solicite.

**PARAGRAFO 3o.** El Consejo Nacional de Operación, es la entidad encargada de seleccionar la persona natural o jurídica que debe realizar las auditorías al Administrador del SIC. El costo de las auditorías debe ser cubierto por los agentes participantes del mercado mayorista.

**PARAGRAFO 4o.** Todos los agentes que participen en el mercado mayorista, el Administrador del SIC y el Centro Nacional de Despacho deben suministrar la información y permitir el acceso a información, procesos, personal y sistemas de computación que sean necesarios para que el Auditor pueda cumplir con sus funciones.

**ARTICULO 32o.** **IMPUESTOS.** En desarrollo de las actividades relacionadas con la presente resolución se aplicarán las normas tributarias vigentes.

**ARTICULO 33o.** La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el **Diario Oficial** o en la **Gaceta del Ministerio de Minas y Energía** y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

#### **COMUNIQUESE, PUBLIQUESE Y CUMPLASE**

Dada en **Santafé de Bogotá, D. C.**, el día

**JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO  
TOBON**

Presidente

**EVAMARIA URIBE**

Director Ejecutivo

**ANEXO A****REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DE LA BOLSA DE ENERGIA****1. BOLSA DE ENERGÍA****1.1. PROCEDIMIENTOS****Los procesos para la evaluación de las transacciones comerciales en la Bolsa de Energía se realizan a nivel horario y son los siguientes:**— **Balance**

En este proceso se realiza el cálculo del despacho ideal y de los consumos de energía para la asignación de los contratos de energía, con el fin de calcular los excesos o déficits para cada uno de los agentes participantes en los contratos, o para los que compran o venden energía directamente a través de la bolsa. La enajenación de energía, en cantidades superiores o inferiores a las asignadas en los contratos de energía a largo plazo, determina el objeto de los contratos de energía en la bolsa, cuyos precios se fijan según las reglas de la bolsa.

— **Asignación de Contratos de Energía a Largo Plazo**

En este proceso se analizan las condiciones establecidas en los contratos registrados ante el Administrador del SIC para cada agente comercializador, para determinar la cantidad de energía total asignable al agente para efectos del proceso de balance, y se liquidan las diferencias respecto al despacho ideal al precio de bolsa.

— **Determinación de la disponibilidad comercial**

En este proceso para cada unidad o planta de generación se determina su disponibilidad comercial con base en las disponibilidades reales y las características técnicas de los equipos.

— **Cálculo del precio en la Bolsa de Energía**

En este proceso se determina el precio para las diferentes transacciones que se realizan en la Bolsa de Energía. El precio horario en la Bolsa de Energía es igual al precio de oferta en bolsa mas alto en la hora respectiva correspondiente a las plantas generadoras requeridas en el despacho ideal que no presenten inflexibilidad.

— **Cálculo de las desviaciones.**

En este proceso se determina la diferencia para cada planta de generación que no participa en la regulación, entre el despacho programado y la generación real. Si esta diferencia excede una tolerancia definida se aplica un criterio de penalización establecido más adelante en este Anexo.

- **Cálculo de las restricciones de transmisión.**

En este proceso se concilian las diferencias entre el despacho real y el despacho ideal que corresponden a las restricciones en el sistema interconectado y se calcula el costo respectivo y su asignación a los agentes en el mercado mayorista.

**1.1.1. Proceso de Balance****1.1.1.1. Determinación del despacho ideal**

El despacho ideal considera el precio de oferta en bolsa de los generadores térmicos e hidráulicos y la disponibilidad comercial, para atender la demanda real para cada una de las horas del día en proceso. El despacho ideal se determina por medio del programa de Despacho económico, el cual se ejecuta todos los días a posteriori al de la operación real del sistema, sin tener en cuenta las restricciones en los sistemas de transmisión y distribución local, para atender la demanda real del sistema y con la disponibilidad comercial calculada en el SIC. El programa de generación resultante se denomina despacho ideal, el cual determina los recursos disponibles de menor precio requeridos para atender la demanda real, sin considerar las restricciones

del Sistema de Transmisión Nacional (STN), de los Sistemas de Transmisión Regional y la de los Sistemas de Distribución Local, existentes en la operación, y considerando las características técnicas de las unidades utilizadas en el despacho económico ejecutado para la operación real del sistema.

#### **1.1.1.2. Cálculo horario de las pérdidas, de la demanda y de la generación real (ver descripción detallada en el Anexo A-1)**

**En el proceso para determinar las demandas, generaciones y pérdidas en el Sistema de Transmisión Nacional a nivel horario se requiere de contadores en los puntos de suministro de los generadores, en las fronteras de grandes consumidores localizados dentro del mercado de otro comercializador, y en las fronteras comerciales entre comercializadores y el Sistema de Transmisión Nacional. Cada contador perteneciente a una frontera comercial identifica a un agente exportador y a un agente importador. El Sistema de Transmisión Nacional es el agente exportador cuando se trata de contadores que miden flujo entre ésta y otra red de menor voltaje y es agente importador cuando el contador mide flujo en sentido contrario.**

La demanda real del sistema horariamente se calcula como la diferencia entre la generación real del sistema y las pérdidas reales en el Sistema de Transmisión Nacional.

##### **1.1.1.2.1. Generación real del sistema**

La generación real del sistema horariamente se calcula como la sumatoria de las generaciones netas medidas a nivel horario para cada uno de los agentes generadores en sus puntos frontera.

La generación de cada agente generador se determina con base en las lecturas de su grupo de contadores. Cuando los contadores no se encuentren en el lado de alta tensión, se debe afectar la medida con el factor de pérdidas de la transformación. En cualquier caso se debe considerar la generación neta, es decir, se debe excluir el consumo propio cuando se toman de su propia generación.

##### **1.1.1.2.2. Pérdidas reales en el Sistema de Transmisión Nacional**

Las pérdidas horarias reales en el Sistema de Transmisión Nacional se calculan como la diferencia entre la sumatoria de las importaciones y exportaciones de energía a nivel horario en los puntos de frontera comercial del Sistema de Transmisión Nacional.

##### **1.1.1.2.3. Mediciones agregadas de comercializadores**

El consumo horario de un comercializador se determina con base en la sumatoria de sus importaciones menos la sumatoria de sus exportaciones en cada una de sus fronteras comerciales a nivel horario. Cuando se tiene un generador embebido en el área delimitada por las fronteras comerciales de un comercializador, esta generación medida se considera como una importación del comercializador. Cuando la generación embebida es mayor que la demanda del área delimitada (el área es exportadora), las pérdidas desde el nivel de tensión donde se encuentra la medida del generador hasta el STN donde se encuentra el comercializador ocasionadas por esa exportación se reflejan como un consumo del generador y se le restan al consumo del comercializador.

Cuando la medición de una demanda de un comercializador se encuentra en un nivel de tensión inferior a 220 kV., las medidas así tomadas se deben multiplicar por uno más el factor de pérdidas correspondiente, para considerar las pérdidas entre el nivel de tensión de la medida y el nivel de tensión del STN.

El factor de pérdidas que se aplica para cada nivel de tensión son los definidos en la resolución de la CREG 002 del 2 de noviembre de 1994 en el artículo 4o. numeral 2 o las resoluciones que la modifiquen, correspondiente a la zona de ubicación del comercializador. En caso que los diferentes agentes involucrados

en una medición a un nivel de tensión menor a 220 kV, acuerden un valor diferente se aplica el factor acordado.

El consumo del comercializador horariamente debe ser incrementado por las pérdidas de referencia en el Sistema de Transmisión Nacional establecidas por la CREG y su asignación se realiza de acuerdo a la metodología establecida por la CREG. Mientras que no se establezcan las pérdidas de referencia y la metodología de asignación, se considerarán las pérdidas de referencia iguales a las pérdidas reales y se asignarán en forma proporcional al consumo horario de cada comercializador.

#### **1.1.1.2.4. Mediciones agregadas del consumo de generadores**

Para todos los generadores se suman las cantidades de energía tomadas del Sistema de Transmisión Nacional y en el caso de los generadores embebidos se agregan además las pérdidas por la energía exportada del generador en la red que lleva esta energía al Sistema de Transmisión Nacional. Es decir, si el valor total de la generación embebida es mayor que la demanda ajustada del comercializador donde se encuentra ubicado el generador, el generador asume las pérdidas ocasionadas en la red de distribución o de transmisión regional de este comercializador por la cantidad de energía no requerida por éste. Por lo tanto, el generador embebido asume las pérdidas necesarias para colocar la energía que exporta en las fronteras comerciales del Sistema de Transmisión Nacional.

1.1.2. Proceso de Asignación de Contratos de Energía a Largo Plazo (ver descripción detallada en el Anexo A-3)

Para cada agente comercializador se asignan horariamente sus contratos registrados ante el Administrador del SIC, en el siguiente orden de prioridades:

- Primero se asignan los contratos que establezcan obligación de suministro y pago de cantidades fijas de energía firme (pague lo contratado), por orden de mérito a partir del contrato de menor precio unitario por MWh.
- Después se asignan los contratos tipo pague lo demandado por orden de mérito a partir del contrato de menor valor.

Un contrato se considera asignado cuando se requiere de él parcial o totalmente para atender el consumo del comercializador al ordenarlos por precios unitarios de menor a mayor. Si dentro del proceso de asignación de contratos existen contratos con igual precio requeridos para atender el consumo, estos contratos se consideran asignados, en forma total los pague lo contratado y en proporción a la cantidad contratada en los pague lo demandado.

Dentro del proceso de asignación de contratos se pueden dar las siguientes circunstancias:

Que los contratos no alcancen para atender el consumo de un comercializador. En este caso la diferencia entre el consumo horario real más las pérdidas de referencia con los contratos asignados se liquidan al precio de la Bolsa de Energía en la hora respectiva.

Que sus contratos asignados por orden de méritos excedan la demanda real más las pérdidas de referencia. En este caso el excedente se remunera al comercializador al precio de la Bolsa de Energía en la hora respectiva.

El cálculo para los generadores se realiza al sumar las cantidades de los contratos respectivos que se hayan asignado a los comercializadores.

Si la sumatoria de las cantidades de energía de los contratos asignados excede la sumatoria de la generación en el despacho ideal de todas las unidades de generación pertenecientes al generador en la hora respectiva, el generador paga ese faltante al precio en la Bolsa de Energía para esa hora.

En caso contrario, el generador recibe por la generación adicional a la cantidad asignada en sus contratos una remuneración correspondiente al producto de la cantidad adicional por el precio en la Bolsa de Energía para esa hora.

Con el Sistema de Transmisión Nacional se evalúa horariamente la diferencia entre las pérdidas de referencia y las pérdidas reales. Los transportadores reciben o pagan a la bolsa la diferencia entre estas pérdidas al precio en la bolsa en la hora respectiva.

También en este proceso, se calculan los pagos para los generadores no despachados centralmente que son agentes del mercado mayorista (generadores), ocasionados por las transferencias de energía de estos agentes, referidos a 220 kV en las fronteras del Sistema de Transmisión Nacional, los cuales se liquidan al precio en la Bolsa de Energía.

#### 1.1.3. Proceso de Determinación de la Disponibilidad Comercial (ver descripción detallada del proceso en el Anexo A-2)

El proceso para la determinación de la disponibilidad a ser utilizada en el SIC, parte de la disponibilidad horaria declarada utilizada en el proceso de redespacho realizado en el CND y definido en el Código de Redes. Esta disponibilidad se actualiza cuando se presentan cambios en las unidades de generación durante la operación real del sistema, con el valor de la disponibilidad media de la hora en que se efectúa el cambio. Para el cálculo de la disponibilidad comercial se consideran los siguientes parámetros técnicos de las unidades de generación: velocidad de toma de carga, rata de descarga, tiempo mínimo de operación, carga sincronizante y tiempo de calentamiento.

##### **1.1.3.1. Disponibilidad para unidades sin falla**

A partir del estado operativo de la unidad de generación se evalúa su potencial de generación real de acuerdo a la capacidad reportada para la hora, considerando los parámetros técnicos de cada unidad. Esta disponibilidad es la que se considera en el despacho ideal.

##### **1.1.3.2. Disponibilidad para unidades con falla**

Se consideran unidades con falla aquellas que tienen un potencial de generación nulo o no confiable. Pero se consideran para el cálculo de disponibilidad aquellas unidades que hayan reportado que están disponibles. El modelaje de su disponibilidad es función de sus parámetros técnicos luego de reportada la superación de la falla, la cual puede ser parcial o total. La disponibilidad determinada por el anterior criterio es la que se considera en el despacho ideal.

#### 1.1.4. Proceso de Cálculo del Precio en la Bolsa de Energía (ver descripción detallada del proceso en el Anexo A-4)

El precio en la Bolsa de Energía representa un precio único para el sistema interconectado en cada período horario y, en condiciones normales de operación, corresponde al precio de oferta incremental más alto de las plantas flexibles programadas en el despacho ideal para la hora de liquidación. Es decir, los precios de oferta de plantas inflexibles no pueden determinar el precio de bolsa.

En condiciones de racionamiento o de intervención de los precios de oferta, el precio en bolsa se determina por procedimientos especiales que se describen más adelante en este Anexo.

#### **1.1.4.1. Identificación de unidades inflexibles**

En la declaración de disponibilidad de los generadores del día anterior al despacho, cada generador notifica la inflexibilidad en la operación de sus unidades generadoras. Sin embargo, durante la ejecución de la operación se puede modificar la inflexibilidad, las cuales pueden ocurrir por:

Una unidad puede estar programada en tal forma que es incapaz de cambiar su generación para suministrar demanda adicional incremental (variación positiva o negativa) del sistema y por lo tanto no entra en el cálculo del Precio en la Bolsa de Energía. (Ej.: Unidades con generación restringida por límites de exportación de áreas o por limitaciones de nivel de embalses o número de unidades en línea).

