

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

ASESORIA Y GESTION

1991



ASESORIA Y GESTION

CIA. LTDA.

35-122



ASESORIA Y GESTION

CIA. LTDA.

PROGRAMA DE REESTRUCTURACION DEL SECTOR
ELECTRICO COLOMBIANO

447

GRUPO DE TRABAJO No. 6 - ASPECTOS INSITUCIONALES
INFORME FINAL

Presentado al

GRUPO DE DIRECCION Y COORDINACION

por el

GRUPO DE TRABAJO No. 6

- Jaime Maldonado, DNP
- Leopoldo Montañez, DNP
- María Claudia Correa, CONFIS
- Armando Lega, FEN
- Rodrigo Navia, MINMINAS
- Germán Corredor, EEB
- Jaime Silva B., Consultor

Santafé de Bogotá, D.C., 3 de Diciembre de 1991

PROGRAMA DE REESTRUCTURACION DEL SECTOR ELECTRICO
GRUPO DE TRABAJO No. 6 - ASPECTOS INSTITUCIONALES
INFORME FINAL

1. INTRODUCCION

De conformidad con los Términos de Referencia aprobados por el Grupo de Dirección y Coordinación, el Grupo de Trabajo No. 6 desarrolló actividades en las siguientes áreas :

- a) Diseño y Desarrollo del Tablero de Control de Gestión para las Empresas Eléctricas
- b) Identificación de la Cartera Oficial con las Empresas Electrificadoras
- c) Papel y Alcance de la FEN dentro del Proceso de Reestructuración del Sector Eléctrico
- d) Organización del Grupo Interno de la FEN para apoyar el proceso de saneamiento de las Empresas del Sector
- e) Condiciones mínimas de acceso a los servicios de la FEN por parte de las Empresas
- f) Especificación de los Contratos de Gestión con las Empresas del Sector
- g) Norma Legal
- h) Documento sobre el proceso de participación del sector privado dentro del sector eléctrico.

En las páginas que siguen se hace un resumen de los principales resultados obtenidos en cada uno de los puntos anteriores, anexando, en los casos pertinentes, la documentación producida.

1. EL TABLERO DE CONTROL DE GESTION

El Tablero de Control de Gestión propuesto se presenta en el Anexo No. 1, junto con los Indicadores que lo conforman y su respectiva operacionalización y descripción.

El diseño del Tablero de Control de Gestión parte de dos ideas centrales :

- a) El Tablero debe incluir Indicadores sobre los principales "procesos" inherentes a la actividad de una Empresa Eléctrica, de tal manera que su seguimiento pueda hacerse integralmente y no sólo a través del componente financiero. Se parte de la premisa de que los problemas financieros generalmente son la manifestación, muchas veces tardía, de problemas en otras áreas. Por esta razón, al ejercer un seguimiento sistemático sobre las "áreas técnicas" se puede realizar una gestión preventiva importante, evitando que la entidad se deteriore hasta un punto donde su rescate resulte excesivamente costoso tanto en términos económicos como sociales; y
- b) El principal usuario del tablero de Control de Gestión debe ser la propia Empresa. El reporte de resultados a las autoridades que centralicen el control de gestión del sector debe ser un sub-producto, y no el objetivo último del sistema.

Consecuentemente con lo anterior, el Tablero contempla cinco (5) áreas de concentración, así :

- Generación
- Transmisión/Sub-Transmisión/Distribución
- Comercialización
- Administración
- Financiamiento

Para cada área se establece un conjunto de indicadores, el cual se operacionaliza y se describe en detalle.

La especificación de los indicadores se hace a partir del SINSE, con el fin de aprovechar los desarrollos y mantener, en la medida posible, la uniformidad en el tratamiento de la información para el sector.

2. IDENTIFICACION DE LA CARTERA OFICIAL CON LAS EMPRESAS ELECTRIFICADORAS

Para realizar el análisis, el Grupo No. 6 contó con la colaboración del CONFIS, entidad que suministró la información de base. Algunas Empresas, particularmente EEB, EPM y EMCALI, suministraron información directamente.

Las principales conclusiones son las siguientes :

- a) Aunque significativa, la deuda oficial con las Electrificadoras no constituye un elemento crítico dentro del problema financiero del sector eléctrico colombiano. El monto consolidado de la cartera oficial con el sector, a junio de 1991, alcanza los \$ 59410 millones, representando apenas el 1.4% de los pasivos de éste y el 7.5% de los ingresos previstos durante 1991;
- b) No obstante lo anterior, sí es preocupante la evolución del problema. Entre diciembre de 1989 y junio de 1991, la cartera oficial se incrementó en más del 100%, pasando de \$ 29691 millones en diciembre de 1989 a \$ 59410 millones en junio de 1991;
- c) A pesar de que a nivel agregado del sector el problema no es crítico, sí lo es a nivel de algunas Electrificadoras, especialmente las pequeñas. Para algunas Empresas el monto de la cartera oficial (sumados los tres niveles territoriales, nacional, departamental y municipal) puede constituir un porcentaje muy apreciable del total de ingresos proyectado para el presente año;
- d) Como consecuencia de lo anterior, el Grupo de Trabajo analizó conjuntamente con el CONFIS la posibilidad de introducir mecanismos en la legislación especial de Presupuesto, tendientes a garantizar el pago de la cartera morosa, buscando que las normas establecidas a nivel nacional se extiendan a los otros dos niveles;
- e) En el Anexo No. 2 se presenta un documento específico sobre el análisis de este problema, en el cual se suministra información detallada. Así mismo, en el Anexo No. se incluyen las sugerencias concretas hechas a las autoridades del CONFIS para introducir en la legislación.

3. PAPEL Y ALCANCE DE LA FEN - ORGANIZACION DEL GRUPO INTERNO

Los nuevos campos de acción para la FEN, definidos por la Ley 25 de 1990, implican que la entidad deba reorganizarse con el fin de atender adecuadamente sus nuevas responsabilidades. Por este motivo, el papel y alcance de la FEN en lo que respecta al proceso de mejoramiento de las Empresas Eléctricas, y su consiguiente reorganización interna, así como su rol dentro del proceso de participación privada, deben enmarcarse en un contexto amplio.

Los dos puntos fueron tratados ampliamente con las autoridades de la FEN.

Dentro del marco general del proceso de reorganización, el esquema previsto para atender la función crediticia y monitora a las empresas (públicas y privadas) del sector eléctrico, se puede resumir como sigue :

- a) Se crean, a segundo nivel, cuatro Vice-Presidencias (Crédito, Planeación, Recursos Financieros y Control de Gestión) así como una Secretaría General. A un nivel inferior, aún cuando también reportando directamente a Presidencia, una Dirección Administrativa;
- b) La Vice-Presidencia de Crédito se organiza en cuatro Divisiones, cada una de las cuales tiene a cargo un grupo de empresas, especializando Oficiales de Crédito en cada entidad o grupo de entidades. Aquí se incluyen las empresas privadas que eventualmente surjan;
- c) La Vice-Presidencia de Crédito tiene tres campos principales de trabajo :

- Banca de Inversión,
- Crédito y
- Monitoreo.

En el primer campo, la FEN dará la asesoría financiera y el apoyo requerido en cuanto a protección del riesgo, capitalización, fusión, transformación, privatización, etc., así como en lo relativo a su participación en el mercado de capitales. En el segundo campo, se realizarán todas las acciones de diagnóstico y análisis requeridas para que el otorgamiento de crédito

cumpla con las condiciones inherentes a una buena administración financiera, tanto de las empresas prestatarias como de la propia FEN. Finalmente, la actividad monitora se desarrollará mediante el seguimiento y mejoramiento permanentes de los contratos de gestión;

- d) La Vice-Presidencia de Recursos Financieros complementa el esquema, particularmente a través de dos dependencias especializadas : Cartera y Estudios Financieros. La primera se encarga del control de cartera sobre todas las operaciones realizadas por la FEN. La segunda realizará los análisis de Estados Financieros de los sujetos de crédito de la FEN, dando así un soporte especializado a los Oficiales de Crédito y evitando que éstos últimos manejen simultáneamente todas las variables de un crédito potencial. Esta división del trabajo, aún cuando sana desde el punto de vista de control, puede generar inconvenientes prácticos, al exigir una complementariedad muy grande entre dos áreas que tienen racionalidades distintas. Por esta razón, en la implantación del esquema las autoridades de la FEN deberán ser muy cuidadosas en el diseño, implantación y seguimiento de mecanismos de coordinación entre estas dos áreas;
- e) La Vice-Presidencia de Control de Gestión cuenta, aparte de la actual División de Control Interno, con una División de Control de Operaciones, la cual se encargará de efectuar el seguimiento y evaluación de las políticas y del logro de las metas propuestas. Dada su naturaleza, esta Vice-Presidencia es muy importante en el mantenimiento de un control de calidad integral a nivel de toda la FEN, por lo cual, indirectamente, beneficiará a las entidades prestatarias.

El esquema previsto es considerado apropiado por el Grupo de Trabajo No. 6 . Entendiendo que la FEN es completamente autónoma en la definición de su estructura organizacional interna, simplemente espera que la propuesta sea considerada formalmente por la Junta Directiva a la mayor brevedad posible, para así lograr que la entidad entre a cumplir efectivamente el importante papel que le compete en el proceso de reestructuración del sector eléctrico.

a las necesidades impuestas por el nuevo marco sectorial. Este punto será objeto de un compromiso contractual dentro de los contratos de gestión. Adicionalmente, las empresas deberán comprometerse a presentar a FEN un plan de desmonte de todas aquellas actividades periféricas que hoy realizan pero que pueden ser fácilmente contratadas con el sector privado.

El Plan deberá incluir la identificación precisa de las funciones que se van a contratar externamente, su costo directo actual, un estimativo de los costos indirectos asociados con ellas, el plazo dentro del cual se va a realizar el desmonte y un estimativo (meta) de los ahorros que se esperan como resultado de la decisión. Finalmente, el Plan deberá contemplar la consolidación de todas las actividades "desmontables" en términos del ahorro global previsto, incluyendo los efectos del plan sobre la estructura administrativa y la planta de personal de la entidad.

El Grupo identificó seis formatos que podrían utilizarse para este propósito, con el fin de unificar la información y facilitar el análisis, así :

- Formato 1 : Formulación del Plan
- Formato 2 : Funciones a Contratar
- Formato 3 : Costos de la Función a Contratar
(Un formato por cada función)
- Formato 4 : Actividades y Cronograma del
Proceso de Desmonte de la
función (uno por cada función)
- Formato 5 : Ahorros Previstos con la Contra-
tación externa de la función
- Formato 6 : Consolidación de los Efectos del
Plan.

La FEN se encuentra trabajando actualmente en la operacionalización de esta sugerencia, a través de la Vice-Presidencia de Planeación.

5. ESPECIFICACION DE LOS CONTRATOS DE GESTION

Se examinaron los tres modelos básicos existentes para los contratos de gestión, así :

- a) FEN - EEB
- b) MINMINAS - ELECTRIFICADORAS
- c) FEN - CORELCA.

Con base en los modelos disponibles y las conclusiones obtenidas respecto del Tablero de Control de Gestión, se hicieron recomendaciones tanto a las autoridades del CONFIS como de la FEN, respecto de posibles modificaciones a los modelos.

En general, las modificaciones sugeridas fueron menores, ya que, en opinión del Grupo, los modelos existentes eran razonablemente completos y estaban bien estructurados.

Debido a la urgencia de firmar algunos de estos contratos y al muy difícil proceso de negociación con las entidades y los estamentos políticos interesados, algunas recomendaciones del Grupo no se incorporaron, pues ellas hubiesen implicado cambios mayores, que seguramente habrían dilatado todavía más el proceso de concertación previo a la firma. No obstante, las autoridades de FEN y CONFIS están considerando la posibilidad de incorporar tales recomendaciones en el futuro, especialmente las referidas a la especificación de un "conjunto de indicadores contractuales" y otro de "indicadores no contractuales pero de reporte obligatorio".

Para poder implantar estas recomendaciones, sin embargo, es indispensable que se tome una decisión oficial sobre el Tablero de Control de Gestión, la cual, obviamente, está por fuera de las atribuciones del Grupo de Trabajo. Como se menciona en la sección siguiente, esta decisión deberá ser tomada por la entidad que finalmente se cree para el manejo y control de toda la información sectorial, incluyendo aquella relativa a la administración de un "Sistema de Información para el Sector Energético".

6. REDACCION DE LA NORMA LEGAL

Con el fin de contribuir a la redacción de la Norma Legal (a cargo del Grupo de Trabajo No. 3) el Grupo de Trabajo No. 6 preparó el Memorando que se incluye como Anexo 3.

En el memorando se contemplan tres clases de normas dentro de las cuales podrían incluirse aspectos relevantes al tema institucional :

- La Ley Eléctrica,
- La Ley de Servicios Públicos y
- El Estatuto Orgánico de Presupuesto Nacional.

En cada caso se hacen recomendaciones específicas, buscando que las leyes anteriormente mencionadas cubran los aspectos que se consideran más importantes desde la perspectiva institucional. Las sugerencias no cubren todos los aspectos, ya que algunos se encuentran definidos desde hace mucho tiempo, por lo cual se consideró innecesario repetirlos. No obstante, el documento sobre participación del sector privado que se menciona en el punto siguiente, busca introducir elementos conceptuales y aspectos de detalle no previamente discutidos dentro de los Grupos de Trabajo, pero que se consideran importantes desde el punto de vista práctico.

Las sugerencias hechas en el memorando fueron discutidas con algunos miembros del Grupo 3, para asegurar la mayor comprensión posible de los distintos elementos propuestos.

7. DOCUMENTO SOBRE LA PARTICIPACION DEL SECTOR PRIVADO
EN EL SECTOR ELECTRICO

Con el fin de contribuir al análisis de este importante punto de política gubernamental, el Grupo preparó el documento que se presenta como Anexo 4.

El documento hace un muy breve resumen de la política gubernamental relacionada con el sector eléctrico y, posteriormente, aborda algunos aspectos del proceso de participación del sector privado, con el fin de destacar las actividades preparatorias que se deberán realizar antes de iniciar oficialmente acciones en esta materia.

ANEXO 1

TABLERO DE CONTROL DE GESTION

COMISION NACIONAL DE ENERGIA

GRUPO DE TRABAJO No. 6

TABLERO DE INDICADORES DE GESTION PARA USO POR PARTE DE LAS
ENTIDADES MONITORAS DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR ELECTRICO

Santafé de Bogotá, Octubre 15 de 1991

INTRODUCCION

En lo que sigue se presenta el conjunto de Indicadores que constituye el "Tablero de Control de Gestión" que será utilizado por las entidades "monitoras" del Sector Eléctrico (MINMINAS, FEN, CONFIS, DNF) para seguimiento del desempeño de las Empresas.

El Tablero contempla cinco (5) áreas de seguimiento, así :

- 1) GENERACION
- 2) TRANSMISION - DISTRIBUCION
- 3) COMERCIALIZACION
- 4) ADMINISTRACION
- 5) FINANCIAMIENTO

Los indicadores utilizados, salvo muy pocas excepciones, son un sub-conjunto de los propuestos por el SINSE, para así preservar la consistencia de éste con los esfuerzos anteriores.

