

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

PARTICIPACION PRIVADA EN EL SECTOR ENERGETICO

1996

333.7932

OT87

Ej.1

451

# **EXPERIENCIAS DEL ACTUAL PROCESO DE PARTICIPACION PRIVADA EN EL SECTOR ENERGETICO - UN ANALISIS CRITICO**

4/2

**Por : Diego Otero Prada**

**Santafé de Bogotá, septiembre de 1996**

# **EXPERIENCIAS DEL ACTUAL PROCESO DE PARTICIPACION DEL SECTOR PRIVADO - UN ANALISIS CRITICO**

## **CONTENIDO**

- 1 PRIVATIZACION DEL SECTOR ENERGETICO EN COLOMBIA
- 2 MARCO LEGAL
- 3 EXPERIENCIAS COLOMBIANAS DE PRIVATIZACION
- 4 IDENTIFICACION DE PROBLEMAS Y AVANCES
- 5 CONCLUSIONES
- 6 RECOMENDACIONES
- 7 BIBLIOGRAFIA

## **EXPERIENCIAS DEL ACTUAL PROCESO DE PARTICIPACION PRIVADA EN EL SECTOR ENERGETICO - UN ANALISIS CRITICO**

### **1. PRIVATIZACION DEL SECTOR ENERGETICO EN COLOMBIA**

En realidad, al hablar de la privatización y el sector energético, el problema se concentra en el sector eléctrico porque en las otras actividades energéticas, el sector privado ha estado presente en una u otra forma y la discusión gira, más bien, sobre los aspectos que son todavía limitantes para atraer al inversionista privado, tales como las tarifas de la electricidad, los precios de los derivados, y los cargos para el transporte de gas.

En el sector eléctrico se pasó de un papel importante de los agentes particulares a finales del siglo pasado y primeras décadas del siglo XX a una influencia estatal muy fuerte después del decenio de los cincuenta. De todas formas, siempre se ha contado con la generación de tipo privado en la industria y otras actividades, dentro del concepto de autoproducción, que las estadísticas de capacidad instalada en generación no contabilizan, excepto en los balances de energía publicados por el Ministerio de Minas y Energía.

La participación privada en el sector eléctrico se ha reducido a la generación por autoprodutores y a una presencia simbólica, en la mayoría de los casos, en el capital de las electrificadoras departamentales.

En teoría, el inversionista privado podría ser accionista de éstas empresas, que son sociedades por acciones; sin embargo, no ha existido atractivo financiero para su ingreso, razón por la cual no se ha producido presión para invertir en las distribuidoras.

La generación privada siempre se ha dado en el país. En 1970, 1372 GWh fueron generados por los autoprodutores, cifra que varió sin tendencia definida hasta 1991. Entre 1992 y 1994, como resultado del apagón, la generación privada aumentó a más de 3500 GWh por año. En términos de potencia, esta generación equivale a una capacidad instalada de por lo menos 1000 MW.

En el sector de gas natural, el capital privado ha estado presente desde el comienzo en las etapas de distribución de GLP y gas natural y construcción y operación de gasoductos, mientras que la producción ha sido una tarea en la cual el Estado ha tenido una injerencia fundamental por intermedio de Ecopetrol, ya sea directamente o a través de contratos de asociación.

El negocio del gas en sus diferentes etapas ( producción, procesamiento, transporte y distribución ) se lleva a cabo tanto por el sector privado como el público. La producción es objeto de contratos de asociación, en los cuales la operación está a cargo de la empresa privada. En lo que respecta al transporte, Ecopetrol ha estado vinculado a la construcción de una buena parte de los gasoductos existentes.

En petróleo y derivados, hasta la creación de Ecopetrol en 1948, el subsector estaba en manos privadas. La distribución ha sido manejada por el sector privado, excepto por

**Cuadro No. 1**  
**ESTADO DE LA PRIVATIZACION EN COLOMBIA**

	PRIVADA	PUBLICA	MIXTA
<b>HIDROCARBUROS</b>			
Producción	X	X	X*
Transporte	X	X	X*
Distribución Mayorista	X*	X	X
Distribución Minorista	X		
Petroquímica	X	X*	X
Refinación		X	
<b>GAS NATURAL</b>			
Producción	X	X	X*
Transporte	X*	X	X
Distribución	X*		X
<b>CARBON</b>			
Producción	X*		X1)
Transporte	X		
Distribución	X		
<b>ENERGIA ELECTRICA</b>			
Generación 2)	X	X*	X ( Tetsa)
Transmisión		X	
Distribución	X	X*	
Comercialización 3)	X	X*	

\* Sector predominante

1) El Gobierno Colombiano participa con el 50% en el Cerrejón

2) El predominio del sector público es evidente ya que solo son privados Proeléctrica, Las Flores I y II y Tetsa ( mixta).

3) Predominan las comercializadoras formadas por las distribuidoras; a comienzos de 1995 se conformó la primera comercializadora privada, la Comercializadora de Energía Las Flores.

la presencia de los Terpeles; en el transporte por oleoductos intervienen tanto el sector privado como el público; en la extracción de petróleo igualmente los privados y Ecopetrol actúan conjuntamente; en petroquímica, tanto los unos como los otros participan, aunque la política se orienta para reservar prioritariamente al sector privado los desarrollos futuros.

En el carbón, excepto por el proyecto de El Cerrejón, donde el gobierno participa con el 50% del mismo, la producción y comercialización son efectuadas por el sector privado. El papel del gobierno nacional se concentra en los aspectos de promoción y apoyo a la pequeña y mediana minería a través de Ecocarbón.

## 2. MARCO LEGAL

La participación privada en el sector energético colombiano tomó notorio impulso a partir del decenio de los noventa como resultado de las nuevas tendencias mundiales que desde la

década de los setenta, venían defendiendo la disminución del papel del estado en el manejo de las actividades productivas, limitándolo a funciones de regulación, junto con las clásicas de seguridad y justicia, y la eliminación de restricciones que impidan el libre juego de los diferentes agentes.

La Constitución Nacional de 1991 confirmó en el país la nueva orientación mundial, al establecer explícitamente en varios artículos la libertad de entrada para cualquier gestor, público o privado, en las actividades energéticas, salvo las que exceptúe la ley, como el caso de la transmisión eléctrica del sistema interconectado.

Posteriormente, las leyes 142 y 143 de 1994, conocidas como la Ley Eléctrica y la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, tratan los temas de electricidad y gas. fijan los lineamientos generales que regulan las acciones en estos sectores y reiterando la importancia de la participación privada en los mismos.

Se puede afirmar sin ninguna duda que en Colombia se dan actualmente los elementos jurídicos y políticos para facilitar la entrada del capital en el sector energético. Existe voluntad gubernamental manifestada en el plan de desarrollo, en documentos del CONPES y en numerosas declaraciones de ministros, en los que se expresa y se defiende una política de privatización en general y, específicamente, en el sector energético. Si todavía existen dificultades, estas se explican por la transición que vive el país, de una orientación excesivamente estatal del pasado a una nueva etapa de coexistencia de diferentes actores, la brevedad del tiempo para consolidar políticas y la poca experiencia en temas de regulación y de implementación de nuevos esquemas de participación privada, como los de tipo BOT/ BOM.

### **3. EXPERIENCIAS COLOMBIANAS DE PRIVATIZACION**

#### **3.1 LA GENERACION DE ELECTRICIDAD**

**3.1.1 Papel del Sector Privado en el Período 2000-2020.** De una capacidad instalada de 12000 MW en diciembre de 1995, 1240 MW eran manejados por agentes privados: 1000 MW de autoprodutores existentes, 90 MW de Mamonal y 150 MW de Flores I.

Para el final del año 2000 se estima que por lo menos en 2650 MW estará presente el sector privado en forma directa, mixta o por contratos BOT/BOM, sin incluir los activos que posee actualmente la Nación. De esta forma, de un total de 15151 MW (incluyendo los actuales autoprodutores) de capacidad instalada prevista para el final del siglo, en un 24,1% participaría el sector privado. Esta cifra podría aumentar a más de 7000 MW si el proceso de venta de activos de la Nación (EPSA, ISAGEN, Betania, Termocartagena, Termotasajero, Paipa III y plantas de Ecopetrol) se realiza como se tiene planeado. Pero a medida que entremos al siglo XXI la incidencia de lo privado en el subsector eléctrico se acrecentará.

Si se supone una tasa de crecimiento de la capacidad instalada de 4% entre el año 2001 y 2020 y si un 70% de los incrementos se considera que podría ser llevado a cabo por el sector privado se tendría el siguiente panorama: En el año 2001 incluyendo venta de activos de la Nación, el 46,2% de la capacidad instalada sería propiedad privada, cifra que aumentaría a 53,56% en el año 2010 y a 58,7% en el 2020 (Cuadro No.2).

Bajo este escenario, se tendría que el sector privado aumentaría su capacidad generadora de 240 MW en diciembre de 1995 a 7000 MW en el año 2000 y a 18799 MW para el año 2020; lo que equivale que en el curso de 25 años el sector privado tendría que hacer una inversión de más de 10.000 millones de dólares.

Una profundización del proceso de privatización en las empresas EEB y EPM, tendría como resultado un incremento en los porcentajes anteriores, prácticamente a más del 80%.