Una unidad es inflexible cuando por sus características técnicas su generación programada en el despacho ideal para la hora presenta limitantes que origina cambios en el programa de generación en por lo menos una unidad de generación con menor precio de oferta.

Una unidad es inflexible cuando por cualquier condición después del cierre del período de ofertas y antes del período definido para reporte de información al redespacho, el generador modifica su disponibilidad declarada para el despacho económico.

#### **1.1.4.2. Identificación de racionamiento**

El racionamiento de energía se establece por la decisión de efectuar un racionamiento programado de energía de acuerdo a los procedimientos establecidos en el Estatuto de Racionamiento, o por instrucciones del Centro Nacional de Despacho (CND) de llevar a cabo un racionamiento de emergencia.

Para determinar un racionamiento de potencia se procede en la siguiente forma:

Se calcula la demanda máxima para los períodos de liquidación afectados, como la suma de la demanda máxima medida, incrementada con las pérdidas de referencia del Sistema de Transmisión Nacional y con toda la carga no atendida.

Se determina la disponibilidad de generación para los mismos períodos de liquidación.

Si la demanda máxima calculada excede la disponibilidad a utilizar para la determinación del despacho ideal se está en una situación de racionamiento de potencia.

#### **1.1.4.3. Precio horario en la Bolsa de Energía en condiciones normales de operación**

Para determinar el Precio horario en la Bolsa de Energía, se procede en la siguiente forma :

Se identifican todas las unidades generadoras que presentan inflexibilidad, con el propósito de no tener en cuenta sus precios de oferta para la determinación del Precio en la Bolsa de Energía.

El Precio en la Bolsa de Energía se determina como el mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado que han sido programadas para generar en el Despacho Ideal y que no presentan inflexibilidad.

#### **1.1.4.4. Precio en la Bolsa de Energía en condiciones de racionamiento**

Si existe un racionamiento de energía o potencia a nivel nacional el precio en la Bolsa de Energía se determina de la siguiente manera:

Racionamiento de potencia a nivel nacional: el precio en la Bolsa de energía para esa hora corresponde al costo de racionamiento asociado al primer segmento de la función de costo de racionamiento.

Racionamiento de energía a nivel nacional: el precio en la Bolsa de energía para esa hora es el valor correspondiente en la función de costo de racionamiento de acuerdo con el racionamiento declarado.

#### **1.1.4.5. Precio en la Bolsa de Energía en condiciones de intervención de precios de oferta**

En las condiciones de intervención de precios de oferta establecidas en el Código de Operación del Código de Redes, el precio horario en la bolsa de energía se determina de acuerdo al procedimiento para condiciones normales de operación, pero teniendo en cuenta los precios intervenidos de oferta para las plantas de generación hidroeléctrica con embalse definidos en el Código de Operación.

1.1.5. Proceso de Cálculo de Desviaciones y Penalización (ver descripción detallada del proceso en el Anexo A-5)

El proceso de cálculo de penalizaciones se realiza diariamente para cada uno de los períodos horarios, aplicándose a los generadores que no se definan para la hora en proceso como reguladores del sistema, de la siguiente manera:

Para aquellos generadores diferentes a los que participan en regulación, que se desvíen del despacho programado horario (resultado del Redespacho) en una franja de tolerancia definida como el (5 %) de la generación en cada planta o unidad, se afectan sus transacciones comerciales de la siguiente manera:

Si la planta de generación o la unidad, según la oferta, generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado para la hora en proceso, debe retribuir por liquidación de penalizaciones a la bolsa de energía el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de bolsa para esa hora.

Durante el primer semestre de 1996 la CREG expedirá una resolución con el procedimiento para que los transportadores efectúen el cobro asociado a las restricciones por transmisión, de modo que el dinero que se determine horariamente en la bolsa de energía por penalizaciones corresponderá a los transportadores. Mientras se establece este procedimiento, el dinero que horariamente se determine en la bolsa de energía por penalizaciones corresponde a los comercializadores.

1.1.6. Proceso de Cálculo de las Restricciones de Transmisión (ver descripción detallada del proceso en el Anexo A-5)

Para evaluar el costo de las restricciones en el Sistema de Transmisión Nacional, en los sistemas de Transmisión regional y en los de distribución local, se consideran los precios de oferta de los generadores térmicos e hidráulicos y las diferencias entre la generación real y la generación en el despacho ideal, y se procede de la siguiente manera:

Se calcula la diferencia entre la generación real y la generación en el despacho ideal para cada unidad de generación o planta, de acuerdo con la oferta presentada.

Si la diferencia es positiva, los transportadores pagan la diferencia al precio de oferta del generador, y el generador recibe una suma igual.

Si la diferencia es negativa, el generador paga la diferencia valorada a su precio de oferta, y los transportadores reciben una suma igual.

Durante el primer semestre de 1996 la CREG expedirá una resolución con el procedimiento para que los transportadores puedan recuperar el costo asociado a las restricciones por transmisión. Antes de la vigencia de dicha resolución, el costo asociado con las restricciones de transmisión se asignará a los agentes comercializadores en proporción a su demanda horaria.

## **2. INFORMACIÓN A SUMINISTRAR EN EL MERCADO MAYORISTA**

Todo agente debe reportar la información requerida y con la periodicidad definida en el Código de Redes, y de manera adicional la siguiente:

- En los contratos de energía a largo plazo se debe suministrar información suficiente para determinar hora a hora las cantidades de energía exigibles bajo estos contratos y los precios respectivos, tipo de contrato y período de vigencia del contrato.
- Los comercializadores deben presentar la información de curvas típicas de demanda a nivel horario en la forma solicitada por el Administrador del SIC, cada vez que se presenten cambios significativos o cuando se efectúen nuevas mediciones.
- Los generadores deben reportar diariamente al Administrador del SIC la generación horaria de cada una de sus plantas hidráulicas y de las unidades térmicas correspondiente al día anterior, antes de las 8 horas del día en curso, medida en los contadores que para el efecto se tienen dispuestos en sus fronteras.
- Los comercializadores deben reportar diariamente al Administrador del SIC la demanda horaria en cada una de sus fronteras correspondiente al día anterior, antes de las 16 horas del día en curso, medida en los contadores que para el efecto se tienen dispuestos en sus fronteras.

Todos los agentes del mercado mayorista tienen acceso a la consulta de las especificaciones funcionales del software del SIC.

El Administrador del SIC propondrá los sistemas de seguridad, y las formalidades que considere necesarias, para identificación de las personas autorizadas, claridad en el alcance de las instrucciones que se den al Administrador del SIC, y oportunidad de las comunicaciones.

El Administrador del SIC realiza el proceso de liquidación a más tardar un día hábil después del recibo de todas las mediciones de energía en las diferentes fronteras comerciales.

El Administrador del SIC suministrará la información que soporta todos los ítems de las facturas y de las liquidaciones

El Administrador del SIC debe enviar a cada agente su información asociada, con la resolución señalada a continuación:

Soporte de Factura y Orden de Pago - Diario con resolución horaria

Soporte de Factura y Orden de Pago - Mensual con resolución diaria

Despacho real de cada contrato de energía a largo plazo por el vendedor y el comprador - Diario con resolución horaria

Despacho real de cada contrato de energía a largo plazo por el vendedor y el comprador - Mensual con resolución diaria

Reporte general de las transacciones por cada Agente - Diario con totales diarios

Reporte general de las transacciones por cada Agente - Mensual con totales mensuales

Reporte de lecturas crudas de contadores - Diario con resolución horaria

Reporte de energía de contadores - Diario con resolución horaria

Reporte de desviaciones y restricciones por Agente - Diario con resolución horaria

Reporte de disponibilidad comercial por Agente - Diario con resolución horaria

Reporte de desviaciones y restricciones por Agente - Mensual con resolución diaria

Demanda real de energía y potencia por Agente - Diario con resolución horaria

Demanda real de energía por Agente - Mensual con resolución diaria

Demanda, Generación y Pérdidas acumuladas por Agente - En un rango de tiempo menor a tres meses

**JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO**  
Presidente

**EVAMARIA URIBE TOBON**  
Director Ejecutivo

## ANEXO A-1

### FUNCION DE DEMANDA AGREGADA Y PERDIDAS

#### **FUNCION : Demandas Agregadas y Pérdidas - SICDEMA**

Esta función calcula la demanda real de cada comercializador involucrado en el proceso comercial (DmAc), calcula la demanda de cada área operativa (DmAe) necesaria para la Programación SIC (despacho ideal), evalúa las pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y distribuye estas pérdidas entre los comercializadores (PdrAc).

La demanda de los comercializadores y de cada área operativa se evalúa con base en las lecturas de sus contadores asociados. Cada contador perteneciente a una frontera comercial identifica a un agente exportador (IdSbmEx) y a un agente importador (IdSbmIm). El STN es el agente exportador cuando se trata de contadores que miden flujo entre ésta y otra red de menor voltaje y es agente importador cuando el contador mide flujo en sentido contrario.

Cada contador representa una medida de energía (MWh con dos cifras decimales) en el punto de medición. También, cada contador tiene asociado un factor (FacPdCtr), con base en el cual se podrá reflejar esta medida al nodo del STN mas cercano. Si el contador está localizado sobre el STN, este factor será igual a 1.0.

Con la evaluación de estos contadores se pueden obtener los valores independientes de demanda de energía de cada comercializador, los consumos de los agentes productores (generadores que toman energía de fuentes diferentes a la propia), generaciones de los generadores y demandas de las áreas operativas. En estos valores de demandas y generaciones están incluidas las pérdidas en las redes con niveles de tensión inferiores a 220 kV.

Las pérdidas en el STN se calculan con base en todos los contadores ubicados en fronteras comerciales, en los cuales el STN está involucrado como agente exportador o agente importador.

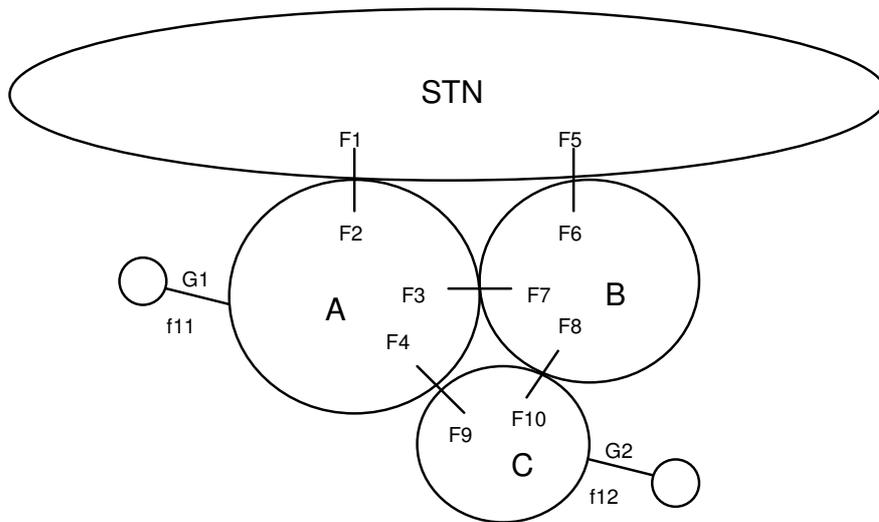
Para propósitos del SIC, la energía correspondiente a importaciones provenientes de agentes exportadores externos (Internacionales), a través de enlaces de interconexión, se consideran como generación medida en el punto de interconexión.

Así mismo, la energía correspondiente a exportaciones con destino a agentes importadores externos a través de enlaces de interconexión, se considera como demanda del agente nacional que lo representa en ese punto de interconexión.

Cada comercializador asume en proporción a su demanda, una parte de las pérdidas de energía en el STN.

Una vez evaluada la distribución de pérdidas, se calcula la Demanda comercial de cada comercializador como la suma de la demanda propia (medida en sus fronteras) y su participación en las pérdidas del STN.

El cálculo de las demandas de comercializadores, el tratamiento de las pérdidas de distribución y el tratamiento de la generación embebida es el siguiente :



Donde :

A, B, C, G1 y G2 : Generadores y comercializadores

Un comercializador está delimitado por un conjunto de fronteras comerciales entre las cuales se identifican fronteras de intercambio y fronteras de generación. Entre las fronteras de intercambio se identifican las fronteras con el STN, con base en las cuales se calculan las pérdidas de ésta red.

F1 : Energía exportada por A hacia la STN

F2 : Energía importada por A desde la STN

F3 : Energía importada por A desde B

F7 : Energía exportada por A hacia B

G1 : Energía exportada por el Generador-1

F11 : Energía importada por el Generador-1 (Demanda de G1)

G2 : Energía exportada por el Generador-2

F12 : Energía importada por el Generador-2 (Demanda de G2)

Entonces :

$DMA = G1 + (F2+F3+F4) - (F1+F7+F9)$  : Demanda no ajustada de A

$DMB = (F6+F7+F8) - (F3+F5+F10)$  : Demanda no ajustada de B

$DMC = G2 + (F9+F10) - (F4+F8)$  : Demanda no ajustada de C

$DMG1 = f11$  : Demanda no ajustada de G1

$DMG2 = f12$  : Demanda no ajustada de G2

La demanda calculada de esta manera incluye el total de pérdidas en la red de transporte a nivel de tensión menor de 220 Kv. El comercializador debe asumir las pérdidas en niveles de tensión menores al STN asociadas a su demanda. Si para atender la demanda de un comercializador se pasa por las fronteras comerciales de otro comercializador, las pérdidas ocasionadas por este intercambio en las redes de transporte en que se encuentra el comercializador exportador deben ser asumidas por el comercializador importador en cada frontera.