De otra parte, aún cuando casi todos los indicadores propuestos deben ser calculados dentro de cada Empresa a nivel específico, el reporte previsto para el Tablero de Control es de carácter agregado, usualmente a nivel de toda la Empresa.

La identificación de áreas permite que el seguimiento se realice independientemente de si la Empresa es integrada o especializada en algún proceso.

Según la situación de cada Empresa, el contrato de gestión puede incluir solamente aquellos indicadores necesarios para analizar la situación de las variables consideradas críticas. Los demás indicadores del Tablero serán de obligatorio diligenciamiento y reporte, pero no harán parte del contrato. Estos indicadores servirán para detectar a tiempo, por parte de las entidades monitoras, tendencias indeseables que puedan afectar posteriormente los indicadores contractuales.

GENERACION

El objetivo primordial del área a cargo de este proceso es garantizar que la Empresa tiene a su disposición la energía que necesita para satisfacer la demanda prevista, con las provisiones de reserva correspondientes, y que este suministro se realiza al mínimo costo posible. El primer componente de este objetivo se relaciona con la eficacia del proceso; el segundo, con su eficiencia.

Los indicadores propuestos son :

1.1 Indicador de Factor de Capacidad

$$\frac{\text{MWH generados durante el periodo}}{\text{Capacidad efectiva (MW) * Horas en el periodo}}$$

Este indicador mide qué tanto se usa cada unidad en un periodo, en el cual se han descontado las horas de desconexiones planeadas y forzadas. Proporciona una descripción verdadera de la productividad de la unidad. Este factor debe ser alto para las unidades más eficientes y bajo para las unidades menos eficientes. La fuente de los datos es el registro de operación. El reporte se hace mensualmente y en forma acumulada para la Empresa como un todo.

1.2 Indicador de Eficiencia - Térmicas

$$\frac{\text{Combustible Utilizado * Valor unitario calorífico neto}}{\text{MWH generados - MWH consumidos en la generación}}$$

Este indicador mide la cantidad de energía (en Kcal) necesaria para producir un MWH neto (MWH brutos - consumo propio).

Supone conocer la distribución precisa de combustible a cada unidad. El indicador produce información sobre la eficiencia de conversión de calor a MWH. El contenido calorífico se obtiene por muestreo periódico, usualmente una vez por turno. El reporte se hace mensualmente y en forma acumulada para toda la Empresa, promediando ponderadamente los valores obtenidos para las diferentes unidades.

1.3 Indicador de Eficiencia - Hidráulicas

$$\frac{\text{Capacidad de carga real con cabeza disponible}}{\text{Capacidad de carga de diseño con cabeza disponible}} * 100$$

El diseño final de una planta hidroeléctrica determina capacidades efectivas en MW para varios niveles del embalse. Este indicador mide hasta qué punto esta capacidad teórica se está alcanzando. Las desviaciones pueden indicar problemas en las turbinas, tuberías, etc. El reporte se hace mensualmente y en forma acumulada para toda la Planta.

1.4 Indicador de Costo de Mantenimiento

$$\frac{\text{Costo total de mantenimiento}}{\text{MWH generados}}$$

Los costos de mantenimiento incluyen personal y materiales usados para reemplazo o reparación de equipos, pero excluye inversiones. Se incluyen elementos consumidos en la operación normal y los costos de los contratos de mantenimiento, cuando ellos son ejecutados por terceros. El reporte se hace anualmente para toda la Empresa.

1.5 Indicador de costo directo total de producción

$$\frac{\text{Costos directos totales de producción de energía}}{\text{Energía generada (MWH)}}$$

Deben considerarse todos los costos operativos excluyendo costos de combustible y repuestos, pero incluyendo costos de personal y de elementos que se consumen regularmente en las plantas. Este indicador se ajusta por inflación para identificar tendencias reales a lo largo del tiempo. El reporte se hace anualmente para toda la Empresa.

1.6 Indicador de racionamiento

Racionamiento en el mes (MWH)

Demanda esperada en el mes (MWH)

Este indicador permite verificar si mediante el manejo de los recursos se logró reducir el racionamiento esperado para el mes. Consecuentemente muestra la manera en la cual la Empresa aprovecha sus recursos internos y los externos del sistema, con el fin de optimizar el servicio a sus usuarios. Al analizar el indicador con la situación en el mes para el sistema integrado, se puede determinar hasta qué punto los problemas observados son debidos a una deficiente gestión de la Empresa o a restricciones absolutas del sistema. El reporte se hace mensualmente y en forma acumulada para toda la Empresa.

TRANSMISION Y DISTRIBUCION

El proceso de transmisión comprende todas las actividades necesarias para llevar la energía desde la plantas de generación (o los puntos de intercambio) hasta los puntos de entrada al sistema de distribución, de la manera más confiable y eficiente posible y con las menores interrupciones y pérdidas. Usualmente dentro de este proceso se incluyen las actividades de transformación, interrupción y protección necesarias para que la transmisión se realice de manera adecuada.

A su vez, el proceso de distribución comprende todas las actividades necesarias para llevar la energía desde los transformadores terminales del proceso de transmisión, hasta los puntos de consumo final por parte de los usuarios del servicio. El objetivo primordial del proceso de distribución es llevar la energía a los usuarios de la manera más confiable y eficiente posible, minimizando la frecuencia y duración de las interrupciones del servicio, ya que ambas cosas tienen un impacto directo sobre los ingresos de la Empresa.

Aún cuando a nivel de cada Empresa la información debe ser discriminada por circuitos específicos, para así poder tomar medidas remediales efectivas, los indicadores que se presentan más abajo deben ser agregados a nivel de toda la Empresa. El cálculo de estos indicadores debe ser prioritario para todas las Electrificadoras, dada su importancia para propósitos de control de pérdidas.

Los Indicadores propuestos son :

7.1 Indicador de salidas forzadas

$$\frac{\text{Número de desconexiones forzadas}}{\text{Número total de salidas}} * 100$$

Este indicador se relaciona con la eficiencia del mantenimiento preventivo. Independientemente de la duración de las desconexiones, su número es importante por los efectos que tiene sobre la calidad del servicio y los perjuicios potenciales que puede ocasionar a los usuarios. El reporte se hace mensualmente y en forma acumulada para toda la Empresa.

2.2 Indicador de pérdidas de energía por fallas de transmisión / distribución

$$\frac{\text{Energía no suplida por fallas en transmisión (MWH)} + \text{distribución (MWH)}}{\text{Energía despachada (MWH)}} * 100$$

Este es el mejor indicador global de la confiabilidad del servicio de atención al cliente. Se requiere conocer la duración promedio de la salida de las líneas para multiplicarla por el número total de salidas de circuito y por la carga promedio, para estimar la energía no suplida. Debe tenerse cuidado de no contabilizar doblemente los circuitos que alimentan a otros. El indicador se calcula para cada nivel de voltaje y se agrega por categoría (transmisión y distribución). Se reporta mensualmente y en forma acumulada para toda la Empresa.

2.3 Indicador normalizado de pérdidas técnicas de energía por transmisión / distribución

$$\frac{\text{Pérdidas promedio de energía}}{100 \text{ Kms. de circuito de transmisión distribución}} \quad (\text{para cada nivel de voltaje})$$

Transmisión:

Este indicador mide las pérdidas normalizadas por la longitud de las líneas a cada nivel de voltaje. Aunque las pérdidas de transmisión se tienen en cuenta en el programa de despacho económico, la reconfiguración de los circuitos puede ser una alternativa aceptable para reducir los niveles de carga y por lo tanto las pérdidas. Las pérdidas reales pueden establecerse midiendo la diferencia entre los MWH generados y los MWH medidos en todas las sub-centrales.

Distribución:

Las pérdidas técnicas relacionadas con distribución deben minimizarse para reducir generación innecesaria. El análisis del indicador sobre el tiempo, puede conducir a estudios para determinar conductores óptimos. El cálculo de este indicador se basa en los estimativos que se obtienen en el diseño de los alimentadores. Con base en estos estimativos, a cada alimentador se le puede asignar una pérdida (en MW) basada en niveles promedio de carga. Las pérdidas anticipadas totales (en MW) se dividen por la longitud de los circuitos.

2.4 Indicador normalizado de sobrecargas en transmisión distribución

$$\frac{\text{Número de sobrecargas ocurridas}}{100 \text{ Kms. de circuito de transmisión distribución}} \quad (\text{para cada nivel de voltaje})$$

Transmisión:

Este indicador advierte sobre problemas como el aumento de circuitos sobrecargados. Aún cuando dentro de la Empresa las sobrecargas deben clasificarse según su duración, aquí el indicador agrega todos los eventos sin discriminación. Los datos para calcular el indicador se obtienen directamente de los registradores de demanda máxima. El reporte se hace mensualmente y en forma acumulada para toda la Empresa.

Distribución:

Este indicador advierte problemas inminentes, permitiendo desarrollar un Plan de acción para evitar que los usuarios se afecten. Es importante porque permite detectar interrupciones potenciales y evitarlas mediante mantenimiento preventivo, lo que mejora la calidad del trabajo y reduce los costos. Como en el caso anterior, el cálculo se hace sobre todos los eventos y el reporte se hace mensualmente y en forma acumulada para toda la Empresa.

2.5 Indicador de sobrecargas en transformadores

$$\frac{\text{Número de sobrecargas en transformadores}}{\text{Número de transformadores en el sistema}} * 100 \quad (\text{para cada nivel de voltaje})$$

Este indicador mide la ocurrencia de sobrecargas en los transformadores. Aunque los transformadores pueden generalmente resistir sobrecargas significativas, éstas deben registrarse para predecir reducción de la vida útil y posibles fallas. El indicador es más aplicable a los transformadores de transmisión, porque generalmente los de distribución no se monitorean. Los datos para calcularlo se obtienen de los medidores de las subestaciones que indican la demanda máxima en MW. Para las sobrecargas de los transformadores de distribución se requiere hacer proyecciones con base en un programa para manejo de carga de transformadores. Se reporta mensualmente y en forma acumulada para toda la Empresa.

2.6 Indicador de pérdidas de energía por fallas en transformadores

Energía no suplida por fallas en transformadores (MWH)

Energía despachada (MWH)

Este indicador, que expresa los componentes de magnitud y duración de la confiabilidad, proporciona la mejor guía para identificar posibles medidas para mejorar el servicio. Las fallas de transformadores de distribución deben documentarse cuidadosamente. Para calcularlo se utilizan los datos involucrados en los indicadores 2.6 y 2.7. Se reporta mensualmente y en forma acumulada para toda la Empresa.

2.7 Indicador normalizado de costos de transmisión distribución

Costos totales de la actividad de transmisión distribución

100 Kms. de circuitos de transmisión distribución

Este indicador proporciona una medida de los costos totales de transmisión/ distribución por cada 100 kms de circuito. Cuando se examina sobre el tiempo (corregido por inflación) puede indicar cambios en los costos totales de las actividades de transmisión/distribución y en la eficiencia del trabajo. Se reporta mensualmente y en forma acumulada para toda la Empresa.

COMERCIALIZACION

El proceso de comercialización comprende todas las actividades que permiten a la Empresa formalizar las relaciones inherentes a la prestación del servicio a sus usuarios finales y, al mismo tiempo, obtener la adecuada retribución económica por dicha prestación, todo ello de conformidad con las necesidades de la comunidad, los planes de la Empresa y el marco normativo vigente.

Los Indicadores propuestos son :

3.1 Indicador de cobertura

$$\frac{\text{Número de instalaciones registradas}}{\text{Número de predios}} * 100$$

La función básica de este indicador es mostrar hasta qué punto la Empresa está cumpliendo su objeto social de prestación del servicio a la comunidad. Así mismo, este es un indicador global de previsión, útil para suministrar información para la presupuestación agregada de las actividades comerciales, dentro de los lineamientos dados por el Plan de Desarrollo. Se reporta anualmente.

3.2 Indicador de velocidad de respuesta a la demanda

$$\text{Número promedio de días entre la presentación de la solicitud y la instalación del servicio}$$

Este indicador permite obtener una medida objetiva de la diligencia de la Empresa para atender efectivamente las solicitudes de servicio. Se reporta anualmente.

3.3 Indicador de capacidad de medición efectiva

$$\frac{\text{Número de contadores en servicio}}{\text{Número de instalaciones de más de 2 Kw}} * 100$$

Este indicador muestra qué proporción de usuarios está siendo medida por la Empresa. Junto con el indicador siguiente, permite analizar la conveniencia o inconveniencia de modificar la política sobre medición. Se reporta con una periodicidad igual a la adoptada por la Empresa para su facturación y en forma acumulada.

3.4 Indicador de incidencia económica de la medición

$$\frac{\text{Facturación derivada de lectura de contadores (\$)}}{\text{Facturación total (\$)}} * 100$$

Este indicador permite establecer qué proporción de la facturación se deriva de lectura de contadores instalados y qué proporción se debe a estimación de consumo. Junto con el anterior, suministra información útil para la definición de la política sobre medición. Se reporta con una periodicidad igual a la adoptada por la Empresa para su facturación y en forma acumulada.

3.5 Indicador de consumo promedio

$$\frac{\text{Energía despachada (MWH) - Pérdidas técnicas (MWH)}}{\text{Número de instalaciones}}$$

Este indicador mide el consumo promedio real de los usuarios registrados en las Empresa. Es útil para analizar tendencias de consumo y para detectar la presencia de pérdidas negras. El indicador se debe calcular para los distintos tipos de usuarios. Se reporta mensualmente y en forma acumulada para toda la Empresa.

3.6 Indicador de costo relativo de lectura

$$\frac{\text{Costo de lectura y re-lectura}}{\text{Facturación}} * 100$$

Este indicador muestra el costo relativo de las actividades de lectura y re-lectura de la Empresa. Al interior de la Empresa, si el indicador se calcula por zonas, permite analizar hasta qué punto se justifica la lectura, especialmente en las áreas rurales de bajo consumo. A nivel agregado, permite ver la evolución de este costo con el tiempo. Se reporta con la misma periodicidad adoptada por la Empresa para su facturación y en forma acumulada.

3.7 Indicador de eficiencia de lectura

$$\frac{\text{Costo de lectura de contadores}}{\text{Número total de contadores}}$$

Este indicador suministra información respecto de la eficiencia y efectividad de la función de lectura de medidores. La fuente de los datos es: reportes diarios de los lectores (tiempo para leer 100 contadores), ordenes de trabajo especiales y reportes de ejecución presupuestal (costos de lectura). Los costos de lectura por medidor deben ajustarse por inflación. Se reporta con la misma periodicidad adoptada por la Empresa para su facturación y en forma acumulada.

3.8 Indicador de eficiencia de la facturación

$$\text{Demora promedio en la facturación}$$

Este indicador mide la eficiencia del proceso de facturación, indicando el tiempo que transcurre entre la lectura y la facturación. Cada día implica un incremento del capital de trabajo y por tanto un costo financiero para la Empresa. Debido a que el costo del retraso es proporcional a la magnitud de la factura, este indicador debe calcularse a través de promedios ponderados para los distintos tipos de usuarios. Se reporta con la misma periodicidad adoptada por la Empresa para su facturación y en forma acumulada.