**Cuadro No. 2**  
**ESCENARIO DE POSIBLE PARTICIPACION PRIVADA**  
**EN LA GENERACION ELECTRICA**

	1995	2000	2010	2020
Total (MW)	12000	15151	21947	32007
Público (MW)	10760	8151	14947	13208
Privado(MW)	1240	7000	11757	18799
%	10.3	46.2	53.5	58.7

- Incluye para todos los años 1000 MW de autoprodutores que existían en 1995.  
El incremento del 4% anual se hace sobre la capacidad instalada sin los autoprodutores.

**3.1.2 Análisis de las principales experiencias de privatización en proyectos de generación.** El análisis de los procesos que se vienen ejecutando a partir de 1992 muestra que el impulso a la participación privada se ha concentrado en los proyectos de generación térmica, especialmente en contratos realizados bajo los esquemas tipo B.O.O.T./B.O.O.M. promovidos por empresas de propiedad oficial (ISAGEN, CORELCA, CHEC, EMCALI, EBSA, EPP). Efectivamente, de 16 proyectos que a finales de 1995 tenían un alto grado de avance, 14 estaban vinculados con entidades públicas bajo esquemas tipo B.O.O.T./B.O.O.M. Los dos únicos que están por fuera de esta línea de acción son los de Proeléctrica y Flores II, que fueron promovidos por inversionistas privados de Cartagena y Barranquilla. Con la excepción de Flores II todos los demás dependen para su éxito de contratos de venta de energía de largo plazo (15-25 años). A través de este sistema se han comprometido más de 2400 MW, el 20% de la capacidad instalada a finales de 1995.

Para mediados de 1996 se tiene un paquete de proyectos, Flores II, Amoco, British Petroleum, Termomerriléctrica, que fueron diseñados para comenzar a operar sin contratos de largo plazo, en donde los inversionistas correrán con el riesgo de mercado, aunque casi todos tienen comprometida parte de la capacidad con sus promotores (empresas petroleras y/o gestores privados). De todas formas, la experiencia mostrará hasta que punto el mercado eléctrico colombiano será capaz de absorber esta energía sin el compromiso de contratos de largo plazo, de proyectos diseñados contando con el mercado de los usuarios no regulados, el mercado spot y la posibilidad de vender la energía mediante la participación en los concursos de compraventa de energía de los distribuidores.

El análisis de lo ocurrido a partir de 1992 indica, a su vez, que el proceso ha sido difícil en todos los sentidos, lo cual se explica por la novedad de los mecanismos seguidos en el país y la falta de experiencia de las partes, incluidos los desarrolladores nacionales y extranjeros, en procesos en los cuales había que crear y reglamentar la mayoría de sus etapas. Se pusieron en evidencia los problemas de la incipiente e incompleta regulación, los

temas de las características de los contratos de compra de energía, de suministro y transporte de combustible, la estructuración de las garantías, las dificultades para la obtención de las licencias ambientales, los problemas de orden regional y local, la inadecuada preparación de los términos de referencia, los problemas presupuestales, las dificultades financieras de los desarrolladores, las reclamaciones y las demandas de los concursantes, los riesgos que presenta el país (guerrilla, sabotaje, huelgas) y se hizo notoria la falta de una coordinación entre las entidades públicas. En teoría se considera que se ha aprendido y ya existen indicios de que un buen número de pasos se han acelerado, aunque en la opinión de algunas agencias, el concurso abierto para Termocésar da la impresión que no se capitalizó la discusión de los últimos tres años, en cuanto a los términos de referencia, el tipo de contrato ofrecido y los términos de la garantía de la FEN, entre otros aspectos.

Es Indudable que la pregunta pertinente es la relativa a si el esquema contractual tipo B.O.O.T/B.O.O.M es el más conveniente o no. En principio no debería eliminarse ninguno de los esquemas alternativos para la privatización, como lo son la venta de empresas y la contratación de algunas actividades al sector privado, por lo que no es conveniente arriesgarlo todo al esquema tipo B.O.O.T/B.O.O.M.. En realidad se debería estudiar para cada caso cual es la mejor alternativa. La experiencia colombiana se ha concentrado en el esquema tipo B.O.O.T/B.O.O.M lo que ha dado lugar a demoras, si bien, el proceso ha permitido atraer inversión privada por más de US\$ 1500 millones, que en una situación de escasez de recursos de las empresas públicas es un hecho positivo. No obstante, si se continúa solamente por este camino, llegará un momento en que la mayor parte de la capacidad generadora estará comprometida en contratos de largo plazo, con los efectos obvios sobre el despacho económico óptimo.

Por otra parte, el tema de la garantía de la FEN y/o la Nación se dificultará, porque se llegará a un punto en que la FEN tendrá que garantizar más de US\$ 5000 millones por la totalidad de los proyectos y del tiempo de maduración de éstos. La pregunta inmediata es si esto le conviene a la entidad, en un entorno en que las empresas son débiles financieramente. Sería preferible, el diseño de esquemas que requieran menores compromisos para la compra de energía de largo plazo, que no dependiera tanto del sistema B.O.O.T/B.O.O.M, o por lo menos que la financiación de los proyectos no estuviera ligado al mecanismo de "proyect finance". Esto sería posible si se dedicaran esfuerzos para cambiar el perfil de las empresas del sector a uno de fortaleza financiera. En este orden de ideas, para la salud del sistema eléctrico colombiano es necesario y conveniente la conformación y consolidación de empresas de generación fuertes, que permitan ampliar la capacidad del sistema basadas en su balance financiero (Balance Sheet). Lo anterior se podría lograr a través de la venta de activos existentes por paquetes para atraer inversionistas de largo plazo (más de tipo institucional) que desarrollen al sector eléctrico, dispuestos a tomar parte de los riesgos y a compartir tecnología y habilidades administrativas.

La participación privada en distribución está lejos de ser una realidad, dado que la mayoría de las empresas son muy débiles en materia financiera y administrativa. La estrategia de vinculación privada se ha dirigido a las electrificadoras débiles como CELGAC, TOLIMA y EDEQ, sin haber hecho los ajustes dolorosos que se requieren para convertirlas en empresas atractivas. Más interesante y con mayores posibilidades de éxito sería enfocar los esfuerzos a electrificadoras como CHEC, ESSA y EBSA, que se caracterizan por tener mercados aceptables en cuanto a tamaño y composición, un nivel bajo nivel de pérdidas eléctricas, un manejo administrativo y financiero aceptable y estados financieros

participación de la Nación es mayoritaria en el capital siendo superior al 80% en ESSA y EBSA y de más del 51% en CHEC.

### 3.1.3 Análisis particulares

**3.1.3.1 Los Cronogramas de los Proyectos.** Con la información disponible se puede tener una visión global de los aspectos más importantes de los cronogramas de los proyectos. En este punto se ha tenido dificultad en obtener información precisa, especialmente de los proyectos de Termoemcali, Termodorada y Termocafé.

Sin embargo, con los datos conocidos se puede inferir una serie de conclusiones.

En primer lugar, una de las razones que se daban para justificar la privatización era la de la rapidez con la cual se ejecutarían los proyectos privados, dado que como norma general los proyectos realizados por el sector público siempre se han caracterizado por las demoras en su implementación, siendo esto una de las explicaciones para los racionamientos que se produjeron en el país en 1976 - 77, 1981-1982 y 1992 -93.

De 10 proyectos que se muestran en el Cuadro No. 3, se tiene que tres de ellos (Hidrotún, Termocafé, Termopacífico) no se ejecutarán como estaba previsto por diferentes fallas en la concepción de los mismos: mercados, precios y problemas ambientales. Los siete restantes presentan demoras desde tres meses en Flores I hasta 27 meses para Termovalle.

Es decir, que en esta primera etapa de privatización, el atraso y la suspensión de los proyectos ha sido la nota predominante.

**Cuadro No. 3**  
**Atrasos en proyectos de privatización**

	Atraso en meses
Paipa IV	18
Tebsa	6-12
Miel I	12
Termovalle	24-27
San Andrés	21
Flores I	3
Termodorada	9
Termocafé	No se ejecutará
Termopacífico	No se ejecutará
Hidrotún	No se ejecutará

Un estudio más cuidadoso de las principales etapas en el desarrollo de los proyectos permite detectar las áreas de conflictos y la explicación en los atrasos. Para ello, en el Cuadro No. 4 se describen siete aspectos: Licitación, evaluación y adjudicación, elaboración y firma del contrato, licencia ambiental, cierre financiero, garantía, contrato de suministros y transporte de combustible.

Sorprendentemente, en los tres primeros temas (licitación, evaluación y adjudicación y elaboración y firma del contrato) se gestó un tiempo excesivamente largo en seis de los proyectos con información completa, de 9 meses en Flores I a 21.8 meses en San Andrés y Providencia.

En la convocatoria, los casos de Tebsa y Miel se destacan por su duración: 5.87 y 6.8 meses respectivamente.

En la etapa de evaluación, solo en San Andrés se presentó un período excesivamente largo, en razón a todos los problemas que se tuvieron con la segunda convocatoria.

En la elaboración y firma del contrato, de nuevo en los proyectos de Tebsa y Miel I se dieron los mayores tiempos.