Con base en lo anterior, la demanda de los comercializadores debe ser ajustada de la siguiente manera :  
Cada uno de los flujos medidos en fronteras diferentes al STN entre comercializadores y consumos de generadores embebidos, debe ser referido a las fronteras del STN, aplicando factores mayores que 1.0. La diferencia entre el valor referido y el valor medido refleja las pérdidas en redes diferentes al STN asociadas a esta energía.

Cada una de estas medidas identifica o relaciona a dos comercializadores, un importador y otro exportador. Las pérdidas que esta energía ocasiona en las redes donde se encuentra el comercializador exportador se suman a la demanda del comercializador importador y se resta de la demanda del exportador en cada frontera. De esta manera se mantiene el balance de pérdidas en estas redes y por lo tanto de la demanda. En el caso del ejemplo anterior el tratamiento es el siguiente :

<u>MEDIDAS REFERIDAS</u>	<u>PÉRDIDAS ASOCIADAS</u>
$F3R = @3 * F3$	$F3P = F3R - F3$
$F4R = @4 * F4$	$F4P = F4R - F4$
$F7R = @7 * F7$	$F7P = F7R - F7$
$F8R = @8 * F8$	$F8P = F8R - F8$
$F9R = @9 * F9$	$F9P = F9R - F9$
$F10R = @10 * F10$	$F10P = F10R - F10$
$f11R = @11 * f11$	$f11P = f11R - f11$
$f12R = @12 * f12$	$f12P = f12R - f12$

Donde @ i : Factor mayor que 1 para referir la medida al nodo del STN mas cercano

#### DEMANDAS AJUSTADAS

$$DMAa = DMA + (F3P + F4P) - (F7P + F9P + f11P)$$

$$DMBa = DMB + (F7P + F8P) - (F3P + F10P)$$

$$DMCa = DMC + (F9P + F10P) - (F4P + F8P + f12P)$$

$$DMG1a = DMG1 + f11P$$

$$DMG2a = DMG2 + f12P$$

#### GENERACION EMBEBIDA

Cuando la frontera que relaciona a un generador con un comercializador está ubicada sobre una red diferente al STN, se dice que esa unidad de generación está embebida en el comercializador.

La generación embebida (G1 en A y G2 en C) tienen el siguiente tratamiento :

El comercializador anfitrión asumirá las pérdidas asociadas a la parte de la generación embebida en su sistema y que él requiera para atender su demanda, es decir, esta parte de la generación le será reconocida al generador en su punto de medida (lado de alta del transformador del generador).

De otro lado, si el valor total de la generación embebida es mayor que la demanda ajustada del comercializador anfitrión, el generador asumirá las pérdidas ocasionadas en la red donde se encuentra el comercializador anfitrión, asociadas a la energía no requerida por éste. Esto es equivalente a decir que el generador asume las pérdidas necesarias para colocar el excedente de su generación en las fronteras del STN.

Por lo tanto, en el ejemplo anterior esto se aplica de la siguiente manera :

SI (  $G1 > DMAa$  ) Entonces :

$$G1P = @1 * (G1 - DMAa) \quad : \text{Pérdidas en las redes de A asociadas al excedente de generación}$$

$$DMAa = DMAa - G1P \quad : \text{Redefinición de la demanda ajustada}$$

$$DMG1a = DMG1a + G1P \quad : \text{Demanda del Generador ajustada}$$

FIN – SI

Donde @1 : Factor menor que 1.0 para calcular las pérdidas en la red interna de A, debido al excedente de generación no requerido por este sistema.

Al generador 2 se le aplica un procedimiento similar.

Cuando hay mas de un generador embebido y hay exportaciones, a cada generador se le asigna un valor proporcional a su generación medida.

Estos valores de demandas y generaciones ajustadas serán los utilizados posteriormente como demandas y generaciones reales en los módulos de balances de contratos, evaluación de compras y ventas a la Bolsa y en los procesos de reconciliación y penalización.

## PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Para evaluar las pérdidas reales en el STN es necesario contar con medidas en todos los puntos donde se relaciona esta red con niveles de tensión mas bajos a través de transformadores, es decir, todos los puntos de medida en los que el STN esta involucrado como área exportadora o área importadora.

El total de pérdidas en el STN está definido como la sumatoria de las inyecciones de energía al STN (flujos de baja a alta tensión), menos la sumatoria de los flujos que salieron del STN (flujos de alta a baja tensión).

## FORMULACIÓN GENERAL

Energía medida por cada contador :

$$EgCtr_{ih} = FacCtr_i * FacPdCtr_i * (LeCtr_{ih} - LeCtr_{i(h-1)})$$

$$ImAg_{jh} = \hat{a} EgCtr_{ih} \quad \text{Para todos los Contadores en los que el Ag-j es importador}$$

$$ExAg_{jh} = \hat{a} EgCtr_{ih} \quad \text{Para todos los Contadores en los que el Ag-j es exportador}$$

Demanda y Generación de cada Agente :

Si el Agente es un comercializador Entonces :

$$DmAg_{ih} = ImAg_{ih} - ExAg_{ih}$$

Si el Agente es Autoprodutor (Consumidor y exportador a la vez) y su  $DmAg < 0$  Entonces :

$$GenAg_{ih} = DmAg_{ih}$$

$$DmAg_{ih} = 0$$

Si el Agente es un Generador Entonces :

$$DmAg_{ih} = ImAg_{ih}$$

$$GenAg_{ih} = ExAg_{ih}$$

Análisis de la Generación embebida

Para todos los generadores embebidos en el mismo Agente comercializador se realiza el siguiente análisis :

$$DifDem_{jh} = (\sum Gen_{kh}) - DmAg_{jh} \quad \text{Donde los Gen-k están embebidos en el Ag-j}$$

Si  $(DifDem_{jh} > 0)$  Entonces :

$$PrdGen_{ih} = FacPdGen_i * DifDem_{jh} * GenAg_{ih} / \sum Gen_{kh}$$

$$DmGen_{ih} = DmGen_{ih} + PdrGen_{ih}$$

$$DmAg_{jh} = DmAg_{jh} - PdrGen_{ih}$$

Pérdidas reales del STN

$$ImSTN_h = \sum EgCtr_{ih} \quad \text{Para todos los Contadores en los que el STN es importador}$$

$$ExSTN_h = \sum EgCtr_{ih} \quad \text{Para todos los Contadores en los que el STN es exportador}$$

$$PrdSTN_h = ImSTN_h - ExSTN_h \quad \text{Para todos los Contadores en los que el STN es importador}$$

TRATAMIENTO DE LAS PERDIDAS DEL STN EN EL SIC.

Las pérdidas de referencia para el STN, se asignan en forma proporcional al consumo horario de cada comercializador.

**JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO**  
Presidente

**EVAMARIA URIBE TOBON**  
Director Ejecutivo

## ANEXO A-2

### FUNCION DE DISPONIBILIDAD

El objetivo es calcular la disponibilidad comercial, la cual es utilizada para ejecutar el despacho ideal.

A partir de la disponibilidad real y de la disponibilidad declarada se calcula la disponibilidad comercial..

La disponibilidad real corresponde a la disponibilidad promedio calculada a partir de la fecha de los eventos que modifican la disponibilidad de las unidades de generación de los generadores ( AAAA.MM.DD.HHMM) asi como de la disponibilidad reportada al CND al ocurrir el cambio de estado de una unidad

Se Identifican varios procesos dependiendo del estado de la máquina. Uno para unidades en falla, otro para unidades sin falla y un tercero para indisponibilidades parciales.

### CONSIDERACIONES

El SIC dispone de la siguiente información :

- Disponibilidades reales horarias  $AA_{i,p}$ , evaluadas por el CND a partir de los eventos y cambios de estados de generación reportados por los sistemas y que no consideran variables tales como tasas de toma de carga, tiempos requeridos para que la máquina pase de frío a caliente, etc. y tienen en cuenta si la indisponibilidad fue ocasionada por fallas externas a la máquina. ( CND ordeno el disparo o el disparo se ocasionó por fallas en el sistema de transmisión, o su salida fue ocasionada por un evento de generación en otra unidad del sistema ).
- Banderas asociadas a nivel horario del estado de la unidad, tales como : Estado = (i : Indisponible, D: Disponible) y Tipo de Falla ( TF = “Interna” o TF = “Externa” )
- Variables intermedias para el cálculo de disponibilidad, utilizadas el día o días anteriores  $SUAA_{i,p}$ .
- Generaciones reales a nivel horario.  $AA_{i,p}$
- Disponibilidad Declarada a nivel horario.  $SAA_{i,p}$
- Disponibilidad Comercial a nivel horario.  $SRAA_{i,p}$

Velocidad de toma de carga.  $LR_j$

Carga Sincronizante.  $SR_j$

Capacidad Efectiva neta de la máquina.  $GUMC_i$

Tfrio\_caliente : Tiempo minimo requerido para sincronizar una unidad al sistema luego de superada una falla.

### PROCEDIMIENTO

**Descripción :**

Se parte de la disponibilidad real para todas las unidades y todos los periodos horarios.

Se chequea la disponibilidad y el estado de la unidad en el período horario analizado.

- Si la unidad esta disponible se valida si en los períodos previos la unidad tiene activada la bandera de falla. Los períodos previos analizados son tales que estan comprendidos entre el período analizado y un tiempo requerido para que la unidad pase de frío a caliente mas una hora adicional.

Si se encuentra la bandera de falla activada en los periodos previos, recalcula la disponibilidad desde el periodo siguiente al de falla ( k+1 ) hasta el periodo actual así :

si ( p - k ) <= Tfrio\_caliente  
 La disponibilidad Comercial será  
 $SUAA_{i,p} = 0$   
 $SAA_{i,p} = 0$   
 $SRAA_{i,p} = 0$

si ( p - k ) > Tfrio\_caliente  
 La disponibilidad comercial será  
 $SUAA_{i,p} = ( SR_j + LR_j )$   
 $SRAA_{i,p} = ( SR_j + LR_j ) / 2$

Si la disponibilidad calculada es mayor que la disponibilidad declarada, la disponibilidad comercial se iguala a la Diponibilidad declarada y se chequea contra la capacidad efectiva neta máxima de la maquina.

Si  $SRAA_{i,p} > SAA_{i,p}$   
 $SRAA_{i,p} = SAA_{i,p}$   
 Si  $SRAA_{i,p} > GUMC_i$   
 $SRAA_{i,p} = GUMC_i$   
 $SUAA_{i,p} = GUMC_i$

Si la unidad está indisponible ( Bandera de falla activada y Tipo de Falla = “Interna” Disponibilidad real 0 )  
 $SRAA_{i,p} = 0$

Si la unidad está indisponible ( Bandera de falla activada y Tipo de Falla = “Externa” )  
 $SRAA_{i,p} = SRAA_{i,p-1}$  ( Disponibilidad comercial previa a la falla)

- Si la unidad no esta en falla según la disponibilidad real  
 $SUAA_{i,p} = AA_{i,p}$   
 $SRAA_{i,p} = AA_{i,p}$   
 Si  $SAA_{i,p} < SRAA_{i,p}$   
 $SRAA_{i,p} = SAA_{i,p}$

- En todos los casos cuando se observa un cambio de disponibilidad al pasar la unidad de un valor de disponibilidad diferente de cero a otro también diferente de cero.

Si la disponibilidad se reduce (  $AA_{i,p} < SRAA_{i,p-1}$  )  
 $SRAA_{i,p} = AA_{i,p}$

Si la disponibilidad declarada es mayor que la disponibilidad real

$$\begin{aligned} \text{Si } SAA_{i,p} > AA_{i,p} \\ \mathbf{SRAA_{i,p} = AA_{i,p}} \end{aligned}$$

Si la disponibilidad declarada es menor que la disponibilidad real

$$\begin{aligned} \text{Si } SAA_{i,p} < AA_{i,p} \\ \mathbf{SRAA_{i,p} = SAA_{i,p}} \end{aligned}$$

**Cuando se incrementa la disponibilidad ( Para  $AA_{i,p} > SRAA_{i,p-1} > 0$  )**

Para incrementos de disponibilidad se recalcula la disponibilidad del periodo a partir de la disponibilidad de la variable intermedia en el periodo (i-1) y considerando la rata de toma de carga, y se valida con la disponibilidad Declarada.

$$\begin{aligned} SUAA_{i,p} &= SUAA_{i,p-1} + LR_i \\ \mathbf{SRAA_{i,p} = (SUAA_{i,p-1} + SUAA_{i,p})/2} \end{aligned}$$

Si la disponibilidad calculada es mayor que la disponibilidad Declarada  $AA_{i,p}$

$$\mathbf{SRAA_{i,p} = SAA_{i,p}}$$

**JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO**  
Presidente

**EVAMARIA URIBE TOBON**  
Director Ejecutivo

**ANEXO A-3****FUNCION LIQUIDACION DE TRANSACCIONES****FUNCION : Liquidación de transacciones – SICLIQU**

Esta función tiene por objeto lo siguiente :

Asignar los contratos de energía a largo plazo entre los generadores y comercializadores registrados ante el Administrador del SIC, de acuerdo con las condiciones de la demanda comercial (Demanda real afectada con pérdidas internas y pérdidas del STN).