3.9 Indicador de reclamos por facturación

$$\frac{\text{Número de reclamos por facturación}}{\text{Número de instalaciones}} * 100$$

Este indicador mide el grado en el cual el proceso de facturación está reflejando el consumo efectivo de los usuarios. Este indicador no es muy preciso, ya que incluye reclamos debido a percepciones subjetivas de los usuarios, las cuales pueden no ser justificadas en algún porcentaje. No obstante, es útil como una medida global del grado de eficacia del proceso de facturación, especialmente cuando se analiza la tendencia sobre un intervalo amplio de tiempo. Se reporta con la misma periodicidad adoptada por la Empresa para su facturación.

3.10 Indicador general de reclamos

$$\frac{\text{Número total de reclamos}}{\text{Número de usuarios registrados}} * 100$$

Este indicador suministra información muy gruesa sobre el grado de satisfacción de los usuarios con el servicio de la Empresa. Aunque suministra información diversa, el análisis de su tendencia a lo largo del tiempo da una buena idea del grado de mejoramiento o desmejoramiento del servicio y/o la imagen de la Empresa. Se reporta con la misma periodicidad adoptada por la Empresa para su facturación.

3.11 Indicador de rotación de cartera

$$\frac{(\text{Cartera al inicio} + \text{Cartera al final}) / 2}{\text{Facturación en el periodo} / \text{No. días en periodo}}$$

Este indicador mide la gestión de cobro de la Empresa. Dependiendo de su evolución, la Empresa puede iniciar programas especiales de cobro. Se reporta con la misma periodicidad adoptada por la Empresa para su facturación.

3.12 Indicador de cartera, morosa

$$\frac{\text{Cuentas por cobrar vencidas hace más de 6 meses}}{\text{Facturación promedio en la vigencia}} * 100$$

Este indicador es muy importante desde el punto de vista de gestión, ya que muestra el grado relativo de deterioro de la cartera y por tanto permite preparar las acciones necesarias para evitar que la cartera morosa pase a cartera perdida. Se reporta con la misma periodicidad adoptada por la Empresa para su facturación.

3.13 Indicador de eficiencia comercial global

$$\frac{\text{Costos totales asociados con la actividad comercial}}{\text{Número de instalaciones}}$$

Es el indicador de eficiencia más completo, ya que involucra todos los elementos de costo imputables a la actividad comercial en el periodo. Se reporta con la misma periodicidad adoptada por la Empresa para su facturación.

3.14 Indicador de legalización de usuarios

$$\frac{\text{Número acumulado de usuarios legalizados}}{\text{Número estimado de usuarios sub-normales}} * 100$$

Este indicador muestra el cumplimiento de la legalización de usuarios en el mes, según lo previsto en el plan de emergencia para la recuperación de pérdidas y cartera. Se reporta mensualmente y en forma acumulada para toda la Empresa.

3.15 Indicador de pérdidas de energía

Energía disponible - (facturac. efectiva + consumo propio)

Energía disponible

Este indicador mide las pérdidas de energía en el último mes. Se reporta mensualmente y en forma acumulada para toda la Empresa.

3.16 Indicador de efectividad del programa de reducción de pérdidas

Indice de pérdidas en el último mes

----- * 100

Indice de referencia para el nivel de pérdidas (meta)

Este indicador muestra la efectividad del programa de reducción de pérdidas durante el último mes. Se reporta mensualmente y en forma acumulada para toda la Empresa.

ADMINISTRACION

El proceso administrativo comprende todas las actividades necesarias para que la Empresa pueda desarrollar sus funciones dentro de los marcos normativo, organizacional y gerencial vigentes, utilizando sus recursos (especialmente humanos y físicos) de la manera más eficaz y eficiente posible y con los métodos y procedimientos que garanticen un ejercicio sano del control fiscal y de gestión.

Los Indicadores propuestos son :

4.1 Indicador global de productividad laboral - I

Número de instalaciones

Número de empleados

Este indicador muestra la productividad de la Empresa en términos del número de instalaciones existente por empleado. Aún cuando el indicador en si mismo no es muy preciso, permite ver de una manera clara la evolución de la productividad general de la Empresa cuando se analiza sobre un periodo dado. Se reporta mensualmente y en forma acumulada para toda la Empresa.

4.2 Indicador de productividad laboral - II

Costo total de personal en el año

Número de instalaciones

Este indicador muestra el costo de los servicios personales por suscriptor. Como en el caso anterior, el indicador es particularmente útil cuando se analiza su evolución sobre un periodo dado, en términos constantes. Se reporta anualmente.

4.3 Indicador de productividad laboral - III

Ventas totales de energía (\$)

Número de empleados

Este indicador muestra los ingresos recibidos por venta de energía por Empleado. De nuevo la utilidad del indicador es máxima cuando se analiza su evolución sobre un periodo, en términos constantes. Se reporta anualmente.

4.4 Indicador de disponibilidad laboral

Número de empleados en operación

Número total de empleados

Este indicador muestra la proporción de empleados dedicados a la actividad técnico-operativa. Para el Tablero se presenta mensualmente y para toda la Empresa.

4.5 Indicador de carga administrativa

Número de empleados administrativos

Número total de empleados

Este indicador muestra la proporción de personal administrativo de la Empresa. Se presenta mensualmente para toda la Empresa.

4.6 Indicador de Nivel de Inversión

Presupuesto de Inversión

Presupuesto de funcionamiento

Este indicador mide el nivel de las inversiones como proporción de los gastos de funcionamiento. Se reporta anualmente.

4.7 Indicador de eficiencia global

$$\frac{\text{Ventas totales de energía (\$)}}{\text{Costos totales de funcionamiento en el año}}$$

Este indicador es el que, de manera más general, muestra la eficiencia de la Empresa. Si las cifras se manejan en precios constantes, el análisis de la evolución sobre un periodo dado permite determinar la tendencia general de la Empresa con bastante claridad. Puesto que algunos costos laborales (cesantías, por ejemplo) sólo se reflejan parcialmente en la ejecución presupuestal, el indicador es aproximado, por lo cual lo importante es la tendencia. Los costos de inversión se exceptúan, para no distorsionar el indicador, aún cuando el cambio tecnológico deberá reflejarse en los periodos subsiguientes. Se reporta anualmente.

4.8 Valor de pérdidas por deterioro

$$\frac{\text{Valor bajas por deterioro de elementos}}{\text{Valor inventario promedio}} * 100$$

Este indicador suministra información sobre las condiciones de almacenamiento de los bienes en cada almacén y/o su manipulación por parte de los empleados responsables. Supone el ejercicio de una política estricta de revisión semestral sobre el estado de los bienes y un procedimiento de riguroso cumplimiento sobre baja de bienes. Se reporta anualmente.

4.9 Indicador de productividad en almacenes

$$\frac{\text{Número de transacciones (entradas y salidas)}}{\text{Número de empleados en almacenes}}$$

Este indicador muestra en forma gruesa la productividad de los empleados asignados a cada almacén, y es una medida respecto del grado de dimensionamiento de la planta de personal. Junto con otros elementos de juicio, sirve para tomar decisiones respecto de la conveniencia o inconveniencia de mantener los almacenes o confiar esta función a contratistas externos. Se reporta mensualmente y en forma acumulada para toda la Empresa.

4.10 Indicador de Horas extras

$$\frac{\text{Valor horas extras trabajadas}}{\text{Valor remuneración básica}} * 100$$

Este indicador muestra la incidencia relativa de las horas extras con respecto a la remuneración básica en cada dependencia de la Empresa. Un valor consistentemente superior al 5% para este indicador, sugiere problemas de dimensionamiento de la planta de personal, baja productividad en el horario normal de trabajo, laxitud en la aprobación de horas extras o una mezcla de todos estos factores. Se reporta mensualmente y en forma acumulada para toda la Empresa.

4.11 Indicador de ausentismo

$$\frac{\text{Número de horas perdidas por ausentismo}}{\text{Número total de horas laborables}} * 100$$

Este indicador permite analizar el comportamiento de la fuerza laboral, desde el punto de vista de su continuidad en el trabajo. Su análisis permanente permite al jefe respectivo tomar las decisiones que sean del caso en función de las metas asignadas. Un valor alto para este indicador sugiere problemas en la función de administración de personal. Se reporta mensualmente y en forma acumulada para toda la Empresa.

4.12 Indicador de rotación de personal

$$\frac{\text{Número de novedades de entrada y salida}}{\text{Número total de empleados}} * 100$$

Este indicador muestra el grado de rotación (por cualquier razón) existente en un periodo dado. En el numerador se contemplan todas las salidas independientemente de su causa, incluyendo retiro voluntario, jubilación, encargos, ascensos, despidos, insubsistencias, etc. Como en otros casos, lo más importante es la tendencia. Se calcula por niveles jerárquicos y en forma global para la empresa. Se reporta mensualmente y en forma acumulada para toda la Empresa.

4.13 Indicador de seguridad industrial

$$\frac{\text{Número total de días de incapacidad por accidentes}}{\text{Número de días-hombre laborables}} * 100$$

Este indicador muestra el porcentaje de días laborables perdidos por accidentes de trabajo que generan incapacidad. Por supuesto, un valor alto para este indicador sugiere problemas en la función de seguridad industrial, lo cual a su vez supone deficiencias en el uso de equipo, entrenamiento y capacitación, etc. Se reporta mensualmente y en forma acumulada para toda la Empresa.

4.14 Indicador de incidencia de actividades sindicales

$$\frac{\text{Horas-hombre en permisos/otras actividades sindicales}}{\text{Horas - hombre laborables}} * 100$$

Este indicador es importante para efectos del manejo general de las relaciones laborales en la Empresa. Mide el grado en el cual los permisos sindicales y otras actividades derivadas de la condición sindicalizada de los trabajadores, afectan las labores normales a cargo de la dependencia. Se reporta anualmente.

4.15 Indicador de eficiencia en contratación

Sumatoria del número de días entre decisión
de contratación y firma del Acta de Iniciación

Número de contratos

Este indicador muestra qué tan eficiente es la Empresa en las actividades de contratación que realiza. Como en otros casos, lo más importante es la tendencia, aún cuando una cifra demasiado alta para el indicador sugiere acción inmediata, dadas las implicaciones económicas que las demoras en contratación tienen sobre la Empresa. Se reporta anualmente.

4.16 Indicador de costo de mantenimiento, equipo de transporte

Costo de mantenimiento equipo de transporte (\$)

Número de vehículos

Este indicador da una medida gruesa del costo relativo de esta función para la Empresa. La cifra de costo debe incluir el costo de las instalaciones, las partes y piezas de repuesto, los lubricantes y el personal directa e indirectamente ligado con la actividad. En su análisis se debe tener en cuenta la antigüedad promedio del parque asignado a cada dependencia. Su utilidad principal se logra mediante la comparación intertemporal. Se reporta mensualmente y en forma acumulada para toda la Empresa.

4.17 Indicador de capacitación

Horas - hombre dedicadas a capacitación

----- * 100
Total de horas - hombre laborables

Este indicador mide la importancia relativa de la capacitación dentro de las actividades normales de la dependencia y la Empresa. Las cifras obtenidas pueden compararse con estándares nacionales e internacionales, para tener un punto de referencia. Se reporta anualmente.

FINANCIAMIENTO

El proceso de financiamiento comprende todas las actividades que permiten a la Empresa disponer oportunamente de los recursos que requiere para desarrollar sus programas y actividades, de acuerdo con los objetivos y metas trazados por el Plan de Desarrollo en sus distintos horizontes. Este proceso se lleva a cabo dentro de los parámetros definidos para la política financiera de la Empresa, tanto a corto como a largo plazos, y dentro de la normativa vigente.

Los Indicadores propuestos son :

5.1 Indicador de cumplimiento de calendarización - Ingresos

$$\frac{\text{Ingresos acumulados efectivamente recaudados}}{\text{Ingresos acumulados previstos en presupuesto}} \times 100$$

Este indicador muestra el grado en el cual se está cumpliendo la calendarización presupuestal. Dados los efectos del incumplimiento de esta calendarización sobre la marcha general de la Empresa, el seguimiento de este indicador es básico para la Gerencia y las entidades monitoras, ya que permite anticipar acciones tendientes a evitar traumas en el logro de las metas programáticas acordadas. El indicador puede calcularse a nivel de grandes rubros específicos (ingresos operacionales, desembolsos de crédito, etc.) para así poder definir acciones más concretas. Se reporta mensualmente y en forma acumulada para toda la Empresa.

5.2 Indicador de cumplimiento de calendarización - Gastos

$$\frac{\text{Gastos acumulados efectivamente causados}}{\text{Gastos acumulados previstos en presupuesto}} \times 100$$

La interpretación es igual a la anterior, pero en sentido inverso. Un valor superior a la unidad, significa una "sobreejecución" con respecto a la calendarización estipulada en el presupuesto aprobado, lo cual puede generar problemas serios para el cumplimiento de compromisos futuros. Por tanto, un valor superior a la unidad indica la violación de los compromisos establecidos, lo que sólo se justificará en condiciones excepcionales o cuando la ejecución de los ingresos haya también superado los estimativos presupuestales. Se reporta mensualmente y en forma acumulada para toda la Empresa.

5.3 Indicador de capital de trabajo neto efectivo

Activo Corriente - Inventarios - Pasivo Corriente

Este indicador puede verse como una medida de la liquidez de la Empresa, su capacidad de pago inmediato o su situación relativa de Tesorería. Se reporta mensualmente.

5.4 Indicador de liquidez ácida

Activo Corriente - Inventarios

Pasivo Corriente

Este indicador es el mismo anterior, pero en la forma de una razón financiera. Muestra la capacidad que tiene la Empresa para cubrir sus obligaciones de corto plazo. Se reporta mensualmente.

5.5 Indicador de tarifa promedio

Ventas a usuarios finales (\$)

Ventas a usuarios finales (KWH)

Este indicador representa el precio promedio de cada KWH vendido. Calculado en precios constantes y unido a las cifras de costos unitarios, permite analizar la viabilidad económica de la Empresa. Se reporta mensualmente y en forma acumulada para toda la Empresa.

5.6 Indicador de costo efectivo promedio de crédito externo

$$\frac{\text{Pago total de intereses + comisiones + otros (US\$)}}{\text{Deuda vigente en moneda extranjera (US\$)}}$$

Este indicador muestra el costo real del crédito externo, en contraste con su costo nominal. En forma agregada para todo el sistema, permite conformar un criterio para la formulación de política en este sentido por parte del Gobierno Nacional. Se calcula y se reporta anualmente.

5.7 Indicador de costo efectivo promedio de crédito interno

$$\frac{\text{Pago total de intereses + comisiones + otros (\$)}}{\text{Deuda vigente en moneda local (\$)}}$$

Mismo indicador anterior, para el crédito interno.

5.8 Indicador de endeudamiento a largo plazo

$$\frac{\text{Deuda a largo plazo (más de un año)}}{\text{Patrimonio}}$$

Este indicador muestra la proporción de las obligaciones contraídas a largo plazo contra el total del patrimonio. Es una medida del grado de solvencia de la Empresa. Se calcula y se reporta anualmente.

5.9 Indicador de endeudamiento total

$$\frac{\text{Pasivo total}}{\text{Activo total}}$$

Este indicador señala la proporción de obligaciones contraídas versus la totalidad de bienes y derechos de la Empresa. Por tanto es una medida de su solidez. Se calcula y se reporta anualmente.