La siguiente etapa, la del cierre financiero, ha sido la más compleja, porque es allí donde confluyen todos los problemas (garantías, licencia ambiental, suministro y transporte de combustibles, seriedad financiera de los vendedores, conexión y sitio,..). De los ocho proyectos que se muestran en el Cuadro No. 4, cuatro han cumplido con el cierre financiero (Paipa IV, Tebsa, Flores I y Termodorada), pero en Tebsa y Paipa IV pasaron 9.0 y 16.67 meses para que esto ocurriera. Los cuatro restantes (Miel I, San Andrés, Termovalle y Termoemcali) a finales de 1995 no habían logrado el cierre financiero.

La licencia ambiental se había obtenido para seis de los ocho proyectos, con demoras de 5 a 17 meses.

En cuanto a la garantía, en los casos que se solicitó de la FEN, Tebsa y Paipa IV, se produjo un tiempo bastante largo para su expedición, superior a los doce meses, mientras que en los casos de Termoemcali, Termovalle y Termodorada este hecho no ha sido motivo de grandes dificultades. Para la Miel I, la garantía de la FEN y/o Nación se está volviendo el punto fundamental para que el proyecto sea un éxito.

Con respecto al contrato de suministro y transporte de combustibles, los problemas se refieren a las plantas térmicas que utilizan gas natural. Las discusiones con Ecopetrol han sido largas. Solo a partir de marzo de 1996 comenzaron a lograrse acuerdos entre los desarrolladores de proyectos del interior y Ecopetrol mientras que en la Costa Norte, para Tebsa, Flores I y Proeléctrica esto no ha sido un problema.

De la construcción no se puede hacer comentario alguno porque únicamente se tienen en operación los proyectos de Flores I y Proeléctrica, y no se tienen noticias de contratiempos.

En conclusión, el análisis de las experiencias de los contratos BOT/BOM en el sector eléctrico muestra que las experiencias conocidas han sido más bien frustrantes en términos de tiempo, lo cual es preocupante, especialmente en función de evitar restricciones al suministro de electricidad.

**3.1.3.2 La Licencia Ambiental.** La ley 99 de 1993 fijó el conjunto de pasos necesarios para obtener la licencia ambiental ante el Ministerio del Medio Ambiente. El procedimiento para obtenerla se muestra en la figura No. 1. Tratándose de licencias ambientales que otorga el Miniambiente, el término para dicho otorgamiento se ha fijado hasta 120 días hábiles, aproximadamente seis meses, contados a partir del auto de trámite que reconozca que ha sido recibida toda la información requerida. El Grupo Ambiental Minero Energético - GAME

considera que el término para el proceso, considerando todos los pasos y demoras tiene una duración de 375 días, lo cual es un tiempo bastante largo pero que hay que tener en cuenta para un desarrollo realista de los proyectos.

Para las plantas de generación cuya capacidad es menor a 100 MW, el trámite para el otorgamiento de la licencia se efectúa en las respectivas corporaciones regionales, con un tiempo teórico de trámite de 60 días hábiles.

Con la información suministrada por el grupo ambiental de Minminas se ha construido el Cuadro No. 5, que presenta para un grupo de proyectos los principales pasos seguidos y los tiempos de duración entre la solicitud de la licencia y la aprobación por Minambiente.

Se concluye que para los proyectos Paipa IV, Termoemcali, Tebsa, Flores II, Termopacífico y Termocentro se requirieron entre un mínimo de 9.77 meses hasta un máximo de 18.6 meses para la obtención de la licencia ambiental, que en algunos casos fue causa de dificultades para el cierre financiero.

Varias circunstancias explican la duración del trámite de la licencia ambiental. Por parte de Minambiente se trataba de implementar la Ley 99 de 1993, lo que implicaba una etapa de aprendizaje y además se acumularon numerosas solicitudes en el Ministerio. Por parte del sector energético, la licencia ambiental se consideraba como un trámite más y no se le prestaba la suficiente atención.

La nueva ley implica todo un conjunto de normas, estudios y consultas con la comunidad, que necesariamente implican un desgaste en el tiempo, al cual no estaban acostumbradas las empresas.

La experiencia enseña, entonces, que la licencia ambiental debe comenzar a tramitarse con tiempo, teniendo en cuenta que difícilmente podrá obtenerse en menos de un año, ya que existe una serie de pasos para su trámite que obligatoriamente se reflejarán en una duración superior a seis meses.

**3.1.3.3 Principales características de los proyectos.** La mayoría de los proyectos de privatización que se vienen desarrollando en electricidad y gas son del tipo BOT/BOM. Con base en la información que se logró obtener de las empresas y desarrolladores, bastante aceptable para Paipa IV, Termovalle, Tebsa, Flores I, San Andrés, Hidrotun e Hidromiel y en menor escala para Termodorada, Termoemcali, Proeléctrica y el resto, se pueden efectuar los siguientes comentarios:

- Los proyectos dependen de contratos de largo plazo de compra-venta de energía (en generación) y de utilización de redes de transporte (en gas natural y de transmisión en el sector eléctrico), para periodos de 15 a 20 años.
- Los esquemas contractuales propuestos son mayoritariamente del tipo BOM, con posibilidad de negociar la transferencia del activo al final del contrato, para Paipa IV y Termodorada.
- Los procesos se han regido por el decreto 700 de abril de 1992 para los primeros proyectos (Tebsa, Paipa IV, Termovalle), posteriormente por la ley 80 de 1992 y finalmente por el derecho privado, como resultado de la ley 143 de 1994 que permite

que el régimen de contratación de las ESP se rija por las normas privadas, lo cual evidentemente facilita el desarrollo de los contratos.

- La metodología de evaluación considera aspectos de experiencia, financieros y el valor presente del contrato como el factor predominante.

El mecanismo de precalificación o preselección fue importante en Tebsa, Termovalle, Termocesar y el Gasoducto de Occidente, no así en el resto de los proyectos.

- Las garantías de seriedad de la propuesta y de cumplimiento dependen del valor del contrato, estipulándose para el último caso un mínimo de 10% del valor del mismo, excepto para San Andrés que equivale a menos del 5%.
- En los seguros no se presentan diferencias notables entre los proyectos, solicitándose para daños, responsabilidad civil, incendio, rotura de máquinas, riesgos de construcción e interrupción de las actividades de la empresa.
- Las multas se fijan por cada día de atraso en la entrega de operación comercial y por no operación cuando se necesita el servicio, valores que dependen del tamaño del proyecto.
- El cierre financiero se produce posterior a la fecha de perfeccionamiento del contrato, de un mínimo de 60 días en San Andrés a 240 días en Termodorada. En la práctica, el cierre financiero ha tenido que prorrogarse varias veces en la mayoría de los proyectos.
- El suministro del combustible no tiene regla fija: en unos proyectos lo suministra el contratante y en otros el contratista e igualmente sucede con el pago. Los problemas en el caso del gas se relacionan más con el tipo de contrato de suministro y transporte con Ecopetrol. En carbón, al predominar el sector privado en su producción y como los precios se fijan por el mercado, los problemas son muy diferentes.
- El pago de energía depende en todos los contratos del costo del combustible y de la eficiencia.
- El pago por capacidad busca recuperar la inversión y los gastos fijos, en realidad todos los gastos menos los del combustible. Las tarifas mensuales son fijas pero variables en el tiempo, dependiendo del proyecto.
- Las garantías del contratante se dividen en dos grupos: de la FEN o directa del contratante.
- Las condiciones para el perfeccionamiento del contrato son normalmente cuatro:
  - El registro presupuestal
  - Constitución de la garantía por parte del contratante
  - Constitución de la garantía por parte del contratista
  - Inscripción al diario oficial y pago del impuesto de timbre.

La definición de Fuerza Mayor ha sido uno de los conceptos claves en las discusiones porque influye en las garantías y los contratos. Los hechos de Fuerza Mayor eximen a las partes del cumplimiento de sus obligaciones contractuales pero dan lugar a que el contratante continúe efectuando los pagos al contratista. En general se adopta el concepto de Fuerza Mayor que define la legislación Colombiana.

En cuanto a las características financieras, normalmente el capital de riesgo varía entre 20 y 30% y el financiamiento entre 70 y 80%, con excepción del proyecto de Tebsa con un 40% del monto de capital.

### **3.2 ANALISIS EN DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD**

Poca atención se ha prestado a la posible entrada del sector privado en la distribución de electricidad. El énfasis se ha concentrado en la generación cuando los mayores problemas se encuentran en el negocio de la distribución y aquí el papel del sector privado sería muy eficaz para hacer más eficiente el servicio.

Solamente en 1994 se comenzó a hablar de privatizar la distribución; de ahí que los intentos que se han realizado son muy pocos. Se conocen los estudios para analizar la posible entrada de capital privado en Cundinamarca, Tolima y Quindío. Para las áreas nuevas o aisladas, el Ministerio de Minas y Energía promovió en 1994 la creación de una empresa en el Valle del Guamuez, en el Putumayo, y en 1995 para el resto del departamento.

ICEL, por su parte, ha estado estudiando la forma de establecer empresas para las zonas no interconectadas. De la experiencia de ICEL se pueden mencionar los casos de Guapí y de algunas formas asociativas.

**3.2.1 Subcontratación de actividades.** Más que una privatización entendida como la venta de activos de las empresas, en el área de distribución se ha avanzado en la subcontratación de actividades.