Determinar los pagos en la Bolsa correspondientes a las compraventas de energía de los comercializadores cuando se presentan diferencias entre sus contratos de energía a largo plazo y la demanda real.

Calcular los pagos o recibos de dinero para los miembros que representan las interconexiones internacionales, debidos a las transferencias de energía que se presentan a través de los enlaces internacionales de interconexión.

Determinar los pagos a efectuar a los generadores registrados ante el Administrador del SIC que no están despachados centralmente, por concepto de energía generada y no contratada.

Determinar los pagos y cobros a los generadores por concepto de desviaciones del programa y por las compras o ventas a la bolsa de energía.

**DEFINICIONES**

**Pague lo contratado :** Tipo de contrato en el que el comercializador se compromete a pagar toda la energía contratada, independiente de que esta sea consumida o no. Si el consumo es mayor que la energía contratada, la diferencia se paga al precio de la Bolsa. Si el consumo es menor que la energía contratada, este excedente se le paga al comercializador al precio de la Bolsa.

**Pague lo contratado - condicional :** Tipo de contrato, que en caso de ser despachado, tiene el tratamiento que se le da a un contrato tipo 'Pague lo contratado'. Este contrato solo se despacha si, con base en el precio (orden de méritos), se requiere total o parcialmente para atender la demanda del comercializador.

**Pague lo demandado :** Tipo de contrato en el que el agente comprador solamente paga (a precio de contrato) su consumo, siempre y cuando éste sea inferior o igual a la cantidad de energía contratada (Tope máximo). Si el consumo es superior, la diferencia se liquida al precio de la Bolsa.

**Demanda comercial :** Corresponde al valor de la demanda real del comercializador, afectada con las pérdidas en las redes de transmisión regional o de distribución local y las pérdidas del STN.

Para cada **comercializador**, independiente de los tipos de contrato de energía a largo plazo que haya suscrito y en cada período tarifario se realiza el siguiente proceso:

- Se toma como base su demanda comercial calculada.
- Se ordenan todos sus contratos en la siguiente forma : primero se ordenan por orden de precio todos los contratos del tipo "Pague lo Contratado" y "Contratado Condicional", a continuación se ubican también en orden ascendente de precios los contratos del tipo "Pague lo demandado".

- Se determinan los contratos necesarios para satisfacer la demanda real del comercializador (demanda comercial), en el orden descrito anteriormente.
- Si la suma de todos los contratos del comercializador es menor o igual a la demanda comercial, entonces todos los contratos se consideran asignados.
- Si los contratos no cubren su demanda real el comercializador paga la diferencia al precio de la Bolsa en la bolsa de energía.
- Si hay contratos del tipo "Pague lo contratado condicional" que, de acuerdo con el ordenamiento inicial, no fueron requeridos para atender la demanda, estos no se consideran despachados.
- Los contratos tipo "Pague lo contratado" siempre se consideran asignados y si la suma de éstos supera la demanda comercial, el comercializador recibe un pago por la diferencia liquidada al precio de la Bolsa.
- Si hay uno o mas contratos tipo "Pague lo demandado" del mismo precio que conlleven a superar la demanda comercial, entonces se determina la porción de cada contrato asignada en forma proporcional a las magnitudes de los contratos.
- Para todos los Agentes generadores involucrados se recalcula el volumen real de contratos despachados, restando el excedente de contratos tipo "Pague lo demandado" no entregados.

Para los **generadores** y para cada período de liquidación, los contratos asignados y las compras o ventas a la Bolsa se determinan en la siguiente forma :

- Con base en la programación SIC (despacho ideal), se determina el despacho ideal de cada generador (sumatoria de sus unidades).
- Se compara el despacho ideal de cada generador con el total de sus contratos despachados (asignados)
- Si el volumen total de los contratos es mayor que la generación total ideal para el generador, éste es responsable de pagar esta diferencia al precio de la Bolsa.
- Si el volumen total de los contratos es menor que la generación ideal para el generador, éste recibirá un pago correspondiente a la diferencia, liquidada al precio de la Bolsa.

Los **generadores** no despachados centralmente y registrados ante el SIC no se consideran para propósitos de fijar el Precio en la bolsa de energía; sin embargo, la parte de su generación inyectada al sistema (no contratada) debe ser pagada al Precio de la energía en la Bolsa.

Los **consumos de los generadores** y en general la energía que aparece como demanda de los mismos se liquida al precio de la energía en la Bolsa.

**JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO**  
Presidente

**EVAMARIA URIBE TOBON**  
Director Ejecutivo

## ANEXO A-4

### FUNCION PRECIO EN LA BOLSA DE ENERGIA

#### **FUNCION Precio en la bolsa de energía - SICPREC.**

Esta función calcula el Precio en la bolsa de energía a partir del despacho ideal, el cual representa un precio único para el sistema en cada período horario, sin considerar los precios de oferta de plantas inflexibles, y corresponde al costo más alto de la planta flexible programada para generar en el despacho ideal en el período de liquidación. El precio en la bolsa de energía se eleva al costo de racionamiento en presencia de déficits de potencia o energía de nivel nacional.

La función SICPREC realiza los siguientes procesos :

**Identificación de plantas inflexibles :** En la declaración del día anterior al despacho, cada generador notifica las inflexibilidades en la operación de sus unidades generadoras. Sin embargo, durante el proceso de ejecución de la programación SIC, pueden aparecer inflexibilidades adicionales, las cuales pueden ocurrir por las siguientes causas :

Una unidad puede estar programada en tal forma que es incapaz de cambiar su generación para suministrar demanda adicional incremental (variación positiva o negativa) del sistema y por lo tanto no entra en el cálculo del Precio en la Bolsa de Energía. (Ej.: Unidades con generación restringida por límites de exportación de áreas o por limitaciones de nivel de embalses o número de unidades en línea).

Una unidad es inflexible cuando por sus características técnicas su generación programada para la hora presenta limitantes que origina cambios en el programa de generación en por lo menos una unidad de generación con menor precio de oferta.

Una unidad es inflexible cuando por cualquier condición después del cierre del período de ofertas y antes del período definido para reporte de información al redespacho, el generador modifica su disponibilidad declarada para el despacho económico.

**Identificación de Racionamiento :** La identificación del racionamiento es un elemento clave en la determinación del Precio en la bolsa de energía; así mismo, es importante identificar si el racionamiento es de energía o de potencia.

El principio para determinar el precio en la bolsa de energía en presencia de racionamiento de energía se procede así : Si la bandera de racionamiento ha sido fijada debido a una instrucción de racionamiento preventivo o de racionamiento de emergencia, el precio en la bolsa de energía se eleva al valor del costo de Racionamiento.

Para determinar un racionamiento de potencia a nivel nacional se procede en la siguiente forma:

- se calcula la demanda pico para los periodos de liquidación afectados ( aquellos en los que la bandera de demanda no atendida ha sido fijada ) como la suma de la demanda pico medida, ajustada con las pérdidas del sistema de transmisión y toda la demanda no atendida.
- se determina la disponibilidad de generación para los mismos periodos de liquidación.
- si la demanda pico excede la generación disponible en la programación SIC, entonces el Precio en la bolsa de energía se hace igual al Costo de Racionamiento asociado al primer segmento de la función costo de racionamiento.

En caso de estar en una situación de racionamiento de energía a nivel nacional para la hora en proceso, el precio en la bolsa de energía es el valor correspondiente en la función de costo de racionamiento de acuerdo con el racionamiento declarado.

**Determinación del Precio en la bolsa de energía** : Para determinar el Precio en la bolsa de energía se procede en la siguiente forma :

Se verifica si existe racionamiento de energía o de potencia, en cuyo caso el precio en la bolsa de energía es el definido en caso de racionamiento.

En caso contrario:

Se identifican todas las unidades generadoras que presentan inflexibilidad, con el propósito de no tener en cuenta sus precios de oferta para la determinación del Precio en la Bolsa de Energía.

El Precio en la Bolsa de Energía se determina como el mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado que han sido programadas para generar en el Despacho Ideal y que no presentan inflexibilidad.

La oferta de precios en la bolsa se hará de acuerdo con la Resolución CREG-055 de 1994. Sin embargo, para verificar si las cotizaciones de los generadores siguen el criterio definido en la resolución mencionada, la Comisión tomará en cuenta que los precios ofertados serán flexibles e incluirán el efecto de la incertidumbre y las diferencias de percepción de riesgos de los generadores.

**JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO**  
Presidente

**EVAMARIA URIBE TOBON**  
Director Ejecutivo

## ANEXO A-5

### FUNCION RECONCILIACION

#### FUNCION : Reconciliación - SICRECO

Esta función tiene por objeto efectuar la compensación (positiva o negativa) que se debe aplicar a los Generadores para cada uno de sus recursos ofertados, debido a las diferencias entre el despacho ideal, con base en el cual se atienden los contratos de energía a largo plazo y la generación real

De otro lado, también se cuantifica la desviación que presentan los Generadores de su generación real, con respecto a su generación programada (dada en el Redespacho) por cada recurso ofertado, la cual genera un cobro al generador, si este generador no ha participado como regulador ante el CND en la hora en proceso y se encuentra por fuera de un rango de tolerancia previamente determinado.

La diferencia entre el despacho ideal y el despacho programado representa los sobrecostos inevitables de la operación al tener en cuenta las restricciones normales o eventuales del Sistema Interconectado Nacional (restricciones eléctricas, reserva rodante, reserva para regulación de frecuencia y tensión, etc. ).

Puesto que la asignación de contratos de energía a largo plazo y las transacciones de energía en la bolsa para satisfacer la demanda, se realizan con base en el despacho ideal, es necesario evaluar la compensación (positiva o negativa) que se debe hacer a los generadores, ya que ellos generan de acuerdo con el despacho programado por el CND, con las restricciones.

Esta compensación en cada caso, se paga al precio de reconciliación, que está definido como el precio de oferta horario de cada recurso.

Adicionalmente y como un subproducto de esta operación, también se determinan los sobrecostos operativos por las restricciones, calculados como la sumatoria algebraica de los pagos y cobros de reconciliación.

#### CALCULO DE LA RECONCILIACIÓN

- Si para un generador su producción real excede a la generación del despacho ideal, la cuenta de éste por restricciones se incrementará y la de restricciones del sistema se decrementará, con el valor correspondiente a esta diferencia, liquidada al precio de reconciliación del generador.

$$REC = PR * (G.Real - G.Ideal)$$

- Si para un generador su producción real es inferior a la generación del despacho ideal, la cuenta de éste por restricciones se decrementará y la de restricciones del sistema se incrementará, con el valor correspondiente a esta diferencia, liquidada al precio de reconciliación del generador.

$$REC = PR * (G.Ideal - G.Real)$$

#### CALCULO DE LA DESVIACIÓN

- Si la generación real esta por fuera de la banda del 5 % aplicada al despacho programado de cada unidad o planta ofertada, el generador deberá retribuir a la cuenta por penalizaciones el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de la bolsa.

$$DSV = |(PP - PR)| * |(G.Real - Gprog)|$$

- Si la generación real esta dentro de la banda de tolerancia, a las unidades o plantas ofertadas de este generador no se le evalúa su desviación. Asi mismo, tampoco se evalúa la desviación si la unidad de generación o planta de acuerdo con la oferta, participó como regulador en la operación del sistema.

donde :

PR : Precio de Reconciliación (\$/MWh)

PP : Precio del Pool (\$/Mwh)

G.Real : Generación Real (Mwh)

G.Prog : Generación Programada (Mwh)

G.Ideal : Generación Ideal (MWh)

REC : Reconciliación (\$)

DSV : Desviación (\$)

#### **RECONCILIACIÓN Y PENALIZACIONES**

La sumatoria de los pagos de reconciliación - SUM (REC) y de la sumatoria de las penalizaciones SUM (DSV), se repartirán de acuerdo a lo definido en el Anexo A numeral 1.1.5. y 1.1.6. de ésta resolución.

**JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO**

Presidente

**EVAMARIA URIBE TOBON**

Director Ejecutivo

## **ANEXO B**

### **PROCEDIMIENTOS DE LIQUIDACION DE CUENTAS**

#### **1. FACTURACIÓN, COBRANZAS Y LIQUIDACIÓN DE LOS CONTRATOS DE ENERGÍA**

Este proceso es ejecutado por los agentes participantes en cada contrato. El Administrador del SIC reporta a los contratantes, para cada contrato, la relación del contrato asignado horariamente, el cual sirve como soporte para el proceso de facturación entre los contratantes.

La información de las cantidades asignadas en los contratos se reporta a la CREG cuando esta la solicite.

Los contratos de energía son contratos entre generadores y comercializadores, y por lo tanto la facturación, forma de pago y cobro deben ser convenidos entre las partes y no son responsabilidad del Administrador del SIC.

#### **2. FACTURACIÓN, COBRANZAS Y LIQUIDACIÓN EN LA BOLSA DE ENERGÍA**

El proceso de facturación correspondiente a las transacciones en la Bolsa de Energía se realiza mensualmente dentro de los primeros diez (10) días hábiles del mes siguiente. A este efecto el Administrador del SIC actúa como mandatario, interviniendo en los procesos de emisión de facturas, liquidaciones y cobranzas por cuenta y orden de los agentes del mercado mayorista, según los procedimientos definidos en la presente resolución.

En caso que el Administrador del SIC no expida las facturas y liquidaciones correspondientes dentro del plazo estipulado, se reportará a la CREG este incumplimiento para que determine las acciones correspondientes.