5.10 Indicador de utilidad sobre ventas

$$\frac{\text{Utilidad neta}}{\text{Ventas totales}}$$

Este indicador muestra el porcentaje de utilidad que dejan las ventas. Se calcula y se reporta anualmente.

5.11 Indicador de rentabilidad sobre activo fijo revaluado

$$\frac{\text{Ingreso neto de explotación}}{\text{Activo fijo neto promedio revaluado}}$$

Este indicador mide la rentabilidad real de las inversiones destinadas al servicio, prescindiendo del origen de su financiación. El ingreso neto de explotación es el resultado del ejercicio, excluyendo ingresos y egresos ajenos a la explotación. Se calcula y reporta anualmente.

5.12 Indicador de capacidad financiera

$$\frac{\text{Generación interna bruta de fondos}}{\text{Total gastos financieros}}$$

El denominador incluye gastos financieros de construcción y de operación. Indica la capacidad de la Empresa para generar fondos suficientes para pagar el total de los gastos financieros. Se calcula y reporta anualmente.

5.13 Indicador de capacidad de servicio de la deuda

$$\frac{\text{Generación interna bruta de fondos}}{\text{Servicio de la deuda total}}$$

El servicio de la deuda total incluye amortizaciones e intereses. Es un buen indicador de la solidez financiera de la Empresa, al menos a corto plazo. Se reporta anualmente.

5.12 Indicador de auto financiamiento

$$\frac{\text{Generación interna neta de fondos} - \text{servicio de deuda}}{\text{Inversión}}$$

Este indicador muestra la inversión que ha sido financiada con recursos propios. Es un indicador de solidez financiera de la Empresa. Se calcula y se reporta anualmente.

5.15 Indicador Gastos de explotación sobre Ventas

$$\frac{(\text{Gastos operación} - \text{Energía comprada}) + \text{Gastos de Mantenim.}}{\text{Ventas}}$$

Este indicador mide los gastos de explotación en relación con las ventas. Se calcula y se reporta mensualmente y en forma acumulada.

ANEXO 2

**ANALISIS DE LA CARTERA OFICIAL
CON LAS EMPRESAS ELECTRICAS**

ANALISIS DE LA CARTERA OFICIAL CON LAS EMPRESAS DE ENERGIA DEL PAIS.

A nivel general, el peso relativo de la cartera oficial dentro de la estructura de ingresos de las empresas electrificadoras nacionales, aunque importante, no constituye, por si solo, un factor que afecte significativamente su operacion. A junio de 1991, la cartera de las entidades oficiales con las electrificadoras llego a representar el 12% del total de la ventas de energia del sector.

El comportamiento de la cartera oficial, a nivel agregado, muestra un marcado incremento en los ultimos dos años, más del 100%, al pasar de \$29.690.8 millones a \$59.410 millones entre diciembre de 1989 y junio de 1991. El incremento total es mayor, si se tiene en cuenta que se han aplicado cerca de \$5.000 millones correspondientes al cruce de cuentas con recursos del presupuesto nacional.

A nivel desagregado, la tendencia se mantiene, registrando, a junio de 1991, incrementos de más del 100% en la cartera oficial con cada una de las electrificadoras.

CARTERA DE LAS ENTIDADES OFICIALES Millones de \$

	A DIC/89	%	A JUN/91	%
GRUPO ICEL	7250.7	24.5	16158.4	27.2
GRUPO CORELCA	16582.3	55.8	32212.7	54.2
CVC	171.0	0.6	320.3	0.5
EMCALI	1079.0	3.6	2772.3	4.7
EPM	854.8	2.9	655.9	1.1
EEB	3753.0	12.6	7290.6	12.3
TOTAL	29690.8	100.0	59410.2	100.0

Comose observa, la cartera oficial, se concentra en mayor proporcion en las empresas subsidiarias de CORELCA, seguida del grupo ICEL y la EEB.

De acuerdo con los distintos niveles territoriales, la cartera oficial muestra una alta concentracion en el nivel Municipal (6.23% del total), seguida del nivel nacional (3.03%) y departamental (2.27%).

Aunque, como se dijo anteriormente, a nivel agregado la cartera de las entidades oficiales no compromete en mayor medida los ingresos de las electrificadoras, a nivel detallado, representa para algunas más del 100% de sus ingresos por ventas de energía.

ELECTRIFICADORAS DEL GRUPO CORELCA

El grupo CORELCA presenta la mayor concentración de la cartera oficial en las empresas electrificadoras, explicando más del 50% del total. La deuda oficial llega a representar, a junio de 1991, el 52.15% del total de los ingresos del grupo por venta de energía.

La distribución de la cartera oficial del grupo, por niveles territoriales, muestra mayor participación del nivel municipal (33.45%), seguido del departamental (14.67%) y del nacional (6.24%).

La alta participación de la cartera oficial en el total de ingresos del grupo, se agudiza más a nivel de cada una de las electrificadoras. Cuatro de las nueve filiales ven comprometidos sus ingresos por venta de energía en más de un 60%, dos de las cuales presentan niveles críticos al sobrepasar este índice más del 100% de sus ventas (Córdoba y Sucre).

A junio de 1991, para la electrificadora de Córdoba, la cartera oficial llega a representar, el 135% del total de los ingresos por venta de energía. La mayor concentración de la cartera frente a las ventas registradas, se presenta a nivel municipal (62.87%), seguido del nivel nacional (33.3%) y departamental (30.02%). Es necesario resaltar que, en términos de participación de la cartera oficial en las ventas de energía, es con esta electrificadora la que mayor participación registra el nivel nacional y el departamental \$1.351.8 millones y \$2.552.2 millones, respectivamente.

Le sigue a esta electrificadora, la de Sucre, en la que la cartera oficial, a junio de 1991, llega a representar el 104% del total de los ingresos por venta de energía. Contrario al comportamiento registrado para la mayoría de las electrificadoras del grupo, la concentración de la cartera oficial a nivel departamental es la que mayor peso tiene (91%), registrando participaciones muy bajas los niveles nacional (3.06%) y municipal (2.57%).

Además de estas dos electrificadoras, para las cuales la situación es crítica, el impacto de la cartera oficial en el total de las ventas es muy alto para las electrificadoras del Magdalena y Atlántico, llegando a superar el 60% del total de los ingresos por venta de energía.

En general todas las electrificadoras del grupo CORELCA (a excepción de San Andrés), presentan índices de participación de la cartera en las ventas de energía bastante altos (mínimo del 23%), tal y como se aprecia en el cuadro anexo.

A excepción de la alta participación que posee la cartera de las entidades oficiales del orden nacional en la electrificadora de Córdoba, en las demás, los altos índices se explican por la participación de los niveles municipales y departamentales.

ELECTRIFICADORAS DEL GRUPO ICEL

Aunque a nivel agregado la cartera con el ICEL llega a representar el 27% del total de la cartera oficial, a nivel de cada una de las electrificadoras que lo conforman, el peso relativo de la misma frente al total de ingresos por ventas de energía no es muy significativo.

La cartera oficial con el ICEL representa el 6.39% del total de sus ventas de energía. Especialmente, dicha participación se distribuye en un 3.12% a nivel municipal, 2.76% a nivel nacional y únicamente un 0.42% a nivel departamental.

Las empresas filiales del ICEL en las que mayor participación tiene la cartera oficial sobre el total de sus ventas son: Meta (49.52%), Amazonas (48.22%), Nariño (32.14%) y Santander (30.76%).

Es necesario resaltar que, la tendencia de la participación de la cartera oficial de acuerdo con los niveles territoriales, presenta variaciones frente a la observada para el grupo CORELCA, ya que para la mayoría de las electrificadoras del ICEL, el mayor peso relativo lo posee el nivel nacional, seguido del municipal y el departamental.

Así, la participación de la cartera oficial del nivel nacional, en el total de ingresos de las electrificadoras de Amazonas y Nariño llega al 28%, en la de Santander al 21.7% y en la del Tolima al 17.6%.

En términos absolutos, el mayor monto de la cartera oficial del nivel nacional, se presenta con la electrificadora de Santander (sin contar la EEB), a la que llega a adeudar más de \$2 mil millones. Afortunadamente, el tamaño de la electrificadora y el comportamiento de su mercado hace que la participación relativa de dicha cartera, sobre el total de sus ventas, aunque alta (21.7%), no llegue a representar los niveles registrados para algunas de las electrificadoras del grupo CORELCA. (más del 100%, como se mencionó anteriormente).

A manera de síntesis, se puede establecer que la cartera oficial del nivel nacional, tiene un peso relativo muy alto sobre la estructura de ingresos de las pequeñas electrificadoras. así:

CARTERA NIVEL NACIONAL

(Millones de \$ y porcentajes)

	MONTO	CARTERA/VENTAS
CORDOBA	1.358.8	33.3%
AMAZONAS	46.1	25.7%
NARIÑO	906.0	25.6%
SANTANDER	2.386.2	21.7%
TOLIMA	1.270.0	17.9%

Es necesario resaltar que en términos absolutos, la cartera más alta del nivel nacional se concentra en las electrificadoras de Santander, Córdoba y Tolima.

**CARTERA HORRADA DE LAS ENTIDADES OFICIALES CON LAS
EMPRESAS DE ENERGIA DEL PAIS
A JUNIO 30 DE 1991**

Millones de pesos 1991

ENTIDADES	VENIDA NIVEL				TOTAL VENIDA	VENTAS DE ENERGIA
	DEPARTAMENTAL	MUNICIPAL	NACIONAL	OTROS		
CEBS	1,359.8	1,306.8	3,524.8		7,290.6	98,693.0
CEEPN			655.9		655.9	58,852.0
CECALI	266.6	2,246.0	259.7		2,772.3	26,817.0
CEVC	9.0	214.8	96.6	0.9	320.3	1,734.0
GRUPO ICEL	1,072.9	7,299.1	6,990.0	196.4	15,158.4	253,047.8
IAATONAS	2.7	37.0	46.1	0.8	86.6	179.6
IEADE		50.5	109.6		160.1	11,235.1
IBOVACA	392.4	337.2	279.7		1,015.3	7,223.8
ICNEC	63.7	3,133.9	900.0		4,697.6	190,610.0
ICAGUETA	0.002	0.03	0.05		0.08	732.7
ICELANG	68.1	1,045.9	82.0	52.3	1,248.3	7,056.1
ICETA	57.3	1,222.0	302.1		1,581.4	3,205.5
ICARING	189.6	31.2	906.0		1,126.8	3,537.0
ICERGAN	73.3	661.2	423.6	26.7	1,184.8	7,353.0
ICANTANDER	28.1	972.8	2,386.2	1.6	3,388.7	11,015.7
ICOLINA	46.1	302.9	1,270.0	111.3	1,730.3	7,107.4
ICUULA	135.6	78.6	299.6	3.6	502.5	3,791.9
GRUPO CORELOA	8,125.6	18,529.0	3,456.2	2,101.9	32,212.7	55,398.2
ICATLANTICO	1,666.4	11,192.1	601.5	169.0	13,629.0	22,577.8
ICOLIVAR	41.9	3,449.7	676.8	174.2	4,342.6	14,238.5
ICANGOLENA	2,049.9	901.6	457.2	361.2	3,770.1	5,216.4
ICORDOBA	1,218.9	2,552.2	1,351.8	359.8	5,482.7	4,059.7
ICUERE	2,787.5	78.6	93.8	229.4	3,189.3	3,063.3
ICEDRA	60.5	333.1	136.7	321.6	851.9	2,833.6
ICUAJIRA	82.9	92.0	63.1	217.3	455.3	1,943.3
IC. ANDRES	49.9		16.0	50.9	116.8	1,465.6
ICAGANGUE	167.7	79.5	39.3	-18.5	305.0	
TOTAL VENIDA OFICIAL	11,332.2	50,795.7	14,983.1	2,299.2	59,410.2	494,542.0

(1) INCLUYE: MIN. GOBIERNO, DEPTOS ADMINISTRATIVOS, RAMA JURISDICCIONAL Y LEGISLATIVA.

FUENTE:

CUADROS ESTADISTICOS PRESENTADOS AL CONFINO POR LAS ELECTRICIDADAS

COMPORTAMIENTO DE LA DEUDA DE LAS ENTIDADES PUBLICAS CON LAS
EMPRESAS DE ENERGIA DEL PAIS

Nivel Central

Millones de pesos 1991

ENTIDADES	ENTIDADES DEL SECTOR						TOTAL DEUDA
	ICEL	CVC	COSELCA	ENCALI	EPN	CEB	
MIN. DEFENSA	992.5	9.8	1,029.9	76.5	49.4	1,815.8	3,973.9
MIN. COMUNICACIONES	1,078.1	6.7	132.5		1.9	189.3	1,408.6
MIN. MINAS	659.7				0.2	13.9	674.4
MIN. OBRAS	113.5	3.2	22.1	2.2	6.8	182.4	254.0
IPRES. DE LA REPUBLICA (1)	1,189.9	52.5	188.9	2.5	36.2	581.6	1,953.2
MIN. AGRICULTURA	158.4	0.4	235.3		1.1	65.7	460.9
MIN. HACIENDA	151.7	0.5	20.3	1.2	6.2	116.7	297.4
MIN. TRABAJO	1,674.3	1.0	76.5	5.0	0.7	32.3	1,795.2
MIN. JUSTICIA	172.9	9.0	79.4	82.2	207.3	144.2	701.7
MIN. EDUCACION	437.9	6.2	20.4	74.7	213.2	348.2	1,114.5
MIN. SALUD	469.3	4.0	1,730.0	0.4	130.3	75.2	2,409.2
MIN. DESARROLLO	13.9	2.5		2.4	0.4	31.0	56.2
MIN. RELAC. EXTER.						3.7	3.7
TOTAL ENTIDADES	7,112.0	96.6	3,456.3	259.7	655.9	3,524.8	15,105.2

(1) INCLUYE: MIN. GOBIERNO, DEPTOS ADMINISTRATIVOS, RAMA JURISDICCIONAL Y LEGISLATIVA.

**CARTERA MOROSA DE LAS ENTIDADES OFICIALES CON LAS
EMPRESAS DE ENERGIA DEL PAIS
A JUNIO 30 DE 1991
PORCENTAJE SOBRE EL TOTAL DE VENTAS.**

ENTIDADES	DEUDA NIVEL			OTROS	TOTAL DEUDA
	DEPARTAMENTAL	MUNICIPAL	NACIONAL		
CEB	1.38%	1.93%	3.57%		7.39%
CEEPN	0.00%	0.00%	1.11%		1.11%
CECALI	0.39%	3.38%	0.97%		10.34%
CEYC	0.46%	12.39%	5.57%	0.05%	18.47%
GRUPO ICEL	0.42%	3.12%	2.76%	0.38%	6.39%
AMAZONAS	1.51%	20.59%	25.67%	0.34%	48.22%
EADE	0.00%	0.45%	0.98%		1.43%
BOYACA	5.52%	4.47%	3.87%		14.05%
CHOC	0.03%	1.34%	0.47%		2.15%
COQUETA	0.00%	0.00%	0.01%		0.01%
CELEBO	0.94%	15.11%	1.16%	0.74%	17.97%
CAJETA	1.79%	33.31%	9.42%		49.52%
CAQUIBO	5.54%	0.89%	25.61%		32.14%
CAJICAMA	1.00%	0.99%	5.76%	0.36%	16.11%
CAJICAMA	0.28%	0.83%	21.66%	0.01%	30.78%
CAJICAMA	0.85%	4.24%	17.87%	1.57%	24.34%
CAJICAMA	3.52%	2.07%	7.51%	0.09%	13.25%
GRUPO COPELCA	14.67%	33.45%	6.24%	3.79%	58.15%
ATLANTICO	7.38%	49.35%	2.66%	0.75%	60.14%
BOLIVAR	0.29%	24.23%	4.89%	1.22%	30.64%
BAGALEMA	39.30%	15.37%	0.76%	10.76%	74.19%
BOGOTÁ	30.02%	62.87%	33.30%	0.26%	135.35%
BOGOTÁ	91.00%	2.57%	3.06%	7.47%	104.11%
BOGOTÁ	2.14%	11.76%	4.82%	11.35%	30.08%
BOGOTÁ	4.27%	4.75%	3.25%	11.18%	23.45%
S. ANDRES	3.40%	0.00%	1.09%	3.47%	7.97%
BOGOTÁ					
TOTAL DEUDA OFICIAL	2.29%	6.23%	3.03%	0.46%	12.01%

(1) INCLUYE: MIN. GOBIERNO, DEPTOS ADMINISTRATIVOS, RAMA JURISDICCIONAL Y LEGISLATIVA.