Este proceso se inició en la administración del presidente Virgilio Barco con la lectura de medidores y la contratación de cuadrillas para controlar las pérdidas negras. Posteriormente, la metodología se profundizó con los convenios de gestión impulsados por el Ministerio de Minas y Energía y la FEN.

El objetivo del programa según la FEN, " que es complementario al congelamiento y reducción de las plantas de personal, es lograr mayor eficiencia en la gestión de las empresas, para lo cual se busca la participación del sector privado en dos frentes: i) en las actividades relacionadas a su objeto social necesarios para desarrollar el negocio y ii) en el negocio mismo.

Los éxitos alcanzados se han dado en el primer frente, con resultados disímiles por empresas. Se ha avanzado bastante en CENS, Caquetá, ESSA, Quindío, Atlántico, Tolima y muy poco en Boyacá, Meta, CHEC, Magdalena y EADE.

### 3.3 GAS NATURAL

**3.3.1 Situación General.** Las experiencias de privatización más recientes en gas natural tienen que ver con la construcción, operación y mantenimiento de gasoductos troncales; la subcontratación de gasoductos y del Centro Nacional de Despacho del transporte de gas natural, por parte de Ecopetrol; la venta de la participación de Ecopetrol en Promigas y finalmente la invitación pública para entregar áreas de servicio exclusivo para la distribución de gas natural.

Excepto por las dificultades que se han presentado en las convocatorias para la distribución de gas natural, debidos al atraso en completar la red troncal y a un diseño inapropiado de los términos de referencia que obligaron a suspender la convocatoria que se abrió a mediados de 1995, todos los demás proyectos se han desarrollado satisfactoriamente en cuanto al proceso contractual y de ejecución, una vez que se produjeron las adjudicaciones respectivas.

La presencia del sector privado en gas natural se está dando a través de experiencias muy variadas. Se tiene el esquema BOT en los gasoductos Mariquita - Cali y Ballenas - Barracabermeja; la concesión con los gasoductos Sebastopol - Medellín y Payoa - Bucaramanga; la subcontratación del sistema de Centro - Oriente; la privatización total en Promigas; la participación privada y pública en la distribución del gas natural y la participación totalmente estatal en Ecogas, o sea que en sector de gas natural las experiencias van desde lo privado hasta lo completamente público.

En el transporte de gas, Ecopetrol y el sector privado han desarrollado la red troncal de gasoductos. Sin embargo, en los últimos años se ha apelado al esquema B.O.T. para construir los nuevos gasoductos, como los de Mariquita-Cali y Ballenas-Barrancabermeja, con resultados positivos tanto en los procesos licitatorios como en la ejecución de los contratos, situación muy diferente a las que ha ocurrido en el sector eléctrico, explicable porque la empresa contratante, en este caso Ecopetrol, goza de prestigio y reputación en el mercado financiero internacional, que se vió reflejado en la rapidez con que los contratos se firmaron, lo que prueba que la fortaleza financiera es un elemento fundamental para atraer la inversión privada, que hace innecesario el otorgamiento de garantías del cumplimiento de las obligaciones de pago del comprador por parte de la FEN y/o la Nación.

Ecopetrol, con recursos propios y de su propio riesgo ha construido y viene desarrollando buena parte de la red del interior (Centro-Oriente), lo cual permitirá completar en 1997 la red básica de transporte de gas.

Con la constitución de Ecogas, esta nueva entidad será dueña, por transferencia, de toda la red de transporte de gas que actualmente es propiedad de Ecopetrol. Ecogas se encargará de la construcción y de las ampliaciones de la red., excepto para la Costa Norte. Debido a que las proyecciones financieras muestran la necesidad de apoyo de la Nación, inicialmente Ecogas será una empresa estatal, hasta que las circunstancias permitan aumentar las tarifas del transporte de gas para que cubran totalmente los costos de prestación del servicio, con lo cual se pierde una oportunidad de participación para el capital privado.

En las actividades de la distribución al usuario final, Ecopetrol jugó un papel primordial al llevar combustibles a zonas aisladas y remotas, con la creación de las empresas Terpel. Por

decisión política Ecopetrol se deshizo, a través de la venta por subasta en la Bolsa, de su participación accionaria en estas empresas para transferirlas al sector privado.

Ecopetrol también fue pionera en la distribución de gas natural y en impulsar empresas exitosas, como Gas Natural; en este caso, también se ha tomado la decisión política de entregar su participación al sector privado. Sin embargo, en la distribución de gas el sector público continuará presente, a través de los departamentos, municipios y entidades públicas (EPM, EMCALI) en empresas existentes y las nuevas que se conformarán para atender nuevas zonas.

El impulso para la inversión privada en la distribución de gas natural se ha visto frenado por la demora en reabrir la licitación pública para distribuir el gas en regiones que carecen de este servicio, como Antioquia, Valle, Antiguo Caldas, Tolima, Boyacá y Casanare. La convocatoria pública se abrió a mediados de 1995 pero fue suspendida en octubre del mismo año por las numerosas objeciones hechas a los términos de referencia, lo que obligó a Minminas a estudiar de nuevo los aspectos técnicos y jurídicos de la licitación, la cual se espera reabrir en septiembre de 1996, lo cual significa que el plan de masificación de gas tendría una demora de dos años, en relación con el programa originalmente previsto.

#### **4. IDENTIFICACION DE PROBLEMAS Y AVANCES**

##### **4.1 INTRODUCCION**

El análisis de la experiencias colombiana e internacional, los comentarios de expertos de Colombia y el exterior y las conclusiones de estudios realizados sobre el tema (como el de Corfivalle y Francisco Ochoa) nos llevan a la identificación de problemas y a la sugerencia de recomendaciones similares.

Los problemas detectados dependen de la actividad (sector) y etapa (producción, transporte, distribución). Asimismo, se tiene una serie de limitaciones que son generales para el desarrollo del sector privado, la mayoría de ellas exógenos al sector energético.

##### **4.2 IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS EN EL SECTOR ENERGÉTICO**

Del análisis de las experiencias se concluye que los problemas y avances son importantes y numerosos en el sector eléctrico. En gas natural y petróleo (refinación), los temas son más restringidos, de tal forma que los problemas no son tan difíciles como en el sector eléctrico, y se detectan avances substanciales.

**4.2.1 Sector Eléctrico.** Por lo menos se pueden enumerar más de 25 áreas que en una u otra forma han influido en el avance de la participación privada, cuyo manejo adecuado en el futuro determinará el grado de profundización del sector privado en la promoción de proyectos nuevos y en la compra de activos existentes (generación y distribución).

Los puntos para analizar y que afectan la participación privada, detectados en el estudio de las experiencias y en las entrevistas son los siguientes:

Términos de referencia  
Estructuración de los proyectos

Contratos de compra de energía.  
Suministro y transporte de combustible  
Licencia ambiental  
Garantías  
Cambios institucionales  
Tributación  
Tarifas y subsidios  
Situación financiera de las empresas  
Polítización  
Acontecimientos internacionales  
Ahorro nacional  
Demandas  
Conexiones de red y sitio  
Prácticas discriminatorias  
Cláusulas exorbitantes  
Empresas integradas  
Aspectos laborales  
Fortaleza de los desarrolladores  
Política de precios de los energéticos  
Regulación  
La CREG  
Políticas del gobierno  
Legislación  
Papel de las empresas públicas  
Coordinación gubernamental

## **5. CONCLUSIONES**

### **5.1 LA PRIVATIZACION AVANZA EN COLOMBIA**

La privatización del sector energético Colombiano está avanzando, aunque a un ritmo diferente en cada sector y actividad. En lo que fue el último baluarte del sector público, el eléctrico, en la actividad de generación, para mayo de 1996 se habían cerrado contratos para la instalación de 1280 MW en plantas de generación térmica, con inversiones cercanas a US\$1000 millones, (estos contratos comprenden proyectos en operación en construcción) y la instalación de más de 1000 MW se encontraba la etapa final de concreción.

En el sector de gas natural, Ecopetrol viene vendiendo su participación en las empresas de gas natural (PROMIGAS a comienzos de 1996 y GAS NATURAL seguirá en el segundo semestre).

La construcción de los gasoductos Ballena-Barrancabermeja de 735 kilómetros de longitud, y el de Mariquita - Cali de 760 kilómetros de longitud, se contrataron por el esquema B.O.O.T en 1993 y 1994 respectivamente, con una inversión total de US\$ 550 millones.

En petróleo se viene dando una asociación entre el capital privado y el público, desde hace años, para la producción y el transporte. El Oleoducto Central "OCENSA" de mas de 1000 kilómetros de longitud entre Cusiana y Coveñas con una inversión de US\$ 2025 millones, es el último ejemplo de una combinación de aportes de capital privado y público que se contrató en 1995.

En la distribución minorista de derivados, Ecopetrol vendió su participación accionaria en las Empresas Terpel de las diferentes regiones, que fueron promovidas exitosamente en la década de los ochenta.

Se concluye que el proceso de privatización ha avanzando, con un empuje mayor a partir de 1991, lo cual ha atraído capitales privados, sin incluir la producción de petróleo y gas natural, por más de US\$ 3000 millones.

## **5.2 EL SECTOR ENERGÉTICO PASA POR UNA ETAPA DE TRANSICIÓN**

La forma como se está dando en Colombia la transición de un sector dominado por el capital público, a otro donde la participación privada será cada vez mayor, se explica por varios factores propios de la evolución histórica y política del país.

En primer lugar, a diferencia de otros países, la decisión política de restringir la presencia estatal ha tenido un menor componente ideológico y se dió tardíamente, a comienzos de la década del noventa, decisión que quedó consignada en la Constitución Nacional de 1991. Pero la carta no da exclusividad a ningún sector para intervenir en los servicios públicos, ni prohíbe que el Estado a través de entidades públicas, así mismo, intervenga, tal como sucede en otros países. La Carta amplía el número de actores y, en especial, da garantías para que los gestores privados entren en cualquier actividad de tipo energético.

En segundo lugar, las leyes eléctrica y de servicios públicos, que son instrumentos legales que reflejan para sectores específicos los mandatos de la Constitución Nacional, fueron expedidas por el Congreso Nacional hasta 1994, lo que justifica la confusión que todavía predomina sobre algunos temas, por la interpretación que se hizo de la Carta antes de la promulgación de las leyes arriba citadas.

En tercer lugar, relacionado con el punto anterior, en el país se inició el proceso de privatización sin que estuviera lista la reglamentación correspondiente, lo que se prestó a confusión y, como es natural, se iniciaron procesos sin la debida base procedimental y con una interpretación libre de las normas.

En cuarto lugar, el cambio de la concepción de un estado empresario a un estado regulador, implicaba establecer nuevos mecanismos desconocidos en el país, implementar por toda una red de regulaciones y mecanismos de vigilancia que requieren tiempo para su aplicación y que, por lo mismo, dan lugar a indecisiones en las etapas iniciales y demoras en la expedición de los reglamentos.

## **5.3 LA PRIVATIZACION DEL SECTOR ELECTRICO SE HA CONCENTRADO EN LA GENERACION**

En el sector eléctrico la privatización se ha concentrado en el área de generación, lo cual se comprueba por el número de proyectos que actualmente estan en operación, montaje o para comenzar su construcción (Tebasa, Flores I y II, Paipa IV, Termodorada, Termovalle, Termoemcali), para un total de 1450 MW, equivalentes al 13.2% de la capacidad instalada a finales de 1995.

Se estima que se tendrá a finales del presente siglo en nuevos proyectos privados, una capacidad instalada cercana a 2000 MW, equivalente al 15% de la capacidad instalada en el país.

Hasta comienzos de 1996, la participación privada se ha llevado a cabo por el esquema B.O.O.T/B.O.O.M, con la excepción de Flores II, aunque están apareciendo productores independientes que inicialmente no están solicitando contratos de compra de energía a largo plazo (AMOCO, BP), quizá porque parte de su capacidad estará comprometida con los mismas empresas promotoras.

La compra de los activos de las empresas de generación en operación, otra forma de privatización, no ha ocurrido, pero se espera que comience en el segundo semestre de 1996, con la venta de activos del sector propiedad de la Nación, para lo cual en 1995 se terminó el estudio contratado por el gobierno para hacer una valoración de los activos y recomendar las estrategias de venta.

La privatización de la distribución de electricidad está apenas en proceso de estudios. Se han analizado los casos de las electrificadoras del Tolima, de Cundinamarca y del Quindío, de las cuales las dos primeras se caracterizan por una difícil situación financiera de vieja data, y por problemas de tipo laboral. Se han propuesto varios esquemas para involucrar a inversionistas privados, pero es dudosa su participación mientras no se tenga claridad sobre las perspectivas sobre los ingresos futuros de las mismas.

La privatización de los distribuidores se ha enfocado a entidades débiles, en lugar de orientar los esfuerzos hacia empresas con mejores perspectivas financieras, que en la actualidad tienen equilibrio operacional y en sus resultados muestran utilidades, como las electrificadoras de Santander, Boyacá, Caldas y el Norte de Santander, las cuales podrían ser atractivas como inversión para el capital privado.

#### **5.4 EL SECTOR PRIVADO HA INCURSIONADO CON RAPIDEZ EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL**

En gas natural el ritmo de avance de la participación privada es ilustrativo. Dos grandes gasoductos, el de Ballenas - Barrancabermeja y el de Mariquita - Cali, fueron contratados por Ecopetrol sin ningún problema por el esquema B.O.O.T, lo cual indica claramente que la solidez financiera de la entidad contratante garantiza una exitosa vinculación privada.

Se vendió parte de la participación accionaria de Ecopetrol en Promigas y se está trabajando para enajenar las acciones de la empresa estatal en Gas Natural. Estos dos ejemplos, de dos empresas, una que es dueña y opera la red troncal de la Costa Norte y la otra que efectúa la distribución de gas natural en Santafé de Bogotá, contrasta con las distribuidoras del sector eléctrico y muestra que la estrategia correcta es la de vender empresas sólidas financieramente, lo cual facilita sin ninguna restricción la privatización privada, sin tener que recurrir a esquemas complejos.

Entre los aspectos negativos en el sector de gas natural hay que mencionar la lentitud en el proceso de apertura de la convocatoria pública para entregar la distribución del gas en seis regiones del país (Viejo Caldas, Valle, Centro, Tolima, Boyacá y Casanare), cuya realización tendrá el doble efecto: de vincular nueva inversión y mejorar el balance energético colombiano.

Hay demoras en la constitución de la Empresa Colombiana de Transporte de gas Natural (ECOGAS), hecho necesario para desvincular a Ecopetrol del área de transporte de gas y concluir una reestructuración para darle transparencia al sector. Desafortunadamente, los cargos por el transporte que definió la CREG en julio de 1995 están por debajo de los costos reales, y obligan a constituir una empresa con un cien por ciento de capital estatal. Habrá que esperar a la consolidación del mercado y a los aumentos en las tarifas del transporte que permitan mejorar la perspectiva financiera de Ecogas y así atraer al capital privado para vincularse a la empresa. Por otra parte, ECOGAS no será una empresa con cubrimiento nacional porque no se consideró incluir al mercado ya desarrollado de la Costa Norte, representado por Promigas, con lo cual se perdió la oportunidad de constituir desde el comienzo una poderosa empresa de transporte. De todas formas, de acuerdo a los lineamientos que se han acordado para ECOGAS, esta subcontratará la construcción y operación de los nuevos gasoductos con el sector privado.

## **5.5 ES UN HECHO LA REESTRUCTURACION PARA LA PRIVATIZACION**

Con la expedición de las leyes 142 y 143 de 1994, la reestructuración del sector energético se ha acelerado, no obstante que aún quedan puntos por definir.

En el sector eléctrico ISA se constituyó en la empresa nacional de transmisión, así como de las actividades del despacho central de la generación. Se ha iniciado, aunque en forma incipiente, la separación contable de las actividades de generación, transmisión y distribución para las empresas verticalmente integradas.

En el gas natural se avanza también en la separación de las etapas de producción, transporte y distribución.

La comisión de regulación de Energía y Gas (CREG) completó su nómina de expertos a finales de 1994 y ha expedido un conjunto de normas que ha contribuido a definir las reglas del juego en los sectores de electricidad y del gas.

Las empresas nacionales y aún las municipales se están convirtiendo en sociedades por acciones, lo que da una señal positiva para atraer la participación del capital privado.

## **5.6 HAY QUE TENER EN CUENTA LOS CRITERIOS INTERNACIONALES DE PARTICIPACION EN EL SECTOR ENERGETICO.**

En un mundo globalizado, con capitales finitos en comparación con las necesidades y con una competencia intensa para atraerlos, los criterios de los organismos internacionales, de las entidades financieras, de los desarrolladores experimentados y de los fabricantes, en fin, de la comunidad internacional interesada en invertir en energía, se deben seguir paso a paso para conocer sus criterios e intereses y adecuarlos a las conveniencias del país. Sucintamente, los inversionistas internacionales hacen énfasis en:

- Precios competitivos a nivel internacional de los energéticos.
- Los subsidios, en general, deben ser transparentes en su aplicación y tratar de desmontarlos gradualmente hasta eliminarlos.

- La política del gobierno tiene que ser consistente y coherente, para fomentar la participación del capital privado en el sector.
- Promover un mercado competitivo que reglamente la igualdad de oportunidades para todos los participantes, mediante el establecimiento de reglas claras, transparentes y estables.
- La empresa pública tiene que actuar bajo las mismas reglas que los privados y con racionalidad económica.

## **5.7 SE CONSOLIDA LA REGULACION EN LOS SECTORES DE ELECTRICIDAD Y DEL GAS**

Hubo mucha confusión entre los participantes del mercado, mientras se aprobaba la ley eléctrica y se constituía la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), lo que impidió que el sector privado decidiera invertir en el sector energético antes de que se expidiera la reglamentación correspondiente. Entre diciembre de 1994 y julio de 1995 la Comisión emitió un gran número de normas tanto para el sector eléctrico y el sector de gas, que reglamentaron aspectos tan importantes como la separación de actividades de los agentes del sector eléctrico, las reglas de la comercialización, el mercado de la Bolsa de Energía, las tarifas reguladas de electricidad, los precios del gas, los cargos por el transporte de electricidad y de gas, los contratos de compraventa de electricidad y la definición de los usuarios no regulados.