Dado que las transacciones en la Bolsa de Energía no están determinadas entre los diferentes agentes, para las deudas que cada agente tenga con el resto de los participantes en las transacciones de cada mes se aplica el criterio de proporcionalidad.

Este sistema de facturación implica que cada comprador en el mercado es deudor para con cada agente que resulte vendedor, en forma proporcional a su participación en las compras. Este sistema centralizado asegura que los pagos se efectúen e imputen guardando el criterio de proporcionalidad, conforme a que los deudores paguen sus deudas.

Por lo tanto, el Administrador del SIC administra el sistema de cobranzas centralizado y el sistema de abono de deudas asociado a las transacciones en la Bolsa de Energía.

El caso de rechazo o glosa de la factura o liquidación, la empresa deberá notificarlo por escrito dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de recibo de la factura.

La factura o liquidación se podrá rechazar únicamente en los casos de tachaduras, enmendaduras, facturas presentadas en fotocopias o inexistencia de documentos soporte.

En caso de que el rechazo de la factura sea procedente, inmediatamente se refacturará con las correcciones solicitadas.

La factura o liquidación se podrá glosar cuando se presenten errores aritméticos, fecha de vencimiento incorrecta y conceptos incorrectos. Se debe señalar claramente el valor y la razón por la cual se va a glosar.

La factura o liquidación en la parte no glosada seguirá su trámite normal de pago, manteniendo vigente su fecha de vencimiento.

#### **3. INFORMACIÓN NECESARIA PARA FACTURAR**

#### **4. Recopilación de la Información**

Es responsabilidad de cada uno de los agentes del mercado mayorista suministrar al Administrador del SIC toda la información necesaria para realizar el proceso de facturación dentro de los tiempos y modos que este determine.

También, los agentes del mercado mayorista se obligan a notificar en el menor tiempo, cualquier error por ellos detectado en el software del SIC.

El Administrador del SIC es responsable de elaborar con dicha información una base de datos centralizada, confiable y auditable a satisfacción de los agentes del Mercado Mayorista.

#### **5. Información de Comercializadores**

Los comercializadores que tengan contratos de energía a largo plazo o sean agentes del Mercado Mayorista, informan diariamente con resolución horaria la curva de carga del día anterior.

#### **6. Información de Generadores**

La información a utilizar en el caso de los generadores está conformada por la información horaria consolidada por el Administrador del SIC, con base en la información diaria con resolución horaria de la generación del día anterior para cada una de las plantas o unidades de generación, de acuerdo con el Código de Redes. Si se presentan desacuerdos sobre las mediciones de las partes, una vez resueltos estos, se actualizan los cálculos y se realizan las facturaciones necesarias. Esta rectificación se efectúa en el siguiente proceso de facturación.

#### **7. Información Faltante**

Si dentro de los plazos establecidos, para realizar la facturación, no se tiene la información completa para este proceso, el Administrador del SIC procede a completar los datos faltantes con la mejor información a su alcance. Esta situación se comunica en los documentos que soportan las transacciones comerciales del respectivo mes.

Cualquier rectificación de los datos estimados por el Administrador del SIC, se realiza en el proceso de facturación del mes en que se presente la rectificación, identificando la causa o causas de ésta.

### **8. LIQUIDACIÓN DE TRANSACCIONES**

#### **9. Resultado de las Transacciones**

El Administrador del SIC envía mensualmente las transacciones que resultan en la Bolsa de Energía correspondientes a cada uno de los agentes participantes del mercado. Para los agentes que tengan contratos de energía a largo plazo vigentes en la facturación mensual se les reporta la asignación del contrato en forma horaria.

#### **10. Documento de las Transacciones Económicas**

Las facturas emitidas por el Administrador del SIC y las órdenes de pago van acompañadas con la relación de las transacciones diarias realizadas por el agente.

Esta información se presenta en forma discriminada para las compras y para las ventas para cada agente comercial.

### **11. FACTURACIÓN**

#### **12. Facturación de las Operaciones de Compra/Venta en el Mercado**

Las facturas expedidas por el Administrador del SIC para los agentes del mercado deben cumplir con todos los requisitos definidos en el Código de Comercio para las facturas comerciales.

Cuando se realicen procesos de facturación correspondientes a períodos anteriores al último mes, la facturación de esos servicios incluye el interés correspondiente a los cambios en los valores facturados, aplicable a partir de la fecha del vencimiento original del mes que se este actualizando.

La tasa de interés será igual a la tasa de Depósitos a Término Fijo (DTF) certificada por el Banco de la República correspondiente al último día hábil del mes respectivo. La aplicación de la tasa de interés se debe efectuar de la siguiente manera:

- Para el período entre la fecha del vencimiento original del mes que se está actualizando y el mes de emisión de la factura de actualización se utilizan las tasas DTF mensuales del último día hábil de los meses existentes durante el período.
- Para el período entre el mes de emisión de la factura y el vencimiento se utiliza la DTF del último día hábil del mes anterior al de expedición de la factura.

El dinero por los intereses se transfieren en forma proporcional a los agentes que deben recibir el dinero por esta situación en los plazos determinados para que el Administrador del SIC efectúa las transferencias de pago.

El Administrador del SIC remite a cada agente del mercado mayorista, por medio de FAX o Correo Electrónico, según se acuerde con cada uno, las respectivas facturas (a deudores) y liquidaciones (a los acreedores). Esta fecha es válida como fecha de expedición de la factura. Simultáneamente, envía por correo certificado los documentos originales.

En el SIC se permite que se realice el cruce de cuentas dentro del mes de liquidación para las compras y ventas del mismo agente, es decir, el Administrador del SIC envía el reporte del total de ventas mensuales y de compras mensuales de cada agente, y presenta el neto como valor a facturar o liquidar. El agente generador y comercializador de una misma empresa se tratan en forma independiente.

### **13. Plazos Garantizados de Pago y Aplicación de Pagos**

El vencimiento de las facturas emitidas por el Administrador del SIC para las transacciones en la bolsa de energía es el siguiente:

Hasta la facturación de diciembre de 1995 es el primer día hábil del tercer mes siguiente al mes que corresponde la facturación.

A partir de la facturación del mes de enero de 1996 es el primer día hábil del segundo mes siguiente al mes que corresponde la facturación.

El no pago de la factura en la fecha señalada origina intereses de Mora. El interés de Mora aplicable a las facturaciones que realiza el Administrador del SIC es la máxima tasa moratoria permitida por la Ley, vigente durante el período que se está liquidando.

Cuando se reciba el pago de estos intereses de Mora, se procede a la entrega proporcional a los vendedores de las respectivas cuentas.

Los pagos que realicen los agentes, se aplican primeramente a la cancelación de intereses de mora y luego al valor del capital considerando la antigüedad de los vencimientos, de conformidad con el artículo 881 del Código de Comercio. Para una aplicación oportuna, dichos agentes deberán utilizar los procedimientos de pago que indique el Administrador del SIC y suministrar vía FAX, a más tardar el día hábil siguiente al pago, información completa del abono efectuado.

El Administrador del SIC reconocerá intereses de mora si, por causas imputables a su gestión, no distribuye los recaudos dentro del plazo previsto. No se considerará imputable al Administrador del SIC, cuando por falta de información no sea posible aplicar los pagos. La tasa de mora aplicable será la tasa de mora máxima permitida por la ley vigente en dicho período.

En el caso que se obtengan rendimientos financieros sobre los recaudos efectuados, el Administrador del SIC los distribuirá, en los primeros cinco días hábiles de cada mes, entre los agentes beneficiarios de esos pagos.

#### **14. Cobranzas a los Deudores**

El Administrador del SIC presta el servicio de cobranza en el mercado mayorista, que incluye todos los pagos que se efectúen, exceptuando los que correspondan a la ejecución de contratos de energía a largo plazo entre generadores y comercializadores.

Para el efecto del pago de las obligaciones de los agentes del mercado mayorista, el Administrador del SIC ofrece a los agentes la transferencia a las cuentas bancarias habilitadas para este único efecto por el Administrador del SIC.

Si se realizan pagos parciales de las facturas, los valores faltantes causan intereses de Mora.

Se conviene que la constitución en mora en las transacciones de la bolsa de energía, no requiere pronunciamiento judicial, y que bastará para ello certificación expedida, de oficio o a petición de parte, por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, en la que conste:

- a) Que una obligación para cuyo cumplimiento se había pedido la ayuda del Administrador del SIC, y cuyo cumplimiento era indispensable, según las reglas y costumbres, para que un acto o contrato sobre energía produjera sus efectos naturales, no tuvo cumplimiento dentro del término estipulado;
- b) Que una obligación para cuyo cumplimiento se había pedido la ayuda del Administrador del SIC, y cuyo cumplimiento era indispensable, según las reglas y costumbres, para que un acto o contrato sobre energía produjera sus efectos naturales, no tuvo cumplimiento dentro del término en el que éste habría sido económicamente útil y físicamente posible;
- c) Que cualquiera otra obligación, cuyo cumplimiento era indispensable para que un acto o contrato sobre energía produjera sus efectos naturales, y directamente relacionada con una para cuyo cumplimiento se había pedido la ayuda del Administrador del SIC, no tuvo cumplimiento en la forma convenida o acostumbrada por las partes; o en la forma que, a falta de convención o costumbre de las partes, la cumplen por costumbre otras empresas que usan los servicios del Administrador del SIC; o en la forma que, si no son aplicables los criterios anteriores, debería haberse cumplido para que el Administrador del SIC cumpliera mejor sus funciones.

EL Administrador del SIC debita y cobra los intereses de Mora por cuenta y orden de los acreedores. Los importes cobrados por este concepto se depositan en las cuentas bancarias reportadas por los acreedores en los plazos y condiciones que se señalan en la presente resolución.

#### **15. Pagos a los Agentes del Mercado Mayorista**

Los ingresos provenientes de los recaudos por concepto de transacciones en la bolsa de energía, se distribuirán, cuando el agente comunique vía FAX, o por cualquier otro medio de comunicación, del pago de las facturas; el Administrador del SIC se obligará dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la fecha de aviso de la respectiva consignación, siempre y cuando la transacción bancaria efectivamente se haya realizado, a transferir a los agentes vendedores en las proporciones respectivas los dineros recaudados. Durante este plazo estos dineros no generan ningún interés, ya que se consideran en el tiempo asignado para la operatividad del Administrador del SIC. La distribución entre los acreedores, de cada cobro efectuado por

el Administrador del SIC, se realiza conforme a la proporcionalidad de las acreencias individuales con respecto de las totales correspondientes a cada mes.

Las acreditaciones realizadas se aplican respetando las proporcionalidades correspondientes a cada período, en primer término a la cancelación de los intereses devengados a la fecha de cobro. El remanente se imputa al capital. De existir saldos correspondientes a distintos períodos mensuales la aplicación se realiza en todos los casos a partir del más antiguo.

Para asignar un pago a un agente del mercado mayorista se requiere que éste se encuentre a paz y salvo con el Administrador del SIC. En caso de no estar a paz y salvo las acreditaciones que le correspondieren se consideran automáticamente como pago de sus obligaciones con la bolsa de energía.

El Administrador del SIC hace efectivas las garantías a partir del incumplimiento del agente deudor. Si la garantía no cubre la totalidad de la deuda del agente comprador, el Administrador del SIC reporta a la CREG y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios el incumplimiento. Si al primer día hábil del mes siguiente al vencimiento de la factura el agente no ha efectuado el pago completo de su obligación, el Administrador del SIC oficiará y solicitará inmediatamente a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios la investigación e imposición de las sanciones a que hubiere lugar, sin perjuicio de las acciones legales que promueva el Administrador del SIC. En este caso, la empresa incumplida deberá además reembolsar los gastos en que se incurra para el cobro efectivo de las obligaciones pendientes.

Todos los agentes del Mercado Mayorista asumen el riesgo de las cuentas por transacciones en la bolsa de energía no cubiertas por garantías. En este caso la cartera se comparte entre los demás agentes comercializadores y generadores en forma proporcional a las transacciones en bolsa en los meses no cubiertos por las garantías, sin perjuicio de que el deudor incumplido asuma plenamente su responsabilidad.

**JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO**  
Presidente

**EVAMARIA URIBE TOBON**  
Director Ejecutivo

## ANEXO C

### GARANTIAS FINANCIERAS

El cumplimiento de todas aquellas obligaciones de generadores y comercializadores, que se formen en el mercado mayorista a través de la Bolsa de Energía, entre sí o respecto de los transportadores, será objeto de garantías a favor del Administrador del SIC.

Las garantías tienen como finalidad asegurar el cumplimiento de las obligaciones que surjan a cargo de generadores y comercializadores en el mercado mayorista, correspondientes a las transacciones en la bolsa de energía, por un monto no inferior al valor esperado de las compras del generador o comercializador en esta bolsa. Para el efecto todos los agentes registrados en el SIC y que sean potenciales compradores en la bolsa de energía deberán cubrir sus eventuales obligaciones derivadas de operaciones en la bolsa mensualmente, por cualquiera de los siguientes medios:

a) Constitución de una fiducia de garantía a la cual se aporten activos realizables que permitan al Fiduciario, en un plazo razonablemente corto, liquidarlos en caso de incumplimiento y destinar su producto a la satisfacción de las obligaciones garantizadas.

b) Constitución de una fiducia de administración y pagos, que podría ser también de garantía bajo ciertas hipótesis, mediante la cual el generador o comercializador pignore todo o parte de los ingresos derivados de sus ventas a terceros, de manera que la totalidad o un porcentaje definido de ellos, pase forzosamente por las manos de la administración fiduciaria. Estos fondos serán de libre disposición del generador o comercializador, salvo en el porcentaje necesario que se establezca con base en cálculos actuariales en función de la experiencia, o las operaciones ya conocidas, destinado a constituir la provisión de fondos necesaria para que la entidad fiduciaria pueda pagar las facturas periódicas que se establezcan a cargo del agente como consecuencia de su intervención en transacciones a través de la bolsa de energía.