FUENTE:

COMPORTAMIENTO DE LA DEUDA DE LAS ENTIDADES PUBLICAS CON LAS
ELECTRIFICADORAS - GRUPO COBESCA

ENTIDADES	Nivel Central										Millones de pesos 1991	
	ATLANTICO	BOLIVAR	INDAGALENA	COCHABAMBA	SUCRE	CECORA	GUAYAMA	IS. MARCOS	MAGDARENE	NEGRA	TOTAL	
MIN. DEFENSA	123.0	575.1	105.5	135.4	11.2	25.1	41.3	4.2	2.5	1,029.9		
MIN. COMUNICACIONES	77.2	19.9	12.1	0.1	1.0	0.2	1.9	4.4	7.5	132.5		
MIN. MINAS										0.0		
MIN. OBRAS	2.5	3.0	4.1	2.3	1.0	5.2	1.7	0.4	0.2	21.5		
OPRES. DE LA REPUBLICA (1)	50.3	22.7		4.0	0.0		1.2	0.2	0.8	109.0		
MIN. AGRICULTURA	145.5	5.2	16.5	45.4	0.9	15.7	0.7		1.3	235.3		
MIN. HACIENDA	5.0	5.1	0.9	1.5	0.7	0.6	0.5	1.1	0.5	20.1		
MIN. TRABAJO	25.4		15.0	7.2	0.5	23.9	2.9	1.3	0.4	75.7		
MIN. JUSTICIA	20.3		20.5	25.1	0.9	5.2	1.5		2.5	79.5		
MIN. EDUCACION	4.5		12.3	3.5						20.4		
MIN. SALUD	112.5	51.5	259.0	1,122.7	77.5	47.8	11.3	4.4	22.9	1,739.9		
MIN. DESARROLLO										0.0		
TOTAL ENTIDAD	551.5	895.8	457.2	1,351.6	93.8	136.7	53.1	15.0	39.3	3,456.2		

(1) INCLUDE: MIN. GOBIERNO, DEPTOS ADMINISTRATIVOS, RAMA JURISDICCIONAL Y LEGISLATIVA.

COMPARTEMENTO DE LA DEUDA DE LAS ENTIDADES PUBLICAS CON LAS
ELECTRIFICADORAS - GRUPO ICEL.

ESTADO DE DEUDA 1991

Nivel Central

ENTIDADES	ELECTRIFICADORAS										TOTAL		
	PARANAGUAS	ERDE	ROYACA	CHEC	ICABUETA	CELGAC	NETA	MARINO	MOESAM	SANTANDER		TELETRA	SEDESA
MIN. DEFENSA	5,054.2	55,529.7	50,449.7	9,409.6	39.7	139,573.6	1271,159.3	16,133.3	26,165.6	23,444.0	584,622.6	42,004.3	992,476.
MIN. COMUNICACIONES	110,513.2	1,779.6	13,739.7	1517,947.2	0.0	112,313.6	2,448.1	1,475.3	53,359.8	50,560.8	400,551.5	12,162.5	11,076,100.
MIN. MINAS				30,635.4		1,972.0		646.5	1169,616.6	456,574.6			1,626,227.
MIN. SEÑAS			2,523.0	6,822.1	0.4	119,830.9	118.8	4,044.2	12,285.2	9,317.1		6,727.6	113,531.
OPRES. DE LA REPUBLICA (1)	1,771.7	9,676.4		1244,969.5	1.5	440.2	1,482.4	1860,236.6	7,193.6	53,841.6	5,057.6	3,350.7	11,189,914.
MIN. AGRICULTURA	395.2		3,505.3	328.7	0.2	374.9	10,184.5	365.5	4,577.6	9,921.6	7,221.2	121,154.8	158,459.
MIN. HACIENDA (2)	221.1			20,125.9		35.5		359.1	2,540.5	4,450.4	359.1	1,191.6	151,459.
MIN. TRABAJO	266.2		3,265.1	155.4	0.2	1,915.1	476.7	2,729.4	34,028.3	11,819,236.1		12,257.7	11,674,285.
MIN. JUSTICIA	251.7	10,158.3	11,759.7	15,485.3	3.2	352.4	12,316.0	2,559.3	47,491.6	27,013.3	21,244.3	25,865.3	172,910.
MIN. EDUCACION	117,604.1		24,659.0	817.6	1.6	2,354.7	3,477.0	17,706.1	10,285.7	2,331.6	309,646.9	48,047.0	437,682.
MIN. SALUD	6,360.5	2,313.7	1135,313.9	51,257.3	4.4	2,397.2	265.8	189.9	44,776.3	128,134.7	91,114.5	5,177.5	469,265.
MIN. DESARROLLO				163.0		464.0	235.9	11.5	10,698.9	1,338.4	592.1	394.2	13,698.
TOTAL ENTIDAD	146,060.9	1109,602.7	1279,651.2	1599,957.0	51.2	181,964.1	1302,109.5	1905,916.7	1423,616.7	12,386,166.4	1,270,024.9	1284,548.0	17,112,050.

(1) INCLUDE: MIN. GOBIERNO, DEPTOS ADMINISTRATIVOS, RAMA JURISDICCIONAL Y LEGISLATIVA.

(2) EL DATO TOTAL NO CORRESPONDE A LA SUMA DE LAS CANTIDADES PRESENTADAS POR NO DISPONERSE, EN ALGUNOS CASOS DE LA INFORMACION COMPLETA Y CONSISTENTE SE TOMO EL DATO TOTAL QUE APARECE EN CUADRO RESUMEN PREPARADO POR EL COMFIS.

ANEXO 3

**ASPECTOS A INCLUIR EN LA
LEGISLACION**

MEMORANDO

PARA : GRUPO DE DIRECCION
DE : GRUPO DE TRABAJO No. 6
ASUNTO : ASPECTOS A INCLUIR EN LA LEGISLACION
FECHA : OCTUBRE 23 DE 1991

Se contempla la posibilidad de introducir legislación a través de distintas normas : la Ley Eléctrica, la Ley de Servicios Públicos y el Estatuto Orgánico de Presupuesto.

1. En la "Ley Eléctrica" deberían contemplarse los siguientes aspectos :
 - a) El sector energético colombiano tendrá, para propósitos de planeación y seguimiento, un Sistema de Información, el cual será administrado por la Comisión Nacional de Energía, o un ente adscrito a ella. Este Sistema deberá incorporar el SINGE. La norma deberá hacer explícita la obligatoriedad para todas las empresas pertenecientes al sector, de diligenciar y remitir la información, de acuerdo con la reglamentación que expida la CNE, facultando a ésta para imponer sanciones a las empresas infractoras de dicho reglamento. El financiamiento del Sistema no debe depender del presupuesto nacional sino de las propias empresas, ampliando el marco que hoy sustenta el funcionamiento de la CNE.
 - b) Todas las empresas que presten el servicio eléctrico, en cualquiera de sus fases o procesos, deberán convertirse en sociedades anónimas, quedando sujetas al régimen respectivo, independientemente de su carácter público o privado. Las empresas públicas, cuyos estatutos incluyan aspectos contrarios al régimen normal aplicable a las sociedades anónimas, deberán proceder a la reforma correspondiente en el plazo de tres meses (?) contados a partir de la fecha de la expedición de la Ley Eléctrica.
 - c) Las Juntas Directivas de las empresas eléctricas, a partir de la expedición de la presente Ley, deberán elegirse de conformidad con las normas vigentes para las sociedades anónimas. En todo caso, las Juntas Directivas deberán reflejar la composición accionaria existente. Como en el caso anterior, las empresas públicas deberán proceder a reformar sus estatutos para tener en cuenta este mandato, a más tardar tres meses después de la expedición de la Ley Eléctrica.

d) La Financiera Energética Nacional - FEN - dispondrá de una línea de crédito, en las condiciones fijadas por su Junta Directiva, para financiar los procesos de reconversión y ajuste que requieran las empresas públicas del sector, con el fin de alcanzar una estructura competitiva. Las actividades objeto de financiamiento deberán ser fijadas en la norma que establezca la línea, pero en todo caso deberá incluir el financiamiento de planes de retiro voluntario y otros esquemas dirigidos a depurar las plantas de personal.

e) Con el fin de impulsar el proceso de reorganización del sector eléctrico, deberá crearse una entidad "ad hoc", adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Con base en las directrices emanadas del Ministerio, esta entidad deberá planificar, dirigir y coordinar los procesos de transformación de las empresas, incluyendo su venta y la enajenación de activos, totales o parciales, y tendrá facultades para contratar los servicios especializados que se requieran para el mejor y más rápido cumplimiento de su objetivo. La ley podría mencionar el plazo de vigencia de la entidad (tres años, por ejemplo) indicando la posibilidad de ampliarlo por parte del Gobierno Nacional, si se considera necesario.

2. En la "Ley de Servicios Públicos" deberían incluirse los siguientes aspectos :

a) Los servicios públicos son bienes tangibles, en la medida en que son mensurables. Por lo tanto, el consumo fraudulento de tales servicios constituye hurto y estará sujeto a las sanciones contempladas por el Código Penal. El proyecto de Ley No. 57 de 1990 (Cámara, presentado por el Representante Jesús Ignacio García Valencia) intentó plasmar en la legislación esta figura, mediante la adición del artículo 351 del Código Penal. El proyecto parte de la premisa de que el concepto de hurto es aplicable en este caso, por lo cual se limita a adicionar un numeral 12 a las once "circunstancias de agravación punitiva" previstas en el Código. Puesto que aparentemente no hay consenso sobre esta materia - aún cuando algunos tratadistas consideran que ello es así - lo que habría que determinar es el mecanismo más adecuado para que el concepto quede inequívocamente establecido.

b) La prestación del servicio implica la existencia de un contrato entre la empresa proveedora y el dueño del predio al cual se le suministra el servicio. En consecuencia, la contravención de lo estipulado en el contrato dará lugar a las acciones contempladas por la Ley para la violación de los contratos civiles.

c) A partir de la vigencia de la Ley, los dueños de los predios tendrán ocho meses (?) para legalizar los contratos respectivos (uno para cada servicio). Para garantizar el pago de las obligaciones contraídas en el contrato, en caso de que el predio se encuentre arrendado, el arrendatario deberá constituir una póliza de seguro, cuya cobertura deberá ser igual a seis veces el valor del consumo promedio para el tipo de uso pertinente (residencial, comercial, industrial, oficial). La Superintendencia Bancaria deberá proceder al diseño de esta Póliza en un término no superior a dos meses contados a partir de la expedición de la Ley.

d) La prestación de los servicios domiciliarios constituye un servicio público, determinante del bienestar de la comunidad. En consecuencia, las condiciones financieras, operacionales y administrativas de las empresas que los presten deberán ser tales que garanticen razonablemente dicho bienestar comunitario. La Superintendencia de Servicios Públicos deberá vigilar el estado de estas empresas, estableciendo las condiciones en las cuales deberán intervenir para asegurar la adecuada prestación del servicio. Las empresas intervenidas quedarán sujetas, a partir de ese momento, a las normas extraordinarias previstas para este tipo de situaciones en la legislación normal.

3. El Estatuto Orgánico de Presupuesto Nacional debería contener normas que establezcan la obligatoriedad del pago de cuentas por servicios públicos para las entidades del Estado, independientemente del orden al cual pertenezcan. En este sentido, hay dos artículos en el actual Estatuto (Ley 38 de 1969) que podrían utilizarse para este propósito :

a) El artículo 88 dice : "En desarrollo del inciso 3o. del artículo 211 de la Constitución Política, contra los directores y gerentes de las entidades descentralizadas que no apropien y ordenen girar oportunamente las partidas presupuestales necesarias para el servicio de la deuda, según las cuantías pactadas en los respectivos contratos, la Contraloría General de la Nación (sic) iniciará juicio fiscal de cuentas y podrá imponer las multas que estime necesarias hasta que se garantice el normal cumplimiento de los contratos de empréstito".

Este artículo podría modificarse para incluir "... las partidas presupuestales necesarias para el servicio de la deuda Y EL PAGO DE LOS SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS".

b) El artículo 94 dice : "Las entidades territoriales de los órdenes departamental, intendencial, comiserial, distrital y municipal, en la expedición de sus códigos fiscales o estatutos presupuestales, deberán seguir principios análogos a los contenidos en la presente Ley".

Este artículo podría modificarse así : "... en la expedición de sus códigos fiscales o estatutos presupuestales, deberán seguir principios análogos a los contenidos en la presente Ley Y CENIRSE A LO DISPUESTO EN EL ARTICULO 86 DE LA MISMA".

ANEXO 4

**DOCUMENTO SOBRE LA PARTICIPACION
PRIVADA EN EL
SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO**

**PROGRAMA DE REESTRUCTURACION DEL
SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO**

GRUPO DE TRABAJO No. 6

- Jaime Maldonado, DNP
- Leopoldo Montañez, DNP
- Maria Claudia Correa, CONFIS
- Armando Lega, FEN
- Rodrigo Navia, MINMINAS
- Germán Corredor, EEB
- Jaime Silva B., Consultor

**LA PARTICIPACION PRIVADA EN
EL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO**

Santafé de Bogotá, D.C., Noviembre de 1991

INTRODUCCION

Uno de los propósitos esenciales de la política gubernamental actual es la racionalización de sector público, bajo la premisa de que ésta es la única forma en la cual el Estado colombiano podrá desarrollar eficazmente sus obligaciones constitucionales fundamentales.

Para lograr este propósito, el Gobierno Nacional ha considerado indispensable impulsar un proceso de desinversión en algunos sectores de la economía, en los cuales su participación actual es muy importante y cuyo funcionamiento impone una carga económica considerable.

La acción estatal en estos sectores obliga a la apropiación de recursos públicos que podrían utilizarse en la atención de otros frentes prioritarios, en los cuales la participación directa del Estado difícilmente puede tener sustitutos, configurándose así una situación inconveniente por su costo social. Uno de los sectores en los cuales el proceso de desinversión parece más urgente es el sector eléctrico, por las razones que serán analizadas en el capítulo primero de este documento.