Aún existen dudas sobre el cumplimiento de las normas, por la falta de una intervención más decidida y profunda de la CREG, en una serie de temas tales como los contratos de compraventa de energía a largo plazo, dumping en los precios del mercado de electricidad, los precios del suministro de gas y una mayor independencia para la toma de las decisiones.

## **5.8 HA SIDO UN PROCESO DIFICIL EL INICIO DE LA PRIVATIZACION EN EL SECTOR ELECTRICO**

A diferencia de los sectores del gas, del carbón y del petróleo, la introducción de la privatización en el sector eléctrico ha sido un proceso difícil. La mayoría de los proyectos que se iniciaron en el período de 1992 a 1993 muestran retrasos apreciables y algunos de ellos han tenido que suspenderse definitivamente mientras que otros han tenido que ser reconsiderados.

Múltiples son las razones que explican las dificultades que han enfrentado los esquemas B.O.O.T/B.O.O.M en proyectos de generación, la posibilidad del ingreso de capital privado a las distribuidoras y la compra de activos de la Nación. Aunque muchos requisitos de los contratos han sido objeto de intensas discusiones, como los referentes a las garantías, la licencia ambiental, el suministro de combustibles, los aspectos legales y tributarios y las tarifas, por encima de todos ellos está el espectro de un sector que se caracteriza por su debilidad financiera, lo que genera desconfianza al capital privado por la dificultad que se tendrá para la recuperación del capital invertido mientras el sector eléctrico no sea saneado en estructura.

## **6. RECOMENDACIONES**

### **6.1 REESTRUCTURACION DEL SECTOR ELÉCTRICO**

La reestructuración del sector eléctrico continúa siendo una prioridad en la agenda de las decisiones del gobierno en el campo energético.

Después de muchos análisis y años de crisis, es realmente doloroso constatar que la mayoría de las empresas eléctricas atraviezan por las mismas dificultades de hace veinte años, que el diagnóstico es el mismo y que no se ha avanzado suficientemente.

Hay problemas financieros y de tipo administrativo.

Para los primeros, la recomendación de siempre es la de sanear las empresas, para lo cual una política de precios realista es la mejor solución, lo que implica eliminar los subsidios para los usuarios del estrato 4 y disminuirlos para los de los estratos 1, 2 y 3 y, en lo posible, eliminarlos en un tiempo prudencial, tal vez con la excepción de los hogares del estrato 1.

Paralelamente, hay que profesionalizar la administración de las empresas, lo que implica su despolitización y un control estricto de los gastos de personal.

Teniendo en cuenta que el manejo administrativo no ha mejorado a pesar de los convenios de gestión de las empresas con la FEN, por falta de decisión política para controlar administradores que deben su lealtad a fuerzas ajenas a las del sector y que no actúan movidos por racionalidad económica, se requieren medidas muy drásticas para cambiar la situación y convertir estas empresas en verdaderos soportes del proceso de privatización.

En este tema se recomiendan las siguientes medidas que tienen su apoyo legal en la ley 142 de Servicios Públicos:

- Entregar la administración de empresas a grupos privados, para lo cual el Ministerio de Minas y Energía, conjuntamente con la Superintendencia de Servicios Públicos, establecerán los mecanismos para su implementación.
- Modificar la composición de las juntas directivas en el sentido de disminuir la presencia del gobierno en las mismas e integrarlas con representantes del sector privado que se caractericen por su profesionalidad e independencia.
- Prohibir a los distribuidores departamentales invertir en proyectos de generación con capacidades superiores a 25.000 kW. Su prioridad es la de invertir en mejorar y ampliar las redes de su zona de influencia.

### **6.2 FORTALECER LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS**

Fortalecer la CREG en varios sentidos: ampliando sus actividades al sector energético en general, hacerlo más independiente del gobierno nacional y establecer normas muy estrictas para el nombramiento de los expertos en cuanto a calidades y requisitos.

En el mismo sentido, facilitarle los mecanismos para intervenir en los contratos entre las partes (compra - venta de energía, de suministro y transporte de gas natural y otros), cuando el interés público lo exige, ya sea para defender a los usuarios e impedir prácticas que atenten contra la viabilidad financiera de las empresas.

Igualmente, para un mayor transparencia de las decisiones de las CREG, se propone que se establezca el sistema de audiencias públicas para la discusión de las resoluciones, antes que sean expedidas por la Comisión.

Lo anterior implica una reestructuración bastante fuerte, que lleva a disminuir la presencia del número de representantes del gobierno en la Comisión, dividirla en sub-comisiones para los sectores eléctrico, de gas y petróleo, con sus respectivos expertos, y definir un proceso de selección objetivo del personal .

### **6.3 ESTABLECER REGLAS DE JUEGO PARA LA REFINACION PRIVADA**

Cumplir por parte del Ministerio de Minas y Energía con las recomendaciones del CONPES en lo referente a fijar estrategias y reglas de juego claras para atraer inversionistas privados en refinación, en relación a sitios, precios, suministro de petróleo y comercialización de los derivados.

### **6.4 RECURSOS FIJOS PARA PAGAR LOS SUBSIDIOS A LAS EMPRESAS**

Los subsidios para los estratos 1, 2 y 3 serán una realidad para varios años más para los sectores eléctricos y de gas.

Entonces, con el fin de asegurar la transferencia de los mismos a las empresas, es urgente constituir el Fondo de Solidaridad Nacional, de acuerdo al mandato de la ley 142 de Servicios Públicos, que es un mecanismo idóneo para transferir recursos de las regiones ricas a las más débiles y un medio de complementación de los recursos del presupuesto nacional.

La mejor señal para el sector privado estaría en el compromiso del gobierno de colocar anualmente en el presupuesto nacional las cantidades exactas del subsidio a las empresas.

En realidad, la privatización de la distribución y una mayor participación privada en la generación dependerán de la medida en que el sector sea autofinanciable, por lo cual es urgente que las empresas sean compensadas por los ingresos que dejan de recibir por decisiones externas a ellos.

### **6.5 ATRAER AL SECTOR PRIVADO EN LAS ELECTRIFICADORAS DEPARTAMENTALES**

Iniciar un plan para atraer el capital privado en las electrificadoras departamentales como medio para aumentar eficiencia y profesionalización, a través de la venta de las acciones del gobierno o de la emisión de nuevas acciones, dirigida a las empresas que presentan mejores resultados financieros, sin por ello descuidar a las más débiles.

Dentro de este objetivo general, incrementar las actividades bajo el esquema de subcontratación, ampliándolo a la operación y administración del servicio en municipios o regiones.

## **6.6 PROPENDER POR UNA POLITICA DE PRECIOS REALISTAS DE LOS ENERGETICOS**

Una óptima utilización de los recursos energéticos requiere una política de precios relativos correcta.

La CREG y el gobierno nacional deben propender por una estructura de precios que se acerque a los costos de oportunidad y/o precios del mercado, evitando, en lo posible, introducir distorsiones que lleven a una utilización exagerada de un recurso energético con respecto a otro.

## **6.7 CONTROLAR LAS PRACTICAS DISCRIMINATORIAS**

La CREG y la Superintendencia de Servicios tienen la obligación de intervenir para evitar prácticas que impliquen discriminación o posición dominante en el mercado así como hacer cumplir las normas que se expidan por parte de los organismos de regulación. Se recomienda establecer mecanismos para evitar dumping en precios, incumplimiento en el cobro del 20% para usuarios no regulados (industriales, otros), exigir transparencia en las convocatorias para la compraventa de energía, abrir los mercados cautivos y evitar las prácticas restrictivas no económicas.

## **6.8 ELIMINAR DISCRIMINACION TRIBUTARIA CONTRA EL SECTOR PRIVADO**

Introducir modificaciones en las leyes para eliminar los artículos que discriminan en contra del sector privado en los proyectos energéticos, específicamente aquellos de la ley tributaria de 1995 que favorecen a las empresas mixtas y públicas en comparación con las privadas.

## **6.9 ESTABLECER MECANISMOS DE COORDINACION INTERINSTITUCIONAL**

Para capitalizar las experiencias nacionales y extranjeras, establecer un mecanismo de coordinación interinstitucional de la privatización en el sector energético, tal como fue recomendado por el CONPES en 1995, que estudie y normalice temas como los términos de referencia, los CCE, las garantías, las vigencias futuras y coordinar a las entidades gubernamentales para establecer políticas comunes y actuar coherentemente.

## **6.10 ESTUDIAR MODELOS DE GARANTIAS**

Para reducir las demoras en la ejecución de los proyectos es recomendable que en los términos de referencia se incluya un modelo de garantía, con los puntos más importantes, lo que facilitará el proceso de contratación y el cierre financiero. Por supuesto, que

dependiendo del tipo de empresa (pública, privada, mixta, débil, fuerte), las exigencias por parte de los desarrolladores serán diferentes.