Los contratos deberán prever una congelación del 100% de los recursos en caso de que vencidas las facturas, ellas no puedan ser atendidas con los recursos constitutivos de la provisión o con otros aportados por el agente respectivo, caso en el cual no se podrá liberar monto alguno de dicho flujo hasta que hayan sido satisfechas en su totalidad las facturas insolutas con los recargos a que haya lugar.

c) Otorgar una garantía de primera demanda tal como un aval bancario, una carta de crédito stand by o una póliza de compañía de seguros que tenga la característica inicialmente presentada.

d) Realizar el pago anticipado a la bolsa de energía del monto esperado.

e) Crear un fondo de sustentación con la participación de un número plural de agentes que estaría conformado por los aportes iniciales hechos por todos y por las cuotas periódicas que los mismos paguen, en uno u otro caso en función de su participación en el mercado, en los términos que sean aceptables para el Administrador del SIC.

f) Constituir otro tipo de garantías financieras líquidas o de fácil realización, tales como el depósito en garantía de títulos valores u otros documentos de inversión previamente calificados por el Administrador del SIC y depositados para tal efecto en manos de éste o de una entidad financiera designada para tal efecto con funciones de custodia.

El valor estimado de las garantías y a quienes se aplica, se determina de la siguiente manera:

a. Para los comercializadores, el valor a garantizar mensualmente se calcula anualmente, como el producto entre el precio para garantías y la máxima diferencia mensual entre la proyección de demanda definida por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y la demanda contratada.

b. Para los generadores, el valor a garantizar mensualmente se calcula anualmente, como el producto entre el precio para garantías y la máxima diferencia mensual entre la energía comprometida en contratos de energía a largo plazo y su energía firme determinada de acuerdo con la metodología establecida en el Anexo C-1 de la presente resolución.

Para los participantes iniciales del mercado mayorista, el valor a garantizar se calculará para el período comprendido entre el 20 de julio y el 30 de noviembre de 1995.

El precio para el cálculo de las garantías es de US \$ 39.3/MWh; éste se liquida a la tasa de cambio representativa del mercado para el dólar americano del último día del mes anterior al que se solicite la garantía.

Para los generadores y comercializadores que durante el último año hayan incumplido en por lo menos un pago en la fecha de vencimiento, se modifica su garantía mensual en el caso que durante un mes cualquiera las liquidaciones acumuladas diariamente durante el mes por transacciones en la bolsa de energía excedan el valor de la garantía presentada. Estos agentes deben presentar al día hábil siguiente de la comunicación enviada por el Administrador del SIC por FAX, un ajuste en el valor de su garantía mensual suficiente para cubrir sus obligaciones durante el mes, estimadas como el producto entre el precio promedio en la bolsa de energía de los días liquidados y la compra mensual en bolsa calculada con base en el promedio diario de las compras de energía durante esos días.

La garantía debe ser definida para valores mensuales, con renovación mensual, para cubrir la máxima obligación esperada durante el año, y su aplicación es sobre valores mensuales. La garantía debe presentarla el comercializador o generador con quince (15) días calendario de anticipación al mes en que inicie su participación como agente del mercado mayorista y debe renovarla dentro del año siguiente a la última garantía presentada.

Cuando se modifiquen las cantidades que deben cubrir las garantías el comercializador y el generador tienen quince (15) días calendario para presentar una nueva garantía o modificar la existente.

Para que el contrato de energía a largo plazo se registre por el Administrador del SIC en los años posteriores requiere que anualmente con una anticipación de quince (15) días calendario al inicio del nuevo período, se presente una garantía vigente por el próximo período anual con aplicación mensual.

La negociación, celebración y modificación de los contratos de garantía que se celebren para proteger a los agentes participantes del mercado mayorista en los contratos que deben cumplirse en las transacciones en la bolsa de energía, se someterán a las reglas propias de tales contratos, y no a las que se apliquen a los contratos cuyo cumplimiento garantizan.

En caso que se obtengan rendimientos financieros por los pagos anticipados, estos corresponden a los agentes que presenten este tipo de garantías, en proporción al tiempo y al monto del dinero correspondiente a estas garantías, y se abonarán mensualmente a la correspondiente garantía de cada agente.

**JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO**  
Presidente

**EVAMARIA URIBE TOBON**  
Director Ejecutivo

## ANEXO C-1

### METODOLOGIA PARA DETERMINAR LA ENERGIA FIRME DE PLANTAS GENERADORAS

#### 1. OBJETIVO

Establecer la metodología para determinar los factores máximos de las plantas generadoras, con base en los cuales las empresas podrán calcular la energía firme de sus plantas para efectos de las garantías financieras en la bolsa de energía.

El factor máximo de planta es la relación porcentual entre la energía firme máxima y la energía asociada a la capacidad efectiva de la planta. Por lo tanto, es responsabilidad de las empresas calcular la energía firme de sus plantas que les servirá para evaluar sus compras máximas de energía en la bolsa y estimar el valor máximo de sus eventuales obligaciones derivadas de operaciones en la bolsa mensualmente. La energía firme se podrá calcular como el producto de la energía asociada a la capacidad efectiva de la planta por un factor cuyo valor debe estar entre cero y el factor máximo de planta.

#### 2. CRITERIOS Y SUPUESTOS

La metodología aplica el enfoque de generación en el sistema integrado, perfiles estacionarios para la disponibilidad de potencia y la demanda atendible y criterio de confiabilidad igual a 95 % de casos con racionamiento menor o igual al 1.5 % de la demanda.

##### **Criterio de confiabilidad**

El mínimo número de casos que se presente en todo el horizonte de estudio, con racionamiento de energía menor al 1.5 % de la demanda de energía atendida en el respectivo período, debe ser igual al 95 % del total de casos.

##### **Perfil de demanda**

Se utiliza un perfil de demanda atendible estacionario durante el horizonte de K (59) meses, y para cada mes se modela una curva de demanda escalonada de seis (6) bloques y un factor de carga del 65%.

##### **Disponibilidad de generación**

Se considera como capacidad disponible para generación la capacidad efectiva de potencia de las plantas hidráulicas y térmicas, afectas por su respectivo índice de indisponibilidad histórica (IH), más la potencia determinística del sistema. La capacidad disponible permanece constante durante todo el horizonte de estudio.

##### **Generación térmica**

Las plantas térmicas se despachan al máximo, estando limitadas solo por la curva de duración de carga.

##### **Horizonte de estudio**

Un año calendario.

#### 3. INFORMACION

Se utiliza información actualizada sobre:

Niveles iniciales de embalses

Series sintéticas de caudales

Indices de indisponibilidad

Capacidad efectiva y factores de conversión de plantas

Demandas de acueducto de EEPPM y EEB

Volumen útil de embalses

Costos de Combustibles

Generación determinística

#### **4. RESULTADOS**

En la Tabla siguiente se presentan los factores máximos de planta [%], para cada una de las plantas de generación del SIN, correspondientes al año 1995.

En CORELCA, la planta Riomaruni agrupa las unidades El río 1 a 8, Ríomar 1 y La Unión 1 a 4, la planta Cospiball agrupa las unidades Cospique 1 a 5 y Ballenas 1 y 2, y la planta Tercos agrupa las unidades Flores 1 y 2.

FACTORES MAXIMOS DE PLANTA													
[%]													
EMPRESA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
<b>CHB</b>													
BETANIA	34.4	35.5	38.8	51.8	58.1	69.2	71.7	58.8	37.6	45.6	53.0	41.8	49.8
<b>TOTAL</b>	<b>34.4</b>	<b>35.5</b>	<b>38.8</b>	<b>51.8</b>	<b>58.1</b>	<b>69.2</b>	<b>71.7</b>	<b>58.8</b>	<b>37.6</b>	<b>45.6</b>	<b>53.0</b>	<b>41.8</b>	<b>49.8</b>
<b>EPPM</b>													
GUATAPE	81.9	79.4	70.4	52.7	30.1	28.7	35.8	41.2	56.2	57.6	55.1	75.6	55.3
PLAYAS	86.3	80.7	74.8	74.5	75.5	67.5	65.3	73.1	83.4	83.0	79.4	85.2	77.4
TRONERAS	52.8	49.2	48.1	62.3	77.1	78.9	76.8	80.1	81.3	82.7	77.1	66.8	69.5
GUADALUPE3	54.9	51.2	50.1	64.8	80.4	82.4	80.2	83.7	85.0	86.3	80.3	69.5	72.5
GUADALUPE4	55.0	51.2	50.1	64.9	80.5	82.5	80.2	83.8	85.1	86.4	80.3	69.5	72.6
RIOGRANDE1	9.8	8.9	8.8	10.6	15.2	18.5	12.5	13.9	17.9	31.4	33.3	15.7	16.4
LATASAJERA	57.8	71.3	76.8	67.6	60.3	62.8	62.3	63.9	72.6	69.3	70.9	65.9	66.7
DETERMINISTICA	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8
<b>TOTAL</b>	<b>65.8</b>	<b>65.6</b>	<b>62.7</b>	<b>59.7</b>	<b>55.9</b>	<b>55.7</b>	<b>56.7</b>	<b>60.9</b>	<b>69.1</b>	<b>69.9</b>	<b>67.3</b>	<b>69.7</b>	<b>63.2</b>
<b>CORELCA</b>													
RIOMARUNI	77.6	77.6	77.6	77.6	77.6	77.6	77.6	77.6	77.6	77.6	77.6	77.6	77.6
BARRANQUILLA	64.8	64.8	64.8	64.8	64.8	64.8	64.8	64.8	64.8	64.8	64.8	64.8	64.8
CARTAGENA	66.1	66.1	66.1	66.1	66.1	66.1	66.1	66.1	66.1	66.1	66.1	66.1	66.1
COSPIBALL	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8
GUAJIRA	83.1	83.1	83.1	83.1	83.1	83.1	83.1	83.1	83.1	83.1	83.1	83.1	83.1
CHINU	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9
TERCOS	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3
<b>TOTAL</b>	<b>74.6</b>												
<b>ISA</b>													
CHIVOR	23.9	31.2	28.6	27.4	33.4	55.5	57.8	65.4	45.2	24.7	23.2	16.3	36.1
JAGUAS	38.4	29.6	35.1	45.1	60.2	57.3	49.8	55.5	65.8	67.5	62.5	42.2	50.8
SANCARLOS	55.5	48.0	46.8	49.7	51.6	46.0	44.3	47.8	59.4	61.1	58.3	56.3	52.1
ZIPAISA	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2
GUALANDAY	77.5	77.5	77.5	77.5	77.5	77.5	77.5	77.5	77.5	77.5	77.5	77.5	77.5
YUMBOECOP	70.9	70.9	70.9	70.9	70.9	70.9	70.9	70.9	70.9	70.9	70.9	70.9	70.9
OCOA	88.1	88.1	88.1	88.2	88.1	88.2	88.1	88.1	88.2	88.1	88.2	88.1	88.2
TABOR	93.3	93.3	93.3	93.3	93.3	93.3	93.3	93.3	93.3	93.3	93.3	93.3	93.3
<b>TOTAL</b>	<b>45.0</b>	<b>43.7</b>	<b>42.5</b>	<b>44.0</b>	<b>48.1</b>	<b>53.6</b>	<b>53.1</b>	<b>57.9</b>	<b>56.5</b>	<b>49.7</b>	<b>47.6</b>	<b>42.8</b>	<b>48.7</b>
<b>EEB</b>													
CANOAS	4.3	5.3	5.5	14.3	25.8	17.6	14.7	5.5	2.9	16.9	35.2	19.2	14.0
COLEGIO	4.3	5.2	5.3	13.8	24.1	17.2	14.7	5.5	2.9	16.5	33.5	18.7	13.5
LAGUACA	65.3	63.0	64.4	70.0	73.5	73.7	74.2	72.3	66.6	73.1	74.8	72.4	70.3
LAGUNETA	4.3	5.3	5.4	14.1	25.1	17.5	14.7	5.5	2.9	16.8	34.5	19.0	13.8
PARAISO	64.0	61.7	63.1	68.6	72.0	72.2	72.7	70.8	65.3	71.6	73.3	70.9	68.9
SALTO	6.0	7.1	7.3	18.8	32.3	23.4	20.5	7.6	4.1	22.4	45.3	25.4	18.4
GUAVIO	57.8	63.4	75.2	66.9	45.7	33.2	35.9	32.5	34.8	29.1	20.3	41.5	44.6
ZIPA_EEB	76.1	76.1	76.1	76.1	76.1	76.1	76.1	76.1	76.1	76.1	76.1	76.1	76.1
<b>TOTAL</b>	<b>48.1</b>	<b>50.3</b>	<b>56.0</b>	<b>55.8</b>	<b>49.7</b>	<b>42.3</b>	<b>43.0</b>	<b>38.7</b>	<b>37.6</b>	<b>40.1</b>	<b>40.8</b>	<b>46.1</b>	<b>45.7</b>
<b>EPSA</b>													
ALTOANCHICAYA	46.7	40.7	38.2	50.6	60.1	51.4	38.5	37.5	42.2	65.7	67.9	59.3	49.9
BAJOANCHICAYA	58.8	50.6	47.3	64.2	77.1	65.0	47.8	45.8	52.5	82.7	84.5	76.2	62.8
CALIMA1	36.6	34.1	25.3	6.5	8.3	7.6	4.2	7.2	13.1	16.4	16.0	25.6	16.7
SALVAJINA	67.3	66.0	54.5	25.4	30.3	37.5	49.1	37.8	34.0	16.7	30.4	48.0	41.3
YUMBO	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2
DETERMINISTICA	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5
<b>TOTAL</b>	<b>53.6</b>	<b>49.7</b>	<b>43.5</b>	<b>38.2</b>	<b>44.8</b>	<b>42.5</b>	<b>39.1</b>	<b>35.4</b>	<b>37.5</b>	<b>44.4</b>	<b>49.8</b>	<b>52.5</b>	<b>44.2</b>