Con el fin de contribuir a que la decisión general de política pueda llevarse a la práctica en la forma más rápida posible, el presente documento busca hacer un análisis breve de problema y de las principales características de un proceso de participación privada en la operación y desarrollo del sector para, sobre esta base, hacer algunas recomendaciones que permitan orientar la acción del Gobierno a corto plazo.

El documento no pretende ser completo ni exhaustivo. Su propósito es analizar el panorama en forma general para, posteriormente, si el Gobierno lo considera pertinente, entrar a profundizar aquellos aspectos en los cuales se requiera un mayor grado de especificación y detalle.

El documento se organiza en cuatro capítulos, así :

El primero presenta un diagnóstico global de la situación de sector eléctrico nacional. El segundo resume la estrategia general del Gobierno con respecto a este sector. El tercero trata de definir algunos aspectos estratégicos propios del proceso de participación privada, los cuales son independientes del sector específico de aplicación. Finalmente, el capítulo cuarto plantea aspectos importantes de metodología y procedimiento práctico, a través de los cuales se busca materializar las principales recomendaciones.

1. DIAGNOSTICO DEL SECTOR ELECTRICO¹

Durante los últimos veinte años, el servicio de energía eléctrica se ha extendido significativamente en el país. De una cobertura del 40% existente en 1970, se ha pasado al 80% en 1990. No obstante esta considerable expansión, aún subsisten amplias zonas del territorio nacional carentes de energía. De otra parte, el esfuerzo implícito en este proceso de desarrollo ha agudizado la crisis institucional característica del sector desde hace muchos años, y ha generado otra de carácter financiero que impide su desarrollo futuro.

En el momento actual, el manejo de los problemas ya existentes y el enfrentamiento de los retos futuros en términos de atención de la demanda, superan la capacidad institucional, administrativa y financiera de las empresas del sector. De hecho, en los últimos cinco años los problemas internos han trascendido el ámbito empresarial y sectorial, generando problemas de carácter macro-económico muy delicados.

Algunos de los problemas principales característicos del sector eléctrico, son :

- a) Dispersión y mezcla de responsabilidades dentro de marco regulatorio del Estado;
- b) Deficiente gestión administrativa de las empresas;
- c) Crítica situación financiera;
- d) Manejo inadecuado de los precios de los diferentes energéticos y restricciones a la oferta de gas.

Sin entrar al análisis detallado de cada uno de los problemas anteriores², la situación actual del sector se puede resumir de la siguiente manera :

La falta de un marco regulatorio claro, eficiente y sobre todo

¹ Este capítulo y el siguiente están basados en el documento "Estrategia de Reestructuración del Sector Eléctrico", DNP-2534-UINF-DELEC. Bogotá, Mayo 21 de 1991.

² El lector interesado puede consultar el Documento del DNP ya citado.

global, ha impedido asignar funciones específicas a cada empresa y adelantar una programación energética integral. Existe una mezcla de lo regulado con lo regulatorio. Adicionalmente, la falta de competencia y control ha permitido la ineficiencia de las empresas. El aumento desmedido de los gastos de funcionamiento, los altos niveles de pérdidas y la elevada cartera vencida, reflejan esta situación.

Durante la década de los 80s, un crecimiento del consumo inferior al esperado (5.7% frente a 10%) llevó a que la expansión de la generación, basada en grandes proyectos hidroeléctricos, resultase excedentaria en cerca de 2400 MW e introdujera un alto grado de rigidez en el manejo del sistema. Como consecuencia, durante los últimos años ha existido una sobre-instalación del sistema de generación entre el 30% y el 40% de la capacidad efectiva instalada, lo que equivale al doble de las reservas de seguridad recomendables. A esta situación ha contribuido, sin duda, la baja coordinación de las decisiones de inversión en el área de generación, con aquellas necesarias en las áreas de transmisión y distribución.

La suma de los problemas anteriores ha determinado que en los últimos años la situación financiera del sector haya creado problemas severos al Gobierno Nacional, debido al gran impacto sobre las finanzas públicas. La deuda externa del sector representa una tercera parte de las obligaciones del país con sus acreedores en el exterior. El saldo de esta deuda ha crecido a un ritmo promedio del 20% anual, pasando de US\$ 860 millones en 1980, a US\$ 5200 millones en 1990, aún cuando en los últimos cuatro años la inversión se redujo a cerca de la mitad de los niveles observados en los años anteriores.

Para cubrir los requerimientos financieros del sector, el Gobierno Nacional ha debido trasladar recursos de otros sectores en cuantía de US\$ 1513 millones², asumiendo un alto costo económico y social. Ante la imposibilidad de sostener esta situación, el Gobierno anterior adoptó en 1987 el "Plan de Ajuste Sectorial", plan que sólo dió resultados parciales y forzó una mayor utilización de recursos provenientes de Ecopetrol y Telecom, profundizando la crisis.

Lo anterior contribuyó a desacelerar el crecimiento de la economía, restándole posibilidades de financiamiento a otros sectores, copando la capacidad de endeudamiento del país y

² Las principales fuentes han sido: Superavit de Ecopetrol (US\$ 263 millones), Telecom (US\$ 97 millones), Fondo Nacional del Café (US\$ 188 millones), Fondo Nacional del Ahorro (US\$ 20 millones), Créditos con la Banca Multilateral y Comercial (US\$ 611 millones) y Presupuesto Nacional (US\$ 334 millones).

2. LA ESTRATEGIA GENERAL

Con base en el análisis anterior, se puede concluir que el restablecimiento del equilibrio económico del sector supone actuar coordinadamente en tres grandes frentes :

- a) Aumentar sustancialmente la generación interna de recursos;
- b) Ajustar el monto de las inversiones a las disponibilidades financieras; y
- c) Efectuar un programa que permita el manejo de la deuda a largo plazo.

Lo anterior deberá realizarse teniendo no solamente en cuenta los problemas hoy existentes, sino las necesidades futuras que deberán atenderse para evitar que la disponibilidad efectiva de energía se convierta en una restricción insalvable al proceso de desarrollo del sector productivo nacional. Por esta razón, las acciones descritas deberán estar acompañadas de la implantación de mecanismos dirigidos a racionalizar y atender la demanda futura, así como a incentivar y materializar la participación de la iniciativa privada en las nuevas inversiones y la utilización de sustitutos energéticos.

La línea básica de acción será entonces mejorar los resultados administrativos y financieros de cada una de las empresas de forma tal que, compitiendo entre sí, produzcan una asignación de recursos económicamente más racional.

De este concepto básico se desprende un primer lineamiento estratégico relacionado con la expansión de la oferta de energía : dar una mayor participación a fuentes y tecnologías alternas de energía, como el gas en las áreas urbanas y fuentes locales en las rurales. Ello supone la organización de un plan de diversificación de la canasta energética para las zonas urbanas y un "plan de energización rural".

Un segundo lineamiento es la promoción de la competencia por parte del Estado y el fortalecimiento de un marco regulatorio y de control más transparente y eficiente, que conduzca a mejorar el desempeño de las empresas (públicas y privadas) pertenecientes al sector en cualquiera de los procesos que conforman el ciclo productivo.

El mejoramiento de las empresas dependerá fundamentalmente de vincular el sector al funcionamiento del sistema de precios. Ello aumentará la capacidad de generación de ahorro por las empresas. La política tarifaria a los usuarios deberá reflejar los costos económicos a nivel de distribución, al igual que las tarifas en bloque reflejarán los costos de generación y los de transmisión, donde sea aplicable. Por su parte, los costos de funcionamiento de las empresas distribuidoras deberán disminuir por usuario atendido.

El rol activo del Estado en la creación de condiciones para la competencia se desarrollará en dos direcciones. Primero, la consolidación de un marco institucional conformado por entidades más autónomas y eficientes, y con mayor libertad de comprar y vender energía y de realizar intercambios energéticos en el mercado. Y segundo, por la primacía de procedimientos menos determinados por reglas administrativas y más por la rentabilidad económica y social de las acciones.

En la medida en que la implantación de lo anterior elimine las distorsiones existentes, consolide un marco regulatorio claro y viabilice la competencia, se darán las condiciones para la regionalización y la participación significativa del sector privado. Adicionalmente, si la participación privada se puede hacer efectiva a corto plazo, así sea a través de acciones puntuales, ella contribuirá a dinamizar todo el proceso.

La operacionalización de esta política se hará mediante la concreción de un Plan que contempla las siguientes acciones prioritarias :

- Celebración de Contratos de Desempeño para el saneamiento administrativo y financiero de las empresas;
- Capitalización y Refinanciación de pasivos de las empresas y adquisición de acciones de ISA y CHB;
- Apoyo a la Empresa de Energía de Bogotá y al Proyecto Hidroeléctrico del Guavio;
- Reglamentación de la comercialización de energía;
- Articulación de la FEN a la política macro-económica y su papel dentro del sector;
- Fortalecimiento del Ministerio de Minas y Energía; y
- Creación de las condiciones para la regionalización y la participación del sector privado.

Todas las acciones anteriores se encuentran actualmente en desarrollo, aun cuando con diversos grados de avance.

Puesto que el objetivo del presente documento es contribuir a la puesta en marcha del proceso de apertura a la participación del sector privado, en lo que sigue el análisis se centrará en este aspecto.

3. LA ESTRATEGIA DE PARTICIPACION PRIVADA EN EL SECTOR ELECTRICO

3.1 Planteamiento General

La transformación del sector eléctrico colombiano supone una estrategia integrada dentro de la cual se tengan en cuenta las diversas opciones abiertas al Estado para el logro de su objetivo básico, cual es la provisión de los servicios a la mayor cantidad de personas con el mínimo costo posible.

Como ya se explicó, la estrategia implica definiciones de política a distintos niveles, dirigidas a racionalizar el funcionamiento del sector energético, algunas de carácter global, otras más específicas.

Aparte las consideraciones relativas al marco institucional y otros aspectos de política general del Estado, la estrategia integrada podría plantearse de la siguiente manera :

- a) La promoción de fuentes alternas de energía debe recibir la primera prioridad. Esta promoción, sin embargo, debe estar basada en una adecuada estructura de precios, de tal manera que el desarrollo relativo de cada una de estas fuentes sea el producto de su mayor o menor conveniencia económica y no de subsidios explícitos o implícitos que en último término deben ser pagados por el Estado;
- b) El desarrollo de las distintas opciones energéticas deberá hacerse dentro de un marco de competencia. Todos los Agentes económicos podrán participar, bajo la premisa de que ellos quedarán sujetos a reglas de juego previamente definidas, asumiendo los riesgos de sus decisiones;
- c) La transformación que deberá operarse dentro del Sector Eléctrico tiene como finalidad la minimización del valor presente de los costos de operación del sistema, manteniendo parámetros de cobertura y calidad, y no la percepción de ingresos a corto plazo por parte del Gobierno Nacional para solucionar la crisis financiera existente;
- d) La participación del sector privado en la operación del sistema eléctrico es esencial para alcanzar los objetivos de competencia y eficiencia. Tal participación podrá adoptar distintas modalidades, dependiendo del tipo de proceso, sin que existan pre-concepciones o preferencias

3.2 El Proceso de Privatización

Dado que uno de los elementos fundamentales de la estrategia global antes descrita es la participación del sector privado, conviene precisar los pre-requisitos principales que deben surtirse antes de que dicha participación pueda materializarse.

Estos pre-requisitos son fundamentalmente tres :

- a) En primer término, la participación del sector privado supone la existencia de normas y definiciones que garanticen un marco claro y estable, de tal manera que las proyecciones de los inversionistas y los resultados de sus análisis puedan utilizarse confiablemente para efectos decisionales;
- b) En segundo término, antes de iniciar el proceso, el Gobierno debe haber definido criterios homogéneos sobre cómo proceder en la práctica. Alternativas aceptables para la participación del Sector Privado, metodologías de valoración a ser utilizadas en cada una de tales alternativas, esquemas diferenciales de participación para grupos específicos (trabajadores de las Empresas, por ejemplo), etc., son ejemplos de las definiciones requeridas;
- c) Finalmente, el Gobierno debe definir el andamiaje institucional, es decir, el esquema organizacional que se utilizará para adelantar el proceso, de tal manera que se establezcan inequívocamente las delegaciones de autoridad y las responsabilidades correspondientes en todo lo relativo a la operacionalización de las decisiones de política.

3.2.1 Normas y Definiciones

En general, el sector privado requiere normas y definiciones sobre los siguientes puntos principales :

a) Aspectos Constitucionales y Legales Generales

Estas normas tienen un carácter global, cubriendo los aspectos básicos de propiedad, funcionamiento de sociedades, concordato y quiebra, funcionamiento del mercado bursátil, legislación anti-monopolio, contratación, legislación laboral, inversión extranjera, etc. Esta normativa se encuentra bien desarrollada en el país y aún cuando es posible pensar que ella deberá experimentar algunas modificaciones para facilitar la

participación masiva, del sector privado, este es un problema de orden general que trasciende el sector eléctrico.

En principio, la "ley de privatización", actualmente en elaboración, deberá responder las inquietudes que en estas materias puedan tener los inversionistas potenciales, cualquiera que sea el sector de su interés. Así mismo, el trabajo que se viene adelantando para la elaboración de la "Ley Eléctrica" por el tercer Grupo de los creados por el Gobierno para la reestructuración del sector eléctrico, debe producir definiciones importantes en todo lo relativo a las alternativas y modalidades de participación del sector privado aceptables para el Estado;

b) Precios

Ya en el caso específico de los servicios públicos y más concretamente en el sector eléctrico, una preocupación fundamental es la que se refiere a los precios.

- Cómo se establecerán los precios de los servicios ?
- Quién tendrá la facultad de fijarlos y dentro de qué parámetros ?
- Qué grado relativo de estabilidad tendrán los criterios para la fijación de precios ?

Este es un punto central, particularmente en un país que tiene una tradición tan grande de precios administrados y en el cual la fijación de las tarifas de servicios públicos ha estado casi siempre afectada por factores políticos. Para un inversionista privado este elemento es crucial, ya que la rentabilidad de su inversión obviamente dependerá no sólo del nivel de precios existente en un momento dado, sino de su evolución futura. Por esta razón, tan importante como las normas vigentes en un momento dado, es la estabilidad que ellas tengan y la garantía que se ofrezca respecto de que, al menos los criterios de fijación, no variarán

Los Grupos de Trabajo creados por el Gobierno para la Reestructuración del Sector Eléctrico, son seis : el Grupo No. 1, a cargo del Análisis Financiero del Sector; el Grupo No. 2, a cargo de la reestructuración tarifaria; el Grupo No. 3, a cargo de la legislación requerida para la reestructuración del sector; el Grupo No. 4, a cargo de la comercialización y el despacho; el Grupo No. 5, a cargo de lo relativo al marco y operación del proceso de transmisión; y el Grupo No. 6, a cargo de los problemas institucionales.

drásticamente por motivos asociados con la coyuntura. Este tema ha sido abordado por el Grupo de Trabajo No. 2, y sus conclusiones deben quedar incorporadas en la llamada "Ley Eléctrica";

c) Reglas Operacionales

Otro elemento clave para los inversionistas potenciales se refiere a las reglas de operación del sistema, las cuales obviamente deben ser específicas para cada uno de los procesos (generación, transmisión, distribución). La claridad sobre estas reglas es particularmente importante al principio del proceso, ya que en este momento la mayor parte del sistema estará todavía operada por entidades públicas. Estas reglas ya se encuentran bastante adelantadas, pues ellas han sido el objeto básico del trabajo de los Grupos Nos. 4 y 5;

d) Esquema de Regulación

El esquema regulatorio debe definirse tanto a nivel general como específico para cada proceso. Este punto cubre aspectos ya mencionados como el sistema de fijación de precios, las reglas operacionales, etc. En su concepción general define el tipo de intervención estatal previsto o, desde otra perspectiva, el grado en el cual el mercado operará libremente. En los aspectos particulares, el esquema regulatorio definirá las condiciones dentro de las cuales podrá darse la participación privada en cada proceso específico. Ambas definiciones, por supuesto, son básicas para los inversionistas potenciales, ya que determinan el grado y sobretodo el tipo de incertidumbre al cual estará sujeta su operación;

d) Mecanismos de Control

Los mecanismos de control están constituidos por dos entidades de naturaleza distinta : de un lado, la competencia generada por el nuevo marco institucional; del otro, la Superintendencia de Servicios Públicos. Desde el punto de vista de los inversionistas potenciales, es importante conocer las características de la Superintendencia, específicamente la capacidad de intervención que ella tendrá sobre las Empresas prestatarias del servicio, independientemente de su naturaleza pública o privada. Como en otros casos ya tratados, la Ley Orgánica de la Superintendencia deberá quedar perfeccionada a más tardar al final del primer semestre del año entrante.