Mientras la situación financiera de las empresas eléctricas no se modifique, las entidades financieras internacionales exigirán garantías de la FEN o de la Nación. Para estos casos, para una garantía de la FEN (y aún para una garantía de la empresa compradora), la experiencia señala que los siguientes puntos deben ser considerados como parte de la misma:

1. Antecedentes del proyecto
  2. Definiciones: Fecha efectiva, entidades financieras, convenios financieros, obligaciones garantizadas, tasa representativa del mercado, tasa libor, las tasas de interés que se definan internacionalmente.
  3. Garantía. Comprende en que consiste la garantía, duración de la misma, requerimientos de pagos y renuncias. Esta sección contesta a las preguntas: Qué se garantiza y por cuánto tiempo? Qué ocurre si se produce liquidación y privatización de la empresa contratante? Qué sucede si no se paga a tiempo? Qué pasa si se dan determinados Eventos de Fuerza mayor? Quién paga? En caso de terminación anticipada del Contrato de Compra de Energía qué pagos se establecen?
  4. Declaraciones y garantías: Fundamentalmente se refiere a que la FEN o la empresa no tienen obstáculos para ofrecer garantía y que tiene todos los permisos necesarios.
  5. Pactos de la FEN
- Se refiere a tres puntos: Existencia y desarrollo de los negocios, cumplimiento de las leyes y renuncia al derecho de exclusión.
6. Garantía continua. Cesión
- Dos temas se tratan: Garantía continua (la garantía permanecerá en vigor durante el término de las obligaciones para la FEN, sus sucesores y cesionarios) y cesión de la garantía.
7. Disposiciones varias: Comprende las Notificaciones (nombre del notificado, dirección y a la atención de quién), la Reforma y Renuncias (por escrito y firmadas por la FEN y con aceptación de la empresa contratista, las entidades financieras y de la Ley que rige (la de la República de Colombia).

Los puntos 1, 4, 5, 6 y 7 no tienen en general dificultades, por lo cual pueden seguir una redacción normalizada, tal como está consignado en las garantías aprobadas en TEBSA y PAIPA IV.

Las diferencias y dificultades se encuentran en los puntos 2 y 3, en especial en lo referente a los riesgos políticos y de fuerza mayor, dada la insistencia de las entidades financiadoras de cubrirse de todo tipo de eventualidad y de transferirle esa responsabilidad a la entidad contratante.

De todas formas, hay experiencias y acuerdos que pueden plasmarse en un texto normalizado, como los de liquidación y privatización de una empresa pública. Si de antemano oferentes potenciales conocen el texto de las garantías, los participantes sabrán a que atenerse y los procesos se agilizarán, evitándose discusiones dispendiosas y presiones para incluir el mayor número de asuntos a favor del contratista.

#### **6.11 DIVERSIFICAR LAS ALTERNATIVAS DE PRIVATIZACION**

Estimular procesos de privatización diferentes a los esquemas BOT/BOM, especialmente en el área eléctrica, como la venta de activos y la subcontratación de actividades, tal como se viene haciendo por Ecopetrol en gasoductos, para la administración, operación y mantenimiento de zonas o regiones en los campos de distribución, transmisión y plantas de generación.

#### **6.12 CREAR NUEVAS EMPRESAS DE GENERACION**

Conformar con los activos de la Nación grupos de plantas para venderlos al sector privado y crear nuevas y fuertes Empresas de Generación con la participación de inversionistas estratégicos que sean un estímulo para el desarrollo del sector eléctrico.

#### **6.13 MEJORAR TERMINOS DE REFERENCIA**

Para evitar confusiones y dilaciones en las convocatorias públicas y en las etapas posteriores a la adjudicación de proyectos, es conveniente realizar un esfuerzo para establecer términos de referencia más completos, en especial mayor precisión en el contrato de compra de energía y en las garantías ofrecidas.

#### **6.14 MEJORAR LA ESTRUCTURACION DE LOS PROYECTOS**

Los proyectos deben estar bien estructurados antes de ser ofrecidos en convocatorias públicas, sin dejar definiciones de los mismos para fechas posteriores, como la conexión a la red, el sitio, la licencia ambiental y permisos.

Es fundamental que los proyectos estén perfectamente estructurados en la parte financiera, es decir, que su viabilidad esté correctamente definida. Se recomienda, contratar especialistas de reconocido prestigio para que asesoren a las empresas en este tema.

#### **6.15 ESTIMULAR EL AHORRO NACIONAL**

Preparar un plan de financiación de proyectos privados en el sector energético con la participación de la FEN, IFI y otras entidades públicas y privadas.

Aunque la FEN ha venido cumpliendo un papel importante para canalizar ahorro nacional para el sector eléctrico y ha financiado algunos gasoductos, la entidad debería definir una

política agresiva de captación de recursos externos e internos para financiar privatización de proyectos en el sector energético, ya sea a través de préstamos directos a desarrolladores colombianos o invirtiendo inicialmente en proyectos para después transferir su participación a inversionistas colombianos.

Es muy importante que se de todo el apoyo e impulso a los fondos de pensiones, dado que de este tipo de fondos son los proveedores naturales de los recursos de largo plazo necesarios para financiar tanto deuda como capital de riesgo.

#### **6.16 MEJORAR LA SELECCION**

Para mejorar la selección de proponentes en los procesos de privatización, se aconseja proceder a efectuar una precalificación de las firmas para determinar su idoneidad técnica y financiera, metodología aplicada con éxito en las convocatorias que realizaron Termovalle y Tebsa.

#### **6.17 CLARIFICAR EL PAPEL DE LAS EMPRESAS**

En cada uno de los sectores eléctricos, gas y petróleo, se requiere todavía una mayor claridad, pero especialmente decisión política sobre el papel de cada empresa.

En esta forma, los vacíos de la ley eléctrica en cuanto al papel de los distribuidores deberá ser objeto de estudio para introducir modificaciones. No obstante lo anterior, la Nación, al ser dueña de las electrificadoras departamentales, puede fijar políticas en cuanto a prohibir que estas empresas participen en proyectos de generación con capacidades mayores a 25000 MW, dado que sus recursos deben dedicarse prioritariamente a mejorar y ampliar las redes de distribución y subcontratación.

En el sector de gas natural es urgente la creación de Ecogas y separar definitivamente de Ecopetrol los aspectos relacionados con la red troncal.

En petróleo es conveniente que el Gobierno Nacional presente a consideración del congreso una ampliación de las actividades de la CREG a algunos aspectos del área de hidrocarburos, que facilite la participación de otros agentes diferentes en el subsector, y que fije reglas transparentes que no dependan de discrecionalidad de Ecopetrol.

#### **6.18 MODALIDADES DE PRIVATIZACIÓN.**

En cuanto a metodologías de privatización, no es posible recomendar un esquema único, dado que cada proceso está rodeado de condiciones muy particulares. Sin embargo, se pueden señalar algunos elementos generales y específicos para facilitar y profundizar una política de privatización.

En primer lugar, no hay que ceñirse a un tipo único de privatización, sino promover distintas modalidades como:

Esquemas BOT/BOM/BOL

Sub-contratación de actividades

Privatización de activos de la Nación, departamentos y municipios

- International Energy Agency, "Electricity Supply Industry Structure, Ownership and Regulation en OECD Countries", Paris, 1994.
- ISA, "Términos de Referencia para la Convocatoria Internacional del Proyecto Termoeléctrico en el Dpto. del Cesar - TermoCesar, Medellín, julio 1995.
- ISAGEN, "La Participación del Sector Privado en la Expansión del Sistema Eléctrico Colombiano: Percepción de los Agentes Privados, Medellín, noviembre 30 de 1995.
- Kleinwort Benson, Salomn Brothers e Invercor S.A., "Colombian Electric Sector Privatization", final presentation, mimeo, octubre 1995.
- Ley 142 de 1994
- Ley 143 de 1994
- Ley 223 de 1995 de la Reforma Tributaria.
- Ley 226 de 1995 por la cual se desarrolla el artículo 58 de Constitución Política.
- Lopera Jaime, " La Privatización como Estrategia de Cambio", mimeo, 1995. ✓
- Ministerio de Minas y Energía, "Memorias al Congreso Nacional 1994-1995", Santafé de Bogotá, 1995.
- Ministerio de Minas y Energía "Vinculación del Capital Privado a la Empresa de Energía del Quindío", estudio contratado con el Consorcio Corfinsura - Econometría Ltda, mayo de 1995.
- Ministerio de Minas y Energía y Ministerio de Hacienda. "Participación Privada en Generación Eléctrica: Experiencias del Sector", abril de 1995.
- Ministerio de Minas y Energía, "Empresa de Energía del Valle Sibrendoy OSA, ESP," estudio contratado con AENE Ltda, 1995.
- Ministerio de Minas y Energía, "Áreas de Servicio Exclusivo para la Distribución de Gas Natural", ponencia al 1er congreso Congreso Nacional de Gas, Bucaramanga, mayo de 1996.
- Ministerio de Minas y Energía, "Informe de Gestión"-Ministro de Energía", primer trimestre 1996.
- Ministerio de Minas y Energía, "Informes del Grupo Ambiental Minero Energético", agosto de 1995 a mayo de 1996.
- Ministerio de Minas y Energía, "Código de Petróleos", segunda edición, 1990.
- Ministerio de Minas y Energía, " Informe de Gestión" - Viceministro de Energía, primer trimestre 1996.
- Ministerio de Minas y Energía-ISA, "Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión", junio 1992.

Decreto de Energía 700 de abril de 1992

DNP, "Revisión del Plan de Expansión de Referencia del Sector Eléctrico Interconectado", Documento CONPES 2678, 11 nov., 1993.

DNP, " Desarrollo de Algunos Proyectos de generación Térmica del Plan de Expansión, Documento MinMinas-MinHacienda - DNP 2641- UINE, febrero 16, 1993.

DNP, "Informe sobre la Electrificadora de Cundinamarca", Dic. DNP-1985 UINF-Div. Especial de Tarifas, Bogotá, abril 29, 1982.

DNP, "Participación del Sector Privado en Infraestructura Física", Documento Conpes 2775, santafé de Bogotá, Abril 26, 1993.

DNP, "Plan de Expansión de Referencia del Sector Eléctrico 1998-2002", Documento DNP 2606, agosto 13, 1992.

DNP, "Estrategia de Reestructuración del Sector Eléctrico", Documento DNP-2534, Bogotá, mayo 21 de 1991.

DNP, "Plan de Integración Nacional: Sector Gas Natural", Documento DNP 1626-UINF, Bogotá, febrero 19 de 1980.

DNP, "El Salto Social: Bases para el Plan Nacional de Desarrollo 1994-1998", Santafé de Bogotá, 1995.

DNP, "Estrategias para el Desarrollo y la Expansión del sector Eléctrico 1995-2007, Documento CONPES - 2763, 15 de febrero de 1995.

DNP, "Seguimiento de la Situación de Abastecimiento de Electricidad en el Corto y Mediano Plazo", documentos CONPES 2800, 23 de agosto, 1995.

Dussan Manual I, " Mercado Mayorista de Energía Eléctrica", mimeo, Santafé de Bogotá, 2 marzo, 1995.

Electrificadora de Boyacá, Actas de la Junta Directiva de 17 de enero , marzo 1, abril 7 y agosto 4 de 1995.

EPSA, "Actas de la Junta Directiva del período enero - julio de 1996".

FEN, "Garantía a CORELCA para el Contrato de Compra de Disponibilidad a Tebsa", Santafé de Bogotá, julio de 1994.

FEN, "Cuestionario Comisión Quinta del Senado al Señor Presidente de la FEN", 1995. Garantías de la FEN a los proyectos Paipa IV, San Andrés, Flores I y Tebsa.

ICEL, " Modelo de Sostenibilidad : Proyecto Piloto - Guapi ", informe presentado a la Junta Directiva, documentos ICEL SS-014-95, Santafé de Bogotá, junio de 1995.

ICEL, "Modelo de Sostenibilidad Proyecto Piloto Guapi", informe presentado a la J.D., documento ICEL SS-014-95, Santafé de Bogotá. Junio de 1995.

## 7. BIBLIOGRAFIA

Actas de las Juntas Directivas de la Electrificadora de Boyacá y de Corelca, período agosto 1994-agosto 1995 y de EPSA período diciembre 1994-agosto 1995.

AENE-LAHMEYER INTERNATIONAL, "Repotenciación o Renovación de la Central Térmica de Barranquilla" - Informe de Evaluación de Propuestas", Santafé de Bogotá, 24 enero, 1994.

Bannantine Jim, "Participación de IPPser en el Sector Eléctrico", Cartagena, marzo 1996.

Bernstein Sebastian, "La Política Eléctrica Chilena a Partir de Medios de la Década del 70", mimeo, mayo 31 - junio 1, 1991.

Calvet Margaret, "Participación del Sector Privado en el Sector de los Servicios de Energía", mimeo, Santafé de Bogotá, mayo 25, 1994.

Chase Manhattan Bank, "Lista de Preguntas a Documentos Convocatoria Internacional TermoCesar," mimeo, abril 1996.

CIER, "Boletín de la Comisión de Integración Regional", Nos. 277 y 13 de oct. y septiembre de 1995.

Constitución Política de Colombia 1991

Contratos de Compra de Energía de los Proyectos Paipa IV, Tebsa, San Andrés, Termodorada y Flores I.

CORELCA, "Entrega en Concesión de la Infraestructura de Generación y Subtransmisión y Suministro de Energía y Disponibilidad de Potencia" - Informe de Evaluación, B/quilla, mayo 30, 1994.

CORELCA, "Acuerdos para la Creación de Tebsa", Barranquilla, 1995.

CORELCA, "Especificaciones del Paquete Contractual, Sección IV-L 03,9, Barranquilla 1993.

CORELCA, "Evaluación de las Ofertas para Contratar el Suministro de Energía y Disponibilidad de Potencia para San Andrés y Providencia", Barranquilla, julio de 1995.

CORELCA, "Repotenciación y Renovación de la Central Térmica de Barranquilla: Informe de Evaluación de Propuestas", Santafé de Bogotá, enero 24 de 1994.

CORELCA, "Actas del Consejo Directivo de 19 de mayo y 18 de julio de 1995.

CORELCA-TEBSA, "Contrato de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, 29 mayo, 1995.

Corporación Financiera del Valle, "Balance de la Participación Privada en Infraestructura en Colombia", Cartagena, marzo de 1996.

CRECER, "Termo Paipa IV, Informe Preliminar", 1994.

CREG, "Regulaciones Expedidas en noviembre de 1994 y abril de 1996.

Promoción de proyectos y empresas mixtas  
Promoción de proyectos y empresas netamente privadas.

En segundo lugar, es recomendable atraer inversionistas estratégicos y evitar la entrada de capital especulativo, con el fin de involucrar capital interesado en permanecer en el país para desarrollar el sector energético.

En tercer lugar, utilizar mecanismos de preselección y precalificación de los posibles participantes.

En cuarto lugar, los proyectos deben estar muy bien estructurados en los aspectos legales, técnicos y financieros antes de ser ofrecidos en convocatorias públicas.

En quinto lugar, los términos de referencia deben ser muy claros en sus diferentes componentes como las garantías y los contratos.

En sexto lugar, definir previamente, en la medida de lo posible, aspectos ambientales, conexión, sitio, problemas de tierras, contratos de suministro y transporte de combustibles y otros.

En séptimo lugar, lo más importante, el proyecto tiene que ser viable financieramente, para lo cual la entidad contratante debe asesorarse de expertos financieros, de tal forma que todos los aspectos estén muy bien definidos antes de iniciar cualquier procedimiento de privatización.

Ministerio de Minas y Energía-Banco Mundial, CNE, "La Participación Privada en el Sector Eléctrico Colombiano", Seminario Internacional, Cartagena, agosto 1991.

Ministerio de Minas y Energía-ISA, " Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 1995-2007. Revisión 1995, Santafé de Bogotá, 1995.

Ministerio de Minas y Energía-ISA, "Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión - Revisión", 1993.

OECD, "Natural Gas Transportation: Organization And Regulation, París 1994.

OLADE, " Revista Energética, año 15, nov.1, enero-abril 1991.

Otero Prada Diego, "Propuesta para la Creación de Ecogas", estudio presentado al Ministerio de Minas y Energía, Santafé de Bogotá, mayo de 1996.

Petrosur S.A., " Proyecto Petrosur, mimeo ,1994.

Potencia: Revista Lationamericana de Electricidad", año 1, No.3, IV trimestre, 1995.

Restrepo Salazar Alvaro, "La Participación del Sector Privado: Gasoducto Sebastopol-Medellín", ponencia al 1er Congreso Nacional de Gas, Bucaramanga, mayo de 1996.

Salazar Duque Uriel, "Proyecto Termodorada: Una Respuesta Regional", ponencia al 1er Congreso Nacional de Gas, Bucaramanga mayo de 1996.

Sánchez Gabriel, "Viabilidad de la Participación del Sector Privado en la generación Termoeléctrica", ponencia al 1er Congreso Nacional de Gas, Bucaramanga, mayo de 1996.

Shuldhaus Perry, "Presentación del Proyecto Gasoducto de Occidente Ritmo de Ejecución y Fecha de Operación ", ponencia al 1er Congreso Nacional de Gas, Bucaramanga, mayo de 1996.

Sinisterra Carlos Eduardo, "Proyecto Termovalle I": Una solución para el Suroccidente Colombiano", ponencia al 1er Congreso Nacional de Gas, Bucaramanga, mayo de 1996.

Sullivan James B., "Alternate Forms of Private Participación: Traditional and New Models", presentado en la conferencia Ministerial de los Desafíos en el Decenio de los Noventa: Como Superar la Crisis del Sector Eléctrico en Latinoamérica y el Caribe, México.

Términos de Referencia de las Convocatorias de Paipa IV, Repotenciación Termobarranquilla, San Andrés y Termocesar.

The World Bank, " A Review of Regulation of the Power Sectors in the Developing Countries", Energy Series Paper No.22, febrero 1990.

The World Bank, " Private Sector Participation in Power Through Boot Schemes", Energy Series Paper No.33, diciembre 1990.

The World Bank, " Submission and Evolution of Proposals for Private Power Generation Projects in Developing Countries", en Occasional Paper No.2, abril 1994.

The World Bank, "Colombia Private Assessment", 1994.

Yepes Arcila Hernando, " La Constitución de 1991 y la Privatización de los Servicios Públicos".

Zuleta Jaramillo Luis Alberto y Hurtado Patricia, " Reestructuración Institucional de la Distribución de Energía Eléctrica en Cundinamarca", Santafé de Bogotá, mayo de 1995.

**Ministerio de Minas y Energía**  
**BIBLIOTECA**

Experiencias del actual proceso de  
participación privada en el sector  
energético/Un análisis crítico/Diego Otero  
Prada

333.7932 O787e Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO
-----------------	------------	-------------------

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01004136  
BIBLIOTECA