FACTORES MAXIMOS DE PLANTA (Continuación)													
[%]													
EMPRESA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
<b>ICEL</b>													
PAIPA3	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2
<b>TOTAL</b>	<b>74.2</b>												
<b>BOYACA</b>													
PAIPA	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8
<b>TOTAL</b>	<b>72.8</b>												
<b>CAUCA</b>													
FLORIDA2	54.2	54.2	54.2	54.2	54.2	54.2	54.2	54.2	54.2	54.2	54.2	54.2	54.2
DETERMINISTICA	69.1	69.1	69.1	69.1	69.1	69.1	69.1	69.1	69.1	69.1	69.1	69.1	69.1
<b>TOTAL</b>	<b>57.3</b>	<b>57.4</b>	<b>57.3</b>										
<b>CENS</b>													
TASAJERO	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8
<b>TOTAL</b>	<b>70.8</b>												
<b>CHEC</b>													
ESMERALDA	89.2	89.2	89.9	93.3	93.5	92.8	87.5	79.5	86.5	93.6	93.7	93.2	90.2
INSULA	76.5	76.6	77.1	83.0	85.3	80.5	74.0	70.0	73.0	83.3	87.0	80.9	78.9
SANFRANCISCO	24.8	24.5	24.7	26.3	27.5	26.9	24.8	22.2	23.8	26.7	27.0	27.2	25.5
DETERMINISTICA	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0
<b>TOTAL</b>	<b>40.6</b>	<b>40.4</b>	<b>40.7</b>	<b>43.0</b>	<b>44.1</b>	<b>43.1</b>	<b>40.1</b>	<b>36.5</b>	<b>39.1</b>	<b>43.4</b>	<b>43.9</b>	<b>43.4</b>	<b>41.5</b>
<b>TOLIMA</b>													
% PRADO	33.3	49.7	52.1	51.0	52.4	20.8	17.6	16.0	22.0	44.6	59.0	53.8	39.3
DETERMINISTICA	29.8	32.9	29.8	30.7	29.8	30.7	29.8	29.8	30.7	29.8	30.7	29.8	30.3
<b>TOTAL</b>	<b>32.5</b>	<b>45.7</b>	<b>46.8</b>	<b>46.2</b>	<b>47.0</b>	<b>23.2</b>	<b>20.5</b>	<b>19.3</b>	<b>24.1</b>	<b>41.1</b>	<b>52.3</b>	<b>48.1</b>	<b>37.2</b>
<b>HUILA</b>													
% PRADO	33.3	49.7	52.0	51.0	52.3	20.8	17.5	16.0	22.0	44.5	58.9	53.7	39.2
DETERMINISTICA	69.0	76.4	69.0	71.3	69.0	71.3	69.0	69.0	71.3	69.0	71.3	69.0	70.3
<b>TOTAL</b>	<b>42.2</b>	<b>56.3</b>	<b>56.2</b>	<b>56.1</b>	<b>56.5</b>	<b>33.4</b>	<b>30.4</b>	<b>29.2</b>	<b>34.3</b>	<b>50.6</b>	<b>62.0</b>	<b>57.5</b>	<b>47.0</b>
<b>CAQUETA</b>													
% PRADO	33.3	49.7	52.1	51.1	52.4	20.8	17.6	16.0	22.0	44.6	59.0	53.8	39.3
<b>TOTAL</b>	<b>33.3</b>	<b>49.7</b>	<b>52.1</b>	<b>51.1</b>	<b>52.4</b>	<b>20.8</b>	<b>17.6</b>	<b>16.0</b>	<b>22.0</b>	<b>44.6</b>	<b>59.0</b>	<b>53.8</b>	<b>39.3</b>
<b>CELGAC</b>													
% PRADO	33.2	49.5	51.8	50.8	52.1	20.7	17.5	15.9	21.9	44.4	58.7	53.5	39.1
DETERMINISTICA	53.6	59.3	53.6	55.4	53.6	55.4	53.6	53.6	55.4	53.6	55.4	53.6	54.6
<b>TOTAL</b>	<b>45.7</b>	<b>55.5</b>	<b>52.9</b>	<b>53.6</b>	<b>53.0</b>	<b>42.0</b>	<b>39.6</b>	<b>39.0</b>	<b>42.4</b>	<b>50.0</b>	<b>56.6</b>	<b>53.6</b>	<b>48.6</b>
<b>NARIÑO</b>													
RIOMAYO	53.3	53.4	53.3	53.4	53.3	53.4	53.3	53.3	53.4	53.3	53.4	53.3	53.3
DETERMINISTICA	52.2	57.8	52.2	53.9	52.2	53.9	52.2	52.2	53.9	52.2	53.9	52.2	53.2
<b>TOTAL</b>	<b>53.1</b>	<b>54.3</b>	<b>53.1</b>	<b>53.5</b>	<b>53.1</b>	<b>53.5</b>	<b>53.1</b>	<b>53.1</b>	<b>53.5</b>	<b>53.1</b>	<b>53.5</b>	<b>53.1</b>	<b>53.3</b>
<b>SANTANDER</b>													
BARRANCA	63.3	63.3	63.3	63.3	63.3	63.3	63.3	63.3	63.3	63.3	63.3	63.3	63.3
BARRANCA45	66.4	66.4	66.4	66.4	66.4	66.4	66.4	66.4	66.4	66.4	66.4	66.4	66.4
PALENQUE	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2
DETERMINISTICA	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3
<b>TOTAL</b>	<b>67.6</b>												
<b>PEREIRA</b>													
DETERMINISTICA	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2
<b>TOTAL</b>	<b>61.2</b>												
<b>QUINDIO</b>													
DETERMINISTICA	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0
<b>TOTAL</b>	<b>73.0</b>												

**JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO**  
Presidente

**EVAMARIA URIBE TOBON**  
Director Ejecutivo

**ANEXO D****CONTRATOS DE ENERGIA****1. PLAZOS PARA REGISTRO DE CONTRATOS DE ENERGÍA A LARGO PLAZO**

Como condición general se tiene que todos los contratos de energía a largo plazo que se celebren entre comercializadores y generadores y se liquiden en la bolsa de energía se registrarán ante el Administrador del SIC.

Para el período de transición los contratos de energía a largo plazo se deben registrar ante el Administrador del SIC en las fechas especiales definidas por la resolución CREG-009 de 1994 y las que la modifiquen.

Para que un contrato de energía a largo plazo sea registrado por el Administrador del SIC, requiere que los contratantes realicen un Contrato de Mandato con el Administrador del SIC para la facturación, pago y recaudo de los valores correspondientes a las transacciones de energía realizadas en la Bolsa de Energía, cobro de las sanciones que se apliquen por errores, omisión o no cambios de equipos de medición y la aceptación de los procedimientos definidos en la presente resolución. Además, deben presentar las garantías definidas por la CREG o realizar los pagos anticipados para el comercializador y para el generador a partir de la fecha de iniciación del Contrato.

El plazo para el suministro de la información de los contratos de energía a largo plazo durante el período de transición son las fechas especiales definidas por la CREG en la resolución CREG 016 del 13 de junio de 1995 y las resoluciones que la modifiquen.

Los contratos de energía a largo plazo adicionales que se presenten en fechas posteriores a las definidas en la resolución CREG 016 del 13 de junio de 1995, se deben registrar como mínimo con una anticipación de quince (15) días calendario al mes de su aplicación, ya sea en el caso de un nuevo contrato o de modificación de uno existente.

El Administrador del SIC tiene un plazo de siete (7) días hábiles después del recibo del contrato, para solicitar las aclaraciones sobre el criterio de asignación horaria del contrato. Si las partes no presentan las aclaraciones que resuelvan la interpretación dada por el Administrador del SIC al criterio de asignación horaria del contrato dentro de los siguientes cinco (5) días hábiles de solicitada la aclaración, el Administrador del SIC no registra el contrato y comunica a los agentes.

**JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO**  
Presidente

**EVAMARIA URIBE TOBON**  
Director Ejecutivo

**ANEXO E****NORMAS COMPLEMENTARIAS SOBRE OFERTA DE CAPACIDAD DE RESPALDO**

De acuerdo al artículo 5o. de la Resolución CREG-053 de 1994, las empresas propietarias de las unidades elegibles para capacidad de respaldo tienen la libre opción de ofrecerlas para prestar ese servicio. Las siguientes normas complementarias precisan el procedimiento de ofertas de capacidad de respaldo en el caso que algunas de las empresas propietarias de las unidades elegibles decidan no prestar ese servicio:

Si alguna de las unidades elegibles para respaldo no es ofrecida, aquellas elegibles con capacidad remanente, podrán ofrecer esa capacidad siempre y cuando su capacidad para respaldo no supere su capacidad nominal.

En el caso de que dos o más unidades elegibles deseen optar por suplir la capacidad de respaldo de una unidad no ofrecida, se hará una asignación tomando en cuenta el costo variable de operación, es decir, se suple la capacidad de respaldo con las capacidades remanentes de las menos a las más costosas hasta que se reemplace la capacidad dejada de ofrecer o hasta que se agote la capacidad remanente ofrecida.

**JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO**  
Presidente

**EVAMARIA URIBE TOBON**  
Director Ejecutivo

**RESOLUCIÓN No. 116**

28 de Noviembre de 1996

Por la cual se precisa el método de cálculo del Cargo por Capacidad en el Mercado Mayorista de Electricidad y se aplaza su fecha de entrada en vigencia.

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

en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y los decretos 1524 y 2253 de 1994 y,

## C O N S I D E R A N D O

Que para garantizar el cumplimiento del objetivo del Cargo por Capacidad es necesario precisar sus procedimientos de cálculo;

**Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas en su sesión del día 28 de noviembre de 1996 aprobó la propuesta del Comité de Expertos en tal sentido;**

## R E S U E L V E:

**ARTICULO 1o. Definiciones.** Para efectos de la presente Resolución, y de las demás reglamentaciones que desarrollen aspectos relacionados con el mercado mayorista de energía eléctrica, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones generales:

**Estación de Invierno:** Período comprendido entre el 1o de Mayo y el 30 de Noviembre de cada año.

**Estación de Verano.** Período comprendido entre el 1o de Diciembre de cada año y el 30 de Abril del año siguiente.

**Capacidad Remunerable Teórica - CRT.** Es la capacidad de generación que cada planta hidráulica o unidad térmica despachada centralmente, aporta en un Despacho Ideal al abastecimiento de la demanda en condiciones hidrológicas críticas, determinada con la metodología descrita en los Artículos 4 y 5 de la presente Resolución.

**Capacidad Remunerable Real - CRR.** Es la parte de la Capacidad Remunerable Teórica que estuvo disponible para el abastecimiento de la demanda, determinada con la metodología descrita en el Anexo No 2 de la presente Resolución.

**ARTICULO 2o. Objeto.** Esta Resolución establece las reglas aplicables para el cálculo, remuneración, recaudo, conciliación, liquidación, facturación y vigencia de un Cargo por Capacidad en el Mercado Mayorista de electricidad.

**ARTICULO 3o. Ámbito de Aplicación.** Esta Resolución se aplica a todos los agentes económicos que generan o comercializan energía eléctrica en el Mercado Mayorista de Electricidad.

**ARTICULO 4o. Capacidad Remunerable Teórica en la Estación de Verano.** Quince días antes de empezar la Estación de Verano de cada año para el cual se calcula la CRT, el Centro Nacional de Despacho (CND) correrá un modelo de largo plazo simulando las condiciones del Despacho Ideal, con los parámetros básicos descritos en el Anexo No 1 y con el procedimiento descrito en el Anexo No 3 de la presente Resolución. Con base en sus resultados se obtendrán las siguientes capacidades teóricas:

**La Capacidad Remunerable Teórica Individual (CRTI)** de cada planta hidráulica o unidad térmica, será el promedio de su Capacidad Equivalente Mensual Despachada (CEMD) en el modelo de largo plazo, durante los cinco meses de la Estación de Verano.

**La Capacidad Remunerable Teórica (CRT)** de la Estación de Verano será la suma de las capacidades remunerables teóricas individuales.

**Parágrafo 1o.** Las empresas generadoras térmicas de energía eléctrica que aspiren a ser remuneradas con el Cargo por Capacidad, deberán tener suscritos contratos de suministro de

combustible con los proveedores, a más tardar el quince (15) de noviembre de cada año. Para el primer año de aplicación del Cargo por Capacidad, los contratos deberán suscribirse antes del treinta y uno (31) de diciembre de 1996. Dichos contratos deberán garantizar un suministro acorde con la energía mensual despachada en el modelo de largo plazo (ED), utilizada para el cálculo de Capacidad Equivalente Mensual Despachada (CEMD), Ver Anexo No 3 de la presente Resolución. La no existencia de contratos se asimilará a Disponibilidad Comercial igual a cero (0) durante toda la Estación de Verano.

**Parágrafo 2o.** La CRT de la Estación de Verano 1996-1997 se calculará en la fecha en que entre a regir la presente Resolución, con la información disponible el quince de noviembre de 1996, considerando todos los meses de la Estación.

**ARTICULO 5o. Capacidad Remunerable Teórica en la Estación de Invierno.** La Capacidad Remunerable Teórica Individual de cada unidad térmica o planta hidráulica tomará durante la Estación de Invierno, un valor igual al mínimo entre su Capacidad Remunerable Teórica Individual de la estación de Verano y su Disponibilidad Comercial promedio durante la misma estación, calculada sobre todas las horas del mes. La Capacidad Remunerable Teórica (CRT) de la Estación de Invierno será la suma de las Capacidades Remunerables teóricas Individuales.

**ARTICULO 6o. Remuneración por Capacidad (VMC).** Es el valor equivalente al costo fijo mensual de la tecnología eficiente de generación con menor costo de capital. A partir del 1o de enero de 1997 este valor será de US\$5.25/kW-mes, correspondiente a una turbina a gas de ciclo abierto. El cargo se liquidará mensualmente en pesos, con base en la tasa de cambio representativa del mercado para el dólar americano correspondiente al último día del mes liquidado.

**ARTICULO 7o. Costo Equivalente en Energía del Cargo por Capacidad.** El Costo Equivalente en Energía del Cargo por Capacidad (CEE, \$/kWh) que será usado para efectos de cotización en la Bolsa, se calculará cada mes mediante la fórmula:

$$CEE = \frac{CRT \times VMC}{ETDP}$$

donde,

- CRT (kW), Capacidad Remunerable Teórica.
- ETDP (kWh), Energía Total Demandada Proyectada en el SIN para cada mes.

VMC (\$/kW-mes), Valor Mensual del Cargo por Capacidad calculado en pesos a la tasa representativa del mercado para el dólar americano correspondiente al día hábil inmediatamente anterior al día de la fijación del CEE.

**ARTICULO 8o. Recaudo del Cargo por Capacidad.** El Cargo por Capacidad se recaudará a través de los generadores con base en su energía despachada, valorado al CEE definido en el artículo anterior.

**ARTICULO 9o. Conciliación, Liquidación y Facturación del Cargo por Capacidad.** El Sistema de Intercambios Comerciales (SIC) liquidará y distribuirá al final de cada mes los recaudos totales por concepto de Cargo por Capacidad entre los generadores de acuerdo con el procedimiento descrito en el Anexo No 2 de la presente Resolución.

**ARTICULO 10o. Verificación de la Disponibilidad.** El CND verificará mediante mecanismos aprobados por la CREG las declaraciones de disponibilidad de los generadores. En caso de encontrarse discrepancias entre la disponibilidad real y la reportada, el CND informará del hecho a la Superintendencia de Servicios Públicos, entidad que podrá imponer las sanciones del caso.

**ARTICULO 11o. Capacidad de Generación de Respaldo:** La Capacidad de Generación de Respaldo de que trata el Artículo 23, Literal a), de la Ley 143 de 1994 se encuentra incorporada dentro de la Capacidad Remunerable definida en el Artículo 4o de la presente resolución y calculada con los parámetros básicos establecidos en el Anexo No 1.

**ARTICULO 12o.** Los Artículos 4, 5, 6, 7, 8, 9, 12, 13 y 14 de la Resolución CREG-053 del 28 de diciembre de 1994 quedarán derogados en la fecha en que el Cargo por Capacidad entre en vigencia.

**ARTICULO 13o. Vigencia.** El Cargo por Capacidad entrará en vigencia a partir del 1o de enero de 1997 y su permanencia será revisada por la CREG a los diez años contados a partir de esa fecha.

**ARTICULO 14o. Ofertas de Precio en la Bolsa de Energía.** Para efectos del precio de las ofertas a que se refiere el artículo sexto de la Resolución CREG -055 de 1994, el CEE debe incluirse como un costo variable del generador. El CND fijará el CEE para las ofertas de cada nuevo mes con tres días de anticipación.

**Parágrafo 1o.** En ningún caso el Precio de Bolsa será inferior al CEE. Cuando el Precio de Oferta de un Generador sea inferior al CEE, se asumirá como Precio de Oferta, el correspondiente al Precio de Oferta más alto reportado para la hora respectiva más 1 \$/MWh.

**Parágrafo 2o.** Para el primer mes de la Estación de Invierno de cada año, la CRT a que se refiere el Artículo 5o de la presente Resolución, se calculará con los datos de disponibilidad existentes hasta el día 25 de abril.

**ARTICULO 15o. Interconexiones Internacionales.** Podrán ser incluidas en el cálculo del Cargo por Capacidad aquellas conexiones internacionales que se constituyan legalmente en Colombia como ESP, o que estén representadas por una ESP constituida en el país y que hayan suscrito garantía de firmeza por 5 o más años en el momento del cálculo de la CRT.

**ARTICULO 16o.** La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial y deroga las disposiciones que le sean contrarias, en especial la Resolución CREG-098 de 1996.

### COMUNÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Santafé de Bogotá, D. C., el día

**RODRIGO VILLAMIZAR A.**  
Ministro de Minas y Energía  
Presidente

**EDUARDO AFANADOR I.**  
Director Ejecutivo

**ANEXO No. 1****PARÁMETROS BÁSICOS DEL MODELO DE LARGO PLAZO**

El modelo de largo plazo del CND se correrá utilizando los siguientes parámetros básicos en las corridas que son objeto de la presente Resolución, con la información disponible el 15 de noviembre de cada año:

- a) Para el cálculo de la CRT de la Estación de Verano que se inicia en diciembre del año T, se partirá de los niveles de los embalses al 1 de enero del año T, y se usará para los veinticuatro meses siguientes a partir de esa fecha, una única serie hidrológica correspondiente a la de los años 1991-1992. En caso de presentarse durante la vigencia de la presente Resolución, se usará la serie de los dos años consecutivos más críticos en promedio histórico. El resto del horizonte será corrido con las series hidrológicas corrientes del modelo.
- b) Para el cálculo de la CRT de cada Estación de Verano, se tendrán en cuenta los niveles mínimos operativos de los embalses.
- c) Para las plantas hidráulicas que entren a operar en el Mercado Mayorista en fechas posteriores al primero de enero del año en que se esté efectuando el cálculo de la CRT de Verano, su nivel de embalse será el correspondiente al que tenga al entrar en operación comercial.
- d) El modelo reflejará para todo el horizonte del modelo los índices de indisponibilidad de largo plazo (IH). La indisponibilidad correspondiente a los mantenimientos programados, no será considerada para el cálculo de la CRT.
- e) Las plantas nuevas declararán su índice IH a través del agente respectivo.
- f) Los parámetros de crecimiento de la demanda, de vulnerabilidad, de confiabilidad de suministro, de costo de racionamiento y las fechas más probables de entrada de futuros proyectos de generación en el horizonte del modelo serán suministrados por la Unidad de Planeamiento Minero-Energético (UPME). El modelo usará el escenario de demanda alta, y ajustará la Capacidad Remunerable Teórica Total de forma que cubra el 105% del escenario de demanda alta en cada mes del Verano, descontando la generación de las plantas no despachadas centralmente, con el fin de reflejar condiciones críticas y cubrir un margen de contingencias. Ver Anexo N° 3.
- g) Los costos de combustible para cada planta o unidad térmica serán los calculados por el CND de acuerdo con la información suministrada por la UPME y corresponderán a los costos promedio (\$/Unidad Calorífica) para la estación. En el cálculo de este promedio debe incluirse un 85% del costo total de transporte del combustible. Si tales costos no están disponibles para la fecha en la cual se calcula la CRT serán estimados por la UPME.

Cada año, la CREG actualizará con el CND el conjunto de parámetros técnicos y económicos del modelo y le dará su visto bueno antes de las corridas que son objeto de la presente Resolución.

**RODRIGO VILLAMIZAR A.**  
Ministro de Minas y Energía  
Presidente

**EDUARDO AFANADOR I.**  
Director Ejecutivo

## ANEXO No. 2

**PROCEDIMIENTO PARA LA CONCILIACIÓN, LIQUIDACIÓN Y FACTURACIÓN DEL CARGO POR CAPACIDAD**

Dentro de los límites establecidos por la Resolución CREG-024 de 1995, el SIC procederá a efectuar la conciliación, liquidación y facturación del Cargo por Capacidad del mes anterior. Para el efecto, seguirá el siguiente procedimiento:

**1. Conciliación**

- **Determinación de la Capacidad Remunerable Real Individual (CRR) y Capacidad Remunerable Real Total (CRR)**

La capacidad remunerable real individual (CRR) de una unidad térmica o planta hidráulica será el mínimo entre su Capacidad Remunerable Teórica (calculada en los Artículos 4o y 5o de la presente Resolución) y su disponibilidad comercial promedio durante el mes que se está facturando. Para el efecto de esta Resolución, una planta hidráulica se considera disponible sin tener en cuenta su estado de intervención.

La CRR será la suma de las capacidades remunerables reales individuales en el SIN obtenidas durante cada mes de cualquier estación.

- **Cálculo del Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Capacidad Real (CERE)**

Para efectos de liquidación y facturación cada mes se usará el *CERE*, que será calculado mediante la fórmula:

$$CERE = \frac{CRR \times VMC}{ETDR}$$

donde *ETDR* es la Energía Total Demandada Real en el SIN para cada mes.

**2. Liquidación y Facturación**

- Cálculo del Valor a Recaudar (*VR*). Cada unidad térmica o planta hidráulica recaudará a través de sus ventas de energía la cantidad

$$VR = CERE \times G$$

donde *G* es su generación (kWh) durante el mes.

- Cálculo del Valor a Distribuir (*VD*). Cada unidad térmica o planta hidráulica tiene derecho a recibir la cantidad

$$VD = CRR \times VMC$$

- Con la ayuda de los parámetros  $VD$  y  $VR$  se calculará mensualmente para cada unidad térmica o planta hidráulica el valor  $F$

$$F = VD - VR$$

Cuando  $F$  sea positivo, se originará un saldo a favor del generador en el SIC. Cuando  $F$  sea negativo, se producirá por parte del SIC un cobro al generador correspondiente.

Para efectos de facturación se aplicarán los “Procedimientos de Liquidación de Cuentas” establecidos en el Anexo B de la Resolución CREG-024 de 1995.

### **3. Plantas o Unidades Nuevas**

Cuando una planta hidráulica o unidad térmica nueva, ingrese durante la Estación de Verano en una fecha posterior a la prevista en el modelo de largo plazo, su CRT se reducirá en proporción al tiempo de retraso en el ingreso a operación comercial, referido a la duración total de la Estación de Verano.

**RODRIGO VILLAMIZAR A.**  
Ministro de Minas y Energía  
Presidente

**EDUARDO AFANADOR I.**  
Director Ejecutivo

## ANEXO No. 3

**PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DE LA CAPACIDAD EQUIVALENTE MENSUAL  
DESPACHADA (CEMD)**

Para el cálculo de la *CEMD* se usará el siguiente procedimiento.

1. Se calculará la potencia no ajustada  $PE_i$  de la planta o unidad  $i$ , así:

$$PE_i = \frac{EN_i}{HM_j}$$

donde  $EN_i$  es la energía mensual despachada en el modelo de largo plazo, y  $HM_j$  las horas del mes  $j$ .

2. Se calculará la  $CEMD_i$  identificando el factor  $K$ , común a todas las plantas del SIN, tal que

$$CEMD_i = \text{minimo} \left( CD_i, \frac{PE_i}{K} \right)$$

donde  $CD_i$  es la Capacidad Disponible de la planta o unidad  $i$ , correspondiente a la Capacidad nominal descontando el índice  $IH$ , y

$$\sum_i CEMD_i = 1.05 \times DEM_j$$

donde  $DEM_j$  es la demanda máxima en el escenario alto en el mes  $j$ , (MW), descontando la generación de las plantas no despachadas centralmente.

**RODRIGO VILLAMIZAR A.**  
Ministro de Minas y Energía  
Presidente

**EDUARDO AFANADOR I.**  
Director Ejecutivo

## BIBLIOGRAFIA

COLOMBIA. COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS. Resoluciones N° 004, 053, 054, 055 de 1994 y 024, 025, 062 de 1995

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. Resoluciones N° 020, 030, 085, 086, 092, 099, 116 de 1996

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. Resoluciones N° 003, 031, 135, 215, 217 de 1997 y 003, 051, 112, 126 de 1998

\_\_\_\_\_. CONGRESO DE LA REPUBLICA. Ley 142 y 143 de 1994.

FARIAS, Alex. Metodología para la evaluación del máximo beneficio en la comercialización de energía por parte de un agente generador - comercializador. Barranquilla, 1997. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad del Norte.

FISCHER, Stanley. Economía. 2ª edición. Mc Graw Hill. 1990.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACION. Documentación. Presentación de Tesis, Trabajos de Grado y otros Trabajos de Investigación. Bogotá: ICONTEC, 2000

INTERCONEXION ELECTRICA S.A. E.S.P.. Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Medellín, Colombia, 1998.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Departamento Nacional de Planeación. Fondo Nacional de Proyectos de Desarrollo. Estudio Nacional de Energía. Bogotá, Junio de 1982.

MOCHON, Francisco. Economía Básica. 2ª edición. Mc Graw Hill. 1990.