3.2.2 Criterios y Metodologías

Con relación a este punto, es indispensable que el Gobierno tome una posición respecto de las modalidades que estaría dispuesto a permitir para la participación del Sector Privado, entendiendo que tales modalidades podrán ser diferentes dependiendo del proceso en el cual se inserte la participación.

Dadas las características del proceso de generación, por ejemplo, es previsible que las modalidades de acceso del sector privado sean distintas de las permisibles dentro del proceso de distribución. Mientras en el primer caso la coexistencia de múltiples Empresas de generación es viable de manera inmediata, en el segundo no es fácil imaginar la presencia simultánea de dos o más Empresas atendiendo un mercado local para la prestación del servicio. Este sólo hecho determina que, para cada proceso, sea necesario definir de antemano las opciones abiertas, ya que ellas tendrán un impacto distinto sobre los esquemas regulatorios y los mecanismos de control aplicables.

Desde otra perspectiva, el Gobierno también debe definir las metodologías a ser utilizadas para valorar los bienes (tangibles e intangibles) que serán objeto de traspaso al sector privado, así como los procedimientos que deberán seguirse en los distintos casos previstos. Como señala la experiencia internacional y lo reiteran los expertos, una condición esencial de todo el proceso, para que sea exitoso, debe ser la "transparencia" de los procedimientos utilizados.

3.2.3 El Andamiaje Institucional

En todos los países donde se ha llevado a cabo un proceso de "privatización" exitoso, la creación de un esquema institucional apropiado ha recibido atención prioritaria. En algunos países se ha optado por el establecimiento de una "Comisión de Privatización" conformada por personas del más alto nivel, apoyada por grupos externos de trabajo, unos de carácter estatal, otros de carácter privado. El papel de los primeros es proveer el conocimiento técnico requerido. El papel de los segundos es suministrar la experiencia y "know How" necesarios para adelantar el proceso de venta o traspaso, especialmente cuando se desea o requiere una participación internacional importante.

En otros países, el esquema se ha montado sobre una entidad de carácter ejecutivo, dotada de las facultades y régimen necesarios para desarrollar su función de manera expedita, sin estar sujeta a los condicionamientos normalmente existentes

para las entidades públicas.

En cualquier caso, es claro que debe existir una entidad responsable que dirija y/o desarrolle el proceso de manera coordinada, con las atribuciones y jerarquía necesarias para garantizar la colaboración de los sectores públicos involucrados.

En el caso colombiano se adoptó la segunda modalidad para el sector financiero, único en el cual se ha dado un proceso importante de "privatización". El Fondo de Garantías de Instituciones Financieras (FOGAFIN) ha desarrollado una labor importante y exitosa, ha acumulado experiencia suficiente y cuenta hoy con un equipo de personas con el conocimiento requerido para manejar el proceso. Por supuesto, esta entidad carece del conocimiento técnico del sector eléctrico. En estas circunstancias, lo lógico sería aprovechar la existencia de esta entidad para que ella asumiera la responsabilidad de todo el proceso de participación del sector privado. No obstante, puesto que el FOGAFIN tiene una especialización sectorial muy definida y tiene, además, otras responsabilidades, habría necesidad de redefinir su alcance y competencia. De otra parte, puesto que no todas las entidades susceptibles de participación privada pertenecen a la Nación, sería necesario definir el tipo de intervención de la entidad en aquellos casos en los cuales los bienes objeto de traspaso tengan un propietario distinto de la Nación, como sería el caso, por ejemplo, de algunas electrificadoras regionales o municipales.

2. METODOLOGIA DEL PROCESO

4.1 Definiciones Básicas

- a) La participación del Sector Privado en la operación y desarrollo del sistema eléctrico colombiano no es un fin en si misma. Ella se considera un medio adecuado para lograr el objetivo final, cual es una operación y desarrollo del sistema dentro de condiciones de competencia. Por esta razón, antes que hablar de un proceso de "privatización", en este documento se ha utilizado el término "participación del sector privado", el cual ofrece un margen de maniobra más amplio;
- b) Desde el punto de vista institucional, el proceso busca que la acción estatal se concentre en aquellas actividades que le son propias, dejando que las demás sean desarrolladas por el sector privado, dentro de un marco que garantice la satisfacción de las necesidades sociales, de conformidad con los mandatos de la Constitución Nacional y el bien común;
- c) El proceso de apertura a la participación del sector privado no pretende ser un mecanismo para solucionar la crisis financiera del sector eléctrico colombiano. La racionalidad económica del proceso estriba en la minimización del valor presente de los costos totales de operación y desarrollo del sistema eléctrico nacional y no en la realización de ganancias de carácter contable en cabeza de la Nación. En consecuencia, es posible pensar que la enajenación de activos pueda en algunos casos representar una pérdida contable, si ésta es compensada por los ahorros derivados de los menores costos futuros de su operación;
- d) La característica central del procedimiento utilizado en el proceso de participación - independientemente de la modalidad adoptada en cada caso - debe ser la transparencia. Esto significa que las definiciones metodológicas, los esquemas de convocatoria y las reglas de análisis y decisión deben estar perfectamente establecidas desde el principio y deben tener la más amplia divulgación, de tal manera que nadie pueda impugnar el proceso por cuestiones relativas a la falta de información;

4.2 Modalidades de Participación del Sector Privado

En términos generales, la participación del sector privado puede darse a través de las siguientes modalidades principales :

- a) Venta de Empresas Estatales
- b) Inversión privada nueva en Empresas Estatales
- c) Venta de Activos
- d) Arrendamiento de Activos con Opción de Compra
- e) Contratos de Administración o Gerencia
- f) Sub-Contratación de Servicios.

Cada una de estas modalidades tiene implicaciones distintas en cuanto al grado de participación posterior del Gobierno, las actividades previas que deberá hacer para el saneamiento de las empresas y el manejo del problema laboral. Por esta razón vale la pena analizarlas brevemente, con el fin de obtener un mapa general de la situación, y poder, posteriormente, hacer algún tipo de programación sobre el desarrollo del proceso.

4.2.1 Venta de Empresas

La venta de Empresas estatales constituye la forma más radical de participación del sector privado. El Estado transfiere la propiedad de las empresas y éstas ingresan plenamente al régimen privado, quedando sujetas simplemente al marco regulatorio y de control fijado por el Gobierno.

Esta modalidad de participación es la que comúnmente se asocia con el concepto de "privatización".

El proceso de venta puede hacerse a través de distintos mecanismos, entre los cuales se pueden destacar los siguientes :

- Oferta Total de Acciones al Público
- Oferta Parcial de Acciones al Público
- Venta Privada de Acciones

La oferta total de acciones al público es el procedimiento más directo. Se hace a través de las Bolsas de Valores sin condiciones especiales, o utilizando una entidad que garantice la colocación ("underwriting") y se maneja generalmente como

una emisión primaria. En este caso, a menos que exista una entidad de respaldo ("underwriter") y que ésta garantice un precio base, la colocación quedaría sujeta a la reacción (no predecible) del mercado, por lo cual necesariamente debe existir un precio mínimo, por debajo del cual no habría oferta disponible.

La venta parcial de acciones tiene las mismas características anteriores, con la diferencia de que en este caso del paquete total se reserva una porción para ser ofrecida a grupos específicos (trabajadores, por ejemplo) en condiciones especiales.

La venta privada de acciones es un procedimiento distinto, en el cual la oferta se hace a grupos restringidos. Este procedimiento generalmente va acompañado de una "pre-calificación" de proponentes, a través de la cual la entidad responsable del proceso puede seleccionar los proponentes con los cuales finalmente va a entrar a negociar. En este caso, el esquema es el de una licitación cerrada, en la cual pueden participar únicamente aquellas entidades o personas que hayan sorteado exitosamente ciertos requisitos. Este es el procedimiento que se ha adoptado por FOGAFIN para la venta de los Bancos nacionalizados.

Debe anotarse que, a pesar de que al final del proceso la venta es restringida a un grupo específico (por eso se denomina "venta privada") en principio el proceso es público, ya que cualquier persona o entidad interesada puede participar en el proceso de "pre-calificación".

En cualquiera de los tres casos anteriores, el proceso de venta supone ciertas condiciones previas :

- i) La estructura legal de la Empresa permite que su valor sea expresable a través de acciones;
- ii) La empresa es "vendible", es decir, se encuentra en una situación financiera, administrativa y laboral tal que pueda ser atractiva a un inversionista potencial;
- iii) La información pertinente a la empresa y a sus posibilidades como ente económico existe y es analizable de manera expedita por quien desee hacerlo.

Lo anterior implica que, en la mayoría de las empresas del sector eléctrico, será indispensable realizar un cambio en su naturaleza jurídica o, al menos, en sus estatutos y que, adicionalmente, antes de proceder a la venta tales empresas deberán "sanearse" desde el punto de vista financiero, administrativo y laboral. Este saneamiento puede no ser total, pero sí suficiente como para hacer viable la transacción. Si el saneamiento no es completo, ello seguramente se reflejará en el precio finalmente obtenido. Pero si el saneamiento no

alcanza un grado mínimo, ningún inversionista potencial estará dispuesto a participar en el proceso.

Aún cuando esta modalidad no es fácil de operacionalizar a corto plazo, es la que se debe buscar preferencialmente por parte del Gobierno en los casos en que sea factible, porque es la que de manera más clara introduce un cambio significativo en el marco institucional de operación del sector. En el capítulo final se dan algunas recomendaciones prácticas a este respecto.

4.2.2 Inversión Privada Nueva en Empresas Estatales

Esta modalidad busca vincular el sector privado a las Empresas, obteniendo al mismo tiempo fondos eventualmente requeridos para mejorar la situación de la Empresa. Supone la existencia de las tres condiciones previas mencionadas en el punto anterior. Frente al caso de venta, esta modalidad tiene la desventaja de que mantiene una participación directa del sector público en el manejo de la Empresa durante un tiempo indefinido, introduciendo una complicación adicional como es el manejo de un grupo de interés privado dentro de una organización que sigue siendo pública. Aún en los casos en que la participación privada sea mayoritaria, esta alternativa supone enormes problemas administrativos y de control, especialmente cuando la participación privada todavía es incipiente. La experiencia demuestra que en estos casos los inversionistas privados terminan evadiendo su responsabilidad, dejando al Estado la carga del manejo de los problemas que se puedan presentar.

4.2.3 Venta de Activos

Esta es la modalidad más simple, ya que no supone una transformación institucional, pues la facultad de enajenar sus bienes está implícita dentro del concepto de autonomía de las Empresas. La venta de un activo no implica el traspaso de los problemas financieros, administrativos o laborales de la Empresa estatal y, por tanto, la única dificultad está asociada con el logro de un acuerdo sobre el valor del activo. En este caso, la empresa estatal mantiene la responsabilidad laboral con las personas que hasta el momento de la venta hayan estado asignadas a la operación y mantenimiento del activo, aún cuando, obviamente, el comprador puede tratar de enganchar este personal en las condiciones que estime convenientes.

La desventaja de este esquema, en el caso del sector eléctrico, es que, en el corto plazo, únicamente es aplicable a la actividad de generación de energía, independientemente de si el activo es propiedad de una empresa esencialmente distribuidora o generadora, ya que, por razones obvias, la venta de activos aislados carece de sentido dentro del proceso de distribución.

Por supuesto, la viabilidad de esta operación implica el cumplimiento de los pre-requisitos mencionados en el capítulo 3 para cualquier actividad de participación del sector privado.

4.2.4 Arrendamiento de Activos con Opción de Compra ("Lease")

Esta modalidad generalmente se considera como una acción transitoria, dirigida en último término a la venta de la empresa. La propiedad de los activos continúa siendo estatal, por lo cual el arrendatario paga un canon periódico. La opción de compra puede o no existir y el precio puede quedar o no estipulado desde el principio. En los casos en que ella se estipula contractualmente sin definición del precio, la opción sirve dos propósitos: de un lado, es un incentivo adicional al arrendatario ya que, de encontrar atractivo el negocio, puede adquirir la propiedad e introducir libremente sus propios criterios de manejo; del otro, permite que el Estado pueda aprovechar esta situación para obtener un mejor precio.

Como en el caso anterior, esta opción es más directamente aplicable al caso de los activos de generación ya que, generalmente, esta modalidad supone plena libertad del arrendatario para contratar su propio personal. Puesto que en el caso de activos de distribución la transferencia parcial de activos no tiene viabilidad, aquí el contrato de arrendamiento supondría la liquidación previa de la empresa pues, de otra manera, el Estado quedaría con la responsabilidad de todo el personal sin tener ninguna actividad en qué ocuparlo.

En el momento de contemplar la modalidad de "leasing", lo más importante es la definición de las responsabilidades del arrendatario respecto del mantenimiento de los activos para evitar que, al término del contrato, éstos se hayan deteriorado más allá de lo que razonablemente se podría esperar en caso de existir un mantenimiento adecuado.

4.2.5 Contratos de Administración o Gerencia

Esta modalidad, como la anterior, supone que la propiedad de los activos permanece en cabeza del Estado. El Administrador (generalmente llamado "Operador") no asume riesgos financieros especiales. Su función se desarrolla con el marco normativo existente, incluyendo dentro de éste lo relativo al manejo del personal.

Existen diferentes opciones para operacionalizar este esquema. La más utilizada, sin embargo, es que la remuneración del Operador por sus servicios quede establecida de antemano, con un componente fijo y otro variable, dependiendo de los resultados obtenidos. Adicionalmente a la remuneración anterior, se puede pactar el reconocimiento de costos financieros para aquel capital de trabajo que el Operador aporte con el fin de garantizar el buen funcionamiento de la empresa una vez haya asumido la administración.

Como es obvio, en esta modalidad lo que es crucial es la selección del Operador, ya que de su "know how" y experiencia dependerá el éxito del esquema. Así mismo, es clave la definición de los parámetros de medición de resultados. Esta definición, además de tener un impacto directo sobre la remuneración del Operador, juega también un papel clave en la preservación de los activos confiados al Operador.

4.2.6 Sub-Contratación de Servicios

Esta es tal vez la forma de participación del sector privado más fácil de implantar, ya que no modifica estructuralmente las empresas existentes. Consiste en que la empresa estatal contrata con particulares la prestación de algún servicio específico, bien delimitado, dando al contratista autonomía de gestión, pero definiéndole claramente un marco operativo, de obtención de resultados y de remuneración por sus servicios. Este es el esquema que se ha utilizado tradicionalmente en el país para muchas actividades constructivas, de interventoría de obras o de consultoría y, últimamente, para adelantar labores operativas más directamente ligadas con la prestación del servicio.

Las ventajas de esta modalidad están asociadas con su facilidad de implantación y su flexibilidad. La desventaja principal radica en que, de no estar acompañada de un proceso de racionalización administrativa, puede llevar a la sub-utilización del personal de planta de la empresa y, por tanto, al incremento de los costos operacionales.

4.3 Implantación de las Modalidades Descritas

4.3.1 La Aplicabilidad y Conveniencia de las Modalidades

Recordando que el objetivo buscado no es la "privatización" per se sino la introducción de competencia en la operación del sector, conviene anotar que no todos los esquemas son igualmente convenientes aún en los casos en que ellos sean factibles.

Dentro del sub-sector de generación de energía la venta de empresas estatales hace sentido, porque aquí es relativamente sencillo diseñar un marco operativo que, aprovechando la presencia de varias empresas, promueva la competencia entre ellas. Algo similar, aún cuando no de manera tan clara, se podría pensar para el caso del sub-sector de transmisión.

En el sub-sector de distribución, en cambio, la situación es bien distinta. Dadas las características físicas y tecnológicas del sector eléctrico en Colombia, no es fácil imaginar la presencia simultánea de varias empresas en una misma zona geográfica, compitiendo por la prestación del servicio a los usuarios finales. Esta posibilidad existe cuando la configuración del sistema de transmisión y de las redes de distribución son tales que permiten establecer inequívocamente participaciones y responsabilidades por áreas geográficas. Es posible que en algunas de las grandes ciudades esta opción se dé, pero implica inversiones importantes en equipos y actividades de rediseño y modificación de la topología de las redes. En la mayor parte de las ciudades, sin embargo, esta opción simplemente no es factible a corto plazo.

Por esta razón, la venta de una empresa de distribución implica, casi necesariamente, el paso de un monopolio estatal a un monopolio privado. Esto no solamente abre la puerta a eventuales abusos, sino, sobretudo, contradice el espíritu del proceso cual es, precisamente, la introducción de competencia. Consecuentemente, para el caso de empresas de distribución, tal vez los mecanismos más apropiados son aquellos que, manteniendo la propiedad de los activos en cabeza del Estado, permiten la introducción de criterios administrativos centrados en la eficiencia y eficacia.

Las ventajas principales de estos esquemas ("lease" o contratos de administración) son dos :

- a) De un lado, permiten la inyección de criterios gerenciales probados y basados en la eficiencia; y

- b) De otro, al tener plazos cortos (2 a 5 años) tienden a motivar al Operador, en cuanto a la obtención de altos niveles de calidad, eficacia y eficiencia en la prestación del servicio ya que, de no lograrlos, perderá el contrato al término del mismo.

Existe un elemento adicional que promueve la obtención de buenos resultados bajo estos esquemas, cual es el hecho de que la actividad de "administración" es un negocio de escala, por lo cual las utilidades del Operador crecen más que proporcionalmente con el número de empresas administradas. Dado esto, todos los Operadores tendrán un incentivo hacia la obtención de buenos resultados, ya que de éstos dependerán sus posibilidades de expansión.

La competencia dentro de esta modalidad se establece, entonces, no a través de la presencia simultánea de varias empresas en una misma zona, sino mediante la dinámica generada por la posibilidad de renovar o perder los contratos dentro de una periodicidad dada, dependiendo de los resultados obtenidos.

4.3.2 La Necesidad de Saneamiento Previo

Aun cuando todas las modalidades descritas son teóricamente posibles, ellas, con excepción de la venta de activos y la sub-contratación de servicios, suponen la existencia de empresas en condiciones operacionales normales, con estructuras administrativas, financieras y laborales razonablemente buenas.

En el caso del sector eléctrico colombiano esto constituye un problema importante, ya que la mayoría de las empresas del sector presentan deficiencias severas en varias o en todas las áreas anteriores.

De todos los problemas existentes, posiblemente el más difícil de solucionar es el laboral. Buena parte de los problemas administrativos y financieros de las empresas del sector se explican por la existencia de convenciones colectivas muy desfavorables para los intereses de la empresa como institución. Estas convenciones no solamente imponen costos laborales que dificultan en alto grado su competitividad, sino que restringen a la administración respecto de lo que ella puede hacer para incrementar la eficiencia y eficacia del servicio.

A diferencia de lo que ocurre con los problemas financieros, por ejemplo, en los cuales el costo de una solución es cuantificable bajo ciertas condiciones de funcionamiento, el problema laboral - y por causa de éste - el administrativo,

son mucho más difíciles, ya que no tienen término definido ni son previsibles en cuanto a su evolución.

El problema laboral, por supuesto, es más agudo en unos casos que en otros. Por esta razón, es previsible que, al menos para algunas empresas, no sea factible encontrar inversionistas interesados, a menos que previamente se surta un proceso de saneamiento profundo que cambie sus condiciones estructurales de funcionamiento. Esto mismo es aplicable a otras modalidades distintas a la venta de empresas, tales como la inversión nueva, el arrendamiento de activos o los contratos de administración.

4.3.3 El Proceso de Saneamiento

Por las razones anteriores, en el caso de algunas empresas, como condición previa a la participación privada, seguramente será necesario tomar una de dos decisiones :

- a) Denunciar la convención colectiva, buscando desmontar aquellos beneficios (especialmente los proporcionales a la remuneración básica) que de manera más drástica afectan la estructura de costos de la empresa y eliminando todas aquellas cláusulas restrictivas a la gestión empresarial, sin que ello signifique pérdida de garantías para los trabajadores; o
- b) Liquidar la empresa, con lo cual la nueva entidad que la reemplace podrá iniciar operaciones sin restricciones de ninguna naturaleza. En este caso, la asunción de obligaciones por parte de la nueva empresa, en caso de existir, podrá hacerse dentro de un marco perfectamente claro.

Cualquiera de las dos opciones anteriores supone desembolsos a corto plazo para el Estado. En la primera, porque el desmonte de los beneficios prestacionales extra-legales seguramente implicará un incremento en las remuneraciones directas, como única compensación aceptable para los trabajadores. En la segunda, porque la liquidación de la empresa supone la liquidación del personal, con lo cual los beneficios de largo plazo ya causados (cesantías, derechos pensionales, etc.) se harán efectivos de manera inmediata.

Estas acciones (alguna de las dos) son inevitables aún si lo que se quiere es simplemente mejorar la situación de las empresas, independientemente de que luego se proceda o no a su venta o al uso de las otras modalidades. Ello es así porque el mejoramiento de la situación de las empresas está estrechamente ligado a la reducción de sus costos laborales.

por lo cual, cualquier acción en este sentido deberá buscar, como mínimo, la racionalización de la planta de personal.

Uno de los mecanismos que recientemente se ha utilizado para lograr este propósito es el de los "Planes de Retiro Voluntario". No obstante, la aplicación de este tipo de planes en algunas empresas carece de sentido antes de modificar los pactos convencionales. En algunas empresas, donde el problema de fondo no es la cantidad de personal sino el desproporcionado costo de las prestaciones extra-legales, el montaje de un plan de retiro en estas condiciones implicaría un desembolso enorme y no afectaría significativamente la estructura de costos a mediano y largo plazos. En estos casos, de no lograrse una renegociación de la convención, posiblemente sería inevitable proceder a la liquidación de la empresa. El costo seguiría siendo muy alto (incluso más alto a corto plazo) pero lograría solucionar el problema de manera definitiva.

Es obvio que cualquiera de las dos opciones anteriores supone un gran esfuerzo tanto político como financiero para el Gobierno. Sin embargo, ellas difícilmente se pueden soslayar, aún en el caso de empresas que por alguna razón no vayan a ser puestas en venta. Como se ha dicho antes, esta podría ser la situación de las empresas eléctricas distribuidoras que son, precisamente, las que tienen los mayores problemas de esta naturaleza.

Esto es así porque las opciones de "leasing" y "administración" tienden a ser más factibles en la medida en que la Gerencia se encuentre menos atada a trabas de tipo estructural. Adicionalmente, porque, aún si se encuentra un Operador interesado en tomar alguna empresa con esta clase de problemas (cosa poco probable) el proceso de negociación sería tan largo y el control de resultados estaría sujeto a tantas condicionalidades y apreciaciones subjetivas, que el Gobierno quedaría en una posición negociadora demasiado débil como para hacer atractiva la transacción. Finalmente, porque aún si ninguno de estos esquemas es adoptado, sigue existiendo la imperiosa necesidad de reducir el costo de operación de estas empresas.

Por todo lo anterior, antes de iniciar el proceso de participación del sector privado, es imprescindible que el Gobierno defina para cada una de las empresas del sector el tipo de acción más conveniente, a efecto de determinar con la antelación necesaria los estudios y actividades previas que se deberán adelantar para poder obtener los máximos beneficios posibles desde el punto de vista económico y social.

4.4 Criterios Generales de Decisión

En último término, cualquiera que sea la modalidad adoptada para materializar la participación del sector privado, el Gobierno y los agentes interesados deberán llegar a un acuerdo sobre el valor de la transacción.

El caso más complejo obviamente está representado por la venta de empresas, ya que aquí hay necesidad de considerar diversos factores, no todos ellos directamente cuantificables. La complejidad del problema se reduce cuando el objeto de la transacción es un activo, pues los factores incidentes en su valor son mucho más concretos.

A pesar de que existen muchas metodologías para determinar el valor de una empresa, hoy se ha logrado un consenso respecto de que la metodología adoptada debe tener en cuenta al menos los siguientes factores principales :

- a) Trayectoria de la Empresa
- b) Situación Financiera
- c) Perspectivas del Sector
- d) Potencial de Generación de Ingresos Netos
- e) Intangibles.

Los tres primeros factores permiten construir el "escenario" dentro del cual se va a realizar la valoración de la empresa. La trayectoria de la empresa y su situación financiera permiten identificar su estructura de costos y suministran criterios para su proyección. Las perspectivas del sector incluyen aquellos aspectos relativos a la situación y evolución de la industria y a las variables de orden macroeconómico que puedan afectar los ingresos y costos de la empresa.

Una vez se tenga definido un "escenario base", se puede proceder a la estimación del potencial de generación de ingresos netos, para lo cual el criterio más utilizado es el del Valor Presente del Flujo Neto Descontado, utilizando como tasa de descuento aquella que refleje el costo de oportunidad de los recursos y realizando el cálculo sobre un horizonte apropiado a la naturaleza de la transacción.

El valor final será la suma del valor presente del flujo operacional, más el valor presente del valor de salvamento o terminal, cuando, por las condiciones y naturaleza de la transacción, el cálculo de tal valor de salvamento juegue un papel importante.

En general, el valor de la transacción estará dado por la expresión :

$$\text{Valor Presente Neto} = \text{VPN} = \sum_{t=0}^{\infty} \frac{F_t}{(1+i)^t}$$

Si la transacción se refiere a la venta de la empresa o activo, el horizonte de tiempo será infinito. En otros casos, el horizonte será menor y entonces la estimación del valor de salvamento adquirirá importancia. Este último valor, por supuesto, dependerá de las condiciones que se estipulen para el mantenimiento de los activos involucrados en la transacción.

Finalmente, los resultados obtenidos dentro del "escenario base" deberán someterse a un "análisis de sensibilidad", para determinar qué tan estables son dichos resultados o, por el contrario, qué tipo de variaciones se pueden esperar como resultado de posibles cambios en el entorno. Adicionalmente, los resultados se obtenidos se podrán ajustar con base en la consideración de elementos "intangibles", cuya valoración en general dependerá de las capacidades relativas de negociación de las partes.

4.5 Organización Institucional del Proceso

En la mayor parte de los países donde el proceso de "privatización" se ha desarrollado exitosamente, la responsabilidad última ha recaído en el Ministerio de Hacienda (o la entidad equivalente) a través de algún ente (Comisión o entidad) adscrito a él.

Con base en lo expuesto en la sección 3.2.3, se puede concluir que en Colombia ya existe la entidad apropiada para adelantar el proceso (FOGAFIN) y que su adscripción al Ministerio de Hacienda facilita las cosas. Consecuentemente, la recomendación es que sea esta entidad la que quede encargada formalmente de operacionalizar el proceso, teniendo en cuenta que para que ello sea posible se deberán cumplir al menos las siguientes condiciones :

- a) Cambiar los estatutos del FOGAFIN, a efecto de ampliar su objeto social y quedar así en capacidad legal de desarrollar las nuevas actividades. Este cambio de estatutos podría incluir el cambio en el nombre de la entidad;

b) Conformar grupos técnicos de apoyo en cada uno de los sectores en los cuales se anticipe una actividad importante de participación del sector privado, incluyendo aquí la posibilidad de que algunos funcionarios, escogidos conjuntamente por el FOGAFIN y las autoridades sectoriales, pasen en comisión a la entidad, para servir de enlace y coordinar todas las actividades técnicas requeridas;

c) Establecer un grupo de trabajo "ad hoc" conformado por funcionarios del DNP, MinHacienda y el FOGAFIN, dirigido a determinar el universo de entidades susceptibles de participación importante del sector privado y el plan general de desarrollo del proceso.

A esta propuesta se podría reaccionar diciendo que el FOGAFIN tiene otras funciones y que solamente con el problema de re-privatización de los Bancos ya tiene suficiente. Ello puede ser cierto en este momento, pero un análisis de las actividades futuras del Fondo permite concluir que, antes de un año, todas sus tareas actuales habrán reducido su nivel de actividad y muchas de sus funciones implicarán simplemente una labor de "mantenimiento". El que ésto sea así, habla muy bien de la efectividad con que el Fondo ha desarrollado su misión y del éxito que han tenido las autoridades de control (básicamente la Superintendencia Bancaria) para regularizar el funcionamiento del sector financiero.

Puesto que el FOGAFIN ha demostrado eficacia en su funcionamiento, tiene la experiencia fundamental requerida en este caso y cuenta con la infraestructura humana y técnica (especialmente "software") necesaria para operacionalizar las decisiones de política, es lógico que sea esta entidad la que se encargue de adelantar el proceso.

Los cambios requeridos, ya mencionados, son fáciles de hacer. Inclusive la función de garante que hoy cumple el Fondo no tiene porqué sufrir variaciones, ya que esta misma función deberá darse dentro del proceso de participación del sector privado, especialmente en aquellos casos en los cuales, a pesar de los esfuerzos hechos para sanear las entidades antes de su traspaso, no logren eliminarse algunos factores contingentes.

35-122

AUTOR

Aesoria y

Geografía 35122

35-122

Programa de reestructuración del sector
eléctrico colombiano/Jaime Maldonado ... [et
al.].

333.7932 P964p Ej. 1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO