



**EL DESARROLLO DE LA INFRAESTRUCTURA EN COLOMBIA
EN LA DECADA DE LOS NOVENTA**

**Estudio elaborado para la Cepal
(versión final)**

FEDESARROLLO

**Israel Fainboim Yaker
Carlos Jorge Rodríguez Restrepo**

Santafé de Bogotá, D.C., diciembre 15 de 1998

EL DESARROLLO DE LA INFRAESTRUCTURA EN COLOMBIA EN LA DECADA DE LOS NOVENTA

Estudio elaborado para la CEPAL

(Versión final)

FEDESARROLLO

**Israel Fainboim Yaker
Carlos Jorge Rodríguez Restrepo**

Santafé de Bogotá, D. C., diciembre 15 de 1998

TABLA DE CONTENIDO

1. EL DESARROLLO DE LA INFRAESTRUCTURA EN COLOMBIA EN LAS ULTIMAS TRES DECADAS.....	1
1.1. EVOLUCION DE LAS INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA ECONOMICA Y SERVICIOS PUBLICOS	1
1.2. ANALISIS ECONOMETRICO DE LA INVERSION EN INFRAESTRUCTURA	8
1.3. LAS FUENTES DE INFORMACION Y SU MANEJO.....	9
2. LA APERTURA A LA COMPETENCIA, EL CAMBIO TECNICO Y EL BOOM DE LAS TELECOMUNICACIONES	11
2.1. LIBERALIZACION DE LAS TELECOMUNICACIONES.....	12
2.2. LOS DESARROLLOS TECNOLOGICOS Y SUS CONSECUENCIAS SOBRE LA ESTRUCTURA DE LOS MERCADOS DE TELECOMUNICACIONES.....	14
2.3. LA RESPUESTA COLOMBIANA A LOS NUEVOS REQUERIMIENTOS REGULATORIOS.....	17
2.3.1 <i>Regulación Tarifaria y Condiciones de Competencia</i>	18
2.3.2 <i>El Servicio Universal y el Fondo de Comunicaciones</i>	24
2.3.3 <i>La Adopción de Criterios Uniformes para la Selección de los Concesionarios de los Diversos Servicios</i>	25
2.3.4 <i>Promoción de la Competencia</i>	26
2.3.5 <i>Servicios Postales</i>	26
2.4. CAMBIOS EN LOS MERCADOS DE TELECOMUNICACIONES EN COLOMBIA.....	26
2.4.1 <i>Evolución Reciente del Negocio de Telefonía Local</i>	26
2.4.2 <i>Telefonía de Larga Distancia Nacional e Internacional</i>	28
2.4.3 <i>Telefonía Móvil Celular</i>	30
2.4.4 <i>Trunking</i>	32
2.4.5 <i>Televisión para Atragantarse</i>	32
2.4.6 <i>Radiodifusión Sonora</i>	33
2.4.7 <i>Servicios de Valor Agregado</i>	33
2.4.8 <i>Beeper</i>	34
2.5. DETERMINANTES DE LA INVERSION EN TELECOMUNICACIONES.....	34
3. EL SECTOR ELECTRICO: DEL MONOPOLIO AL MODELO DE MERCADO.....	37
3.1. EL PARADIGMA PUBLICO DE DESARROLLO DEL SECTOR ELECTRICO (1990-1997).....	37
3.2. DESARROLLO INDUSTRIAL E INSTITUCIONAL BAJO DEL MODELO PUBLICO	37
3.3. RESULTADOS DEL MODELO PUBLICO DE DESARROLLO ELECTRICO	39
3.3.1 <i>Excesos de Capacidad de Generación</i>	39
3.3.2 <i>Tarifas y Subsidios Cruzados</i>	40
3.3.3 <i>Problemas de Gestión: Cartera Morosa, Pérdidas de Energía</i>	42
3.3.4 <i>Crisis Financiera y Racionamiento 1980-1981</i>	43
3.4. EL SECTOR ELECTRICO EN LOS NOVENTA: EL CAMBIO HACIA UN MODELO DE MERCADO.....	43
3.4.1 <i>Crisis de Racionamiento y Reestructuración de la Industria</i>	44
3.4.2 <i>El Nuevo Esquema Institucional: CREG, UMPE y SSPD</i>	46
3.4.3 <i>Nueva Política Tarifaria y Subsidios y Otras Normas Regulatorias</i>	47
3.5. ANALISIS DE VIABILIDAD E INTERVENCION DE EMPRESAS	50
3.6. EL MERCADO MAYORISTA DE ENERGIA: CONTRATOS DE LARGO PLAZO Y BOLSA DE ENERGIA.....	52
3.6.1 <i>La Bolsa de Energía</i>	54
3.6.2 <i>La Bolsa como un Pool de Generadores</i>	56
3.6.3 <i>Impactos de la Liberación del Mercado</i>	57
3.7. DEMANDA DE ENERGIA Y PENETRACION DEL GAS.....	57
3.8. LA PARTICIPACION PRIVADA. PPA'S, PRIVATIZACIONES Y NUEVAS INVERSIONES	58
3.8.1 <i>Garantías del Gobierno Nacional a Proyectos de Generación (PPA's)</i>	60
3.8.2 <i>Privatizaciones</i>	61
3.8.3 <i>Nuevas Inversiones</i>	63
3.9. ANALISIS ECONOMETRICO DE LOS DETERMINANTES DE LA INVERSION	65
3.10. PROBLEMAS PENDIENTES.....	66

4. LA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE ACUEDUCTO Y ALCANTARILLADO EN COLOMBIA	68
4.1. BREVE HISTORIA DE LOS SISTEMAS DE ACUEDUCTO Y ALCANTARILLADO	68
4.1.1 <i>Del Modelo Descentralizado a la Intervención Estatal (1936-1950)</i>	68
4.1.2 <i>Provisión Directa de los Servicios a través del Insfopal</i>	69
4.1.3 <i>Descentralización y Orientación Comercial</i>	71
4.2. OFERTA: COBERTURA, EFICIENCIA Y RESULTADOS FINANCIEROS DE LAS EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO	72
4.2.1 <i>Cobertura</i>	73
4.2.2 <i>Suscriptores del Servicio y Composición de la Demanda</i>	74
4.2.3 <i>Eficiencia en la Gestión del Servicio</i>	74
4.2.4 <i>Resultados Financieros</i>	75
4.3. CAMBIOS EN LA ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR	76
4.3.1 <i>Planeamiento</i>	76
4.3.2 <i>Regulación</i>	76
4.3.3 <i>Supervisión y Control</i>	77
4.4. LA REGULACION DEL SECTOR	77
4.4.1 <i>Metodología Tarifaria</i>	77
4.4.2 <i>Subsidios Cruzados y Fondo de Solidaridad</i>	79
4.4.3 <i>Confusión entre Regulación e Intervención</i>	80
4.5. NUEVOS ESQUEMAS DE FINANCIACION DEL SECTOR Y SUS PROBLEMAS	80
4.6. LA OBLIGACION DE TRANSFORMACION DE LAS EMPRESAS Y LA PARTICIPACION PRIVADA	81
4.6.1 <i>Casos Recientes de Participación Privada en la Transformación del Sector</i>	81
4.6.2 <i>Riesgos para el Inversionista Privado</i>	84
5. CONSTRUCCION DE CARRETERAS EN COLOMBIA: CONTRATOS DE OBRA PUBLICA Y CONTRATOS DE CONCESION	87
5.1. INTRODUCCION	87
5.2. CAMBIOS EN EL MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL PARA EL DESARROLLO DE LA INFRAESTRUCTURA VIAL	89
5.3. INFRAESTRUCTURA VIAL Y DESARROLLO DE LAS CONCESIONES	90
5.4. PRIMERA GENERACION DE CONCESIONES VIALES: CARRETERA BOGOTA - VILLAVICENCIO	93
5.4.1 <i>Evolución de la Concesión del Tramo I</i>	94
5.4.2 <i>Resultados del Contrato de Construcción del Tramo II</i>	95
5.4.3 <i>Construcción del Tramo III</i>	95
5.5. LOS AJUSTES AL ESQUEMA: LA SEGUNDA GENERACION DE CONCESIONES	97
5.6. CONCESION DE LA CARRETERA EL VINO-TOBIA GRANDE-PUERTO SALGAR	100
5.7. FACTORES QUE AFECTAN LA VIABILIDAD DE LAS CONCESIONES VIALES	102
5.8. DETERMINANTES DE LA INVERSION EN CARRETERAS	103
5.9. COMENTARIOS FINALES 107	106
6. EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS EN COLOMBIA: PENETRACION SUBSIDIADA Y MONOPOLIO EN EL TRANSPORTE 108	108
6.1. POLITICAS PARA EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS 108	108
6.2. RESERVAS, PRODUCCION Y DEMANDA. ESTRUCTURA INDUSTRIAL DEL SECTOR GAS 109	109
6.3. ESTRUCTURA INDUSTRIAL DEL SECTOR 112	112
6.3.1 <i>Transporte</i>	113
6.3.2 <i>Distribución Domiciliaria de Gas Natural 117</i>	117
6.4. REGULACION DE LA INDUSTRIA DEL GAS	122
6.4.1 <i>Regulación de los Precios al Productor</i>	122
6.4.2 <i>Regulación del Transporte</i>	125
6.4.3 <i>Regulación de la Distribución</i>	127
6.4.4 <i>Subsidios y Sobre-Tasas</i>	130
6.4.5 <i>Regulación de la Comercialización</i>	131
6.4.6 <i>Posición Dominante</i>	131

6.5.	PERSPECTIVAS Y RECOMENDACIONES	132
7.	EL CONTRATO DE ASOCIACION Y LA INVERSION PETROLERA EN COLOMBIA	134
7.1.	LA INVERSION PETROLERA EN UN ENTORNO CAMBIANTE	134
7.2.	EL COMPORTAMIENTO DE LA INVERSIÓN PETROLERA EN LAS ULTIMAS DOS DECADAS	135
7.3.	RESERVAS PETROLERAS, PRODUCCION Y DEMANDA.....	139
7.4.	PRECIOS INTERNACIONALES	143
7.5.	RIESGOS DE LA INVERSION PETROLERA EN COLOMBIA.....	144
7.5.1	<i>Riesgos Geológicos (Prospectividad)</i>	144
7.5.2	<i>Tributación</i>	144
7.5.3	<i>Riesgos de Fuerza Mayor (Seguridad)</i>	146
7.5.4	<i>Riesgo de que Ecopetrol no cumpla sus Obligaciones con los Asociados</i>	147
7.6.	LOS CAMBIOS EN EL CONTRATO DE ASOCIACION	147
7.6.1	<i>Contrato 50/50</i>	149
7.6.2	<i>Contrato Escalonado</i>	149
7.6.3	<i>El Factor R</i>	150
7.6.4	<i>Riesgo Compartido</i>	150
7.7.	RESTRICCIONES DE INVERSION DE ECOPETROL Y MECANISMOS UTILIZADOS PARA OBVIARLAS	152
7.8.	ANÁLISIS ECONOMETRICO DE LOS DETERMINANTES DE LA INVERSION	153

1. EL DESARROLLO DE LA INFRAESTRUCTURA EN COLOMBIA EN LAS ÚLTIMAS TRES DÉCADAS

El desarrollo de la infraestructura económica y de servicios públicos en Colombia en las últimas tres décadas ha pasado por dos fases distintas, separadas entre sí por la aprobación de una nueva Constitución Política en 1991, evento que significó un cambio radical en las reglas de juego y en los patrones de inversión en estas actividades. En la primera etapa, prácticamente la totalidad de la inversión en infraestructura (salvo en los sectores de minería, petróleo y gas) fue desarrollada por el sector público. En la segunda etapa, el sector privado gana sistemáticamente participación en la inversión prácticamente en todas las áreas de infraestructura. La Constitución de 1991 permitió la competencia y la participación privada en los distintos sectores de infraestructura. Otras normas posteriores de carácter sectorial, como la Ley de Transporte (ley 105 de 1993), las Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994) y la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994), definieron las reglas para la participación privada en cada uno de estos sectores y crearon las instituciones de regulación y control requeridas para estas nuevas condiciones.

1.1. EVOLUCIÓN DE LAS INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA ECONÓMICA Y SERVICIOS PÚBLICOS

La inversión en infraestructura en su conjunto (excluyendo minería y petróleo) pasó de niveles de 3% del PIB en los setenta a niveles de 4% en los ochenta (Cuadro 1). Su comportamiento sectorial fue bastante desigual. Mientras que la inversión en carreteras se mantuvo, en casi todo el período, en alrededor de un 1% del PIB, en telecomunicaciones su comportamiento fue bastante errático y sin superar niveles del 0.5% del PIB. Además, se concentró en los municipios capitales de mayor tamaño.

Cuadro 1
Inversión Sectorial en Infraestructura
(en % del PIB)

	Energía	Comunicaciones	Agua	Carreteras	Sub-total	Minería
1973	0.7	0.4	0.4	1.1	2.6	
1974	0.5	0.3	0.1	1.0	1.9	
1975	0.5	0.5	0.1	0.9	2.0	
1976	1.1	0.6	0.4	1.0	3.0	
1977	1.4	0.3	0.3	0.8	2.7	
1978	1.4	0.3	0.3	0.8	2.9	
1979	1.4	0.3	0.2	0.9	2.9	
1980	2.2	0.5	0.2	1.3	4.1	
1981	2.0	0.4	0.3	1.6	4.2	
1982	2.2	0.4	0.3	1.2	4.1	0.4
1983	2.1	0.4	0.2	1.0	3.8	0.4
1984	1.8	0.2	0.4	1.0	3.4	0.5
1985	3.3	0.3	0.3	0.7	4.6	1.8
1986	2.8	0.2	0.2	0.9	4.1	1.7
1987	2.3	0.2	0.4	1.0	3.9	1.1
1988	3.0	0.4	0.4	1.2	5.1	0.9
1989	1.7	0.5	0.5	1.4	4.2	0.8
1990	1.6	0.3	0.4	0.9	3.2	0.8
1991	1.7	0.5	0.3	0.9	3.5	1.3
1992	3.6	0.4	0.4	1.2	5.5	1.8
1993	2.0	0.7	0.4	1.3	4.5	2.3
1994	2.3	0.7	0.7	1.8	5.4	2.1
1995	1.9	1.1	0.8	1.7	5.6	2.6

Fuente: DANE

La inversión en energía fue la dominante en el período, mostrando una tendencia clara hacia arriba, hasta 1988. La inversión se concentró en maga - proyectos de generación hidroeléctrica, financiados con crédito externo, en desmedro de la transmisión de energía. En acueductos todo el período se caracteriza como de gran penuria financiera, presentando las menores tasas de inversión entre los sectores considerados. Al igual que en telecomunicaciones, el grueso de la inversión se realizó en las ciudades de mayor tamaño.

El grueso de la inversión pública en los sectores de telecomunicaciones, en estas dos décadas, fue realizado por unas pocas empresas descentralizadas de gran tamaño, tanto del orden nacional (Ecopetrol, Telecom, ISA) como municipal (EEB, EPM, ETB, EAAB). Los gastos del Gobierno Nacional Central en infraestructura, que muestran una tendencia decreciente tanto en términos del PIB como del gasto total, se concentraron en las carreteras y en menor medida en el sector de minas y energía.

Cuadro 2
Gastos del Gobierno Central en Infraestructura

Años	Obras Públicas	Minas y Energía	Comunicaciones	Total Infraestructura	Total Gasto	% Infraest. Gasto total
En % del PIB						
prom 70-79	1.3	0.2	0.1	1.6	12.4	12.9
prom 80-89	1.0	0.5	0.1	1.5	13.8	10.9
prom 90-94	1.0	0.2	0.0	1.2	17.4	6.9
Tasas reales de Crecimiento promedio anual						
prom 70-79	0.3	42.7	-5.4	3.8	5.5	
prom 80-89	0.1	-11.5	-16.4	-1.9	5.3	
prom 90-94	21.2	-14.5	-26.9	13.8	12.3	

Fuente: Comisión de Racionalización del Gasto y las Finanzas Públicas, Tomo VI

Como resultado de estos patrones desiguales de inversión, el país acumuló excesos de capacidad en algunos sectores y enormes déficits en otros. Mientras que la capacidad instalada de generación se doblaba en 10 años y las líneas telefónicas se multiplicaban por cinco en tan solo 20 años, la infraestructura vial se ampliaba tan solo en un poco mas de 5700 Kms, manteniéndose estancada en el mismo nivel desde 1984, y la red de transmisión de energía se ampliaba a un ritmo muy lento.

Cuadro 3
Indicadores Físicos de Infraestructura en Colombia

	Capacidad Instalada (MW)	Red de Transmisión (Kms)	Telefonía Líneas Locales	Kilómetros de Carreteras	Instalaciones Domiciliarias Gas Natural
1970	2,078		601,040	19,915	-
1971	2,317		619,040	20,017	-
1972	2,609		694,990	20,276	-
1973	2,793		775,520	20,408	-
1974	3,067		866,820	20,843	-
1975	3,153		973,960	21,264	-
1976	3,230		1,031,163	21,838	-
1977	3,984		1,126,944	22,268	-
1978	4,251		1,175,325	22,552	-
1979	4,249		1,241,252	22,757	-
1980	4,476	6,421	1,322,285	22,917	-
1981	4,525	6,548	1,433,780	23,373	-
1982	5,038	7,389	1,568,487	23,820	-
1983	5,253	7,771	1,698,198	24,472	-
1984	6,038	8,406	1,951,334	25,250	-
1985	6,524	9,011	2,057,931	25,582	-
1986	6,708	9,314	2,135,633	25,966	-
1987	8,400	10,195	2,270,076	25,951	-
1988	8,793	11,060	2,270,076	25,418	-
1989	8,793	11,952	2,630,414	25,657	228,365
1990	8,793	11,851	2,851,021	25,737	299,602
1991	8,809	12,049	3,071,628	25,628	416,212
1992	9,470	13,123	3,374,143	25,553	524,433
1993	10,361	15,098	3,845,909	25,564	647,357
1994	10,631	15,805	4,281,027	25,584	789,689
1995	10,571	15,409	4,904,716	25,990	937,613
1996	10,600		5,696,480		1,130,524
1997	11,027		6,523,539		1,340,706

Fuente: DNP, Series de Infraestructura

En términos de cobertura, los comportamientos son similares, mostrando, para la generación de energía un crecimiento muy fuerte en la cobertura entre 1970 y 1987, año a partir del cual esta llegó a los niveles que mantiene hasta ahora. Lo anterior quiere decir que la capacidad instalada creció al mismo ritmo al que lo hizo la población. La red de transmisión de energía, por el contrario, muestra una tendencia creciente para los años en los que se tiene información.

En el caso de telefonía, las líneas locales instaladas se triplicaron entre 1970 y 1990, registrando un aumento bastante importante de la cobertura. Se llegó a tener 16.22 líneas por cada 100 habitantes el año inmediatamente anterior. Algo similar ocurrió con las instalaciones domiciliarias de gas natural, las que han crecido notablemente durante esta época, especialmente en algunas capitales del interior del país (Bogotá y Neiva, entre otras).

El indicador de cobertura que muestra el peor desempeño es el de la infraestructura vial. En el cuadro 4 se aprecia como ha habido una caída continua de esta variable a lo largo de todo el período considerado, denotando un cierto atraso en la evolución de este sector, cuando se le compara con los demás.

Cuadro 4
Cobertura de los Indicadores de
Infraestructura Física
(por 1000 habitantes)*

	Capacidad Instalada (MW)	Red de Transmisión (Kms)	Telefonía Líneas Locales	Kilómetros de Carreteras	Instalaciones Domiciliarias Gas Natural
1970	0.10	-	2.81	0.93	-
1971	0.11	-	2.83	0.92	-
1972	0.12	-	3.11	0.91	-
1973	0.12	-	3.38	0.89	-
1974	0.13	-	3.70	0.89	-
1975	0.13	-	4.06	0.89	-
1976	0.13	-	4.20	0.89	-
1977	0.16	-	4.49	0.89	-
1978	0.17	-	4.57	0.88	-
1979	0.16	-	4.72	0.87	-
1980	0.17	0.24	4.99	0.86	-
1981	0.17	0.24	5.29	0.86	-
1982	0.18	0.27	5.67	0.86	-
1983	0.19	0.27	6.01	0.87	-
1984	0.21	0.29	6.76	0.87	-
1985	0.22	0.31	6.98	0.87	-
1986	0.22	0.31	7.11	0.86	-
1987	0.27	0.33	7.42	0.85	-
1988	0.28	0.36	7.29	0.82	-
1989	0.28	0.38	8.29	0.81	7.20
1990	0.27	0.37	8.83	0.80	9.28
1991	0.27	0.37	9.35	0.78	12.67
1992	0.28	0.39	10.10	0.77	15.71
1993	0.28	0.40	10.27	0.68	17.29
1994	0.28	0.41	11.20	0.67	20.65
1995	0.27	0.40	12.64	0.67	24.16
1996	0.27		14.42		28.61
1997	0.27		16.22		33.33

* Para las líneas locales el cálculo se hace por cada 100 habitantes

Fuente: DNP, Series de Infraestructura; Cálculos Propios

En la década de los noventa, por su parte, la inversión (tanto pública como privada) ha mostrado mucho mayor dinamismo que en las décadas precedente. En tan sólo los sectores de transporte, energía (sin incluir petróleo) y telecomunicaciones, la inversión pasó de 3.0% del PIB en 1990 a 7.5 puntos en 1997 (Cuadro 4 y gráfico 1). La inversión se concentró en el sector de energía, que explica 3.4 puntos del aumento. De los 4.5 puntos de incremento, 3 puntos son atribuibles a la inversión privada.

Cuadro 5
Inversión Sectorial en Infraestructura
(en % del PIB)

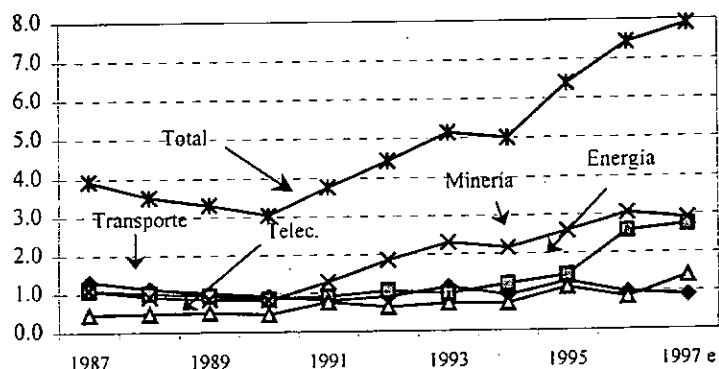
	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997 e
Transporte /1	1.31	1.12	1.01	0.92	0.80	0.89	1.14	0.92	1.26	0.97	0.88
Privado								0.05	0.16	0.22	0.28
Público	1.31	1.12	1.01	0.92	0.80	0.89	1.14	0.87	1.10	0.75	0.60
Energía	1.08	1.00	0.94	0.85	0.91	1.05	0.97	1.21	1.43	2.57	2.73
Privado					0.11	0.11	0.09	0.29	0.60	1.08	1.17
Público	1.08	1.00	0.94	0.85	0.80	0.95	0.87	0.92	0.83	1.49	1.57
Telecomunicaciones	0.45	0.48	0.50	0.45	0.76	0.63	0.72	0.71	1.11	0.84	1.39
Privado					0.02	0.01	0.03	0.09	0.51	0.46	0.71
Público	0.45	0.48	0.50	0.45	0.74	0.63	0.69	0.62	0.60	0.38	0.67
Minería	1.08	0.91	0.85	0.82	1.29	1.85	2.30	2.15	2.58	3.04	2.89
Privado	0.20	0.25	0.25	0.23	0.81	1.06	1.09	1.33	1.50	1.80	1.52
Público	0.89	0.66	0.60	0.58	0.47	0.79	1.21	0.82	1.08	1.25	1.37
Total Infraestructura	3.93	3.51	3.30	3.03	3.76	4.42	5.13	4.99	6.39	7.43	7.89
Privado	0.20	0.25	0.25	0.23	0.94	1.17	1.22	1.76	2.77	3.56	3.68
Público	3.73	3.26	3.05	2.80	2.81	3.25	3.91	3.23	3.62	3.87	4.21

/1 Incluye vías, ferrocarriles, puertos y aeropuertos

/2 Incluye electricidad y gas

Fuente: Indicadores de coyuntura económica

Gráfico 1
Inversión Total y Sectorial en Infraestructura
(en % del PIB)



Fuente: DNP, Indicadores de coyuntura económica

Esta década ha sido escenario de la recuperación de la inversión pública. En el caso de las telecomunicaciones, ello es resultado de una agresiva estrategia por parte de algunas de las mayores empresas públicas por aumentar las coberturas del servicio (es el caso de Telecom con los esquemas de joint-venture en telefonía local) y penetrar algunos de los mayores mercados (Telecom y EPM en Bogotá).

En petróleo, la inversión de Ecopetrol está estrechamente asociada al descubrimiento, por parte de British Petroleum Company, de importantes reservas petroleras en los llanos orientales (Cusiana y Cupiagua). En acueductos, como resultado de las mayores transferencias de recursos de la nación y la disponibilidad de créditos externos; en vías, para tratar de reducir el enorme déficit de carreteras que tiene el país y que constituye en la actualidad uno de los principales cuellos de botella del crecimiento económico colombiano.

La Nación además encomendó a Ecopetrol el desarrollo de las troncales de gas, algunas de las cuales fueron construidas mediante inversión de esta empresa y otras mediante esquemas BOT.

La inversión privada, por su parte, entró en auge a partir de 1995 en los sectores de carreteras y telecomunicaciones. En petróleo se traía algún dinamismo de tiempo atrás, el cual se acentuó con los descubrimientos de las reservas antes mencionadas. En gas, el sector privado viene desarrollando desde 1993 parte de la infraestructura de las troncales de transporte y, en años recientes, la infraestructura de la distribución en las ciudades del interior del país. Es de destacar que en muy pocos años el país ha desarrollado una enorme red de transporte y distribución de gas.

La inversión privada se ha producido generalmente a través de **contratos de concesión** (vías, aeropuertos, agua potable y saneamiento básico, puertos, telecomunicaciones, transporte de petróleo y distribución de gas) y de contratos de asociación (exploración y explotación de petróleo y gas). Ha sido escasa la participación privada en privatizaciones (compra de acciones, compra de la empresa), o mediante inversión directa por fuera del mecanismo de los contratos. La excepción importante ha sido el sector eléctrico, en el cual no operan los contratos de concesión y, en cambio, se vendieron algunos de los mayores al sector privado (empresas chilenas y a Electricidad de Caracas en particular).

Bajo estas circunstancias, **la dinámica de la inversión privada está estrechamente relacionada con el diseño de los contratos de concesión**. Entre más consistente sea la distribución de riesgos (entre el inversionista privado y el contratista público) con las características del proyecto, con el marco institucional colombiano y con la rentabilidad esperada de la inversión, mayor será la participación privada.

La necesidad de esta adecuación se origina en los problemas que pueden surgir como resultado de las características económicas, tecnológicas de las inversiones en infraestructura y servicios públicos:

1. Estos requieren de grandes inversiones en activos de larga duración, que en algunos casos muestran importantes economías de escala y de alcance. En consecuencia, algunas de estas industrias constituyen monopolios naturales, que deben ser regulados.
2. Sus activos son específicos y no utilizables en otras alternativas ("sunk - costs"). El grado en que la inversión es no recuperable depende de la aplicación y la tecnología.
3. Los usuarios del servicio son toda la población. Luego es probable la politización de las tarifas.

La característica (1), el monopolio, más aún si está en manos extranjeras, puede traducirse en acción política en contra de la empresa. La combinación de (1) y (2) hace vulnerables a las empresas a la expropiación de sus cuasi-rentas. El (3) puede llevar a la politización de tarifas e inversiones y por lo tanto a formas fáciles de expropiación administrativa, como definir precios por debajo de los costos medios de largo plazo, establecer requerimientos específicos de inversión o de compra de equipos, o acordar contratos laborales que extraen cuasi-rentas¹.

El marco institucional es relevante en cuanto puede hacer más o menos difícil la expropiación administrativa y la manipulación de las empresas de servicios públicos, influenciando así la confianza de los inversionistas y el desempeño de las empresas. Son, en consecuencia, determinantes de la credibilidad y efectividad de un marco regulatorio.

Los riesgos de los proyectos de infraestructura en Colombia, especialmente los regulatorios, los comerciales y los de fuerza mayor, son importantes. En el caso de la regulación, esta se ha desarrollado en forma desigual

¹ La existencia de activos que se deprecian rápidamente, la ausencia de costos hundidos importantes (sunk investments) y rápidos crecimientos de la demanda por el servicio, reducen la probabilidad de expropiación y de arbitrariedades administrativas.

en los diversos sectores. Las instituciones regulatorias son recientes (creadas en 1993 y 1994), sufren periódicamente interferencias políticas, las regulaciones sobre ajuste de tarifas a costos se postergan periódicamente, al igual que aquellas que racionalizan el esquema de subsidios cruzados, optándose por esquemas de ajuste con mayor gradualidad. Adicionalmente, la viabilidad del esquema de subsidios adoptado -Fondos de Solidaridad y Redistribución- es incierta.

Los riesgos de fuerza mayor (ataque terrorista, huelga, secuestro, etc) son muy elevados, y con tendencia a aumentar. Los riesgos comerciales son elevados en aquellos casos en que el comprador de los servicios una entidad pública con problemas financieros agudos. También son importantes en aquellos sectores, como en acueductos, en donde el potencial inversionista no dispone de información adecuada sobre el estado de la infraestructura. En carreteras, son muy pocas las vías del país con tráfico suficiente para remunerar adecuadamente a los inversionistas.

En consecuencia, para que el sector privado participe en los proyectos de infraestructura ha sido necesario en consecuencia que el Gobierno asuma en algunos sectores más riesgos de los debería asumir en circunstancias "normales". Sin embargo, el fortalecimiento de las entidades regulatorias le ha permitido al gobierno, en años recientes, ir reduciendo su participación en los riesgos. La evolución sectorial de la inversión ha estado determinada por las formas en que se ha intentado cubrir (y minimizar estos riesgos).

En el caso de la energía eléctrica, el racionamiento de 1992 generó las condiciones necesarias para facilitar el cambio en las reglas de juego. En este sector es en donde se registran mayores avances institucionales: la regulación es la más avanzada, ya existe un mercado eléctrico, parte importante de los activos de generación se encuentra en manos privadas, se separó la transmisión de la generación y distribución, el esquema de subsidios parece estar operando satisfactoriamente, etc. Sin embargo, la interferencia política todavía tiene alguna importancia, expresándose en intervenciones del mercado de energía, con el argumento de que todo aumento importante en el precio de la energía en Bolsa es resultado de especulación.

La inversión privada en generación mostró un dinamismo importante en un período en que todavía no estaban definidas las nuevas reglas de juego del sector, gracias a la introducción del mecanismo de los PPAs ("Power Purchase Agreements", o compras garantizadas de energía), donde el off-taker era una entidad pública pasando seguidamente a una etapa no muy dinámica de inversiones sin garantías públicas en las plantas térmicas de tamaño reducido.

En acueductos, los riesgos políticos, el desconocimiento del estado de las redes y la poca credibilidad en la política tarifaria y los esquemas de subsidios, no han permitido una participación privada más amplia en la expansión del sector. Algunas entidades siguen capturadas por congresistas y/o concejales y se resisten a ser reestructuradas. La participación privada se ha dado cuando ya las empresas presentan una situación financiera delicada. Además, esta participación por lo general se ha concentrado en la gestión, dejando la responsabilidad de las inversiones en manos de los gobiernos municipales.

En vías, la inversión privada se ha desarrollado a través del mecanismo de concesión de carreteras por peaje. La inversión privada ha observado dos fases, asociadas con las modificaciones que se han producido en los contratos de concesión (concesiones de primera y segunda generación). En la primera fase, los riesgos de las inversiones no estaban adecuadamente distribuidos, pero la existencia de garantías de tráfico provistas por el gobierno permitió que se produjera inversión privada en algunas de las vías de mayor tráfico del país. En la segunda fase, los contratos se han diseñado en mejor forma y se ha provisto información mas confiable, lo que ha facilitado la participación privada. Sin embargo, la resistencia de los transportadores a pagar peaje, el terrorismo de la guerrilla y la oposición de la población a pagar valorización, son factores que han limitado el alcance de las concesiones viales.

Las enormes deficiencias en infraestructura vial han obligado también al sector público a comprometer recursos complementarios de inversión en grandes volúmenes en aquellas carreteras troncales de bajo tráfico. La transferencia de las responsabilidades de rehabilitación y mantenimiento de las carreteras departamentales a las regiones ha resultado en una parálisis de la inversión en ellas. Cabe mencionar también que debido a los escasos tráfico, el grueso de la inversión siguió haciéndose mediante contratos directos de construcción con firmas constructoras privadas.

En el sector de telecomunicaciones, debido a la resistencia de los sindicatos de las empresas incumbentes (Telecom, ETB, etc) y de los Concejos Municipales para abrir la telefonía local y de larga distancia a la competencia, se decidió primero liberalizar los sectores que menor oposición generaban, empezando con los servicios de Valor Agregado y la telefonía celular. Posteriormente siguieron (de nuevo) la telefonía local, el trunking, la TV (incluida la TV por Cable), la radiodifusión y por último la telefonía de larga distancia.

Estos procesos han generado un tremendo boom en la inversión, tanto privada como pública, particularmente en el período 1995-1997, tanto en los servicios regulados como en los no regulados. Han surgido un gran número de empresas privadas en los sectores mencionados. Curiosamente, esta mayor participación privada se ha producido en un contexto regulatorio desordenado y con enfoques parciales y no siempre consistentes. El rápido cambio tecnológico y el fenómeno de "convergencia tecnológica" han vuelto obsoleta la estructura reguladora colombiana vigente en el sector, en donde diferentes entidades regulan servicios que son sustitutos cercanos.

En el sector petrolero, después de un auge en la inversión privada y pública (Ecopetrol), originado en los descubrimientos de enormes reservas petroleras en los Llanos Orientales (Cusiana), la inversión privada se desaceleró en forma rápida y algunas de las empresas multinacionales más importantes se están retirando del país.

Los cambios en la inversión en exploración han estado estrechamente relacionados con los cambios marginales que se han producido en la última década en las condiciones del contrato de asociación. Colombia no ha sido muy competitiva a nivel internacional en relación con las condiciones del contrato de asociación. Ello se ha traducido en un tendencia decreciente de la inversión en exploración por parte de las multinacionales, lo que a su vez puede reflejarse en una caída fuerte en la producción petrolera una vez se empiecen a agotar los recursos de Cusiana.

El Gobierno ha tratado en los últimos años de compensar los mayores desincentivos a la inversión originados en un aumento en los riesgos de fuerza mayor (terrorismo, secuestro etc.) la mayor competencia de otros países por atraer capital de riesgo y la caída en los precios internacionales, con modificaciones del contrato de asociación que aumentan la rentabilidad esperada para el asociado.

1.2. ANALISIS ECONOMETRICO DE LA INVERSIÓN EN INFRAESTRUCTURA

En los siguientes capítulos, los estudios sectoriales se complementan con análisis econométricos de los determinantes de la inversión. Si bien los modelos que se estimaron son mas aplicables a la inversión privada que a la pública (y la inversión en infraestructura fue predominantemente pública hasta finales de los ochenta con excepción de petróleo y gas), permiten examinar el grado de racionalidad económica de las decisiones de inversión del sector público. Además, el modelo se completó con variables que podrían llegar determinar la inversión pública, tales como el déficit fiscal y la disponibilidad de crédito externo.

El modelo utilizado como base para las estimaciones econométricas fue el "modelo neoclásico" de inversión con impuestos. En dicho modelo, que ha sido aplicado a Colombia (para la inversión total y la industrial) por Fainboim (1990), Echavarría (1993) y Cárdenas y Olivera (1995) entre otros, la inversión es función del

costo de uso del capital y del crecimiento esperado de la demanda. El costo de uso del capital es una variable que refleja el comportamiento de la tasa de interés real, los precios relativos de los bienes de equipo, la depreciación y los impuestos que recaen sobre la actividad considerada.

La forma funcional utilizada en las estimaciones es similar a la empleada por Cárdenas y Olivera (1995)

$$\log\left(\frac{I}{PIB}\right) = \alpha + \mu \log\left(\frac{y}{y_{-1}}\right) + \beta \log\left(\frac{q}{p}\right) + \gamma \log\left(1 + r + 0.04 - \dot{q}/q\right) + \phi \log\left(\frac{1 + tv + tm}{1 - ty}\right) + \varepsilon$$

donde q representa el precio de los bienes de capital, p el precio del producto, r la tasa de interés real y tv , tm y ty son los impuestos a las ventas, a las importaciones (arancel) y a la renta respectivamente.

Como se señaló atrás, al modelo se adicionaron algunas variables que podrían determinar la inversión pública en determinado sector.

Cuadro 6

DEFICIT FISCAL DE LAS EMPRESAS DE SERVICIOS PUBLICOS Y ECOPETROL 1980-1997 (en % del PIB)							
Año	Sector Eléctrico /1	Ecopetrol	Telecomunicaciones		Acueducto		Fondo Vial Nacional
			Telecom	Otras /2	Insfopal	Otras /3	
1980	-0.66	-0.62	0.04	-0.01	0.00	-0.04	-0.17
1981	-1.03	-0.67	-0.01	0.03	0.02	-0.08	-0.21
1982	-1.22	-0.21	0.04	0.02	0.01	-0.16	-0.20
1983	-1.78	-0.95	0.19	0.00	0.00	-0.08	-0.08
1984	-1.55	0.19	0.09	0.04	-0.03	-0.07	-0.17
1985	-1.31	-1.18	0.06	0.02	-0.06	-0.04	-0.04
1986	-1.24	-0.24	0.15	0.06	0.00	-0.04	-0.09
1987	-0.53	0.96	-0.06	-0.02	0.02	-0.04	-0.02
1988 /4	-0.17	-0.04	0.07	-0.07	0.00	-0.04	0.08
1989	-0.20	0.50	-0.21	0.00	-	-0.17	-0.11
1990	-0.32	0.95	-0.05	0.04	-	-0.12	
1991	-0.50	0.30	0.18	0.01	-	-0.06	
1992	-0.11	0.28	0.13	0.15	-	-0.05	
1993	0.54	-0.30	-0.13		-		
1994 /5	0.46	0.10	0.06		-		
1995 /5	0.44	-0.09	-0.19		-		
1996 /5	0.08	-0.31	0.07		-		
1997 /5	-0.23	-0.28	0.19		-		

Fuente: Banco de la República; Confis
 /1 Incluye ISA, EEEB, EPM, CVC, CHB, ICEL y CORELCA
 /2 Incluye ETB, EPM Telecomunicaciones y Emcali
 /3 Incluye Emcali, EPM Acueducto y EAAB
 /4 Este año se ordena la liquidación de Insfopal
 /5 sin incluir ingresos por privatizaciones

1.3. LAS FUENTES DE INFORMACIÓN Y SU MANEJO.

Para estimar el modelo descrito en la sección anterior se requería de información estadística sobre algunas variables para las que generalmente no se encuentran cifras en las publicaciones periódicas oficiales, como

son la inversión y la producción de los diversos sectores de infraestructura. Para elaborar series de estas variables se consultó directamente al DANE.

Esta entidad dispone de información sobre formación bruta de capital fijo (FBKF) por finalidad o destino económico, y cuenta con estadísticas de esta variable para varios sectores de infraestructura (electricidad, gas, agua; transporte y comunicaciones, entre los principales) para el período 1973-1995. Esta información, que si bien constituye un insumo para la elaboración de las cuentas nacionales por parte del DANE, no está publicada

Para aquellos sectores en los que no existía información del DANE sobre FBKF se utilizaron cifras de otras fuentes, particularmente de un estudio de Geosov Consultores (1997) y las cifras que produce el Departamento Nacional de Planeación. La información proveniente de estas dos fuentes es de carácter fiscal². Además, tan solo existen series consistentes del DNP a partir de 1987.

Las series de inversión sectorial utilizadas incluyen la FBKF pública y la privada. Si bien hubiera sido útil estimar funciones de inversión independientes para los sectores público y privado, ello tan sólo es posible para los sectores de petróleo y gas, pues la participación privada en infraestructura (excluyendo los sectores mencionados), solo se activó en la década actual, cuando ha sido en promedio superior al 40% de la inversión total en infraestructura.

Para las series de producción bruta por sector de infraestructura también fue necesario consultar directamente al DANE, pues esta información tampoco se publica. Las series de precios relativos de la maquinaria se elaboraron con base en el índice de precios de la maquinaria en USA, cuya serie se publica en las Estadísticas Financieras Internacionales del FMI.

Con respecto al precio de los servicios que ofrecen los diversos sectores, las series existentes de tarifas para cada uno de ellos son de longitud insuficiente, lo que obligó a completarlas asumiendo que su comportamiento en los años sin información era similar al del componente respectivo del índice de precios al consumidor. Finalmente, para la tasa de interés se utilizó la información de las tasas a 90 días de los certificados de depósito a término, ante la ausencia de series consistentes de tasas a largo plazo.

En general el período de estudio considerado en las estimaciones fue el de 1975 – 1995; sin embargo, algunos de los gráficos y tablas presentados abarcan períodos mas amplios, pues para algunas variables se disponía de información para períodos mayores. Si bien es cierto que la información utilizada en el presente documento puede resultar insuficiente para reportar resultados econométricos confiables, dada su escasa longitud, la sola recopilación de esta información es un aporte importante al examen de la inversión en infraestructura en el país.

El procedimiento estándar usado con las series mencionadas fue el de comprobar la existencia de estacionariedad (raíces unitarias) a través del test de Dickey y Fuller aumentado, obteniéndose que la gran mayoría de las serie son no estacionarias (I(0)) a nivel. Seguidamente, y a partir de estos resultados, se estimó el modelo de inversión descrito, para cada uno de los sectores arriba mencionados.

² Con respecto a lo anterior, "...es necesario advertir que el concepto de Formación Bruta de Capital Fijo (FBKF) difiere del de gastos de inversión utilizado en las estadísticas fiscales (presupuestales o de operaciones efectivas). En la Contabilidad Nacional, para que el gasto se considere inversión, es necesario que se represente el valor de bienes reproducibles, tangibles, pero no servicios, cuya duración sea superior a un año" (Acosta, 1997).

2. LA APERTURA A LA COMPETENCIA, EL CAMBIO TECNICO Y EL BOOM DE LAS TELECOMUNICACIONES

A diferencia del resto de países de América Latina, en donde los procesos de apertura de las telecomunicaciones han seguido una secuencia en donde primero se privatiza la empresa estatal monopólica y luego se abre el sector a la competencia, en Colombia, debido a las resistencias de las empresas incumbentes, primero se abrieron los sectores a la competencia (mediante el esquema de concesiones) y posteriormente se empezaron a producir unos pocos procesos de privatización. La secuencia seguida por Colombia no sólo ha resultado en una gran dinámica de la inversión privada, sino que también ha inducido a las empresas públicas (particularmente Telecom) a aumentar en forma fuerte sus inversiones, para lograr preservar parte de los mercados amenazados por la competencia privada. Como consecuencia de ello, las telecomunicaciones se encuentran en un estado de flujo desde mediados de la década, cuyos resultados finales son todavía difícilmente predecibles.

La liberalización se realizó de manera desordenada e inconsistente, con una normatividad diferente para cada servicio y mediante la adopción de un esquema regulatorio institucionalmente disperso, que riñe con la convergencia tecnológica de los servicios y redes. Además, el diseño de los procesos de concesión no siempre incorporó de forma adecuada los objetivos de maximización del bienestar. En algunos casos jugó un papel demasiado importante el afán de maximización de los ingresos del gobierno, en comparación con los objetivos de reducción de tarifas y aumento de coberturas, que producen mayores efectos sobre el bienestar de la población.

Como resultado de ello el gobierno ha estado percibiendo ingresos importantes por concepto de los derechos de concesión de algunos servicios, a los que se añaden los correspondientes a la contraprestación que cobra periódicamente el Ministerio de Comunicaciones a los concesionarios con destino al Fondo de Comunicaciones (que en la mayoría de los servicios es del 5% de sus ingresos brutos).

Una consecuencia negativa de este diseño, en el que la maximización de los ingresos del gobierno ocupa un lugar prioritario, es que produce tarifas altas por la prestación del servicio. Los pagos de los derechos mencionados representan un costo importante para los operadores, que han presionado al alza en las tarifas.

Si bien una parte importante de los recursos que percibe el gobierno se destina al desarrollo de la telefonía social y los contratos de concesión establecen además unos requisitos exigentes de cobertura de los servicios, no es claro que el diseño adoptado sea superior, desde el punto de vista del bienestar, a uno que priorice el objetivo de reducción de tarifas (como el adoptado en Chile).

Otro efecto negativo, que pudo evitarse, de los procesos de concesión fue el de ampliar el control de los servicios de los medios de comunicación por unos pocos grupos económicos, que participaron en las concesiones en alianza con algunos importantes operadores internacionales y proveedores de equipos.

El caso más destacado es el del grupo Santodomingo, que de un conglomerado industrial con inversiones en telecomunicaciones, se ha convertido en los últimos años en un grupo predominantemente de telecomunicaciones. El grupo es en la actualidad dueño de una cadena de radio (Caracol) y del 50% de una emisora exclusivamente dedicada a las noticias (Radionet), de un canal privado de televisión de alcance nacional y de una programadora de televisión (Caracol TV). Es también socio de compañías de televisión por cable y por satélite, de un operador de telefonía de larga distancia (Orbitel), de una empresa de telefonía móvil celular (Celumóvil), del 70% de un diario de circulación nacional (El Espectador) y una revista de farándula (Cromos)

Colombia tampoco ha escapado a la competencia por mercados latinoamericanos que se ha producido entre las empresas multinacionales como Bell South, Telefónica de España, Bell Canada, AT&T y Ericsson, que

han hecho importantes inversiones en el país en servicios de telefonía celular y en joint - ventures de telefonía local.

2.1 LIBERALIZACION DE LAS TELECOMUNICACIONES

El proceso de apertura económica que se inició en el país en 1989, demandaba, para su desarrollo exitoso, nuevos y mejores servicios de telecomunicaciones. La internacionalización de las economías ha relevado la importancia de las telecomunicaciones en la competitividad de las empresas, importancia que supera ampliamente la visión tradicional sobre el sector, ligada casi exclusivamente a la noción de servicio público (ver Recuadro)

Telecomunicaciones y Competitividad

Las telecomunicaciones influyen sobre al menos cuatro elementos claves de toda empresa: el precio del producto o servicio, la productividad de las operaciones, su capacidad de venta y seguimiento del mercado y globalización de las actividades. Las telecomunicaciones afectan el precio de los bienes y servicios, por la sencilla razón de que las llamadas telefónicas, los fax, el acceso a bases de datos, o cualquier otro servicio, hacen parte de los costos operacionales de la empresa. La repercusión en los costos es mayor en aquellos sectores intensivos en la utilización de telecomunicaciones, como el financiero, el exportador y los de tecnologías de punta" (López - Tafall (1995)).

En segundo lugar, la utilización en la empresa de las múltiples aplicaciones de las telecomunicaciones puede producir importantes ganancias en productividad. El intercambio electrónico de datos, por ejemplo, permite acortar los periodos entre la petición de un pedido a la empresa matriz o a un proveedor y su recepción y procesamiento, disminuyendo los plazos de respuesta y reposición. Lo mismo puede ocurrir en la relación de la empresa con el cliente, al reducirse los plazos de reposición de las mercancías. En ambos casos se mejora la gestión de inventarios. Otros ejemplos son la utilización de videoconferencias, la conexión entre computadores de una misma empresa, que permite el trabajo en equipo de modo simultáneo y el control unitario y en tiempo real de procesos de fabricación en distintas unidades productivas, con el consiguiente control de costes unitarios.

Las telecomunicaciones también alteran fuertemente otro factor determinante de la competitividad, la relación con el cliente y la capacidad de seguimiento del mercado. Una mejora en las comunicaciones permite una conexión más rápida y directa entre vendedor y cliente, lo que permite al empresario ofrecer mejor calidad a un menor precio y con una atención más individualizada. Además, de esta forma el empresario puede detectar las nuevas tendencias del mercado y adaptar rápidamente su estrategia. La información también puede utilizarse para sus estrategias internas, pues una mejor información le permite conocer con mayor rapidez las áreas más débiles de su negocio y realizar los correctivos necesarios.

Finalmente, es importante mencionar la relación de las telecomunicaciones con el proceso de globalización de la economía. Todo proceso de este tipo exige la globalización de la organización y esto a su vez demanda un plan global de telecomunicaciones de la empresa. La capacidad de competir depende de la coordinación de las distintas unidades de la empresa. Si esto no se produce, los fallos generan disminuciones de ventas, decisiones tardías y menor competitividad. En consecuencia, la internacionalización no es posible sin un plan internacional de fabricación, marketing, distribución y servicio y, además, un plan de telecomunicaciones.

Fuente: López - Tafall (1995)

Las telecomunicaciones colombianas eran antes de la apertura económica un sector de baja penetración, atrasado tecnológicamente, con baja calidad del servicio, deficiencias en la gestión y con demandas represadas, particularmente en las ciudades capitales más importantes.

Esta situación era consecuencia de las características monopolísticas de la provisión del servicio. El servicio de larga distancia nacional e internacional era monopolio de la empresa estatal Telecom, mientras que la telefonía básica era preponderantemente monopolio de los gobiernos municipales. La justificación económica de esta situación era la existencia de economías de escala, que hacían del servicio un monopolio

natural. Bajo estas circunstancias, era necesario desregular y liberalizar el sector para propulsar su transformación y modernización, permitiendo la provisión de nuevos y mejores servicios, que potenciaran la competitividad de la economía colombiana. El rápido cambio técnico facilitaba esta transformación, pues estaba conduciendo a una situación en que se podía presentar competencia en prácticamente todos los servicios de telecomunicaciones.

La liberalización estuvo sin embargo llena de obstáculos, originados en los sindicatos de las empresas incumbentes y en los Concejos Municipales. El Gobierno Nacional inició el proceso de liberalización en 1989, por medio de la Ley 72. Esta ley definió a las telecomunicaciones como un servicio público que podía ser provisto directamente por el Estado o a través de concesionarios, introduciendo por primera vez la posibilidad de competencia en el sector y la participación privada.

Posteriormente, el Decreto 1900 de 1990 reguló la prestación del servicio de telefonía local por parte de concesionarios privados o mixtos en los municipios y departamentos, delegando en la entidad territorial correspondiente el otorgamiento de la concesión. Esta fue una decisión equivocada y que retrasó el proceso de liberalización, pues las entidades territoriales tenían muy pocos incentivos para entregar los servicios en concesión, al ser las propietarias de las empresas regionales de telecomunicaciones. El Decreto 1901 de 1990 por su parte reestructuró el Ministerio de Comunicaciones, encargándole de la planeación, regulación y supervisión del sector. El Decreto 1794 de 1991 estableció la libre prestación de los servicios de valor agregado por los particulares.

Con la Constitución de 1991 se sentaron las bases para la reestructuración del sector. Esta declaró como de propiedad pública el espectro electromagnético, encargándole al Estado el manejo y control de este. Además se le permitió al Estado otorgar en concesión porciones del espectro y la intervención para evitar prácticas monopolísticas. La nueva Constitución permitió la inversión extranjera en el sector y creó la Superintendencia de Servicios Públicos, con la tarea de supervisar la calidad de la prestación de los servicios públicos. La Constitución encargó además al Congreso de la República la elaboración de un marco regulatorio para la provisión de todos los servicios públicos. En 1992 y en desarrollo de la nueva Constitución, el Decreto 2122 creó la Comisión de Regulación de Telecomunicaciones (CRT), un órgano adscrito al Ministerio de Comunicaciones, con carácter de Unidad Administrativa Especial. Este decreto además redefinió las funciones del Ministerio de Comunicaciones, encargándole la planeación y coordinación del sector.

En ese mismo año se intenta privatizar a TELECOM, la empresa pública que monopolizaba el servicio de larga distancia. Este proceso enfrentó una fuerte oposición del sindicato de TELECOM, que organizó una huelga nacional, que fue acompañada del sabotaje de los sistemas de comunicaciones. La gran presión que experimentó el Gobierno Nacional con la incomunicación del país por la huelga (la cual aisló al país por una semana), llevó al traste las pretensiones de privatización y de abrir el sector a la competencia, y condujo a la renuncia del Ministro de Comunicaciones.

Este fracaso llevó al Gobierno Nacional a cambiar su estrategia de liberalización del sector. Se pretendía introducir elementos de competencia al sector, mediante la concesión de servicios nuevos (que por lo tanto enfrentarían menor oposición), que constituirían servicios cercanos a los existentes. El candidato natural esta vía era la telefonía celular. La prestación en concesión del servicio de la Telefonía Móvil Celular (TMC) se aprobó por el Congreso de la República mediante la Ley 37 de Enero de 1993 y se reglamentó mediante el Decreto 741 de abril de 1993.

Posteriormente, la ley 142 de 1994 eliminó la necesidad de licencia para la prestación del servicio de telefonía local, decisión que dejó a un lado los obstáculos políticos a la introducción de la competencia en este servicio. En los años 1997 y 1998 terminó de consolidarse el proceso de liberalización, al entregarse en

concesión los servicios de trunking, dos canales nacionales de TV, emisoras de FM y, finalmente y después de muchos obstáculos, la telefonía de larga distancia.

2.2 LOS DESARROLLOS TECNOLÓGICOS Y SUS CONSECUENCIAS SOBRE LA ESTRUCTURA DE LOS MERCADOS DE TELECOMUNICACIONES

En las últimas dos décadas se ha acelerado el cambio técnico en las industrias de telecomunicaciones y computadores, lo cual ha tenido enormes implicaciones sobre el desarrollo de la competencia y la estructura del mercado de servicios de telecomunicaciones, sobre las posibilidades de proveer servicio universal y sobre la estructura tarifaria del sector. El cambio técnico ha estado impulsado por al menos tres fuerzas básicas (Bond (1997)): 1.) La tendencia declinante en el costo de transmitir información; 2.) El desplazamiento desde tecnologías análogas hacia digitales; y, 3.) El aumento de la capacidad de computación.

La declinación en los costos de transmitir información ha sido resultado de la introducción de la fibra óptica, el abaratamiento de la electrónica y el desarrollo de tecnologías inalámbricas “inteligentes” (Bond (1997)). La **fibra óptica** ha reemplazado los cables de cobre, la transmisión de microondas y el satélite en la telefonía. La fibra óptica tiene alta capacidad (ancho de banda), debido a la luz que transporta. La alta frecuencia de la luz permite mucha mayor densidad de información que el cable convencional, lo que reduce casi a cero el costo de transmitir señales (Bond (1997)).

La reducción de los costos y el hecho de que estos son cada vez más costos fijos (los costos de mantenimiento son más bajos que los del cable convencional, de manera que **los costos son básicamente de instalación**), **están cambiando la estructura de costos de la industria**, lo que a su vez debe transformar las estructuras tarifarias (Bond (1997)).

Por otro lado, la conmutación ha pasado de ser electromecánica a ser electrónica, conformada básicamente por computadores especializados. El desarrollo de la computación basada en **microprocesadores de muy bajo costo** y de alto poder, ha reducido los costos de la conmutación, ha aumentado la confiabilidad y ha permitido la provisión de nuevos servicios (“valor agregado”), como la llamada en espera y el caller ID (Bond (1997)). Además, la mayor capacidad de computación permite manejar la infraestructura de telecomunicaciones como una “red inteligente”, lo que mejora la capacidad de utilización, baja el costo de mantener los conmutadores y permite crear nuevos servicios, como las redes privadas virtuales (Bond (1997)).

El abaratamiento de la electrónica ha sido central en el desarrollo de la telefonía celular y los PCS, tecnologías que usan el espectro electromagnético en forma más eficiente que los sistemas inalámbricos convencionales. La tecnología inalámbrica por su parte está evolucionando hacia mayores frecuencias (para poder usar aquellas partes del espectro menos congestionadas), que son más densas en información, y ha venido desarrollando algoritmos de compresión para agrupar muchas conversaciones en una frecuencia dada, como TDMA y CDMA. Estos cambios, acompañados con los menores costos de los equipos electrónicos, proporcionan movilidad al usuario (Bond (1997)).

Los desarrollos mencionados han venido acompañados del desplazamiento de las tecnologías análogas por digitales, que aseguran mayor calidad y permiten el uso de protocolos de empaquetamiento para transmisión de datos como “Frame Relay”, ATM y el protocolo de Internet, TCP/IP (Bond (1997)).

Finalmente, el poder de computación por dólar invertido se ha multiplicado por un factor de 10.000 en 20 años. El aumento en la capacidad y la caída en costos responde a dos factores básicos (Bond (1997)): 1.) El desarrollo de circuitos integrados y microchips y el incremento en la densidad de transistores por microchip; y, 2.) Economías de escala en la producción de microchips, equipo de redes de computación y disk drives.

El circuito integrado, al agrupar transistores y otros circuitos electrónicos en un pequeñísimo semiconductor, proporciona un enorme potencial de miniaturización y de reducción de costos unitarios. El microchip desarrollado por Intel, proporciona todas las funciones esenciales de un computador (Bond (1997)).

La Ley de Moore señala que el número de transistores en un microchip se duplica cada uno o dos años: se ha pasado de 2300 transistores en 1971 (Intel 4004) a 7.5 millones en 1997 (Pentium II). Como la capacidad de computación es proporcional al número de transistores en un microprocesador, esta se duplica por microchips en ese lapso.

Como el costo de los microchips ha aumentado en forma lenta y estos representan tan sólo del 5%-15% del costo del computador, la Ley de Moore resulta en una duplicación de la capacidad de computación para una inversión dada cada dos años (Bond (1997)). La computación se ha vuelto también más barata y de mayor capacidad debido a las economías de escala en la producción de microchips, de equipo de redes de computación y de disk drives (Bond (1997)).

Un efecto de estas tendencias ha sido el boom de las redes. Anteriormente se tenían computadores "mainframe" que hacían casi todo el procesamiento y se accedían por terminales "tontos", que se usaban como estaciones de trabajo independientes. Ahora los computadores están conectados en red (Local Area Networks o LAN), y estas redes privadas están conectadas a través de Internet, la "red de redes". Ello ha hecho que la función primaria de los PCS pase del manejo de documentos y hojas de cálculo, a la comunicación y el procesamiento de información (Bond (1997)).

Con la reducción de costos y la digitalización de los sistemas, se está produciendo una fusión de la industria de telecomunicaciones con las industrias de tecnología de la información y medios masivos de comunicación, conformando una "industria de los bits", que maneja voz, imagen, video y datos de computador en forma binaria. Esta fusión, que ha recibido el nombre de "convergencia tecnológica", tiene implicaciones importantes sobre las industrias mencionadas, algunas de las cuales se señalan a continuación (Bond (1997)).

A. La Separación de los Servicios de Información y Comunicaciones de sus Infraestructuras Tradicionales.

Hay una gran cantidad de ejemplos que ilustran esta separación: los servicios telefónicos pueden ahora ser provistos a través del cable coaxial, los servicios de datos y el acceso a Internet pueden proporcionarse a través de líneas telefónicas y la televisión por cable a través de satélite (Bond (1997)). Ello hace posible a su vez proporcionar un "paquete" muy amplio de servicios a los suscriptores a través de la misma infraestructura. El cuadro que sigue muestra como los diversos servicios pueden prestarse a través de diferentes redes.

Cuadro 1
Taxonomía de los Servicios Modernos de Telecomunicaciones

Servicio	Red			DIR	PTO	INFO	Priva
	Tipo	Cobertura	Interconexión				
Telefonía Fija	Cable, Fibra, Radio y Satélite	Nacional	Con otras redes nacionales	B	P-P	A o D	1,2,3
Telefonía Móvil	Radio	Local	Con red telefónica	B	P-P	A	1
Telefonía Celular	Radio	Regional	Con otras redes celulares o telefónicas	B	P-P	A o D	1
PCN / PCS	Radio	Local	Igual que celular	B	P-P	D	2
Datos	Cable, Fibra, Radio y Satélite	Regional o Nacional	Si	B	P-P o P-MP	D	1
TV - difusión	Radio	Regional		U	P-MP	A o D	1
TV - cable	Cable, Fibra y Radio	Regional	Si	U o B	P-P o P-MP	A o D	2
Beeper	Radio	Regional o Nacional	Otras redes de Radiolocaliz.	U	P-MP	D	2
Trunking		Regional	Otras redes y red telefónica	B	P-MP	A o D	1

Dir = Direccionalidad (U=Unidireccional; B=Bidireccional)

Pto = Destinos posibles (P-P=Punto a punto; P-MP=Punto - Multipunto)

Info = Tipo de información (A=análoga; D=digital)

Priva = Grado de privacidad (1=baja; 2=media; 3=alta)

Fuente: Kuhlman y Alonso (1996)

B. Superposición entre las Industrias de Transmisión Anónima de Señales (Telefonía) y de Transmisión de Contenidos (Televisión y Radio).

Existe la posibilidad de recibir señales de radio a través de Internet (utilizando la red telefónica) y servicios telefónicos a través de TV por cable (Bond (1997)). La convergencia está ocurriendo no sólo entre telecomunicaciones, difusión (broadcasting), Televisión por Cable e Internet, sino también entre segmentos del mercado de telecomunicaciones: la TMC es un sustituto de la telefonía local convencional; la distinción entre llamadas locales y de larga distancia, o, con el servicio móvil personal por satélite, entre las llamadas domésticas e internacionales, se está volviendo irrelevante; el beeper y el celular están ahora empaquetados en el mismo servicio.

La convergencia vuelve obsoletos los modelos existentes de la industria de telecomunicaciones, que suponían que las telecomunicaciones son un **servicio público provisto mediante una red que es un monopolio natural**. Ahora es posible la competencia tanto entre segmentos de la infraestructura de provisión (competencia intermodal) como dentro de los mismos segmentos (competencia intramodal).

En el pasado, debido a que en la red local convencional basada en cable de cobre, el costo marginal de cada nuevo suscriptor declinaba independientemente del número de suscriptores existentes, se consideraba al sector un monopolio natural. En la actualidad, sin embargo, la tecnología inalámbrica y la televisión por

cable están desafiando esta concepción. La tecnología inalámbrica es en muchos casos más barata por nuevo suscriptor que la alámbrica. Sus curvas planas de costos hacen posible su provisión competitiva por varios proveedores. De ser considerada un complemento de la telefonía fija convencional, se está convirtiendo cada vez más en un sustituto de esta. Además, debido a que se caracteriza por menores economías de densidad que la tecnología fija -el costo es menos sensitivo a la densidad de suscriptores en una determinada área- tiene un potencial importante de aplicación en el sector rural, para el desarrollo de la telefonía social (Bond (1997)).

En suma, las telecomunicaciones constituyen en la actualidad un industria multiproducto, con varias alternativas de envío de señales, lo que ha permitido una mayor competencia en la provisión de servicios. La convergencia de servicios, originada en la sustituibilidad de servicios entre sub-sectores o segmentos de mercado, necesariamente obliga a la convergencia tanto de la regulación de los diferentes sectores de la industria de telecomunicaciones, como dentro de cada sector. Las presiones por convergencia en la regulación también se originan entre la superposición de la regulación de la transmisión (telecomunicaciones) y la regulación del contenido (broadcasting), presiones que aumentan en la medida en que los operadores de telefonía y televisión por cable proveen servicios previamente provistos por el otro y que aumenta la capacidad de Internet de transmitir video (Bond (1997)).

La convergencia obliga además a reducir las barreras a la entrada y rediseñar el esquema regulatorio para promover la competencia (Bond (1997)). Cuando se abren los diversos segmentos de la industria a la competencia, y se permite la participación privada, pasan a primer plano los temas de, diseño de concesiones, asignación del espectro, interconexión, servicio universal y subsidios cruzados, relegándose a un segundo plano los temas de regulación tarifaria. En estas circunstancias, la regulación debe orientarse a:

- La selección de los esquemas óptimos de otorgamiento de las concesiones. Ello implica esquemas que asignen eficientemente el espectro;
- El diseño del rebalanceo tarifario que se debe producir entre la telefonía local y la larga distancia, racionalizar los cargos por acceso y uso de las redes y redefinir las tasas contables, todo esto con la introducción de mayor competencia;
- La solución de los problemas de interconexión y de numeración que están asociados con la presencia de múltiples operadores;
- El desarrollo de nuevos esquemas para cumplir las obligaciones de servicio universal.

Como se verá a continuación, Colombia ha estado dando respuesta a estos desafíos con el establecimiento de un marco regulatorio adecuado (y en algunos casos novedoso). Sin embargo, persisten todavía algunos problemas que deben corregirse.

2.3 LA RESPUESTA COLOMBIANA A LOS NUEVOS REQUERIMIENTOS REGULATORIOS

Colombia ha adoptado un esquema institucional para la regulación de las telecomunicaciones en donde diferentes entes regulan los diferentes sub- sectores de la industria. La Comisión de Regulación de Telecomunicaciones -CRT- regula la telefonía local, la móvil rural y la larga distancia, mientras el Ministerio de Comunicaciones regula los servicios restantes (TMC, trunking, servicios de valor agregado, etc) y la Comisión Nacional de Televisión -CNTV- regula la televisión (ver cuadro siguiente).

A la luz de los cambios tecnológicos atrás descritos, es claro que el esquema institucional de la regulación de las telecomunicaciones en Colombia presenta profundas fallas de concepción. La convergencia tecnológica riñe con la existencia de tres organismos regulatorios, que regulan cada uno diferentes subsectores de la industria, algunos de ellos sustitutos cercanos y/o que pueden ofrecer múltiples productos que se traslapan entre sectores. La multiplicidad de entes regulatorios conduce a en las que servicios que son sustitutos muy cercanos (como la telefonía básica por un lado y la TMC y el PCS por el otro) son regulados por diferentes

entidades. Algo similar ocurre con servicios complementarios, como la TV por cable y el Internet, que son transmitidos por la misma red de fibra óptica a un mismo usuario y son regulados por diferentes entidades.

Cuadro 2
Multiplicidad de Organismos Regulatorios

Organismo Regulador	Servicios Regulados
CRT	Servicios Público Domiciliarios: Telefonía Local, Local Extendida y rural Móvil. Larga Distancia Nacional e Internacional
Ministerio de Comunicaciones	Telefonía Celular, Trunking, LMDS, Servicios de Valor Agregado, Radiodifusión, Servicios Portadores.
CNTV	TV Nal y Regional, TV Cable y TV por Satélite

Al margen, es importante mencionar que la presencia del Ministro de Comunicaciones tanto en la Junta Directiva de Telecom como en la Comisión de Regulación de las Telecomunicaciones, es fuente potencial de conflictos y de inconsistencias en el diseño de las políticas.

Por otra parte, la regulación de los contenidos de la televisión por parte de la Comisión Nacional de TV se ha vuelto completamente inefectiva, frente al surgimiento de otros medios para transmitir información y contenidos, como la TV por cable, el Internet y la televisión satelital.

En el corto plazo la intersección de los ámbitos de acción de estos tres tipos de entidades regulatorias crecerá considerablemente. Se puede prever desde ya una serie de incongruencias y normas contradictorias emanadas desde entes diferentes.

2.3.1 Regulación Tarifaria y Condiciones de competencia

El cuadro que sigue identifica los sectores a los cuales se les regulan en la actualidad las tarifas y en donde la competencia es todavía limitada; señala además la vigencia de esta regulación. Las tarifas están reguladas en aquellos servicios considerados como servicios públicos domiciliarios (telefonía local y de larga distancia y telefonía móvil rural) y son libres en los demás servicios. En la larga distancia, sin embargo, las tarifas son libres a partir del 2001 y en telefonía local lo pueden ser cuando la CRT estime que hay competencia suficiente en el mercado.

Cuadro 3
**Estructura Industrial y Regulación de las
Telecomunicaciones en Colombia**

SERVICIO	REGULACION	ESTRUCTURA INDUSTRIAL (Nov. De 1998)
Telefonía Local (TPBCL y TPBCLE)	Libre entrada. Tarifas reguladas para operadores dominantes (más del 60% del mercado) Tarifas libres (libertad	38 empresas (13 privadas); Más de un operador en varias ciudades: • Bogotá (ETB, Capital, EPM); • B/quilla (Metrotel,); • Popayán (.....,.....,);

	<p>vigilada) para:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Operadores no dominantes; • Mercados en los que la CRT juzgue que hay competencia (previa solicitud de un operador); • Segundas líneas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Cartagena (.....) Telecom socio mayoritario en 15 empresas locales.
Larga Distancia Nacional (LDN) e Internacional (LDI)	<p>Libre entrada sujeta al cumplimiento de requisitos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pago de licencia por US\$150 millones; • Socio estratégico con más de 400 millones de minutos en tráfico internacional; • Interconexión con todos los operadores locales. <p>Se permiten reducciones en las tarifas promedio con respecto a las de 1997 así: 1998 – LDN: 10%; LDI: 20% 1999 – LDN: 10%; LDI: 20%</p> <p>Tarifas libres (libertad vigilada) desde enero 1 del año 2000.</p>	<p>Tres empresas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Telecom, operador estatal incumbente; • ETB, operador estatal, inicia operación en diciembre de 1998; • Orbitel, operador mixto, inicia operación noviembre 1998.
Telefonía Móvil Celular (TMC)	<p>Tres duopolios regionales con licencias de 20 años y con exclusividad hasta septiembre de 1999;</p> <p>Duopolios conformados por una empresa privada y una mixta;</p> <p>Tarifas libres (libertad vigilada);</p> <p>Obligaciones de Cobertura.</p>	<p>6 empresas, dos de ellas con participación accionaria mayoritaria en las otras dos.</p>
Valor Agregado	<p>Libre Entrada</p> <p>Tarifas Libres</p>	<p>114 operadores con licencia;</p> <p>Cerca de 10 empresas cubren el grueso del mercado (Telecom, Americatel, Global One, etc.)</p>
Trunking	<p>4 licencias nacionales; 3 en la banda de 800 Mhz.</p> <p>2 licencias por depto. Y 2 por municipio.</p> <p>Obligaciones de Cobertura.</p>	<p>Avantel S.A., Comunicaciones Trunking S.A. y Empresa de Telecomunicaciones de Pereira en la banda de 800 Mhz. Y Trunking S.A. en la banda de 900 Mhz.</p>
Beeper	<p>3 concesiones nacionales; concesiones departamentales y municipales.</p>	<p>Tendencia a la consolidación de empresas.</p>

Fuente:

2.3.1.1 Regulación de Tarifas de la Telefonía Local (TPBCL y TPBCLE)

La Resolución 087 de 1997 regula las tarifas de telefonía local. Los operadores de TPBCL y TPBCLE se rigen por el régimen de libertad regulada. De acuerdo con este régimen, la CRT define los criterios y metodología tarifaria para establecer las tarifas máximas, dejando en libertad a los operadores para fijarlas en el nivel deseado sin superar ese techo¹

Los operadores deben cobrar los siguientes cargos:

1. Cargo por conexión
2. Cargo fijo
3. Cargo variable por consumo

La base para definir el cargo fijo y el variable para los servicios de TPBCL y TPBCLE es el Costo Medio de la referencia (CM_{REF}). La CRT clasificó en 5 grupos a los operadores, según la cantidad de líneas instaladas. Para cada uno de esos grupos estableció el CM_{REF} inicial (el de 1997):

Cuadro 4

Grupo	CM_{REF} máximo (\$) Tasa de Descuento del 13%
1	110.000
2	150.000
3	175.000
4	190.000
5	290.000

Este costo se debe ajustar anualmente de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$CM_{REF(t+1)} = CM_{REF(t)} * (1 + AIPC_{(T+1,T)} - X)$$

La CRT definió un factor de distribución del CM_{REF} (F_D), que indica el porcentaje de este costo que debe ser recuperado por los cargos fijo (C_F) y variable (C_V) durante el año. La regulación establece que “el peso relativo del cargo fijo con respecto a la factura promedio debe cumplir la siguiente restricción”:

$$15\% \leq \frac{C_f}{FACT_{prom}} \leq 35\%$$

Esto significa que el cargo fijo debe representar máximo un 35% de la factura promedio del operador. Un ejemplo ayuda a entender la mecánica de operación de estas fórmulas. El CM_{REF} para el grupo 2 sería en 1998, con una inflación de 18% de \$174.000 ($\$150.000 * (1.18 - 0.02)$). Con un $F_D = 96\%$, la factura promedio de la firma será igual a \$167.040 (suma que debe recuperar con los cargos fijo y variable), de los cuales el 35% se recupera con el cargo fijo. Ello da lugar a un cargo fijo mensual de \$4.871,6 y a un cargo de consumo mensual de \$21,09. Cabe anotar que este cálculo no tiene en cuenta los subsidios y sobre-tasas establecidos para los diferentes estratos.

¹ Cabe mencionar que la instalación de segundas líneas se encuentra regulada bajo el régimen de libertad vigilada.

Que las tarifas así definidas sean eficientes dependerá de la forma en que se ha calculado el CM_{REF} . Si se han utilizado datos históricos para su cálculo, no se estaría buscando eficiencia futura sino proyectando ineficiencias pasadas, al facilitar el “pass-through” de gastos incurridos, algunos de ellos ineficientes.

Por otra parte, los CM_{REF} máximos que se fijaron para los grupos de operadores suponen que no hay economías de escala (y/o de alcance) en la telefonía local. La literatura internacional ha encontrado que estas sí existen, por lo menos hasta cierto punto. Si ello es cierto, el esquema adoptado genera incentivos a expandir el número de líneas instaladas, con el propósito de obtener mayores utilidades por línea.

2.3.1.2 Regulación de Tarifas de Larga Distancia

La Resolución 086 de 1997 de la CRT, que consolidó la apertura del servicio de larga distancia, definió un esquema de tarifas que permite reducciones de estas de 10% en promedio para cada uno de los años 1998 y 1999 para la LDN y de 20% anual promedio para la LDI, quedando en régimen de libertad vigilada a partir del 1º de enero del año 2000.

La mayor competencia en larga distancia internacional y la reducción de tarifas obligaron a redefinir los esquemas relacionados con los cargos por acceso y uso de las redes, tanto a nivel internacional (tasas contables) como nacional (“participaciones”).

a. El Colapso de la Tasa Contable y su Renegociación

Las tarifas de larga distancia internacional han estado basadas en el sistema de tasas contables. Estas tasas son los precios que las empresas (o gobiernos) de los diferentes países negocian bilateralmente y corresponden al manejo de un minuto del servicio telefónico de LDI. Generalmente los ingresos obtenidos por la aplicación de estas tasas se distribuyen entre los carriers de las dos naciones en una proporción 50%-50%. El problema con las tasas contables es que el costo de transmitir una llamada ha caído dramáticamente en los últimos años, mientras que la tasa contable no ha reflejado esta caída, manteniéndose artificialmente alta. Como resultado de ello las empresas que manejan llamadas internacionales pueden obtener rentas extraordinarias por la diferencia entre la tasa contable y el costo real de una llamada internacional. Por ejemplo, el costo promedio de una llamada de LDI desde USA cuesta US\$0.13 el minuto, mientras que la tarifa es de US\$0.89 el minuto.

Ello no generaría problemas para los operadores internacionales, si el tráfico entrante fuera igual al saliente. Pero en países como USA, hay un desbalance considerable (el tráfico saliente es muy superior), lo que origina transferencias netas de este país al resto del mundo y déficits considerables (y crecientes) en la balanza de servicios de la balanza de pagos, convirtiéndose en un problema comercial para este país². El déficit norteamericano por este concepto ha pasado de US\$2 billones en 1988 a US\$3.4 billones en 1991 y US\$5 billones en 1997.

Parte de la diferencia entre el tráfico entrante y el saliente ha sido atribuida a que las tarifas de LDI en USA son inferiores a las del resto del mundo, como resultado de la aplicación en los demás países de tarifas de LDI muy por encima de la misma tasa contable. Es decir, los países que intercambian tráfico de LDI con USA no sólo tienen una tasa contable muy superior a los costos de las llamadas (al igual que en USA), sino también unas tarifas muy superiores a la tasa contable. Las diferencias en tarifas entre países y entre la tarifa

² Por ejemplo, el tráfico entrante de USA a Colombia es casi cinco veces el tráfico de Colombia a USA.

y el costo de proveer el servicio, ha convertido a la LDI en un terreno fértil para el arbitraje vía mecanismos como call-back, redes privadas, telefonía por Internet, calling cards, etc³.

Por ello, no es extraño que la FCC esté buscando establecer un sistema de tasas contables más basado en costos y haya anunciado a comienzos de 1998 que estas tasas deben bajar desde US\$1 por minuto a US\$0.19 por minuto en agosto de 1999. Venezuela aceptó esta decisión, pero otros países latinoamericanos no lo han hecho. El gobierno colombiano no la piensa acatar, aunque parece estar dispuesto a reducir las tasas contables en una proporción menor que la propuesta por la FCC.

Es sin embargo difícil detener la tendencia hacia la reducción de tasas contables y de tarifas de LDI. El problema de las tasas contables no es del sistema per se, sino las políticas regulatorias vigentes, que inhibían la competencia en el sector y que llevaban a tasas contables altas y estáticas. Esto era así, porque las negociaciones de la tasa se llevaban a cabo entre monopolios u oligopolios de cada país (en USA, AT&T, Sprint y MCI y en Colombia, Telecom). Pero cuando los mercados se abren a la competencia (en USA en 1996, en Colombia en 1998) y surgen mecanismos alternativos de provisión del servicio, es imposible impedir que empiecen a operar tasas contables más basadas en los costos y en el mercado. No reducir tasas contables y las tarifas de LDI puede, en este contexto, significar mayores pérdidas para las empresas vía arbitraje.

La reducción en tasas contables y en las tarifas de LDI puede reducir los ingresos de Telecom por este concepto, pero va a beneficiar considerablemente a los usuarios del servicio en el país, que no necesariamente son usuarios de ingresos altos. El impacto sobre las finanzas de Telecom es sin embargo difícil de predecir, pues depende de la elasticidad precio de las demandas por este servicio en Colombia y Estados Unidos y del impacto de la reducción de tarifas sobre el call - back.

b. La Sustitución de las "Participaciones" por los cargos de acceso

Hasta junio de 1996 Telecom (la empresa estatal que hasta 1997 monopolizó el servicio de larga distancia) transfería un porcentaje de sus ingresos de larga distancia a las empresas de telefonía local. Estas "participaciones", que variaban entre el 30% y el 40% del tráfico saliente y que en principio tenían como objeto cubrir el costo de acceso a las redes locales, se había constituido en un mecanismo de transferencia de subsidios hacia la telefonía local.

El rebalanceo tarifario que debe producirse como consecuencia de la mayor competencia en LDI y LDN, obligaba a modificar las "participaciones" y a establecer una metodología de cargos por acceso más basada en costos. La CRT lo hizo, diseñando un esquema de transición cuyo impacto sobre los operadores locales se

³ Un ejemplo de este arbitraje es la oferta que le llegó a los autores de este estudio vía E-Mail para proporcionar llamadas de LDI a través de Internet a un costo de US\$0.10 el minuto. Este tipo de ofertas se salta a los carriers convencionales de larga distancia, que deben pagar cargos por acceso local e impuestos. La compañía Qwest Communications Corp. también planea ofrecer tarifas muy bajas por llamadas de LDN y LDI y faxes en Estados Unidos a través de Internet, sobre una red privada de fibra óptica (Business Week (1997)). Qwest está ofreciendo desde enero de 1998 llamadas de LDN a US\$0.075 entre siete ciudades de la zona occidental, expandiéndose a 125 ciudades desde comienzos de 1999. También planea ofrecer servicios de fax, videoconferencia y otros a bajo precio. Otras empresas están adoptando las mismas estrategias. La división de Internet de WorldComm Inc cobra desde comienzos de 1998 la tarifa de US\$0.10 el minuto de fax vía Internet a cualquier parte del país, cuando la tasa aplicada a las empresas por otros operadores es de US\$0.15 el minuto. Los faxes internacionales a Gran Bretaña cuestan US\$0.19 el minuto, la mitad del precio previo. Estas estrategias parecen ser muy lucrativas. El presidente de Qwest declaró recientemente que "la larga distancia es todavía el negocio más rentable en USA, tan sólo superado por la importación ilegal de cocaína" (Business Week (1997)). Los proveedores establecidos de larga distancia están empezando a responder a esta competencia. Desde agosto de 1997 AT&T comenzó a ofrecer llamadas domésticas y de larga distancia a Japón (?) a una tarifa 40% por debajo de las tarifas normales.

distribuyera en el tiempo y que en el primer año los ingresos de estos fueran similares a los que hubieran obtenido con base en el método de las participaciones.

El esquema de participaciones fue reemplazado por el de cargos de acceso a las redes a partir de junio de 1996. Las Resoluciones 31 y 32 de enero de 1996 de la CRT establecieron que inicialmente los cargos deben asegurar a las empresas de telefonía local un nivel de ingresos equivalente al que obtenían por el esquema de participaciones.

La Resolución 34 fijó el cargo de acceso a las redes locales por las redes de larga distancia en \$30 por minuto, vigente desde marzo de 1997. La misma Resolución definió una fórmula para calcular este cargo a aplicar desde junio de 1996 y estableció que aquellas empresas cuyo cargo resultante fuera inferior a \$30 debían fijarlo en esta cifra desde junio, y aquellas en que fuera superior, debían disminuirlo linealmente entre junio de 1996 y marzo de 1997. A partir de allí se ajustaría anualmente con la variación del IPP, la del Salario Mínimo Legal y la Devaluación, en proporciones fijadas por la CRT.

2.3.1.3 Los Subsidios Cruzados

La estructura de tarifas de la telefonía local se caracteriza por subsidios cruzados entre estratos y sectores, altos cargos por conexión y bajos cargos por consumo. Además, la telefonía de larga distancia internacional subsidiaba a la telefonía local. La apertura del sector y la mayor competencia ha inducido un rebalanceo tarifario en favor de la telefonía local y en contra de la LDI, en donde además se inició a finales de 1998 una fuerte competencia tarifaria. La norma que abrió la LD, permitió rebajas tarifarias de hasta 10% en los años 1999 y 2000 en LDN, y de hasta 20% en cada de esos mismos años en LDI y libre competencia en el 2001. En telefonía local además se está observando una tendencia a disminuir los costos de conexión (up-front costs) y a aumentar los cargos por consumo.

Recientemente se fijó un plazo hasta el 2001 para ajustar las tarifas locales hasta llegar al esquema de subsidios y sobre- tasas máximos definido por la Ley 142 de 1994. También se reglamentó el Fondo de Solidaridad y Redistribución del sector, que es el mecanismo establecido por la misma Ley para financiar los subsidios a los estratos bajos, con recursos que en parte deben provenir de las sobre - tasas a los estratos altos. Este Fondo está, sin embargo, destinado al fracaso, debido a que el esquema ideado obliga a aplicar en primera instancia los recursos de las sobre - tasas a cubrir los requerimientos de subsidio de la misma empresa desestimulando la generación de "excedentes de contribución" (diferencia entre ingresos por sobre - tasas y egresos por subsidios) que puedan ser transferidos a empresas deficitarias en este aspecto (con mercados débiles). Ello obliga a estas últimas empresas a financiar los subsidios con otras fuentes de recursos (de los presupuestos nacional y/o local) y/o ajustar rápidamente las tarifas.

Por otra parte, para evitar el descreme del mercado por los nuevos entrantes para la prestación del servicio de telefonía local y que ello reduzca la posibilidad de otorgar subsidios a los estratos 1,2 y 3, la Resolución 03258 de diciembre 4 de 1995 del Ministerio de Comunicaciones obligó a los nuevos operadores de telefonía básica local a instalar en los estratos 1,2 y 3 un porcentaje de líneas telefónicas igual al porcentaje de tales estratos que cubre el operador u operadores existentes.

2.3.1.4 Los Problemas de Interconexión

En un ambiente de competencia en telecomunicaciones, uno de los asuntos críticos para el desarrollo de la misma es la interconexión de redes. Si los usuarios de una red determinada no pueden comunicarse con los usuarios de otra red que presta los mismos servicios, los beneficios que supuestamente trae la tecnología y la liberalización no pueden ser percibidos en su totalidad.

La Resolución 35 de la CRT estableció que si después de 45 días de solicitarse la interconexión, las empresas no llegan a un acuerdo directamente, la CRT entrará a decidir, definiendo los términos y condiciones de la interconexión.

Hasta la fecha los operadores incumbentes de telefonía local se han mostrado reacios a proveer la interconexión. Metrotel S.A. sufrió serios inconvenientes con la interconexión a la red de la Empresa Municipal de Teléfonos de Barranquilla (EMTB). Por su parte Telecom (Capitel) y la E.T.B. mantuvieron un conflicto por la interconexión que la primera había solicitado a la segunda para iniciar la prestación del servicio en Bogotá. En los últimos meses Telecom también ha generado obstáculos a los nuevos operadores a larga distancia para la interconexión de estos con las redes de las empresas locales en las cuales es accionista mayoritario (Teleasociadas).

2.3.2 El servicio Universal y el Fondo de Comunicaciones

El país se ha ideado un esquema interesante para aumentar la cobertura del servicio, cual es el de cobrar trimestralmente una tasa del 5% de los ingresos brutos de los concesionarios de los diversos servicios (TMC, Trunking, Larga Distancia, PCS, etc).

Cuadro 5
Ingresos del Fondo de Comunicaciones
(millones de \$)

Año	\$corrientes	\$ctes. De 1997
1992	3.408,5	8.993,4
1993	7.523,3	15.876,0
1994	10.286,5	17.926,4
1995	20.008,5	28.937,0
1996	31.538,7	38.169,3
1997	61.906,7	61.906,7

Fuente: Meneses A. (1998)

La dinámica de estos mercados ha sido y será importante, lo que permite extraer recursos en forma continua para el desarrollo del servicio universal. El problema es el de quién va a desarrollar la telefonía social en Colombia (¿Telecom? ¿Operadores Locales? ¿Concesionarios?); con qué tecnologías, y cuáles van a ser los mecanismos de concesión, las decisiones al respecto deberían ser tomadas por el Ministerio de Comunicaciones lo más rápidamente posible. El desarrollo adecuado del esquema adoptado por Colombia con respecto a la telefonía social dependerá de estas decisiones. Hasta el momento, la telefonía social se ha desarrollado mediante contratos interadministrativos entre el Fondo de Telecomunicaciones y las empresas telefónicas locales o Telecom. Además, a Telecom se le asignaron por ley recursos provenientes de los pagos de licencias de LDN y LDI (del 5%) para mantenimiento y reposición de las líneas de telefonía social durante 10 años.

Con los planes de telefonía social se beneficiaron en el período 1994-1998 cerca de 6.000 familias de bajos ingresos de las zonas urbanas marginales y de las zonas rurales. La Administración Pastrana ha anunciado inversiones por más de US\$150 millones para llevar telefonía a más de 5.595 localidades que aún no cuentan con una sola línea telefónica antes del año 2000. Para ello se licitará el servicio con base en el menor subsidio solicitado al Gobierno.

2.3.3 La Adopción de Criterios Uniformes para la Selección de los Concesionarios de los Diversos Servicios

Hay dos extremos en cuanto a los criterios de selección de concesionarios de los servicios de telecomunicaciones:

1. La que en Colombia se ha denominado como “selección objetiva”, que se basa en una calificación de los concesionarios con base en criterios como experiencia, capacidad financiera, capacidad técnica, etc;
2. La oferta económica a través de un mecanismo de subasta.

El primer método es poco transparente y no objetivo (a pesar de su nombre), y se presta a corrupción. Los norteamericanos lo han denominado como “beauty contests” por esos motivos. El segundo método permite asignar las concesiones a quienes pueden explotarlas más eficientemente y además resulta generalmente en mayores ingresos para el Gobierno.

En Colombia no existe un criterio uniforme al respecto, a pesar de que los servicios que se están concesionando son sustitutos o complementos más o menos cercanos y que los operadores compiten por lo mismo, es decir, por una porción del espectro electromagnético. Las concesiones más recientes se han otorgado de la siguiente manera:

- a. La concesión de TMC se basó en un 95% en la oferta económica (subasta) y en un 5% en otros criterios con los que se precalificaban las empresas y se decidía si podían participar o no en la subasta;
- b. Las concesiones de trunking establecieron una precalificación y un precio definido por canal y por región;
- c. Las concesiones de canales nacionales privados de televisión se basaron en el método de “selección objetiva”, obligándose a los concesionarios a pagar US\$95 millones por la concesión.
- d. Las licencias para operar larga distancia se están otorgando por su parte con el pago de US\$150 millones y el cumplimiento de algunos requisitos respecto a la estructura de propiedad del operador.

Como se puede observar, en casi todos los casos se ha utilizado la calificación técnica y financiera, se ha prefijado el valor de la concesión, impidiendo que este lo determinen mecanismos eficientes, como las subastas.

Mecanismos como las subastas ascendentes de rondas sucesivas son eficientes pues permiten que el recurso subastado sea asignado al agente que mejor lo valore. En Estados Unidos este método le permitió al Tesoro norteamericano recibir más de \$25.000 millones de dólares en subastas realizadas entre 1994 y 1997. Este tipo de mecanismos habrían sido de gran utilidad en el caso de asignación de licencias para la operación de estaciones de radio F.M.

En aquellos servicios que utilizan el espectro electromagnético, este no se ha asignado de la manera más eficiente posible, pues se han ofrecido en concesión bandas enteras del espectro y se han limitado los servicios que pueden ser provistos en cada una de estas bandas. Hacia el futuro el espectro debería subastarse por paquetes pequeños de canales, de manera que los potenciales operadores hagan ofertas por los canales que esperan utilizar y no que reciban toda la banda a cambio de la suma ofrecida, como ocurrió con las concesiones de telefonía celular.

Por otra parte, la convergencia tecnológica indica que las subastas no deberían limitar los usos del espectro a algunos servicios específicos. Debe permitirse que los operadores proporcionen cualquier tipo de servicio en

todas las bandas, de modo que la misma la competencia defina el uso mas eficiente de cada porción del espectro.

2.3.4 Promoción de la Competencia

En 1995, en una desafortunada actuación, la Superintendencia de Industria y Comercio, prohibió a las empresas celulares el seguir compitiendo via precios, por una supuesta conducta discriminatoria. Esta decisión habla mal de la capacidad de esta entidad para entender las conductas empresariales. ¿No es el papel de un ente regulador promover el bienestar de los consumidores a través de la promoción de la competencia?

2.3.5 Servicios Postales

El servicio de correos continúa siendo un monopolio público, a cargo de la empresa estatal Adpostal.

2.4 CAMBIOS EN LOS MERCADOS DE TELECOMUNICACIONES EN COLOMBIA

Desde mediados de la década de los noventa Colombia está viviendo acelerados cambios en la infraestructura de las telecomunicaciones: ampliación de las redes de telefonía local y modernización de estas, redes de telefonía celular que crecen en cubrimiento geográfico y en número de suscriptores, servicios móviles para los negocios que dependen de la movilidad (correos, transporte de mercancías, servicios de emergencia), redes corporativas y empresariales, redes públicas con mayor capacidad en espera de llenar su impresionante ancho de banda y redes de televisión a través de diversos medios. Ello ha sido resultado de la combinación de un muy rápido cambio técnico, de la liberalización de los mercados, así como de la creación de un nuevo marco institucional y regulatorio que facilita estos desarrollos. En las secciones que siguen, se describen los cambios ocurridos en el país en los mercados mas importantes.

2.4.1 Evolución reciente del negocio de Telefonía Local

Colombia es en la actualidad uno de los pocos países en el mundo en que existe competencia en la telefonía local. La competencia fue introducida inicialmente con el Decreto 1900 de 1990 (cuya base legal era la Ley 72 de 1989), que permitió a las administraciones municipales y departamentales conceder licencias a cualquier operador público o privado para la prestación del servicio local. Esta iniciativa no tuvo mucho éxito, pues no existía ningún incentivo para que los gobiernos locales otorgaran estas licencias, al ser estos a su vez dueños de las empresas operadoras locales. Con la Ley 142 de 1994 se eliminó la necesidad de una licencia para la prestación del servicio de telefonía local, minimizándose las barreras a la entrada de nuevos actores a este mercado.

Como consecuencia de la nueva situación legal el negocio de la telefonía local está sufriendo cambios importantes. Nuevas empresas privadas y mixtas han sido creadas para prestar el servicio de telefonía local: Capitel (mixta) y EPM (mixta) en Bogotá, Metrotel (mixta) en Barranquilla, Avantel en Pereira, Transtel (privada) en Palmira, Yumbo y Jamundí, Etell en el Departamento del Meta, Teletequendama en Girardot, y ETT y Telecundinamarca en la Sabana de Bogotá. La densidad telefónica ha aumentado en forma rápida⁴. Mientras que la densidad se duplicó cada 10 años en las dos décadas previas, se necesitó tan solo de 7 años para volver a duplicarse en los noventa (ver Cuadro 6)

⁴ Hay que distinguir sin embargo entre densidad instalada y densidad en servicio. En 1997 había 6.523.539 líneas instaladas, equivalentes a una densidad de 16.2% de los cuales 5.433.565 estaban en servicio, lo que significa una densidad de 13.5%

Cuadro 6
Líneas Instaladas y densidad
Telefónica (por 100 hab) 1970-1997

Año	Líneas Instaladas	Densidad Telefónica
1970	601,040	2.89
1980	1,322,285	4.75
1990	2,851,021	8.05
1991	3,071,628	8.51
1992	3,374,143	9.18
1993	3,839,545	10.19
1994	4,281,027	11.23
1995	4,904,746	12.64
1996	5,696,480	14.42
1997	6,523,539	16.26

Fuente: DNP, Unidad de infraestructura y energía, "Telefonía Local en Colombia 1997".

En las ciudades grandes este indicador es mayor, llegando a 37.2% en Bogotá, 31.8% en Medellín y 26.7% en Cali. La clave para este aceleramiento en cubrimiento y calidad ha sido la competencia. Permitir la existencia de más un operador local, el cual puede contar con recursos de inversión nacionales o extranjeros, ha sido factor determinante para la satisfacción de la demanda represada.

No sólo ha aumentado la penetración del servicio en forma fuerte en los últimos años, sino también su grado de digitalización. En 1997 el grado de digitalización era del 82.3%, un porcentaje alto si se lo compara con el resto de América Latina. En la actualidad la telefonía local es provista por Telecom, tanto en forma directa como de manera indirecta, a través de 12 empresas locales oficiales (conocidas como Telesociadas)⁵ de las cuales es accionista mayoritario, dos empresas mixtas y por un grupo de 26 empresas de carácter local, de las cuales 11 son privadas, 6 son mixtas y las 7 restantes son oficiales.

La capacidad instalada está, sin embargo, bastante concentrada, con 4 empresas (Telecom, EPM, ETB y Emcatel) concentrando el 84.7% de las líneas instaladas (Cuadro 7).

Cuadro 7
Líneas Telefónicas Instaladas 1997

Empresa	Líneas Instaladas	%
Telecom	1,980,557	30.4
Directo	1,128,452	17.3
Telesociadas	453,685	7.0
Mixtas*	398,420	6.1
ETB	2,058,748	31.6
EPM	924,791	14.2
Emcatel	553,628	8.5
Otras	1,005,815	15.3
TOTAL	6,523,539	100.0

* Capitel, Metrotel y Telecartagena

⁵ Telebuenaventura, Telearmenia, Telecalarcá, Telecaquetá, Telehuila, Telemaicao, Telenariño, Telesantamarta, Telesantarrosa, Teletolima, Teletuluá y Teleupar. Esta lista no incluye a Capitel, que es una Joint - Venture entre Telecom y Ericsson, de carácter mixto.

ETB atiende el mercado de Bogotá, con el 15% de la población total, mientras EPM sirve el de Medellín (4.9% de la población) y Emsatel el de Cali (4.9%). Si bien hay enormes diferencias en densidad telefónica por zona geográfica, estas reflejan no solo diferencias en ingreso per - cápita, sino también en dispersión de la población departamental (Cuadro 8)

Cuadro 8
Densidad Telefónica por Departamento 1997

Departamento	Densidad Telefónica (por 100 habitantes)
San Andrés	22.19
Valle del Cauca	20.61
Risaralda	20.07
Antioquia	20.03
Vaupés	1.61
Guaviare	1.50
Guainía	1.46
Vichada	0.94
Promedio Nacional	16.26

Fuente: DNP, Unidad de infraestructura y energía, "Telefonía Local en Colombia 1997".

En este servicio podría afirmarse que en las últimas tres décadas ha sido el sector público (Telecom y las telefónicas locales) el que ha liderado los procesos de inversión y de modernización del servicio.

Bajo esquemas de Joint Venture con empresas proveedoras de equipo u operadores internacionales, en donde se garantiza al socio una rentabilidad de la inversión, ha desarrollado una estrategia muy agresiva de ampliación de cobertura de este servicio en los años noventa. En Bogotá, a través de Capitel (una empresa mixta), se propone instalar 550.000 líneas telefónicas antes del año 2000. Capitel es un Joint Venture con Ericsson, Siemens, Nortel y NEC.

EPM, mediante un Joint Venture con Itochu, prevé instalar 100,000 líneas telefónicas en Bogotá en los próximos cuatro años. Esta empresa también compró el 30% de la empresa telefónica de Antioquia en un proceso de expansión en la cobertura del departamento con el que se busca instalar 114,000 nuevas líneas en ese departamento. Emsatel se está expandiendo, en su mercado tradicional esperando instalar 600,000 nuevas líneas, para llegar a alcanzar una densidad telefónica del 30% en la ciudad de Cali en 5 años.

La competencia a nivel local se ha dirigido sobretodo a satisfacer demanda represada y a proveer segundas líneas, más que a capturar mercado de otros operadores. Cuando se introduzca la portabilidad numérica, que permite a los usuarios cambiar de empresa sin cambiar de número telefónico, se intensificará la competencia.

El alto nivel de densidad telefónica en los municipios grandes y medianos hace que el crecimiento potencial del mercado se concentre en los municipios pequeños, las áreas rurales y el sector productivo. Se estima una demanda insatisfecha del orden del millón de líneas.

2.4.2 Telefonía de Larga Distancia Nacional e Internacional

Consagrado en la ley, el permiso de entrada al negocio de larga distancia por parte de agentes diferentes a Telecom, generó una continua pugna entre la Comisión de Regulación, el sindicato de Telecom y sus directivas, el Ministro de Comunicaciones y las cortes colombianas. Finalmente, pasados cinco años del intento de privatizar Telecom, las cortes establecieron la obligación de abrir este mercado a la competencia.

Mediante la Resolución 086 de 1997 expedida el 31 de agosto por la Comisión de Regulación de Telecomunicaciones, se reglamentó el proceso de apertura del servicio de larga distancia. Las licencias tendrán una duración de diez años, prorrogables automáticamente por un período similar. El valor inicial de la licencia es US\$150 millones y el adjudicatario tiene un año, una vez otorgada la licencia, para iniciar operaciones. Adicionalmente los operadores deberán pagar al Fondo de Telecomunicaciones el 5% de sus ingresos brutos trimestralmente⁶. La licencia exige que los licitantes dispongan de un mínimo de 150.000 líneas. Además obliga a iniciar el servicio en las 12 ciudades que tienen más de 50.000 líneas telefónicas. El decreto permite reducir las tarifas de larga distancia en los primeros años.

El mercado de larga distancia valía alrededor de US\$1200 millones (ver Cuadro 9). La mayor parte del mercado de LD es de larga distancia nacional. Los abonados a la larga distancia pasaron de 274.590 en 1995 a 1.503.909 en 1998, con tasas de crecimiento sin comparación en América Latina. El tráfico de LDI fue de 515.7 millones de minutos en 1997, de los cuales el 70% era entrante y el 30% era saliente. El tráfico saliente está muy concentrado en las grandes ciudades, al igual que el de LDN.

Colombia, después de México, es el país con mayor tráfico de llamadas de larga distancia a Estados Unidos, superando a Brasil.

Cuadro 9
Facturación Mensual Total de Telecom (millones US\$)

Año	Nacional	Internacional	Local
1995	493,0	177,6	59,5
1996	637,1	282,9	69,2
1997	944,6	445,5	105,1

Telecom, que era el operador público monopolístico, dispone de una red de larga distancia muy extensa y de tecnología avanzada, con un alto porcentaje de digitalización (Corfivalle (1998)): a) Los sistemas de transmisión para la larga distancia internacional son totalmente digitales (42% satélites, 50% cable submarino de fibra óptica y 8% enlaces microondas en las fronteras); b) En las áreas rurales alejadas se utilizan enlaces punto-multipunto en frecuencias de microondas, con una digitalización del 70%; c) Las centrales tandem que utiliza son 96% digitales. La red está configurada en una arquitectura de doble anillo, con diversidad en los medios de transmisión (microondas y fibra óptica), que soporta fallas en uno cualquiera de los anillos, permitiendo que los nodos de transmisión no queden incomunicados si falla una de las rutas; y, d) Finalmente, hay redes de contingencia en Bogotá, Cali, Medellín, Bucaramanga, Barranquilla y Pereira, capaces de manejar hasta el 25% del tráfico de larga distancia de estas ciudades en caso de fallas graves. En el año 1998 entró además en operación la Red Nacional de Fibra Óptica, que enlaza 100 ciudades del país.

En 1997 se consolidó finalmente el proceso de apertura con la entrega de dos licencias, una a la Empresa de Teléfonos de Bogotá (ETB) y otra a Orbitel, que entran a competir con Telecom. Orbitel está conformado por las Empresas Públicas de Medellín (50%), el Grupo Aval (del grupo Sarmiento Angulo) con el 25% y el Grupo Bavaria (Santodomingo) con el restante 25%. Puesto que la otra licencia se entregó a la Empresa de Teléfonos de Bogotá, Cali se mantiene, entre los mercados más grandes, como el único cuya empresa local no tiene relación con uno de los operadores de larga distancia. En la última semana de noviembre de 1998 Orbitel empezó a ofrecer el servicio de larga distancia. La ETB por su parte ha anunciado que ofrecerá el servicio desde la segunda semana de diciembre.

⁶ Se entienden ingresos brutos, como los ingresos brutos totales menos los cargos pagados por acceso y uso de las redes de telefonía local y los pagos a los conectantes internacionales por terminación de llamadas.

La apertura a la competencia tanto de telefonía local como de larga distancia ha producido una intensa competencia entre Telecom, que era el operador monopólico de la larga distancia y las grandes telefónicas locales (EPM ETB y Emcatel). Cada una de ellas está buscando asegurar mercados diferentes a los de su área de influencia, adquiriendo participaciones en otras telefónicas locales y expandiendo o construyendo nuevas redes locales. Las compras de participaciones se han basado en la norma que obligaba a las telefónicas locales a convertirse en empresas industriales y comerciales del estado o en empresas por acciones, norma que contribuye a capitalizar estas empresas y a hacerse más competitivas.

EPM adquirió a finales de 1997 el 36.9% de Emtelsa, la empresa de teléfonos de Manizales, por US\$ 185 millones (US\$1,943 por línea), mientras que el fondo de pensiones Porvenir adquirió el 18% restante (se ofreció el 55% de las acciones). EPM también tiene una participación del 30% en EDATEL (Antioquia). Como se señaló antes, en Bogotá, un mercado que tiene el 50% de la participación en larga distancia, ingresaron dos nuevos operadores, EPM de Medellín y Capitel. Uno de los efectos de esta competencia es una reducción de los cargos por conexión entre un 30% y un 45% nominal. En Girardot la empresa Teletequendama entró a competir con Telegirardot (una teleasociada de propiedad de Telecom), pero ambas fueron posteriormente absorbidas por Transtel.

Orbitel firmó convenios de interconexión con las empresas telefónicas de Bogotá (ETB), Medellín (EPM), Cali, Barranquilla, Manizales, Pereira, Bucaramanga, Cúcuta y Santa Marta y espera firmarlos en el corto plazo con Cartagena, Ibagué y Armenia. Orbitel ha enfrentado obstáculos por parte del incumbente, Telecom, para interconectar sus redes con las de las telefónicas locales de las cuales es accionista mayoritario esta última empresa. Telecom también ha puesto obstáculos para permitir la interconexión de otras empresas, lo que ha obligado a todas ellas a solicitar de la CRT la imposición de servidumbres. En noviembre de 1998 se estaban estudiando en la CRT once (11) procesos de imposición de servidumbre, con Telecom involucrado en todos ellos.

Parte de los ingresos que Telecom pierda por la mayor competencia en larga distancia, los podría recuperar alquilando sus redes a los otros operadores, lo que además de generar ingresos para Telecom, significaría menores costos para los otros dos operadores, cuya alternativa sería construir redes nuevas.

En junio de 1998 el Consejo de Bogotá aprobó por su parte la venta de ETB, que se planea realizar en marzo de 1999. Se vendería el 51% a un inversionista estratégico y entre el 10% y el 15% a los empleados. Se ha ofrecido también el 38% de las acciones de la telefónica de Pereira, del cual el 10% es para el sector solidario y el restante 28% para otros inversionistas. EPM, ETB y Telecom estaban interesados en su compra. Emtel de Popayán también puso en venta el 35% de las acciones y las Empresas Públicas de Bucaramanga hicieron algo similar.

Como se mencionó renglones arriba, Telecom ha aumentado rápidamente su infraestructura de líneas, mediante una gran cantidad de operaciones de Joint Venture con empresas operadoras y proveedoras de equipos.

Colombia es el único país de América Latina en donde no existe integración vertical entre la telefonía local, la de larga distancia y los servicios celulares, con la excepción de EPM. Sin embargo, la participación de algunos grupos económicos en los dos últimos servicios y la venta futura de ETB, permite esperar un proceso de alianzas estratégicas y fusiones en estos tres servicios.

2.4.3 Telefonía Móvil Celular

Con más de diez años de retraso respecto a su introducción en los Estados Unidos, el mercado celular ha crecido como ningún otro en Colombia. Los operadores pasaron de facturar US\$267 millones en 1995 a US\$583 millones en 1997. La penetración era ya del 3.2% a solo tres años y medio de iniciarse el servicio,

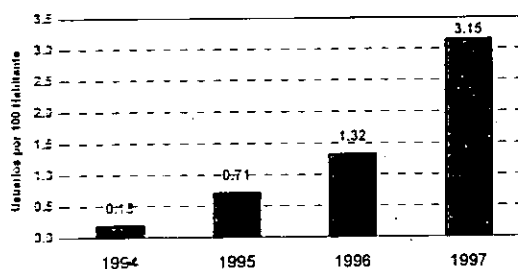
un resultado no observado en ningún país latinoamericano (Gráfico 1). A finales de 1997 existían ya casi 1.200.000 suscriptores en el país (ver Cuadro 10).

Cuadro 10
Facturación Anual de los Operadores Celulares (1994-1997)

Compañía	Millones de Dolares				Crecimiento (%)		
	1994	1995	1996	1997	1995	1996	1997
Calcaribe S.A.	1,2	9,2	25,9	44,5	641,29	182,33	72,16
Celumóvil de la Costa S.A.	-	10,5	25,0	35,0	-	135,99	40,29
Celumóvil S.A.	22,0	55,2	111,3	164,6	158,50	96,83	47,14
Comcel S.A.	8,3	63,0	115,7	211,3	663,39	88,35	78,00
Cocelco S.A.	14,4	45,9	41,3	57,1	219,50	-9,32	37,20
Ocel S.A.	7,1	19,4	45,4	71,2	174,07	133,78	56,71
TOTAL	79,7	267,4	420,0	583,7	235,41	57,09	38,98

Fuente: Indicadores de Coyuntura Económica (DNP), varios números. Cálculos de los Autores.

Gráfico 1
Penetración de la Telefonía Celular en Colombia
(por 100 habitantes)



Fuente: Indicadores de Coyuntura Económica, DNP, varios Nos.; Cálculos de los autores

Cuadro 11
Número y Crecimiento anual de Suscriptores
de Telefonía Móvil Celular

Compañía	1994	1995	1996	1997	1995 (%)	1996 (%)	1997 (%)
Calcaribe S.A.	4,286	13,939	33,513	73,319	225.22	140.43	118.78
Celumóvil de la Costa S.A.	6,053	16,775	33,024	94,113	177.14	96.86	184.98
Celumóvil S.A.	6,053	75,754	159,918	423,099	1118.14	116.89	164.57
Comcel S.A.	19,380	81,559	165,838	430,635	319.71	103.88	159.67
Cocelco S.A.	21,173	47,916	72,079	133,362	126.31	50.43	85.02
Ocel S.A.	13,030	40,887	58,485	109,835	213.79	43.04	87.80
Total	69,975	274,590	522,857	1,264,363	292.41	90.41	141.82

Fuente: DNP, Indicadores de Coyuntura Económica, varios números.

El celular se ha convertido en una alternativa al deficiente servicio tradicional de las compañías locales de teléfonos; de hecho, las redes alcanzan ya un cubrimiento del 100% en las principales zonas urbanas.

La prohibición de cambiar de estructura de propiedad antes de tres (3) años terminó en marzo de 1997. Las compañías han seguido una estrategia de consolidación de redes nacionales con el objeto de generar economías de escala y como respuesta a la inminente entrada de los servicios de PCS en el país. Los

accionistas mayoritarios también han buscado consolidarse en el control de las empresas. Celumóvil absorbió formalmente a Celumóvil de la Costa en octubre de 1997, aunque desde siempre se había manejado la Unión Temporal Celumóvil como empresa operadora. Bell Canadá, el mayor accionista de Comcel (operador de la región Oriente) compró el 26 de marzo el 69% de Ocel (operador de la región Occidental) y está buscando comprar Celcaribe, lo que permitiría conformar una red celular nacional en la banda A. Por otra parte, el Grupo Sarmiento compró un 39.8% adicional de COCELCO a Telefónica de España por US\$50.2 millones, consolidándose en el control de esa firma. Las absorciones han dejado en el mercado cuatro empresas de las seis concesionarias originales.

2.4.4 Trunking

Esta tecnología es especialmente útil para el sector transportador, como herramienta para la seguridad de las personas y de la carga, y para empresas con grandes redes de ventas y/o de distribución, o con oficinas dispersas geográficamente.

Este negocio siempre ha estado en manos privadas. En 1998 se entregaron cuatro licencias para prestar el servicio de sistemas de acceso troncalizado (trunking), con cubrimiento nacional. Los licenciatarios fueron Avantel, Comunicaciones Trunking S.A., Empresa de Telecomunicaciones de Pereira y Consorcio Trunking S.A., tres de las licencias se otorgaron para la banda de 1800 Mhz y una cuarta en la banda de 1900 Mhz. Se estima en 30.000 el número de suscriptores a este servicio en la actualidad (1998).

2.4.5 Televisión para Atragantarse

Desde finales de la década de los años ochenta el servicio de televisión comenzó a sufrir un cambio importante con la introducción de la televisión por cable y la penetración de la televisión vía satélite. El primero se convirtió en un negocio importante y el segundo dio paso a una multiplicidad de pequeños negocios a través de la construcción y operación de antenas parabólicas y la distribución semi-privada de las señales de televisión. De igual manera las regiones colombianas empezaron a contar con el servicio de canales regionales de televisión en adición a las cadenas nacionales existentes.

El mismo tipo de políticas de liberalización que han producido efectos en la telefonía local se hicieron presentes en el negocio de la televisión a través de las resoluciones de la Comisión Nacional Televisión, originando la más grande oferta de servicios de televisión de la historia colombiana. En 1998 se adjudicaron dos canales nacionales al sector privado. A estos se suman las tres cadenas nacionales que existían en el país (Canal 1, Canal A y Señal Colombia, esta última totalmente pública), varios canales locales, los servicios de televisión por cable y las antenas parabólicas. La televisión es un negocio que mueve alrededor de US\$300 millones por año en el país.

2.4.5.1 Canales Privados de Televisión de Cobertura Nacional

El artículo 75 de la Constitución Política de 1991 le abrió las puertas a la televisión privada en Colombia y el artículo 76 creó la Comisión Nacional de Televisión (CNTV). La ley 182 de 1995 le dio vida a los canales privados y reglamentó la CNTV. La ley 335 de 1996 reformó la 182 y estableció las condiciones definitivas de operación de los canales privados.

Se estableció un precio por la concesión de US\$95 millones por canal. Se presentaron a la licitación tres consorcios, uno liderado por Caracol Televisión, otro por RCN Televisión y un tercero por Producciones Punch. En noviembre de 1997 la CNTV adjudicó los dos canales a las dos primeras programadoras, que son

las más grandes del país y están vinculadas a los dos mas poderosos grupos económicos (Caracol Televisión al Grupo Bavaria y RCN al Grupo Ardila Lulle).

2.4.5.2 Canales Regionales de Televisión

Desde finales de los ochenta han surgido canales locales de televisión, los cuales han atendido la demanda por información y han absorbido mano de obra en las diferentes regiones del país. Por lo general no compiten con los canales nacionales, debido a que satisfacen intereses diferentes.

2.4.5.3 Televisión por Cable y por Satélite

La primera empresa de televisión por suscripción en surgir en Colombia fue TV Cable, creada en octubre de 1987 y con licencia para operar en Bogotá. Sus socios son Gramacol (conformada por Caracol-RTI-El Tiempo), RCN y Datos y Mensajes. Inicialmente la transmisión era inalámbrica, en las 12 frecuencias de UHF que se le habían otorgado, decidiendo posteriormente tender una red de fibra óptica. Actualmente su red de fibra óptica cubre el 35% de Bogotá. El proyecto demandó una inversión de alrededor de US\$50 millones. La introducción de fibra óptica le abrió además perspectivas para la prestación de servicios de Internet y transmisión de datos (que ya está ofreciendo), e incluso telefonía local. En la actualidad la mitad de los suscriptores tiene fibra óptica. En 1996 se venció el término del contrato original de TV Cable (¿a 10 años?). TV Cable gira trimestralmente a la CNTV el 10% de sus ganancias brutas.

Recientemente, la Comisión reglamentó la entrada de operadores de televisión por suscripción, satelital y por cable. Existirán en Colombia dos operadores de televisión satelital en el corto plazo. En Bogotá, se darán licencias de operación a 6 nuevas empresas de televisión por suscripción, modalidad cable.

Posteriormente entró al mercado Direct TV, de propiedad del Grupo Bavaria, en sociedad con Carvajal, el Grupo Cisneros y Hughes Electronics. Podrá transmitir en el futuro la programación de Caracol TV a todo el continente. También ingresó Sky TV, conformada por los mismos socios de TV Cable, con excepción del Grupo Santodomingo.

La rentabilidad futura del negocio dependerá de la forma en que la CNTV oficialice los operadores ilegales de cable y las antenas parabólicas, que roban la señal satélite. Los operadores informales cobran \$10.000 mensuales (US\$7) por el servicio, mientras que los legales alrededor de \$50.000 (US\$35). Al respecto, el riesgo es que se legitimen las parabólicas como canales comunitarios, sin ánimo de lucro.

2.4.6 Radiodifusión Sonora

En 1998 se concesionaron 81 emisoras comerciales en FM y se ofrecieron alrededor de 1.000 estaciones comunitarias y de interés público, de las cuales se adjudicaron más de 560, con lo cual se dio un paso gigantesco en el desarrollo de la radio comunitaria. Se dio prioridad a los municipios con mayores índices de necesidades básicas insatisfechas, donde la existencia de emisoras comunitarias es un instrumento indispensable para su desarrollo.

2.4.7 Servicios de Valor Agregado

La existencia de empresas privadas en la provisión de servicios de transmisión de datos y de valor agregado fue posible gracias a normas expedidas en 1990 bajo la presión del sector financiero, especialmente, que ampliaba su modo de operación y que no encontraba en Telecom la respuesta tecnológica y operativa para la

conexión efectiva de sus sucursales y puntos de servicio en el país. En la actualidad la integración de las redes corporativas a través de redes públicas o privadas de telecomunicaciones es una realidad.

El Grupo Santodomingo aumentó de 66% a 84% su participación accionaria en Americatel, una de las mayores empresas de telecomunicaciones y valor agregado. Entel de Chile redujo la suya de 35.0 % a 16.4%. Desde 1992 se ha autorizado a 135 firmas para prestar este servicio, de las cuales 35 proveen Internet. Se estima que para finales de 1998 el 15% de los computadores (mas o menos 1.2 millones) estarán conectados a Internet, con 350 mil usuarios y 35 proveedores (U.S. Department of Commerce (1998)).

Como resultado de la iniciativa de las universidades privadas colombianas y con el apoyo de Colciencias, a comienzos de la década de los años noventa Colombia se conectó a la red mundial Internet. Lo que en principio se constituyó en una forma de intercambio entre académicos de centros de investigación y universidades ha dado paso a un negocio que, como muchos otros negocios de telecomunicaciones, crece aceleradamente gracias a una combinación de avances tecnológicos, expansión de redes públicas telefónicas y las interfaces y software, por un lado, y una forma nueva de entender los negocios y la provisión de servicios que estimulan la demanda. En los últimos tres años el número de proveedores de acceso a Internet ha crecido rápidamente.

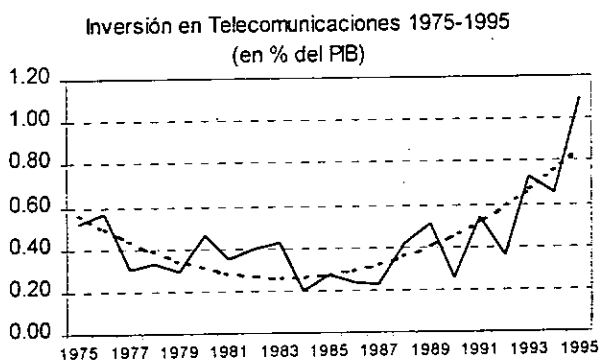
2.4.8 Beeper

Hay cerca de 40 compañías de radio localización, todas privadas, con aproximadamente 210 mil suscriptores (1998)

2.5 DETERMINANTES DE LA INVERSIÓN EN TELECOMUNICACIONES

La inversión en comunicaciones como porcentaje del PIB muestra una tendencia declinante hasta el año 1984 y un repunte posterior. Las cifras que se conocen para 1996 y 1997 (elaboradas por el DNP y no el DANE) indican que el dinamismo de la inversión se ha mantenido.

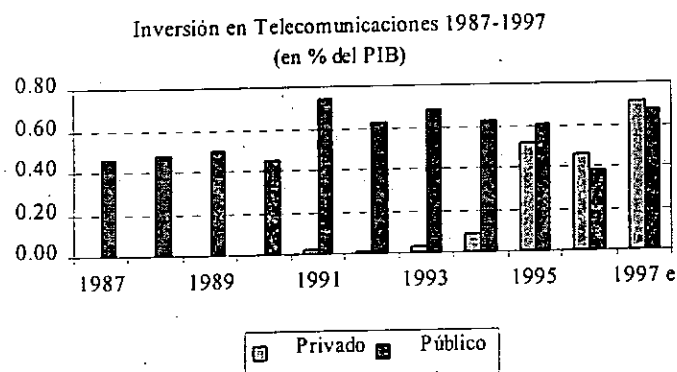
Gráfico 2



Fuente: Dane, Cuentas Nacionales.

La apertura de los mercados de larga distancia y de telefonía local a la competencia y las concesiones para la prestación de los servicios de TMC y trunking, han resultado en aumentos considerables de la inversión privada en el sector. El Gráfico que sigue cuya fuente es diferente a la del gráfico anterior, muestra la dinámica reciente de la inversión tanto pública como privada. El gráfico muestra que la inversión privada tiene importancia en el total a partir de 1995.

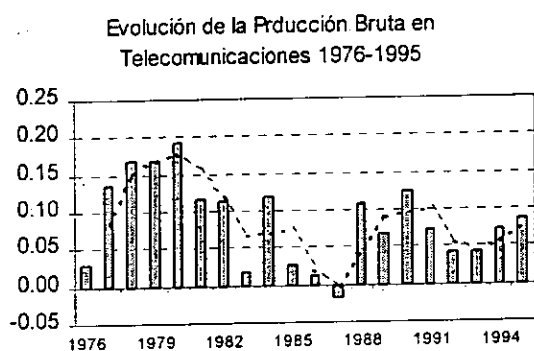
Gráfico 3



Fuente: DNP. Indicadores de Coyuntura Económica

El siguiente gráfico muestra cómo la producción bruta en telecomunicaciones mostró tendencia al alza entre 1975 y principios de los ochenta, para declinar hasta 1987 y recuperarse en los cuatro años siguientes. Desde 1993 se observa una nueva tendencia creciente en el valor de la producción bruta en este sector, posiblemente como consecuencia de la apertura de los servicios antes descritos.

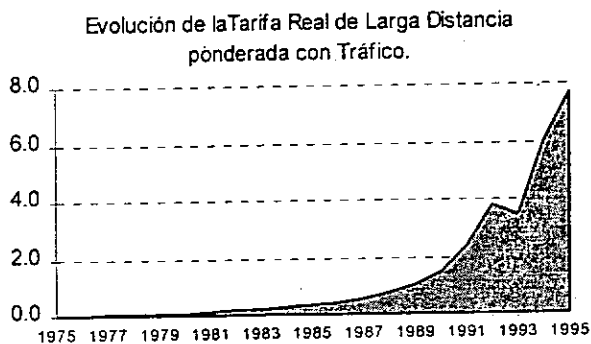
Gráfico 4



Fuente: DANE, Cuentas Nacionales

Finalmente, el Gráfico 5 muestra las tarifas reales de la telefonía de larga distancia en Colombia. Se disponía de tarifas ponderadas por el tráfico para el período 1991-1995. La serie fue completada el componente de telecomunicaciones del IPC. Las tarifas se deflactaron.

Gráfico 5



Fuente: DNP, Series de Infraestructura

Los resultados de las estimaciones del modelo descrito en el primer capítulo pueden verse en la Tabla 1. Por las propiedades estadísticas de la inversión en este sector ($I(1)$ en logaritmos), la especificación del modelo fue algo diferente, ya que fue necesario diferenciar variables como el cambio en el producto y las tarifas de larga distancia.

Tabla 1

Resultados de las regresiones para el sector de comunicaciones *

Variable Dependiente $D[\ln(\text{Inversión}/\text{PIB})]$	Regresión 1		Regresión 2	
	Coefficiente	t	Coefficiente	t
C	-1.1472		-1.2340	
	(-2.561)	(**)	(-2.886)	(**)
$D[D(\text{PIB})]$	-0.2916		-0.2740	
	(-3.021)	(**)	(-2.964)	(**)
$\text{Prelat}(-1)$	-0.3704		-0.2846	
	(-1.969)	(**)	(-3.288)	*
CUK	0.3312		0.3304	
	(1.251)		(1.268)	
$D(\text{Tarifa})$	2.0215		2.0402	
	(1.965)	(***)	(2.040)	(***)
Dummy	-0.0212			
	(-0.793)			
R^2 adj	0.4858		0.5017	
DW stat	3.04		3.21	

Estadístico t en paréntesis

*, (**), (***) el estadístico t es significativo al 99%, (95%) y (90%)

No. Observaciones: 17

Se corrieron dos regresiones cuya diferencia básica es que en la primera se incluyó una *dummy* a fin de establecer la importancia de el superávit del gobierno central en la explicación de la inversión en telecomunicaciones. La racionalidad de incluir esta variable es que la mayoría de la inversión en el sector fue pública (hasta comienzos de los noventa). Los resultados de la regresión muestran que el superávit fiscal no parece ser importante al momento de explicar la inversión, por lo que es posible concluir que dicha inversión obedece a otro tipo de consideraciones tales como el de ampliar la cobertura del servicio por parte del gobierno. Para la segunda regresión se excluyó la *dummy*.

La variable que aparece como la más importante en la explicación de la inversión son los precios relativos de la maquinaria, ya que en ambas especificaciones arroja coeficientes significativos y con el signo esperado. De otro lado, el cambio en el producto, aunque también es significativo en ambos modelos, en ninguno tiene el signo esperado. La razón puede estar asociada a que las comunicaciones en el país se desarrollaron durante casi todo el período por Telecom y otras empresas públicas proveyéndose el servicio a muchas formas en forma independiente del comportamiento de la demanda.

El costo del capital se hace significativo en la explicación de la inversión únicamente cuando se excluye del cálculo la *dummy* de restricción presupuestal; sin embargo, su signo no es el esperado y la explicación de este hecho puede estar estrechamente ligada a lo explicado para los cambios en la producción bruta.

3 EL SECTOR ELECTRICO: DEL MONOPOLIO PUBLICO AL MODELO DE MERCADO*

3.1 EL PARADIGMA PÚBLICO DE DESARROLLO DEL SECTOR ELÉCTRICO (1970-1991)

La suposición de que la electricidad cumple un papel especial, necesario o estratégico y el hecho de ser considerada un monopolio natural, llevó a considerarla como de "interés público". En casi todos los países en desarrollo, las actividades así denominadas fueron organizadas como empresas estatales. Colombia no fue la excepción. Desde los años cuarenta hasta comienzos de la década de los noventa, Colombia adoptó para su sector eléctrico un modelo de propiedad pública regionalizada. El paradigma de la propiedad pública en el sector eléctrico se implantó en Colombia bajo la modalidad de financiación externa por parte de la banca internacional y las entidades multilaterales. Otras características claves del modelo de desarrollo del sector eléctrico fueron el predominio de los proyectos hidroeléctricos (intensivos en capital), la integración vertical, el despacho centralizado y las tarifas diseñadas teniendo en mente objetivos distributivos.

La tecnología de operación de sistemas de potencia (centros de control) contribuyó a reforzar la doctrina del interés público en la electricidad: la idea de ajustar los precios de manera continua era percibida como una complicación innecesaria¹.

Completando esta visión del papel fundamental del estado, la propiedad del servicio de electricidad estuvo asociada a políticas redistributivas, tanto para promover la equidad como al ser convertida en cautiva de grupos de presión.

Cuando un Estado tiene bajo su responsabilidad el suministro de electricidad, tiende a sobreinvertir ineficientemente en capacidad para evitar ser cuestionado por la ocurrencia de racionamientos. Si a esto se añade que las tarifas han sido tradicionalmente un instrumento redistributivo, que no refleja la relativa escasez o abundancia del bien, es difícil discernir la real disposición a pagar de los usuarios por la confiabilidad del suministro. Las pérdidas de bienestar originadas por la sobreinstalación recaen en primer término sobre los sectores que hacen posibles los subsidios cruzados. El funcionamiento por fuera de la disciplina de la competencia condujo a déficits financieros crónicos. El esquema estatista falló por incorporar incentivos equivocados en cada una de las decisiones estratégicas: inversión, políticas tarifarias, y administración y recaudo.

3.2 DESARROLLO INDUSTRIAL E INSTITUCIONAL BAJO EL MODELO PÚBLICO

En sus primeras etapas la industria eléctrica colombiana tiene un desarrollo exclusivamente local (municipal). Las primeras empresas surgieron de la iniciativa privada, pero ya en la década de los cincuenta eran de propiedad predominantemente pública. Estaban además concentradas en las ciudades más grandes.

¹ Este capítulo recibió la colaboración de Juan Benavides

¹ La electricidad es un bien que debe producirse en el instante en que se demanda, debido a que no es económico almacenarlo masivamente. No es posible operar las unidades generadoras a un costo mínimo y seguir las variaciones de demanda liberando "stocks" de electricidad. La electricidad es un bien diferenciado en el tiempo, de modo que las variaciones de demanda crean demandas pico. El costo marginal de operación varía con la demanda, y la capacidad instalada para servir la demanda pico es usada solo una fracción del tiempo. Es económico suplir la demanda usando una mezcla de tecnologías de acuerdo a su porcentaje de utilización en el tiempo: la variación de la demanda requiere que las tecnologías de menor costo operacional (i.e., mayor costo de capital) generen la mayor parte del tiempo, y viceversa.

En 1946 se crea el Instituto de Aguas y Fomento Eléctrico –Electroaguas– con el objetivo inicial de atender las ciudades no cubiertas por entidades municipales e iniciar la electrificación rural. En la década de los cincuenta impulsó la creación de electrificadoras departamentales, en las cuales se hizo accionista mayoritario. Ello produjo una estructura industrial geográficamente dispersa, basada en la división político-administrativa vigente.

Desde mediados de la década de los cincuenta empieza a discutirse el tema de la racionalización de los recursos dispersos, a través de la interconexión eléctrica y la planeación de la expansión, un tema que encontraría amplio apoyo del Banco Mundial.

En 1967 se crea la Sociedad de Interconexión Eléctrica –ISA–. Sus mayores accionistas fueron las cuatro empresas más importantes del sector (dos municipales, Empresas Públicas de Medellín (EPM) y Empresa de Energía de Bogotá (EEB), una regional (CVC) y Electroaguas). La EEB y EPM quedan cada una con el 25% del capital, la CVC y Electroaguas con el 24.5% y el 1% restante es suscrito por dos empresas locales, CHIDRAL y la CHEC.

A ISA se le asignan las funciones de interconexión de los sistemas de las empresas accionistas, la definición de prioridades en la expansión y la construcción de plantas generadoras de interés nacional, el despacho y la atención de las situaciones de emergencia. En ese mismo año se crea CORELCA, con el objetivo de construir y operar las plantas generadoras y las líneas y subestaciones de interconexión de la Costa Atlántica.

A fines de los sesenta se tenía en consecuencia una estructura industrial con las siguientes características básicas:

- Las empresas municipales más grandes atienden a la población de sus municipios y de otros municipios cercanos. La EEB cubre buena parte de los municipios de Cundinamarca y del Meta, el departamento vecino; EPM atiende el departamento de Antioquia y los municipios de Chocó, el departamento contiguo; y la CVC (con su filial CHIDRAL) y Ecmali atienden los municipios del Valle del Cauca.
- Electroaguas, transformado en el Instituto Colombiano de Electrificación (ICEL) y conformado por 15 empresas departamentales, queda con la función de atender las regiones no cubiertas por las empresas más grandes.
- Corelca atiende la Costa Atlántica con los activos que recibe del ICEL en los departamentos de esa región;
- ISA, de propiedad de las anteriores, se encarga de la interconexión, del despacho y de la planeación de la expansión y la construcción de plantas de generación.

Esta estructura pública regionalizada se consolida en los años siguientes, en los que se conforman además empresas verticalmente integradas, particularmente en los casos de EPM, EEB, Corelca e ISA (esta última no puede sin embargo invertir en activos de distribución).

Esta estructura industrial sufrió no sólo las interferencias políticas regionales, sino también del Gobierno Nacional, que fijó tarifas de energía con base objetivos distributivos y de control de la inflación. La heterogeneidad de intereses resultó además en conflictos entre los propietarios.

Las interferencias dieron lugar a un deficiente desempeño gerencial y financiero de las empresas. Cada empresa tenía además incentivos a desarrollar sus propios proyectos de inversión, los proyectos se seleccionaban con criterios políticos antes que económicos y se privilegiaba la inversión en nuevas plantas

de generación a expensas de la distribución y a costa del mantenimiento y rehabilitación de las plantas existentes. La inversión en generación privilegió además los mega-proyectos hidroeléctricos.

La estructura de propiedad pública y la peculiar conformación de ISA generaron además incentivos a no pagar por las compras y consumo de energía: las entidades oficiales no le pagaban las cuentas de energía a las distribuidoras, estas a su vez no le pagaban a las generadoras y los socios de ISA no le pagaban a ISA.

En las décadas del setenta y ochenta se ejecutó un amplio y costoso programa de inversiones, diseñado para atender crecimientos esperados muy fuertes de la demanda. Se estima que en estas dos décadas las inversiones en el sector ascendieron a más de US\$9.000 millones (dólares corrientes), cifra equivalente a la cuarta parte de la inversión pública del período.

La escasez de recursos propios obligó a financiar el programa casi en su totalidad con recursos de crédito externo. La banca multilateral (Banco Mundial y BID) prestó al sector alrededor de US\$3.800 millones entre 1970 y 1987. La deuda del sector llegó a representar cerca del 30% de la deuda externa colombiana.

La desaceleración económica en la década de los ochenta, que disminuyó sustancialmente el crecimiento de la demanda de energía, el endurecimiento de las condiciones de los créditos externos (acortamiento de plazos y aumento de tasas de interés) y una fuerte devaluación en 1985, fueron los factores detonantes de la crisis financiera del sector de la segunda mitad de la década, que quedó prácticamente en situación de insolvencia.

Inicialmente se trató de resolver el problema refinanciando la deuda externa y estableciendo un programa de ajuste sectorial. Con ello tan sólo se postergó la solución efectiva de estos problemas. La fuerte crisis de racionamiento de 1992, que hizo patente la existencia de problemas adicionales, como el de una composición del parque generador muy concentrada en la generación hidroeléctrica y los enormes retrasos y sobre-costos de algunos mega-proyectos (Guavio), llevó finalmente al gobierno a emprender una tarea de reestructuración total de la industria.

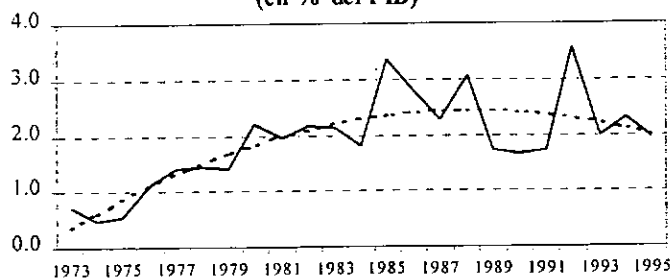
3.3 RESULTADOS DEL MODELO PÚBLICO DE DESARROLLO ELÉCTRICO

3.3.1 Excesos de Capacidad de Generación

El Gráfico 1 muestra el comportamiento de la FBKF en energía como proporción del PIB colombiano en el período 1975-1995. Se observa una tendencia creciente hasta 1986, año a partir del cual dicha tendencia se revierte. En 1992 se presenta un salto muy fuerte en las series, llevando la tasa de inversión a su nivel más alto de todo el período (3.57%). Ese salto refleja las decisiones tomadas tanto por el gobierno como por los agentes privados como resultado del fuerte racionamiento que vivió el país en ese año.

Gráfico 1

Inversión en Energía
(en % del PIB)



Fuente: DANE, Cuentas Nacionales y Cálculos propios

Las inversiones en capacidad de generación se multiplicaron por cuatro en un período de 20 años, pasando esta de 2080 MW en 1970 a 8356 MW en 1990. Gracias a estas inversiones, el sector eléctrico pudo incrementar las coberturas del servicio en forma más rápida que otros servicios públicos domiciliarios. Entre 1964 y 1973 aumentó muy fuertemente la cobertura urbana y en los 12 años siguientes se expandió muy rápidamente el servicio en el sector rural, alcanzándose en 1985 una cobertura cercana al 100% en la mayoría de las cabeceras municipales del país (ver cuadro).

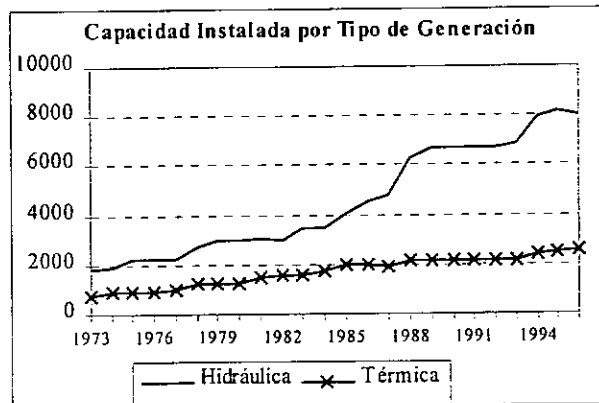
Cuadro 1
Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica

SECTOR	1964	1973	1985	1993
Urbano	65.4	87.0	95.1	N.D.
Rural	5.6	12.2	40.8	N.D.
Total	34.5	52.9	78.5	85.8

Fuente: Jaramillo (1995).

Las inversiones se orientaron predominantemente a la generación hidroeléctrica (ver gráfico siguiente) lo que hizo muy vulnerable el sistema eléctrico colombiano a eventos hidrológicos críticos.

Gráfico 2



El agresivo programa de inversiones estuvo diseñado para atender el crecimiento acelerado de la demanda de energía. Las proyecciones de esta para la década de los ochenta resultaron sin embargo muy superiores al crecimiento observado, generándose excesos de capacidad. Para esta década se supuso un crecimiento similar al de los setenta, de 9.9%, mientras la demanda creció al 5.7% (ver cuadro siguiente).

Cuadro 2
Evolución de la Demanda de Energía Eléctrica

Período	Tasa de Crecimiento del Consumo (GwH)
1970-1979	9.9%
1980-1989	5.7%
1990-1997	4.0%

3.3.2 Tarifas y Subsidios Cruzados

El fuerte crecimiento del consumo de energía fue en gran medida una consecuencia de la política tarifaria, que también produjo una estructura distorsionada de la demanda. En Colombia la mitad de la demanda de

electricidad corresponde al consumo residencial, mientras que en la mayoría de países del mundo el sector residencial no supera el 30% del consumo total.

Las tarifas fueron utilizadas como instrumento de control de la inflación y como medio para redistribuir ingreso. El primer factor explica el comportamiento errático de las tarifas, caracterizado por largos períodos de congelación seguidos de cambios de precios súbitos (stop/go). Las tarifas decrecieron en términos reales entre 1970 y 1977 (ver gráfica y cuadro), para después aumentar en forma sostenida hasta 1986 y luego estancarse.

Cuadro 3

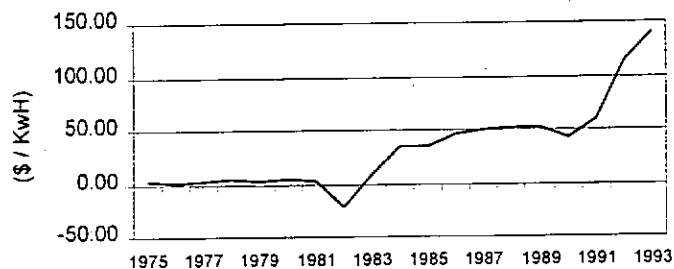
TARIFA MEDIA ENERGIA ELECTRICA POR TIPO DE CONSUMIDOR					
		Residencial	Comercial	Industrial	Oficial
Tarifa (\$/KwH)	71	34.49	48.80	35.19	28.32
Tasas Anuales de Crecimiento Promedio de las Tarifas	72 - 75	-5.85	-5.14	-5.08	-4.64
	76 - 80	5.19	6.25	6.86	4.83
	81 - 85	6.13	9.11	9.05	9.74
	86 - 90	2.92	3.35	3.70	4.86
	91 - 92	1.47	-2.13	-1.24	6.47
	72 - 80	0.13	1.02	1.37	0.51
	81 - 90	4.51	6.19	6.34	7.27
	93 - 94	2.50	2.72	1.54	5.73
Tarifa (\$/KwH)	94	58.67	98.56	74.00	78.97
Tarifa (\$/KwH)	95	50.07	107.47	83.01	87.86
Tarifa (\$/KwH)	96	59.30	128.10	84.80	93.60
Tarifa (\$/KwH)	97	69.40	149.90	99.20	109.50
Fuente: ISA; CREG					

Para el eslabón de la generación la CREG definió una política tarifaria que busca reflejar suavemente el nivel de precios en el MM y la eficiencia de la gestión de compras del comercializador en dicho mercado

El comportamiento de las tarifas por sectores de consumo fue sin embargo muy desigual. Mientras que las tarifas industriales y comerciales crecieron rápidamente en la primera mitad de los ochenta, ubicándose por encima del costo de prestación del servicio, la tarifa media residencial apenas logró recuperar el nivel que tenía en 1970.

Gráfico 3

Tarifa Media Real de Energía Eléctrica



Fuente: Geosov, Dane.

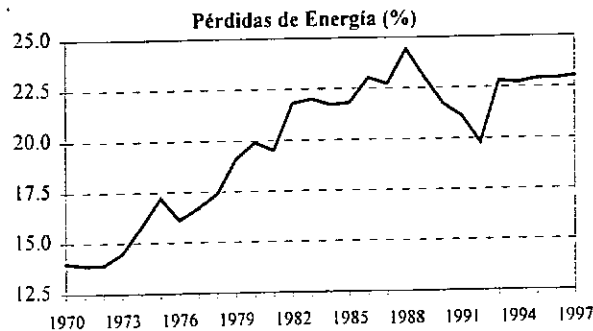
Las distorsiones tarifarias fueron mayores en las ciudades más grandes y particularmente en Bogotá, donde las tarifas industriales se incrementaron en forma muy fuerte en los primeros años de la década de los ochenta, mientras que las tarifas residenciales se mantuvieron deprimidas.

Apenas en 1986 se definió un régimen unificado de criterios para fijar tarifas y se introdujo el costo económico de provisión del servicio como referencia para su fijación, lo que permitió eliminar la dispersión de criterios y niveles que existían en el país. Sin embargo, las tarifas tan sólo alcanzaban a cubrir el 75% del costo económico en 1990.

3.3.3 Problemas de Gestión: Cartera Morosa, Pérdidas de Energía

Como se señaló atrás, las inversiones se concentraron en la expansión de la capacidad de generación y del sistema de transmisión de alto voltaje, en detrimento de la distribución. Ello produjo un aumento en las pérdidas técnicas por sobrecarga en las redes y equipos de distribución, un incremento en las pérdidas no técnicas, por no colocación de contadores y equipos de control y un deterioro en la calidad del servicio, debido a las periódicas interrupciones. El gráfico que sigue muestra el rápido y continuado incremento en las pérdidas de energía entre 1970 y 1987. El nivel de pérdidas de 1987, de 24.5%, colocaba a Colombia muy por encima del promedio latinoamericano al respecto.

Gráfico 4



Fuente: ISA

Cerca de la mitad de estas pérdidas son pérdidas “negras”, es decir, resultantes de grandes, contadores adulterados, conexiones ilegales y facturación deficiente y son por lo tanto causadas por la gestión ineficiente de las empresas distribuidoras.

La gestión comercial también fue bastante deficiente. El cuadro que sigue muestra el nivel y evolución de las cuentas por cobrar de tres de las mayores empresas eléctricas, que revela el pobre desempeño comercial de la EEB y de ISA en comparación con EPM. Sin embargo, el comportamiento deficiente de ISA refleja esencialmente la política de sus accionistas, incluidos EEB y EPM, de mejorar su flujo de caja a costa de no pagar a ISA. Como lo señaló el Banco Mundial en 1991, ISA jugó el papel de un mal banco (un banco de “fomento”) para el sector.

Cuadro 4
Rotación de las Cuentas por Cobrar
(en meses de valor facturado)

Año	EEB	EPM	ISA
1971	2.0	2.3	--
1980	4.8	2.6	7.4
1986	4.8	1.5	11.3

Fuente: Banco Mundial (1991).

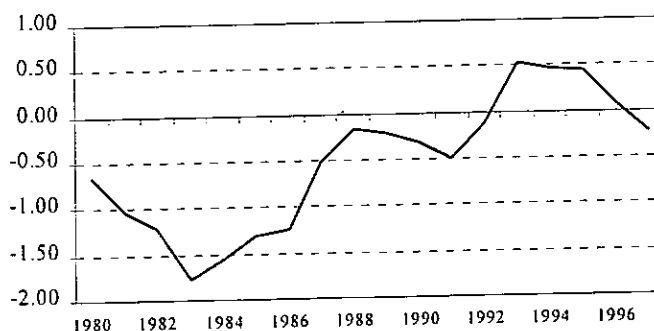
3.3.4 Crisis Financiera y Racionamiento 1980 y 1981

La fuerte expansión de la capacidad instalada se financió fundamentalmente con recursos externos. El saldo de la deuda del sector eléctrico pasó de US\$860 millones en 1980 a US\$5.200 millones en 1990, cifra esta última que equivalía a la tercera parte de la deuda pública externa del país.

En la misma década se endurecieron las condiciones de los créditos externos. Las tasas de interés aumentaron y se redujeron los plazos promedio de amortización y los períodos de gracia. La demanda de energía por su parte empezó a desacelerarse. La fuerte devaluación de la moneda en 1985, después de un período de revaluación real, se sumó a los factores anteriores, para generar mayores presiones financieras sobre las empresas.

El sector en su conjunto empezó a mostrar déficit fiscales de importancia; y desde el punto de vista financiero, muchas empresas llegaron a estar en insolvencia técnica.

Gráfico 5
Déficit Fiscal del Sector Eléctrico



Fuente: Banco de la República; Confis.

Como se señaló atrás, las medidas adoptadas inicialmente, de refinanciar la deuda externa e introducir un plan de ajuste sectorial, no resolvieron los problemas estructurales del sector. Se requirió del fuerte racionamiento de energía de 1992 para tomar decisiones más drásticas.

3.4 EL SECTOR ELECTRICO EN LOS NOVENTA: EL CAMBIO HACIA UN MODELO DE MERCADO

La combinación del efecto demostración efecto demostración de algunas reformas (Chile, Gran Bretaña) con la crisis de racionamiento que vivió el país en 1992, dieron lugar a un cambio hacia un modelo más liberal en la década de los noventa. Las reformas mostraron que los diversos segmentos de la cadena industrial pueden separarse (*vertical unbundling*) entre aquellos potencialmente competitivos (generación) y aquellos que siguen siendo monopolios naturales (transmisión y distribución) y a su vez las empresas que operaban los segmentos competitivos podían dividirse, para permitir mayor competencia (*horizontal unbundling*).

La separación de negocios permite introducir competencia donde es factible, y evitar el uso del poder de mercado y los efectos nocivos en precios y calidad que se originan en el uso de información asimétrica (riesgo moral y selección adversa) en actividades donde todavía la competencia es incipiente o no factible. La integración vertical disminuye la competencia efectiva y aumenta el potencial de uso de información asimétrica. Esto, como se señaló, es más importante en el negocio de transmisión, cuyo papel es facilitar la entrada competitiva de agentes en el lado de la oferta y de la demanda. La iniciativa de separar el suministro

de electricidad en negocios diferenciados, crear un mercado competitivo en generación y dejar a la iniciativa privada las decisiones de expansión de capacidad, fue un aporte vital de la reforma del Reino Unido al manejo de la electricidad.

Hasta hace pocos años la actividad de generación no admitía competencia (no era "contestable") debido a las economías de escala y a los costos hundidos.² Los costos hundidos se consideran tradicionalmente como una barrera a la entrada en presencia de economías de escala. Si la industria es un monopolio natural que presenta importantes costos hundidos, no es contestable y tendrá capacidad para ejercer poder monopólico. Según este punto de vista, sólo un número finito de firmas es viable; y las firmas establecidas podrían obtener rentas sin inducir entrada de nuevas firmas.

Durante la década de los 80 (Newbery 1995), dos eventos críticos transformaron la contestabilidad del mercado de generación a nivel internacional: el desarrollo de turbinas de ciclo combinado, que permiten entrada a escalas pequeñas con un tiempo de construcción corto, unido a precios de gas suficientemente bajos, de forma que la tecnología de ciclo combinado puede desplazar al carbón y a plantas hidroeléctricas de baja regulación. Estas dos características hacen creíble que se puedan firmar contratos con las empresas comercializadoras y grandes usuarios a precios competitivos. En Colombia, la contestabilidad del mercado de generación se ha reforzado además por la introducción del cargo por capacidad en enero de 1997, que facilita la entrada de plantas eficientes sin contratos.

La transmisión y distribución de energía continúan siendo monopolios naturales no contestables, pues la duplicación de redes es ineficiente y los costos hundidos de estas actividades son muy importantes³. Los costos de transmisión representan un porcentaje bajo del costo final de la energía. La diferencia monetaria entre un conjunto de inversiones conducente a construir una red holgada y un plan que deja una red restringida puede ser relativamente pequeña, pero es determinante en el nivel del precio de generación. La transmisión, más que facilitar el transporte de energía a bajo costo, tiene como función hacer posible la competencia en precios en el mercado de generación. Esta perspectiva todavía no domina la aproximación al problema, pues se valora la transmisión únicamente por los flujos de carga y el soporte a los servicios complementarios (voltaje y estabilidad).

El bienestar derivado del consumo de electricidad se maximiza cuando los precios se adaptan continuamente a las variaciones de oferta y demanda, y la inversión en generación se efectúa a tiempo, y es del tamaño y mezcla tecnológica apropiados. La constitución de un mercado de corto plazo (spot) con competencia factible apunta en el sentido de incrementar el flujo de bienestar de la sociedad. El patrón de precios formado en un mercado spot -sin intervenciones de precios- es suficiente para inducir la adición de nuevas plantas.

3.4.1 Crisis de Racionamiento y Reestructuración de la Industria

En 1992 se produjo una crisis de racionamiento de energía, que llevó al gobierno a decretar el Estado de Emergencia Económica y Social y a expedir una serie de decretos, siendo el más importante el 700 de abril de ese año. Con este Decreto se adoptaron medidas relacionadas con la contratación pública, el endeudamiento, el presupuesto y la reestructuración de las entidades.

² El concepto de costos hundidos es diferente del concepto de costos fijos. Un costo fijo es un costo independiente de la escala de producción, mientras que un costo hundido, al ser específico a un tipo de negocio y a una ubicación, se convierte en una inversión irreversible: imponiendo, por lo tanto, un castigo a las empresas que deseen retirarse de la industria. Un avión operando una ruta aérea tiene un costo fijo de compra que no varía con el número de pasajeros transportados; pero no es una inversión "hundida", porque puede trasladarse a operar a otra ruta a un costo cercano a cero (Dnes 1991).

³ Sin embargo, es posible introducir competencia en la construcción de tramos de la red de transmisión, tal como la CREG lo ha establecido.

Para agilizar las decisiones, se autorizó a las entidades del sector a realizar contratos en condiciones menos exigentes a las vigentes en ese momento. Se incluyeron también disposiciones sobre créditos a la EEC, ISA y Corelca, en parte para desarrollar rápidamente proyectos térmicos; y se autorizó a la Nación para renovar y asumir obligaciones a cargo de las entidades del sector, a cambio de activos productivos, acciones o aportes sociales de propiedad de dichas entidades.

Cuadro 5
ACTIVOS RECIBIDOS POR LA NACION DE ICEL, CORELCA Y CHB EN 1992-1993

ACTIVO	Millones de pesos	Millones de dólares*
GENERACIÓN		
ICEL (Res. 130 Nov/92)		
Termotasajero	90,540.91	130.90
Termobarranca IV	8,023.49	11.60
Termopalenque V	5,948.45	8.60
CORELCA (Res. 124 Oct/92)		
Termocartagena	122,427.36	177.00
TRANSMISIÓN		
CHB (Res. 111 Sep/92)		
Línea Betania-Popayán	8,392.58	12.10
ACCIONES		
Acciones en ISA	155,200.24	224.40
Acciones en Betania	242,086.00	349.90
Acciones Electrificadoras del ICEL	30,373.80	43.90
Depósitos para Futura Suscripción de Acciones	25,050.22	36.20
TOTAL	688,043.05	994.60

FUENTE: Ministerio de Hacienda, sept./94

* Tasa de Cambio \$691.70 / US\$1

Por medio de las operaciones de conversión de deuda por acciones y activos, que entre 1992 y 1993 ascendieron a cerca de mil millones de dólares (Cuadro 3), la Nación llegó a poseer el 76.89% de ISA y de ISAGEN, CORELCA, EPSA, Termotasajero, Termocartagena, Termobarranca IV y Termopalenque V (hoy Termobarranca V) y llegó a ser socio mayoritario de gran parte de las electrificadoras de las zonas centro, oriental y sur del país (Cuadro 4). Termobarranca IV y V fueron arrendadas por la Nación a la Electrificadora de Santander.

Cuadro 6
Participación Accionaria de la Nación
en el Sector Eléctrico

Empresa	%	Empresa	%
ISA	76.89	CAQUETA	75.20
ISA - T	76.89	CORDOBA	99.90
CENS	82.34	ESSA	86.10
TOLIMA	72.51	META	55.68
ATLANTICO	92.38	BOYACA	86.50
CESAR	85.92	CHOCO	78.60
EPSA	100.00	HUILA	83.00
SUCRE	99.76	BOLIVAR	99.90
CAUCA	95.50	EADE	21.36
CHEC	50.04	CEDENAR	93.50
EDEQ	39.53	MAGANGUE	85.74
GUAJIRA	90.44	EEC	85.58
MAGDALENA	89.45		

Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público

Unos meses después se empazaron a tomar decisiones relacionadas con empresas específicas que se encontraban en situación delicada. Con el Decreto 2120 de diciembre 29 de 1992 cambió de naturaleza jurídica de ICEL, de empresa pública a empresa industrial y comercial del estado y se eliminó su intermediación en las ventas de energía a las electrificadoras regionales. Las electrificadoras que anteriormente pertenecían a este Instituto pasaron a ser empresas autónomas y se la obligó a orientar sus labores hacia la electrificación de las zonas no interconectadas (Amazonía, Orinoquia, el Pacífico Colombiano).

La Ley 99 del 22 de diciembre de 1993 transformó la Corporación Autónoma Regional del Cauca - CVC - y autorizó la creación de un nuevo ente, que asumiría las funciones relativas a la energía eléctrica. En 1995 se dividió la CVC en una compañía dedicada exclusivamente a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el Valle del Cauca (EPSA) y otra a la gestión ambiental. En 1998 se vendió la empresa, quedando el sector privado con una participación del 56.7%, y el restante 43.3% en manos de entidades regionales del Valle del Cauca y Cauca. EPSA cuenta con una capacidad instalada de 857 MW, de los cuales 809 MW son hídricos.

En los artículos 167 y 32 de las Leyes 142 y 143 de 1994 se autorizó al Gobierno Nacional para modificar el objeto social de ISA, para realizar tan sólo la interconexión y el despacho de energía (con la prohibición de participar en la generación, comercialización y distribución de electricidad), y para organizar con sus activos de generación una sociedad de economía mixta dedicada a la generación. La escisión culminó en abril de 1995, resultando en una compañía de generación (ISAGEN) y otra de transmisión (ISA). En diciembre de 1996 la Junta Directiva de ISA, aprobó la vinculación de capital privado a esta empresa, con el fin de convertirla en una sociedad anónima abierta, cuyas acciones se transen en las bolsas de valores, pero manteniendo su condición de Empresa de servicios públicos mixta en la cual la Nación participa con más del 50% de su patrimonio. El Programa de Participación Ciudadana interviene con cerca de 40% de la emisión accionaria, cuyo valor total se aproxima a los US\$200 millones e incluye, además, tramos para los inversionistas institucionales y para los empleados y jubilados de la Compañía. También, como parte del programa de vinculación de capital privado, se preparan emisiones de bonos nacionales e internacionales por un monto autorizado hasta US\$200 millones. ISA recibió la calificación de Triple AAA a la emisión de bonos de deuda pública interna por un monto de 130 mil millones de pesos en junio de 1998.

3.4.2 El Nuevo Esquema Institucional: CREG, UPME y SSPD

El Decreto 2119 de 1992 que reestructuró el Ministerio de Minas, y las Leyes Eléctrica y de Servicios Públicos (Leyes 142 y 143 de 1994) crearon nuevos organismos de planeación, regulación y vigilancia del sector. El Decreto 28 de 1995 (enero 10) definió las funciones de la UPME, y el Decreto 30 de 1995 (misma fecha) desarrolló la estructura interna de la CREG.

Las leyes 143 y 142 de 1994 asignaron a la CREG funciones de regulación orientadas a crear las condiciones que garanticen la oferta energética, liberar el mercado hacia la libre competencia y definir metodologías para cálculos tarifarios a usuarios regulados y finales, bajo criterios económicos, sociales, ambientales y de competencia. También le asignó la función de expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad, establecer los criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas, establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible.

La CREG está integrada por el Ministro de Minas y Energía, quien la preside; el Ministro de Hacienda; el Director del Departamento Nacional de Planeación; tres expertos designados por el Presidente para períodos de 3 años, reelegibles; el Superintendente de Servicios Públicos, con voz. Al vencimiento del período de los

expertos, el Presidente tan sólo puede reemplazar uno de ellos, entendiéndose prorrogado por 2 años más el período de los que no sean reemplazados.

La principal función de la UPME es elaborar un plan indicativo de expansión de referencia para el sector eléctrico, limitándose a entregar herramientas para la toma de decisiones de inversión en el sector.

A la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios le corresponde, por su parte, evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de las empresas de Servicios Públicos, con base en indicadores definidos por la CREG.

Los Decretos 10 y 27 de enero 10 de 1995 reestructuraron el Ministerio de Minas y Energía y crearon los viceministerios de Minas y el de Energía. En 1997 se creó el Viceministerio de Hidrocarburos mediante el artículo 17 de la Ley 401

3.4.3 Nueva Política Tarifaria y de Subsidios y Otras Normas Regulatorias

De otra parte, el transporte y la distribución son regulados mediante incentivos a la eficiencia, al igual que la comercialización. La CREG expidió en noviembre de 1997 la Resolución 218 que modifica la regulación para la actividad de transmisión. No. 008 de 1997. Por lo cual se ajustan algunos aspectos metodológicos para el cálculo y aplicación de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y se aprueban los Cargos correspondiente al período regulatorio 1997-2001.

En los próximos años las tarifas eléctricas para los consumidores regulados estarán gobernadas por la política tarifaria establecida en la Resolución CREG-031/97. Dicha política contempla que las tarifas reflejen los costos económicos de prestación del servicio, sujetas a los límites legales tanto en los subsidios a los consumidores residenciales de estratos 1, 2 y 3 como en las contribuciones de solidaridad (sobrepagos) exigidos a los consumidores residenciales de los estratos 5 y 6, y para los clientes comerciales e industriales. La política consiste en conformar la tarifa agregando los costos económicos a lo largo de la cadena productiva de la electricidad. Las tarifas se ajustan mediante un *price-cap* definido hasta el año 2000.

Durante 1997 se definió totalmente la metodología para la aplicación, a partir de 1998, del régimen de libertad regulada, el cual promueve la competencia e incentiva al comercializador a ser más eficiente, permitiéndole obtener beneficios sobre la mayor eficiencia.

3.4.3.1 Fondo de Solidaridad y Redistribución del Ingreso.

El funcionamiento del MM hizo evidente la necesidad de dar claridad al manejo de los subsidios requeridos para que los consumidores más pobres puedan tener acceso al servicio de la electricidad, y para que las empresas comercializadoras pudieran recibir estos dineros y cumplir los compromisos adquiridos para el suministro de esta energía. La CREG estableció un esquema para alcanzar progresivamente los límites establecidos por la Ley. En diciembre de 1997 se sancionó el Decreto 3087 que crea el Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos que reglamenta la liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones de solidaridad y de los subsidios en materia de servicios públicos de electricidad y gas combustible por red física. La expedición de este Decreto es de fundamental importancia para viabilizar los procesos de vinculación de capital que adelanta el Gobierno Nacional y los principios de redistribución del ingreso que establece la Ley. Entre 1992 y 1997 el Gobierno Nacional ha transferido sumas crecientes a las empresas para cubrir subsidios a los estratos 1, 2 y 3 (Cuadro 7).

Cuadro 7
Transferencias del Presupuesto Nacional*
(millones de pesos corrientes)

Año	Transferencias
1992	\$ 13,100.00
1993	\$ 25,000.00
1994	\$ 50,000.00
1995	\$ 67,986.00
1996	\$ 106,662.00
1997	\$ 109,339.00
1998	

Fuente: Andesco

3.4.3.2 Integración Vertical

La industria eléctrica colombiana muestra un grado importante de integración vertical de las actividades de generación, transporte y distribución. El cuadro presenta porcentajes de participación en cada una de las actividades mencionadas para un grupo de empresas del sector. La propiedad de la distribución está concentrada en agentes que poseen activos en las otras dos actividades. El 71.7% de la demanda interconectada fue distribuida por este tipo de empresas. Por otra parte, el 57% de la capacidad efectiva de generación del Sistema Interconectado Nacional - SIN- está en manos de empresas que realizan directamente una (o las dos) actividades de transporte y distribución. La menor integración se presenta en la actividad de transmisión a nivel del STN, ya que solamente el 30.7% de la propiedad está bajo el control de empresas integradas.

Cuadro 8

Indicadores del Grado de Integración Vertical de la Industria Eléctrica en Colombia (1)						
Empresa	Actividad					
	Generación (Capac. Efectiva)		Transporte(2) (Longitud líneas)		Distribución (Demanda atendida)	
	MW	% (3)	km	% (3)	GWh	% (3)
EEB	2321	21.5	570	7.0	10147	25.1
EEPPM	1709	15.8	517	6.4	5728	14.2
CORELCA	662	6.1	740	9.1	630	1.6
Otras Integradas	1477	13.7	670	8.2	12473	30.8
Sub - Total Integradas	6169	57.0	2497	30.7	28978	71.7
Sub - Total no Integradas	4645	43.0	5645	69.3	11460	28.3
Total SIN	10814	100.0	8142	100	40438	100.0

(1) Estas cifras solo incluyen la participación directa en la actividad. No consideran, por lo tanto, otros tipos de intereses económicos tales como participaciones, a cualquier título, en la propiedad de otras empresas.
(2) Solo considera niveles de tensión a partir de 220 kV.
(3) Porcentaje respecto al total nacional interconectado de 1996.

Fuente: ISA

La legislación ha abordado el problema de integración vertical en la Ley Eléctrica y las Resoluciones CREG 009/1994, 056/1994 y 020/1996. Un factor crucial en la regulación de la transmisión es impedir los subsidios cruzados con negocios en generación o distribución y la discriminación entre agentes que puedan limitar el

acceso de terceros y prevenir la competencia. Hay dos formas de hacer esto en industrias integradas verticalmente: introduciendo contabilidades separadas para los diferentes servicios, o separando el monopolio de transmisión de las otras actividades. Colombia mantiene un esquema de separación "suave" del negocio de transmisión de los demás negocios, limitado por porcentajes reglamentados de participación en distintos negocios.

La CREG ha promulgado disposiciones que establecen límites en la propiedad y en la participación en la oferta y la demanda en el SIN. La Resolución CREG-128/96 establece que las empresas generadoras no podrán tener más del 25% del capital de una empresa distribuidora, y viceversa. La misma Resolución define límites del 25% a la concentración de la generación, comercialización y distribución. Por otra parte, la Resolución CREG-020/96 exige que las empresas que desarrollen en forma combinada la actividad de generación con la de distribución - comercialización, cuya demanda de energía no regulada represente más del 5% del total nacional, no podrán cubrirla con energía propia en más de un 60%.

3.4.3.3 Otras Normas

Recientemente se han expedido otras normas de importancia para el sector, relacionadas con la provisión de la infraestructura de transmisión, la calidad del servicio y los racionamientos.

- Competencia en la Expansión de la Transmisión (Resolución 051 de 1998). Esta norma estableció los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional, y para el desarrollo de nuevos proyectos. Cada uno de los proyectos se someterá a licitación pública, otorgándose al oferente cuya propuesta contemple el menor valor presente neto de los ingresos anuales esperados durante los primeros 25 años de operación del proyecto.
- Código de Distribución. La calidad del servicio apenas empezó a considerarse por la autoridad regulatoria en 1998 (Resolución CREG 070 de 1998). En él se definen y hacen operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía eléctrica, se establecen procedimientos para la planeación, operación y expansión de los Sistemas de Transmisión Regional (STR's) y los Sistemas de Distribución Local (SDL's), y se establecen normas para el diseño y ejecución del plan de inversiones y conexiones al sistema, entre otros.
- Estatuto de Racionamiento (Resolución CREG-217 de 1997). Mediante este estatuto todas las regiones atendidas por el Sistema Interconectado Nacional participan en la distribución de eventuales déficits de electricidad.
- Estatuto del Usuario de los Servicios Públicos de Energía y Gas (Resolución No 108 de 1997). Esta Resolución establece los derechos y deberes de los usuarios de dichos servicios.

Las resoluciones de mayor importancia de la CREG se listan a continuación.

Cuadro 9
Regulación de la Energía Eléctrica en Colombia

Año	Fecha	Resolución	Concepto
1994	Noviembre 02/94	CREG-001/94	Reglamentación del Transporte
1995	Julio 13/95	CREG-024/95	Código Comercial

	Julio 13/95	CREG-025/95	Código de Operación
	Octubre 6/95	CREG-035/95	Restricciones
	Noviembre 20/95	CREG-049/95	Restricciones
1996	Febrero 27/96	CREG-020/96	Reglas de compra con destino usuarios regulados
	Marzo 27/96	CREG-030/96	Se reglamenta la conexión al STN
	Octubre 15/98	CREG-083/96	Límites de participación en las actividades del sector.
	Octubre 15/96	CREG-084/96	Reglamenta Autogeneración
	Octubre 15/96	CREG-085/96	Reglamenta Cogeneración
	Octubre 21/96	CREG-094/96	Restricciones
	Noviembre 19/96	CREG-102/96	Reglamentan funciones CND y CRD's
	Noviembre 28/96	CREG-116/96	Cargo por Capacidad
1997	Abril 4/1997	CREG-031/97	Tarifas reguladas
	Junio 17/97	CREG-099/97	Cargos por uso del STR y/o DL
	Julio 3/97	CREG-108/97	Código del Consumidor
	Agosto 12/97	CREG-135/97	Información Pública
	Septiembre 30/97	CREG-199/97	Usuarios No Regulados
	Octubre 22/97	CREG-217/97	Estatuto de Racionamiento
1998	Abril 14/98	CREG-051/98	Competencia en Transmisión
	Mayo 28/98	CREG-070/98	Código de Distribución

Fuente: ISA y CREG

3.5 ANÁLISIS DE VIABILIDAD E INTERVENCIÓN DE EMPRESAS

Las distribuidoras constituyen el principal mercado de los generadores. En el negocio de distribución se presentan dos tipos de compañías: (i) aquellas integradas verticalmente al negocio de generación (CHEC - Caldas, EBSA - Boyacá, EEB-Bogotá, EPM - Medellín, Electranta - Atlántico, Electribol - Bolívar, EPSA - Valle del Cauca, y Electrolima - Tolima); y,(ii) las electrificadoras regionales encargadas de la sub-transmisión y distribución de energía a nivel regional, departamental y municipal.

Gran parte de las electrificadoras regionales presentan las siguientes características: (i) mercados débiles; (ii) rotación de cartera baja; (iii) problemas administrativos y de gestión; (iv) cargas laborales y pensionales

onerosas; (v) rezago en tarifas a usuario final con respecto al valor de compra de la energía; y, (vi) dependencia de subsidios cruzados y transferencias directas de la Nación. Dada la precaria situación financiera de la mayoría de estas compañías (aún con negocios integrados de generación), la FEN ha venido desarrollando actividades de monitoreo de la gestión financiera y administrativa a través de los Convenios de Gestión.

En cumplimiento de la Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica), la CREG exigió a todas las empresas del sector la presentación de estudios de viabilidad técnica y financiera. Los resultados de tales estudios evidenciaron la crisis del sector⁴.

Para las empresas cuyo valor patrimonial resultó negativo, o cuyas obligaciones existentes excedieron su capacidad operativa, la CREG exigió la presentación de un "Plan de Reestructuración" tendiente a la transformación de la entidad. Este plan contempla, entre otros, los siguientes puntos:

- (i) Prestación ininterrumpida del servicio público de electricidad;
- (ii) Una programación financiera que demuestre que la empresa podrá obtener los recursos necesarios para el pago de las obligaciones (laborales, operativas y financieras) contraídas y que no esté en capacidad de cubrir actualmente⁵;
- (iii) Las empresas deberán analizar dentro de las diferentes alternativas, las ventajas y desventajas de la eventual incorporación de capital privado, o la eventual fusión con otras empresas y/o mercados;
- (iv) El Plan deberá presentarse con el respectivo cronograma de ejecución de actividades;

Para cada empresa se fija un plazo específico para presentar el Plan de Reestructuración, y una fecha límite para su plena ejecución. El seguimiento en la ejecución del Plan de Reestructuración lo debe efectuar mensualmente la SSP. En caso de no ser aprobado el Plan o por incumplimiento, la CREG hará uso de la facultad de ordenar la liquidación o la fusión de la empresa. Los estudios de viabilidad empresarial mostraron que muchas empresas no eran viables, por lo cual deberán presentar planes de reestructuración aceptables para la entidad reguladora.

El Gobierno Nacional ha planteado la necesidad de reestructurar buena parte de las empresas que operan en distribución, negocio que se ha convertido en el cuello de botella para el funcionamiento del MM. Los problemas de pérdidas, la mala calidad del servicio, el incumplimiento de los pagos y las altas cargas laborales, son algunos de los problemas estructurales que afectan esta actividad. Como respuesta, el Gobierno propuso una serie de medidas que incluyen la venta o capitalización de empresas distribuidoras, como la EEB - distribución, y las electrificadoras de Cauca, Chocó, Quindío, Nariño y Tolima, y las electrificadoras de la Costa Atlántica (Documento CONPES 2923 de 1997):

El saneamiento financiero se hará a cambio de una mayor participación de la Nación en el capital accionario de las empresas, con el fin de facilitar el ingreso de capital privado en éstas. Mediante la capitalización de \$463 mil millones aprobada por el CONPES en Abril de 1997 y ejecutada en diciembre del mismo año, se avanzó en la atención temporal de problemas financieros urgentes de las empresas con mercados más débiles y se logró una supervisión más cercana de la Nación en las empresas de la Costa Atlántica, anteriormente bajo la tutela de Corelca, así como la consolidación de la participación de la Nación en las empresas del interior del país.

⁴ La situación de estas empresas se agravó en los últimos años a raíz de que la mayoría de ellas no contaba con contratos de largo plazo para la compra de energía, lo que les exigió ir a la bolsa de energía durante el tiempo de sequía producido por el fenómeno del Pacífico, dando como resultado altos costos de compra de energía y con ella la cesación de pagos de sus compromisos con las demás empresas del sector, lo que motivó su intervención para liquidación por parte de la SSP.

⁵ Programación que no puede estar soportada en el cruce de recursos financieros entre actividades, (subsidios cruzados) ya que éstas deben ser solventes de manera independiente,

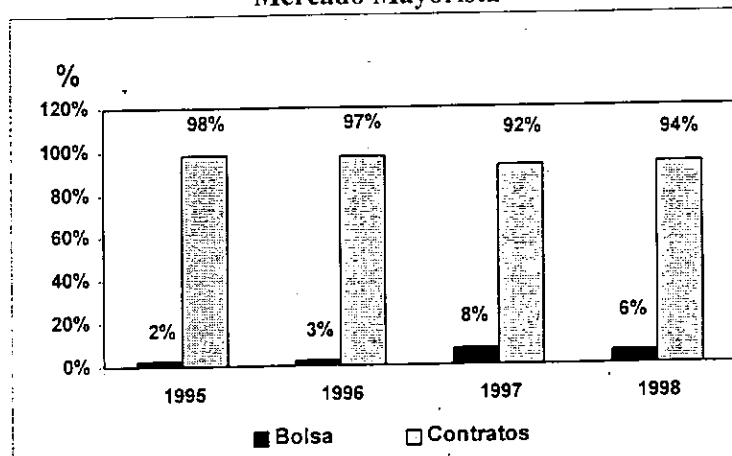
3.6 EL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA: CONTRATOS DE LARGO PLAZO Y BOLSA DE ENERGÍA

Con el fin de introducir competencia en la generación de electricidad, las Leyes 142 y 143 crearon un mercado mayorista, en el cual participan generadores, comercializadores y grandes consumidores de electricidad. La CREG definió los alcances de este mercado y estableció dos grandes sub - mercados para realizar las transacciones mayoristas.

- Mercado Mayorista (MM), en el que pueden participar como compradores y vendedores los generadores y los comercializadores y transportadores mayoristas. Este mercado se divide a su vez en dos segmentos: el Mercado de Contratos a Término (o mercado de largo plazo) y la Bolsa de Energía (o mercado de corto plazo).
- Mercado Libre (ML), en el que participan como compradores los grandes consumidores⁶ y como vendedores sus proveedores de electricidad.

El esquema de organización del mercado colombiano se inspiró en la experiencia inglesa reciente. La Bolsa de Energía es un mercado para las 24 horas del día siguiente, con obligación de participación para todo generador registrado en el mercado, con reglas explícitas de cotización, y en el que la energía por contratos no queda denominada al precio spot. El lado de la demanda no participa directamente en la Bolsa⁷. La Bolsa se orienta a minimizar el costo del despacho, lo cual puede no coincidir con la maximización del bienestar de todos los agentes participantes. Los grandes consumidores no pueden acceder en forma directa al MM, ya que para hacerlo tendrían que constituirse como Empresas de Servicios Públicos -ESP- según lo dispuesto en la Ley. Sin embargo, pueden beneficiarse de las oportunidades de este mercado, ligando al comportamiento del mismo los acuerdos comerciales que realicen con los agentes económicos del MM.

Gráfico 6
Mercado Mayorista



Fuente: ISA

⁶ El concepto de gran consumidor de electricidad utilizado aquí es el mismo definido para usuario no regulado en la Resolución CREG-199/97: "es una persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a un valor en MW o a un consumo mensual mínimo de energía en MWh, definidos por la Comisión, por instalación legalizada, a partir de la cual no utiliza redes públicas de transporte de energía eléctrica y la utiliza en un mismo predio o en predios contiguos. Sus compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor". En la actualidad este límite es de 0.5 MW en potencia o 270 MWh-mes en energía.

⁷ No existen sin embargo impedimentos técnicos para que esto ocurra. En países como USA se firman contratos de conexión/desconexión activados por el precio de Bolsa, especialmente útiles para grandes consumidores que pueden segmentar su carga.

Toda la demanda nacional interconectada de energía eléctrica que se atiende con la generación despachada centralmente⁸ se transa en el MM, a través de los mercados de corto y largo plazo. Como lo ilustra el Gráfico 5, desde la entrada en funcionamiento del MM en 1995, los comercializadores han cubierto esta demanda fundamentalmente mediante contratos de largo plazo con los generadores, y en una proporción muy reducida, realizando compras en la Bolsa⁹. Estas últimas no han llegado a superar el 8% de la demanda. Esta evolución contrasta con el propósito de las reglamentaciones de la CREG (Resolución CREG 009/94), que permiten a los comercializadores aumentar paulatinamente sus compras en la bolsa en porcentajes definidos de su demanda proyectada. La CREG determinó que cada empresa distribuidora debe cubrir mediante contratos unas cantidades mínimas de energía y potencia del consumo no regulado, así: 80% para los primeros 20 meses (mayo 1995 - diciembre 1996, 60% en 1997 y 1998 y 30% en 1999. A partir del año 2000 el porcentaje de contratación es libre. El porcentaje restante se puede comprar en la bolsa.

Los altos porcentajes de energía contratada obedecen principalmente a la cautela de los comercializadores, producto del desconocimiento del funcionamiento de la Bolsa y de la volatilidad en los precios. Gran parte de la volatilidad proviene de la incertidumbre relacionada con los futuros aportes hidrológicos, situación reforzada por la baja regulación de las plantas hidroeléctricas y la alta participación de esta tecnología en la capacidad instalada. Los factores anteriormente descritos pueden provocar precios en verano 15 veces mayores que en invierno. Los contratos de largo plazo pueden sin embargo ligarse con variables de corto plazo, como el precio de Bolsa, llegando a un esquema en el cual el riesgo se distribuye entre las partes contratantes.

En el MM hay cuatro tipos de agentes: generadores y comercializadores, que realizan las transacciones mayoristas y las empresas eléctricas de transmisión y distribución. Con ciertas restricciones, una misma empresa puede desarrollar varias actividades (integración vertical).

Cuadro 10
Evolución del Número de Agentes

Agentes	A julio de 1995			A julio de 1997			A abril de 1998			Incr. 95-98
	Púb.	Priv.	Total	Púb.	Priv.	Total	Púb.	Priv.	Total	No.
Generadores	16	1	17	14	14	28	13	23	36	19
Comercializadores	33	2	35	36	22	58	35	39	74	39
Transportadores	10	0	10	8	3	11	8	3	11	1
Distribuidores (1)	34	1	35	33	2	35	34	3	37	0

(1) Actualmente todos los distribuidores son comercializadores

Fuente: ISA

La Tabla presenta la evolución del número de agentes económicos desde que se iniciaron las operaciones del MM en julio de 1995. Se observa un gran crecimiento inicial del número de agentes en comercialización y generación. Hay que notar que los activos en estas dos actividades no han aumentado proporcionalmente. Este hecho aumenta el potencial de competencia en todos los segmentos del mercado. Sin embargo, los nuevos agentes comercializadores son en general pequeñas empresas, que deben ingresar al mercado enfrentando a grandes empresas, en su mayoría integradas y con grandes mercados regulados. Por lo pronto,

⁸ La demanda nacional interconectada despachada centralmente corresponde a la energía eléctrica suministrada por el Sistema Interconectado Nacional - SIN descontando la generación de plantas que no participan en el despacho central que programa el Centro Nacional de Despacho - CND. Incluye las demandas de los consumidores regulados más la demanda de los consumidores libres (no regulados).

⁹ En 1996 las operaciones del MM representaron US\$ 1700 millones (88% por compra y venta de energía en contratos y en Bolsa y 12% en transporte).

la gran cantidad de energía transada en contratos de largo plazo se constituye en barrera a la entrada de nuevos generadores y comercializadores.

Todos los generadores nuevos son empresas privadas que han entrado al mercado construyendo centrales térmicas, o participando en los procesos de venta de centrales públicas. En transporte y distribución el número de agentes no ha aumentado considerablemente, en razón a que la competencia por la expansión de la red tan sólo se reguló en 1998 y la compra de activos existentes apenas está empezando a dinamizarse con las empresas que entran en liquidación.

El papel comercial principal de los *generadores* es vender energía en el MM, bien a la Bolsa o a otros agentes¹⁰ en el largo plazo. Sin embargo, también pueden asumir el rol de compradores para: (i) protegerse de eventualidades que les impidan cumplir las obligaciones contraídas con sus clientes en el largo plazo; o, (ii) estructurar portafolios para obtener ganancias de los movimientos de los precios en los mercados de corto y largo plazo, en cuyo caso actúan como comercializadores.

Las operaciones comerciales de los generadores han estado dominadas por las ventas de largo plazo a los comercializadores que atienden mercados regulados. Otra actividad comercial importante de los generadores fue el intercambio con otros generadores a través de la Bolsa para colocar los excedentes temporales provenientes de la alta hidrología que se ha presentado. En 1997 los generadores compraron el 71.9% de la energía transada en la Bolsa, la cual fue vendida en un 97.2% por los mismos generadores.

Los *comercializadores* venden energía a consumidores finales (regulados o libres) o a otros agentes del MM.¹¹ También pueden vender en la Bolsa sus excedentes de contratos. Los *transportadores* son las empresas de transmisión del STN que poseen redes que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. Son agentes pasivos en el MM, ya que tienen prohibido participar en la comercialización y generación de la energía en razón del monopolio de su actividad.

Los *distribuidores* son las empresas eléctricas propietarias de redes de distribución. A semejanza de las empresas transportadoras, tienen tarifas reguladas para cubrir los costos de su actividad económica. En la actualidad todos los distribuidores son comercializadores en el MM y, por lo tanto, son agentes activos.

ISA liquida las transacciones en el mercado en su función de administrador del MM, bajo la tutela de los agentes y la vigilancia de la autoridad correspondiente. El precio de transacción en el mercado de corto plazo se forma hora a hora a partir de las ofertas de los generadores, la demanda proyectada y las reglas de funcionamiento de la Bolsa. Los precios de transacción en el mercado de largo plazo se forman bajo competencia en las convocatorias públicas que realizan los comercializadores que atienden el mercado regulado. El servicio de transmisión es remunerado con los cargos fijados por la CREG.

3.6.1 La Bolsa de Energía

La Bolsa es un mercado de corto plazo en donde los distribuidores pueden comprar faltantes y los generadores vender excedentes no colocados por medio de contratos. Esto se hace a través de transacciones hora a hora, en donde el precio es determinado por la oferta y la demanda. Cada una de las empresas generadoras envía diariamente, sus ofertas horarias para el día siguiente, especificando la disponibilidad y el precio. Con esta información el CND construye una curva de oferta horaria, la cual se utiliza para despachar cada una de las plantas en la medida que las condiciones del mercado lo exijan.

La Bolsa es manejada por el Centro Nacional de Despacho (CND), encargado también de la coordinación de

¹⁰ Comercializadores y generadores. Los generadores no pueden venderle energía a usuarios finales.

¹¹ Incluyendo generadores.

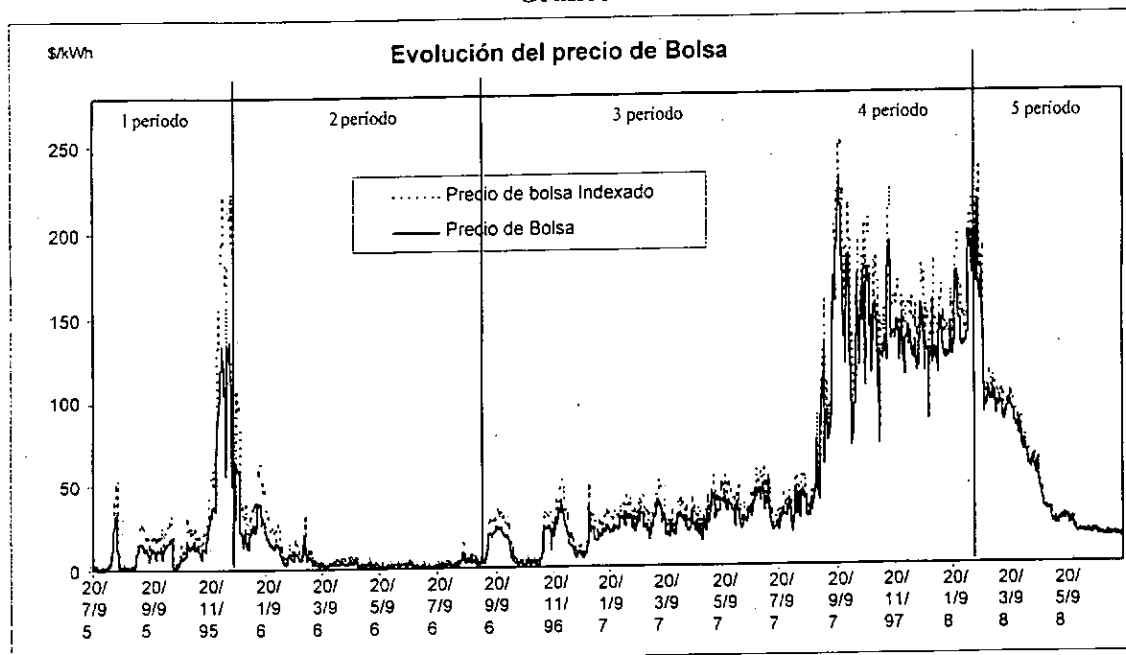
la operación del SIN. Pueden participar en ella todos los generadores con una capacidad superior a los 20 MW conectados al SIN. También pueden negociar en la Bolsa los que tengan una capacidad menor o igual a los 20 MW y que quieran ser despachados centralmente. Los usuarios con demanda mayor a 2MW localizados en un mismo sitio para el recibo de energía, pueden acceder a la Bolsa a través de cualquier comercializador ya existente en el país, o creado por ellos.

Quien observe el comportamiento de los precios de la energía en la Bolsa colombiana encuentra que estos exhiben una alta volatilidad y cambios de nivel cuando el mercado está intervenido, y una tendencia a regresar a los valores promedio cuando no está intervenido. En lenguaje estadístico, la serie parece ser estacionaria en los períodos de mercado libre.

El siguiente Gráfico presenta los precios promedios diarios de la energía en la bolsa para el período julio de 1995 a julio de 1998. En su comportamiento pueden distinguirse al menos cinco períodos distintos (ISA (1998)). El primer período se caracterizó por un fuerte aumento de precios, al afrontar el primer verano. El segundo período fue de hidrologías bastante elevadas, con la consecuente disminución de precios.

El tercer período se inició con la expectativa del verano 1996-1997, lo cual ocasionó grandes fluctuaciones en los precios, y llegó hasta la intervención de todos los embalses en el año 1997. El cuarto período es uno de embalses intervenidos. Finalmente, el quinto período, comienza con la salida de intervención de los embalses y la depresión del precio, llegando hasta la época actual.

Gráfico 7



Fuente: ISA

La alta volatilidad es debida a las características económicas de la electricidad, y al mecanismo de formación del precio de bolsa. La volatilidad en mercados eléctricos es comúnmente mayor del 100%, y el mercado de Colombia no es la excepción, al poseer una volatilidad para toda la historia de la bolsa del orden de 258%.

Los precios de la energía en la bolsa dependen de las características de la oferta (en su mayoría hidráulica (68.3%)), y de las reglas del mercado spot. En el mercado colombiano no se puede utilizar libremente toda el agua de un embalse. Para cada embalse existen dos franjas llamadas mínimo operativo superior y mínimo operativo inferior, determinadas por el regulador sobre la suposición de que los generadores hidráulicos pueden en algunos períodos generar en exceso y conducir a racionamientos durante épocas de hidrología

seca. Si un embalse viola el mínimo operativo superior, entra en lo que se denomina estado de intervención (no puede colocar libremente su precio), siendo este determinado por el administrador del despacho, según reglas establecidas por el organismo regulador.

Este esquema restringe la capacidad de un agente a la cantidad de agua almacenada sobre el nivel mínimo operativo superior. Al margen resultante de restar estas dos cantidades se le denomina "embalse ofertable". La relación entre los precios de energía en la bolsa y el embalse ofertable es bastante elevada en períodos en los cuales los embalses no están intervenidos, por las razones expuestas. Además, es de esperarse que la volatilidad del precio disminuya a medida que aumentan los excedentes de oferta en el sistema, debido a que el precio es no negativo. Por el contrario, en los veranos debe aumentar la variabilidad del precio, dado que no posee, en teoría, cota superior, por lo que las variaciones en la demanda ocasionarían fuertes oscilaciones en los precios. En efecto, la volatilidad de la demanda diaria durante la historia del mercado ha sido del 173%, y a esta se le puede atribuir gran parte de la volatilidad de los precios de bolsa.

3.6.2 La Bolsa como un Pool de Generadores

Desde el punto de vista del formato de competencia, un mercado spot como el colombiano o el británico es una subasta repetida de primer precio ("orden de mérito"), de sobre cerrado, y de objetos múltiples, en donde la demanda no se tiene en cuenta. A pesar de que en el momento de reforma del sector de eléctrico en Colombia se había avanzado en el diseño de procedimientos descentralizados de administración de un sistema de potencia (especialmente el esquema Noruego), también se siguió el modelo de despacho centralizado. "El pool de electricidad de Inglaterra y Gales¹² opera como un pool de generadores (el subrayado es nuestro), con el doble objetivo de preservar el despacho por orden de mérito y establecer señales de precio basadas en costos marginales. Cada vez es más evidente que estos objetivos no son mutuamente compatibles" (Bunn 1995). Ello ha llevado a plantear la necesidad de incorporar en forma más explícita en el proceso el impacto de la demanda sobre la formación de precio.

En un pool exclusivo de generadores, el mercado se aclara en forma imperfecta. Para cada período del día siguiente, se establece un precio p^* de acuerdo con la oferta marginal necesaria para cubrir la demanda proyectada. Esta proyección de cantidad demandada no incorpora una posible respuesta de los consumidores a p^* (pues no tiene en cuenta la elasticidad de corto plazo). Durante el día siguiente, hay cambios de la demanda como respuesta al precio p^* , o por fluctuaciones imprevistas de la misma. La respuesta a la demanda previsible podría determinarse sin esperar al día siguiente, y los desbalances inevitables podrían transarse en un mercado secundario en el cual participaran ofertantes y demandantes.

Varias fueron las razones para preservar en el Reino Unido el modelo de despacho centralizado por orden de mérito. Una de ellas fue que "en 1989, muchos expertos en la industria dudaban de que un sistema basado en el mercado iba a poder operar para un producto en tiempo-real como la electricidad. La seguridad operacional era un aspecto central, y la aversión al riesgo en el diseño era una actitud prudente en ese momento, aun si en retrospectiva creó tan sólo medio mercado" (Bunn 1995). Una segunda razón fue que la urgencia del gobierno por privatizar antes de las elecciones impidió diseñar un modelo más apropiado.

Los resultados del mercado spot dependen de su diseño institucional y del contexto en que opera. En relación con el contexto, dos factores parecen afectarlo en forma importante: la existencia de contratos y la regulación implícita del mercado, vía amenazas de intervención administrativa. Los contratos cumplen dos propósitos contradictorios. Por un lado, sirven de instrumento de entrada y aumentan la contestabilidad del mercado de generación. Por otro lado, si no se transan de manera frecuente e involucran una alta proporción

¹² Fundamentalmente compuesto por plantas térmicas, y en donde la expansión se efectúa básicamente por necesidades de potencia, el cual no es el caso de Colombia.

del total de la energía producida, no sirven como predictores de precio y pueden constituirse en una barrera temporal a la entrada (Benavides 1998a).

3.6.3 Impactos de la Liberación del Mercado¹³

La introducción de competencia en el mercado eléctrico ha reducido los precios de compra de la electricidad de los clientes industriales colombianos (grandes consumidores). La reducción ha venido acompañada de mejoras en la calidad del servicio, especialmente en lo relacionado con las interrupciones del suministro.

Hasta diciembre de 1997 el mercado libre era exclusivo para consumidores con demandas superiores a 1.0 MW. Desde enero de 1998 incluye también aquellos usuarios con una demanda máxima superior a 0.5 MW o con una demanda mensual de energía igual o mayor de 270 Mwh.. Con la ampliación de la definición de grandes consumidores aumenta el tamaño del mercado libre, lo que permitirá que las empresas de menor tamaño interactúen más activamente con usuarios que están más cerca de sus posibilidades financieras y operacionales. Al tiempo, el incremento del número de grandes consumidores demandará modernizaciones en las áreas comerciales de las empresas para ofrecer productos diferenciados para clientes cada vez más sofisticados. Los consumidores regulados también experimentarán en sus tarifas el grado de eficiencia en la gestión de compra de la energía en el MM del comercializador - distribuidor que les provee la electricidad.

En contraste con estos aspectos positivos, un número alto de distribuidoras regionales no ha cumplido los compromisos adquiridos en el MM, lo que llevó a la suspensión de los contratos de suministro de energía por parte de sus proveedores, viéndose forzadas a acudir a la Bolsa de Energía y comprar la energía a precios en ocasiones muy altos. Esta situación ha contribuido a debilitar aún más la situación financiera de estas empresas. Un problema de gran importancia que agobia actualmente al MM es el vacío regulatorio sobre el mecanismo de garantías de pago para cubrir las transacciones que actualmente se realizan en la Bolsa. Las garantías son elementos fundamentales para el funcionamiento del mercado, ya que son éstas las que dan credibilidad al mismo.

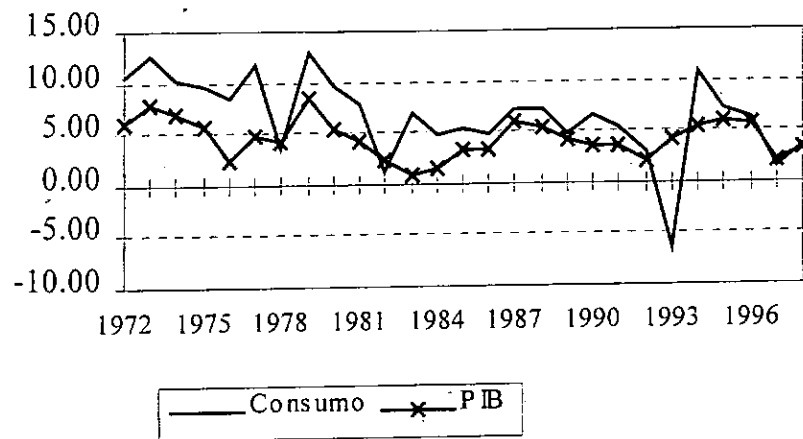
3.7 DEMANDA DE ENERGÍA Y PENETRACIÓN DEL GAS

El comportamiento de la demanda de energía responde a una serie de factores de corto, mediano y largo plazo. En el corto y mediano plazo la demanda está influenciada por factores como el ciclo económico, los cambios en el precio relativo (tarifas) de la energía y de sus sustitutos y las modificaciones del clima. Las variaciones en el nivel de actividad económica y los cambios de estación tienden a inducir un comportamiento estacional de la demanda. En el largo plazo la demanda responde a factores como el crecimiento demográfico, los cambios en la estructura económica, las políticas energéticas (especialmente los incrementos en la cobertura del servicio, y las políticas de ahorro de energía y de sustitución de energéticos -gas-), los cambios tecnológicos, y los cambios culturales y ambientales.

No existe una alta correlación entre la tasa de crecimiento de la demanda nacional de energía eléctrica y la tasa de crecimiento de la economía en su conjunto (Gráfico 7). El coeficiente de correlación entre las dos variables es de 0.60 para el período 1971-1997. Algunos factores están además reduciendo este coeficiente, al afectar el consumo de energía eléctrica.

¹³ Esta sección se basa en ISA (1998).

Gráfico 8
Tasas de Crecimiento del PIB y
del Consumo de Energía



Un factor que ha influido en forma importante en la década de los noventa en la disminución del ritmo de crecimiento de la demanda de energía eléctrica ha sido la penetración del gas natural y del gas propano (GLP), especialmente en el sector residencial, sustituyendo electricidad para cocción de alimentos y, en menor escala, para calentamiento de agua.

El gobierno decidió que para facilitar la penetración del gas había que ofrecerlo a precios subsidiados, están muy por debajo de los de otros energéticos¹⁴. Además, debido a que el costo de la acometida del gas es muy alto en comparación con los costos de operación de la red, las empresas subsidian o financian a largo plazo las acometidas.

En 1997 se terminó la construcción de tramos importantes de la red troncal de transporte de gas natural, así como el comienzo de la distribución del hidrocarburo en algunas de las "áreas de servicio exclusivo" que recientemente fueron adjudicadas por el Ministerio de Minas y Energía. El incremento del uso del gas natural en los sectores residencial y, en menor escala, comercial, como consecuencia del desarrollo del Plan de Masificación del Gas, continuará desplazando consumos eléctricos en cantidades crecientes.

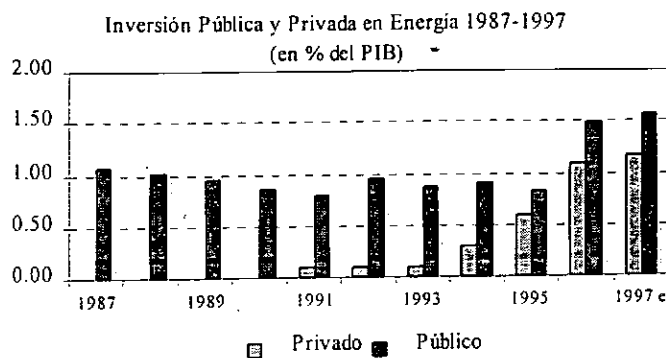
3.8 LA PARTICIPACIÓN PRIVADA. PPA'S, PRIVATIZACIONES Y NUEVAS INVERSIONES

La participación privada en el sector eléctrico se ha producido predominantemente bajo la forma de compra de activos de generación existentes (Betania, Chivor, Termocartagena) o de participaciones accionarias en empresas integradas verticalmente (EEB, EPSA). La inversión en nuevos proyectos ("greenfield") se ha concentrado en proyectos de mediana magnitud, en algunos casos bajo el esquema de compra garantizada de energía (PPA's), otorgando el gobierno estas garantías, o en un número importante de pequeños proyectos hidroeléctricos o térmicos con contratos de largo plazo (y unos pocos como "merchant plants").

La participación privada en transmisión y distribución ha sido un fenómeno más reciente, debido a que las decisiones regulatorias e institucionales tendientes a facilitarla han tomado tiempo.

¹⁴ La posibilidad de mantener la política de subsidios en los próximos años está estrechamente asociada con la capacidad del gobierno para transferir recursos del presupuesto a las empresas del sector con el propósito de cubrir los subsidios.

Gráfico 9



La inversión en empresas o activos existentes y con una historia larga de operación satisfactoria no enfrenta riesgos como el de construcción y el tecnológico. Ello explica que los inversionistas privados prefieran la inversión en activos existentes a la inversión en proyectos nuevos. Por otra parte, los riesgos de inversión en generación son mayores que en otros segmentos de la cadena eléctrica. En los segmentos de transmisión y distribución las tarifas están reguladas y la demanda es relativamente estable; no ocurre así en generación, donde los precios son muy volátiles (debido a la existencia de la bolsa) y la cantidad producida es menos estable, pues los generadores corren el riesgo de no ser despachados. Súmese a esto que algunos distribuidores/comercializadores generan cartera morosa para los generadores.

Así mismo, en el segmento de generación los riesgos de inversión son mayores en los proyectos hidroeléctricos que en los térmicos, debido a una mayor presencia de “costos hundidos” y por lo tanto de inversión irre recuperable. Estos factores explican por qué los inversionistas privados prefieren algunos segmentos de la industria y no otros y las modalidades de inversión empleadas.

Cabe mencionar que la liberalización del servicio de energía eléctrica en Colombia dejó una serie de responsabilidades e instrumentos en manos del Estado, que le dejan abierta la facultad de participación activa en el mercado. La Ley 143 de 1994 delega en la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) la función de efectuar planes indicativos de expansión en generación y transmisión, para unas previsiones de demanda y unos ciertos niveles de confiabilidad del suministro considerados convenientes por el Ministerio de Minas y Energía.

Es difícil que la combinación de tecnologías y fechas que emana de un plan de mínimo costo coincida con el conjunto de oportunidades y nivel de riesgo que enfrenta un inversionista privado. La Ley 143 sigue manteniendo en el dominio de lo público la responsabilidad última del servicio. El Estado quedó con la obligación de acometer las inversiones que los privados no efectúen. Si a esto se agrega que en el mercado de generación existen empresas cuyas decisiones están bajo la jurisdicción del Gobierno Central, y que el mismo estado tiene la posibilidad de dotar de recursos financieros y garantías a los proyectos que considere necesario impulsar, es perfectamente factible que el gobierno invierta en plantas nuevas. Los inversionistas racionales anticipan que su inversión puede ser desplazada, y esto significa una participación privada menos vigorosa de la que se podría esperar en un mercado en el cual la responsabilidad estatal desaparece.

Las dos opciones extremas disponibles para mitigar los riesgos comerciales son los contratos de largo plazo o la combinación de un esquema de Bolsa junto con el desarrollo de instrumentos derivados, como los forward y los futuros. En los países desarrollados se dispone de contratos forward y contratos de futuros para la mayoría de bienes y servicios y en las monedas más fuertes. Esta opción sin embargo es difícil para el caso colombiano, debido a que los precios en Bolsa son muy volátiles, lo que hace muy costosos los instrumentos mencionados. La opción más interesante para Colombia consiste en profundizar el esquema de contratos de largo plazo como fundamento del despacho.

En el negocio de transmisión no hay incentivos claros para eliminar restricciones. Los costos de las restricciones se diluyen entre todos los agentes que usan la red, en lugar de concentrarse en quienes pueden tomar decisiones al respecto. Como aspecto positivo hay que destacar el diseño por parte de la UPME de un plan de expansión de la transmisión cuya financiación, construcción, operación y mantenimiento de las redes estaría a cargo de inversionistas privados, que participarían vía menor oferta económica.

En el negocio combinado de distribución y comercialización hay varios riesgos de importancia que afectan la inversión privada. En primer lugar, las dificultades para financiar el esquema vigente de subsidios cruzados mediante aportes directos del Presupuesto Nacional al Fondo de Solidaridad y Redistribución. La situación de las finanzas del Gobierno Nacional es crítica, pues se han registrado déficits fiscales crecientes en los últimos cuatro años y se proyectan déficits mayores para los próximos años, lo que limita las posibilidades de cubrir los requerimientos de subsidios mediante aportes del presupuesto. En segundo lugar, el Plan de Masificación del Gas se está desarrollando mediante tarifas subsidiadas, con el propósito de aumentar su penetración en el sector residencial (pero también tiene dificultades para financiar subsidios cruzados). Ello a su vez ha reducido la tasa de crecimiento de la demanda residencial por energía eléctrica.

A pesar de esto, la inversión privada en compra de activos existentes o participaciones accionarias es actualmente una alternativa atractiva, pues la ineficiencia de las empresas departamentales o municipales de distribución es tal que, con reducidas inversiones en reemplazo de algunas redes, sistemas de medición y facturación, y mejor atención al cliente, pueden generarse utilidades importantes. Lo anterior se evidencia en el enorme interés que ha despertado en el sector privado la venta de las distribuidoras del país.

Con los riesgos enumerados coexisten incentivos importantes a la inversión privada en el sector. La existencia de un mercado en generación, la perspectiva de privatización de la mayoría de las empresas de distribución del país en el corto plazo y la expansión de la infraestructura de transmisión mediante subastas, son elementos positivos para la participación privada en el sector eléctrico. Desde el punto de vista del inversionista, la remuneración de la transmisión no posee elementos de riesgo inherentes al negocio.¹⁵ La distribución pura se vislumbra como un negocio rentable: las fórmulas tarifarias están fijadas hasta el año 2002, y la evolución de los incrementos permitidos hasta esa fecha es más lenta que el potencial de recuperación de cartera, reducción de pérdidas negras y mejora de confiabilidad, actividades todas que requieren una inversión reducida y de efectos inmediatos e importantes.

En el negocio de generación, la presencia del cargo por capacidad es un elemento facilitador de la entrada de nuevos inversionistas. Sin embargo, la organización de las transacciones de corto plazo bajo el formato de pool obligatorio introduce el riesgo de despacho, que es magnificado por la volatilidad de los aportes hidrológicos a las plantas con escaso potencial de regulación. La combinación del mecanismo de pool obligatorio y la posibilidad de inversión estatal hacen de la generación un negocio menos atractivo que la transmisión o la distribución.

3.8.1 Garantías del Gobierno Nacional a Proyectos de Generación (PPA's)

El Gobierno Nacional, a través de la FEN, garantizó el pago por concepto de la compra de energía a proyectos de generación, por valor de US\$3.139.2 millones, como medio para impulsar rápidamente la inversión privada. En 1993 se emitieron garantías a Termoflores y a Termopaipa IV. Durante 1995 fueron emitidas garantías de pago para respaldar las compras de CORELCA al proyecto Termobarranquilla (TEBSA) por US\$1,254.5 millones y para la solución energética del Departamento de San Andrés y Providencia en cuantía de US\$113.7 millones. Adicionalmente, se aprobaron garantías de pago a ISAGEN

¹⁵ Salvo problemas de seguridad pública y riesgo regulatorio. Por supuesto, la remuneración del negocio está correlacionada con los riesgos de generación (demanda) y distribución (cartera).

para el contrato de compra de energía a Hidromiel S.A., por un monto de US\$654 millones equivalentes al servicio de la deuda del proyecto; igualmente se prevé la garantía para el proyecto Termocesar. Debido al probable impacto fiscal de estas garantías y a que la regulación del sector y su reestructuración avanzan en forma rápida, el Gobierno decidió no utilizar este mecanismo para proyectos adicionales.

Cuadro 11
Garantías del Gobierno Nacional a Proyectos de Generación

PROYECTO	MONTO TOTAL GARANTIZADO us\$ Millones	ESTADO DE LA GARANTIA	ESTADO DEL PROYECTO
Termoflores	460.5	Emitida a favor de Corelca el 30 de abril de 1993	Trámites ambientales, inicio construcción agosto - 96.
Termopaipa IV	656.5	Emitida a favor de la Electrificadora de Boyacá el 31 de agosto de 1994	Obra Infraestructura.
Termobarranquilla	1254.5	Emitida en marzo de 1995	3 unidades en montaje. Línea Soledad-SAbanalarga con licencia.
San Andres y Prov. ¹	113.7	Emitida el 25 de septiembre de 1995	Pasos previos a la iniciación
La Miel I	654.0	Aprobado Junta Directiva	Construcción obras infraest. Aprobada garantía nación, inicio construcción enero 97
Cesar	Sin definir su monto a la fecha.	Aprobada por la Junta Directiva	En licitación, cierre en agosto - 96.

Fuente: FEN y UPME (jun 11/96)

(1) Se hará efectiva por una suma muy inferior a la proyectada (aproximadamente US\$8 millones), debido a la contratación en trámite de un crédito directo para la ampliación y suministro del servicio de energía eléctrica.

3.8.2 Privatizaciones

En la segunda mitad de los noventa se ha producido un proceso amplio de privatización de empresas del sector. El Gobierno Nacional vendió sus participaciones accionarias en las empresas en las que figuraba como accionista mayoritario, como resultado del proceso antes descrito de conversión de deuda por activos. Igualmente algunas de las mayores empresas (EEB, ISA) desarrollaron procesos de capitalización con participación privada. En las privatizaciones han participado empresas chilenas, españolas y venezolanas, en consorcio con empresas colombianas.

Como resultado de estas operaciones, el sector privado era ya, en 1998, propietario de más del 50% de la generación y de más del 30% de la distribución de energía a nivel nacional. Esta situación contrasta con la existente a comienzos de la década, cuando la casi totalidad de los activos eran de propiedad pública.

A continuación se exponen algunos de los principales casos de privatizaciones del sector que ocurrieron en el país:

Chivor. Esta hidroeléctrica de propiedad de ISAGEN, con capacidad de 1.000 Mw, fue vendida a la empresa chilena Chilgener. Esta empresa adquirió el 99.01% de las acciones por US\$645 millones.

Betania. La Central Hidroeléctrica de Betania (CHB) es un generador independiente, que cuenta con una capacidad instalada de 510MW, e inició operaciones en 1988. Se vendió a un consorcio con participación mayoritaria de la empresa chilena ENDESA por US\$497 millones.

Termocartagena. El 85.75% de las acciones fue vendido al "sector solidario" y el 14.25% restante fue adquirido por el consorcio de electricidad de Caracas.

Termotasajero. Es una térmica a carbón de 150 MW. El 58% de las acciones es propiedad del sector solidario.

Empresa de Energía de Bogotá (EEB). Durante 1998 se realizó el proceso de incorporación de capital privado a la EEB, con la consecuente formación de tres nuevas empresas, a saber: a) EEB o Casa Matriz, con las actividades de transmisión de energía, ii) EMGESA, conformada con los activos de generación, y iii) CODENSA, con el negocio de distribución y comercialización de energía. El valor capitalizado ascendió a la suma de US\$2.176 millones siendo los nuevos socios de Emgesa la empresa Capital Energía S.A. compuesta por las empresas Endesa Chile y Endesa Desarrollo de España y de Codensa la empresa Luz de Bogotá compuesta por Enersis de Chile, Chilectrica de Chile y Endesa Desarrollo de España.

Los inversionistas privados son dueños del 48.5% de las empresas, y el Distrito Capital y los trabajadores del restante 51.5%. Este proceso ha sido uno de los mas importantes, dada la significancia de la empresa en cada uno de los negocios del sector (2.166 MW de generación y el 22% del mercado de distribución)

Reestructuración y Privatización de Corelca. La Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA) era de propiedad de la Nación. Cuenta con una capacidad instalada de 1,074MW en su totalidad térmicos. De los análisis sobre su viabilidad se determinó como la mejor alternativa jurídica, técnica y comercial la reestructuración de las empresas prestadoras del servicio en la Costa Atlántica, a través de una separación total de negocios, mediante la conformación de las siguientes empresas.

(i) Una empresa de generación, conformada por activos y pasivos de generación y contratos de compra de energía de largo plazo de las empresas involucradas; (ii) Una empresa de transmisión, conformada por los activos y pasivos de transmisión de las empresas involucradas¹⁶; (iii) Tres empresas distribuidoras: a) una de las distribuidoras atendería el servicio a cerca de 600.000 usuarios de los departamentos de Atlántico, Guajira, Magdalena y Cesar; b) otra empresa de distribución atendería el servicio a cerca de 470.000 usuarios de los departamentos de Bolívar, Córdoba y Sucre; y c) una tercera empresa prestaría el servicio en el Archipiélago de San Andrés y Providencia.

A partir del 18 de marzo pasado, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios –SSP- tomó posesión de las electrificadoras de Magdalena, Cesar y Sucre y posteriormente adelantó esta misma operación en las electrificadoras de Guajira, Atlántico y Bolívar. Esta intervención por parte de la SSP resulta de gran importancia para los procesos que se adelantan, pues permite mejorar la calidad de la gestión de las empresas y las condiciones para su capitalización.

La vinculación de capital a las nuevas compañías se efectuó en dos fases. La primera contempló la invitación a inversionistas estratégicos en distribución, transmisión y en generación a presentar propuestas para capitalizar las empresas involucradas en el proceso. En la segunda fase se pusieron en venta las acciones restantes en favor del sector solidario. Las acciones que no sean vendidas al sector solidario, serán ofrecidas posteriormente al público en general. La primera etapa de este proceso culminó en el mes de agosto de 1998.

Reestructuración y capitalización de ISA. La separación de negocios permite introducir competencia

¹⁶ Corelca tiene en la actualidad obligaciones contractuales por concepto de compras de energía garantizadas a largo plazo en los proyectos de TEBSA (repotenciación y construcción de capacidad adicional - 750MW)¹⁶, las Flores (90MW) y el proyecto de rehabilitación de unidades generadoras y construcción de capacidad adicional para San Andrés y Providencia (50MW).

donde es factible, y evitar el uso del poder de mercado y los efectos nocivos en precios y calidad que se originan en el uso de información asimétrica (riesgo moral y selección adversa) en actividades donde todavía la competencia es incipiente o no factible. La integración vertical disminuye la competencia efectiva y aumenta el potencial de uso de información asimétrica.

Esto, como se señaló, es más importante en el negocio de transmisión, cuyo papel es facilitar la entrada competitiva de agentes en el lado de la oferta y de la demanda. La iniciativa de separar el suministro de electricidad en negocios diferenciados, crear un mercado competitivo en generación y dejar a la iniciativa privada las decisiones de expansión de capacidad, fue un aporte vital de la reforma del Reino Unido al manejo de la electricidad.

3.8.3 Nuevas Inversiones

3.8.3.1 Proyectos Termoeléctricos

El sector privado ha participado en forma importante en el desarrollo de centrales térmicas a gas (Cuadro 12). También el Estado ha invertido en nuevas térmicas, con el propósito explícito de reducir la vulnerabilidad ante la posible ocurrencia de eventos hidrológicos que comprometan la capacidad de generación eléctrica del país y lo aboquen a la importación del servicio.

Cuadro 12
Proyectos Termoeléctricos Desarrollados en la Década de los Noventa

Proyecto	Capacidad (MW)	Tipo de Pianta	Propiedad	Propietarios
Termocentro 1 y 2	200	Turbogas de ciclo simple	Pública	ISAGEN
La Sierra 1 y 2	300	Turbogas	Pública	Empresas Públicas de Medellín
Gualanday	40	Turbogas con inyección de vapor	Pública	Ecopetrol
Renovación y Ampliación de Termobarranquilla - TEBSA	507 (1)	Turbogas con inyección de vapor	Privada	ABB-DISTRAL-Lancaster Steel Energy Initiatives
Termodorada	50	A gas de ciclo simple	Privada	
Termoflores I, II, III	400	Turbogas	Privada	Termoflores
Termo Opón I y II (2)	200	Turbogas	Privada	Termo Santander - AMOCO
Termo Merrilléctrica	160	Turbogas	Privada	Merriléctrica S.A.
Termo Valle 1 (3)	130	A gas de ciclo abierto	Privada	
Proeléctrica	90	Turbogas	Privada	

Fuente: Orlando Cabrales M. (1998), Memorias al Congreso Nacional 1997-1998, Ministerio de Minas y Energía; Villegas, Ana M. (1998), "Colombia incrementa su capacidad de generación a gas", Revista Acogas No. 23

(1) Es un proyecto de 747 MW, de los cuales 507 MW son adicionales.

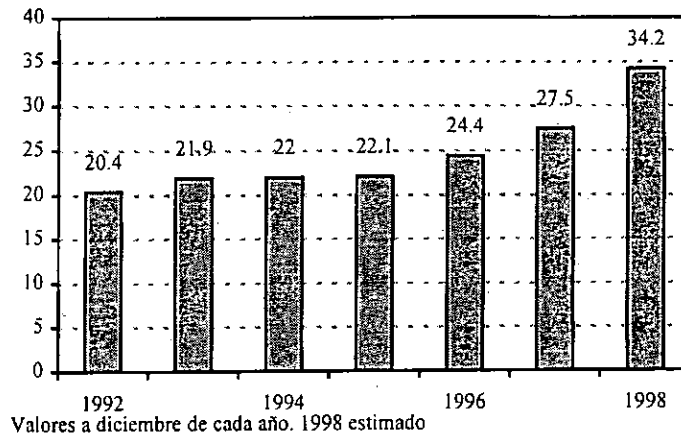
(2) Actualmente (junio de 1998) está fuera de servicio por problemas de suministro de gas.

(3) Actualmente está fuera de servicio por problemas técnicos.

Como resultado de ello, la evolución reciente de la composición hidro/térmica muestra un aumento significativo de la termoelectricidad (Gráfico 9), que pasa de representar el 20.4% de la capacidad de

generación en 1992 al 27.5% en 1997 y 24.2% en 1998.

Gráfico 10
Evolución de la Participación
de la Capacidad Térmica



Fuente: ISA

Este incremento de la componente térmica ha implicado también una mejora significativa de la calidad del parque generador, debido a la entrada de unidades nuevas, más eficientes y modernas, y al retiro de algunas unidades obsoletas. Estos avances garantizan mejores respuestas del lado de la oferta ante eventualidades desfavorables en los aportes hidrológicos, como efectivamente ocurrió en el último evento de El Niño 1997-1998.

3.8.3.2 Proyectos Hidroeléctricos

A diferencia de los proyectos termoeléctricos, los hidroeléctricos están siendo desarrollados por entidades públicas. El proyecto Miel I (375 MW) lo desarrollan ISAGEN y la CHEC. Porce II (392 MW) es construido por EPM y Urra I (340 MW) es desarrollado también por ISAGEN.

Entre las inversiones privadas se destaca por su estructuración financiera un proyecto pequeño, la Central (22.4 MW) Hidroeléctrica de Río Piedras.

Central Hidroeléctrica de Río Piedras¹⁷

Esta central tuvo como promotores a la empresa Integral, una firma de ingeniería, y a Generadora Unión, dedicada a la comercialización de energía. Ambas constituyeron Generar S.A. E.S.P., con un aporte inicial de \$2.500 millones (US\$3 millones).

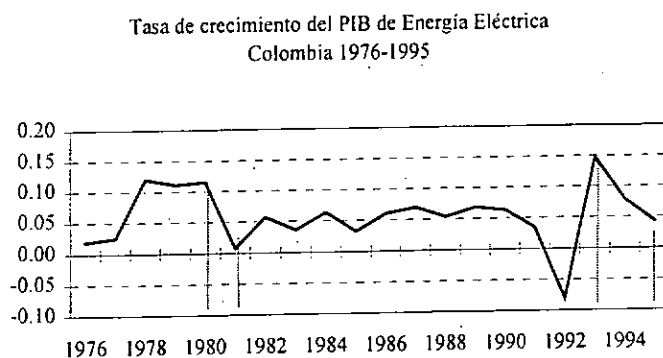
Para obtener el capital necesario, se estructuró una emisión de acciones por \$14.500 millones, que fue colocada en su totalidad en la bolsa de Medellín. Ello convirtió a Generar en la primera central hidroeléctrica privada del país en financiarse a través del mercado bursátil colombiano. Como señala Dinero (1998), “la abundancia de agua y los bajos costos de generación son la principal garantía del proyecto. Pero además, los contratos de venta de energía a largo plazo garantizan la estabilidad en los flujos del proyecto”. En la actualidad Generar tiene 468 accionistas, de los cuales 407 son personas naturales y 61 son personas jurídicas.

¹⁷ La información que se resume a continuación fue tomada de la revista Dinero de Mayo 31 de 1998.

3.9 ANÁLISIS ECONOMÉTRICO DE LOS DETERMINANTES DE LA INVERSIÓN

El Gráfico 11 muestra el comportamiento de la producción bruta de energía en el período de estudio. En él se aprecia un crecimiento muy fuerte (superior al 10% anual) en el período 1978-1980, seguido de un crecimiento estable pero muy inferior (del orden del 5% anual) entre 1981 y 1991, terminando con una fuerte caída con el apagón de 1992. La consecuencia obvia es el alto crecimiento de 1993 para luego volver al punto histórico de alrededor de 5.8%

Gráfico 11



Fuente: DANE, Cuentas Nacionales y Cálculos propios.

La Tabla 1 presenta los resultados de la estimación de la función de inversión para el sector de energía. Estos muestran que la inversión en infraestructura es elástica a cambios en los precios relativos, al costo del capital, a variaciones en las tarifas y a la existencia de superávit en el gobierno central. De otro lado, parece no haber sensibilidad de la inversión a cambios en el producto del sector.

Resultados de las Estimaciones de una Función de Inversión para el Sector de Energía

Variable Dependiente Ln(Inversión/PIB)		
Regresión 1		
C	-1.7165 (-4.326)	*
D(PIB)	-0.0031 (-0.039)	
Prelat	0.1439 (2.209)	(**)
CUK	-2.8374 (-2.212)	(**)
Tarifa	0.3528 (3.145)	(**)
Dummy	0.0571 (2.065)	(***)
R ² adj	0.2347	
DW stat	2.00	

Estadístico t en paréntesis

*, (**), (***) el estadístico t es significativo al 99%, (95%)
y (90%)

No. Observaciones: 18

Con respecto a los precios relativos, a pesar de obtenerse un coeficiente estadísticamente significativo, el signo del mismo es el contrario al esperado, ya que si aumenta el precio de la maquinaria importada es de esperarse que la inversión (FBKF) se afecte de manera negativa.

El resto de las variables consideradas tienen el signo esperado. Llama la atención la alta elasticidad de la inversión al costo del capital. Finalmente, la variable “muda” que se incluye, que toma el valor de 1 cuando se ha presentado un superávit en el gobierno central (y 0 para un balance equilibrado o un déficit), muestra que la inversión responde de manera positiva a la existencia de superávits.

3.10 PROBLEMAS PENDIENTES

La creación de un mercado de electricidad, con todas sus posibles defectos, ha facilitado el ingreso de agentes privados y la percepción de competencia. A su vez, el planeamiento indicativo efectuado a través del Ministerio de Minas y Energía y la presencia de ISA-GEN son percibidos como las mayores amenazas a la inversión privada, pues otorgan al Ejecutivo poderes de construir plantas por fuera de la dinámica del mercado, con bases discrecionales sustentadas en los análisis indicativos. El planeamiento indicativo debe volverse información de prospectiva, y debe desaparecer de la Ley 143 la mención a su papel en el ordenamiento del sector eléctrico. ISA-GEN debe ser privatizada prioritariamente sin cometer el error de disminuir la competencia en generación.

El mensaje final de este capítulo es que, sea cual fuere la forma precisa de reforma institucional de la regulación, es necesario un cambio radical de estilo. Actualmente se regula por comando y control, y no por incentivos. La presencia inevitable de información asimétrica no se está resolviendo con el diseño de mecanismos de revelación compatibles con los intereses de los agentes. Muchos problemas que se pueden resolver por medio de reglas de mercado se resuelven por reglas administrativas. Persisten medidas tales como mantener restricciones en el uso del agua de los embalses en un ambiente de mercado, creándose discontinuidades en la formación del precio del agua: especulación por reglamentación, el problema del momento.

Para que la comercialización pura juegue un papel en el mercado en beneficio de la competencia, es necesario eliminar los sesgos tributarios en su contra, que le restan competitividad y la colocan en peligro de desaparición.

La experiencia británica que Colombia ha seguido, ha sido pionera de la reforma sectorial de electricidad en el mundo, pero dista de ser el modelo literal seguido por otros países (Benavides 1998b). El primer gran contraste con el pool nórdico, por ejemplo, radica en que en este último los contratos son el fundamento del despacho, y la participación en el mercado spot es voluntaria y sin reglas de cotización. Tal elección puede implicar ventajas en sistemas predominantemente hidráulicos, al eliminar las necesidades de cargos por capacidad para disminuir el riesgo de no remuneración en épocas de abundancia hidrológica, e internalizar la confiabilidad.

Para aumentar su eficiencia, el modelo colombiano debe revisar las siguientes situaciones:

- La participación del lado de la demanda directamente en el pool. Reduciría la volatilidad y permite precios que reflejan la disposición a pagar.
- Las reglas de cotización en el pool (asimétricas para las diferentes tecnologías), que dan poca flexibilidad a los generadores térmicos y mucha a los hidráulicos.
- La existencia de los mínimos operativos de los embalses, que valorizan el agua embalsada a precios superiores a los del costo de racionamiento promulgado por la UPME e introducen cambios discontinuos en el régimen de precios, como se ilustra en el capítulo que describe la relación entre precio de bolsa e hidrología.

- La regulación adecuada para la transmisión, de forma que los incentivos a remover las restricciones sean claras y faciliten las decisiones de inversión en tal sentido.
- Compatibilización de la regulación del mercado spot eléctrico (con velocidad instantánea de reacción a cambios en los flujos) y la del mercado de gas.
- La posibilidad de que el pool sea voluntario y la organización de un vigoroso mercado de contratos.

REFERENCIAS

- Bunn, D. 1996, "Review of the Electricity Pool of England and Wales from a Demand-Side Perspective", en MacKerron G. y P. Pearson, *The UK Energy Experience. A Model or a Warning ?*, Imperial College Press, 1995.
- Dixit, A. K. (1996). *The Making of Economic Policy. A Transaction-Cost Politics Perspective*. Cambridge, MA: The MIT Press.
- Engel, E. et. al. (1997). "Infrastructure Franchising and Government Liabilities", Seminar: Managing Government Exposure to Private Infrastructure Projects. The World Bank. 29-30 May, Cartagena.
- Gray, P., Helm, D y A. Powell, 1995, "Competition versus Regulation in British Electricity Generation", en MacKerron G. y P. Pearson, *The UK Energy Experience. A Model or a Warning ?*, Imperial College Press, 1995.
- Green, R. y D. M. Newbery. 1992. "Competition in the British Spot Market," *Journal of Political Economy* 100: 929-953.
- Hernández, M. M. 1997. "Nash Equilibria in Spot Electricity Markets with Hydro and Thermal Players," *Proceedings of the 18th Annual North American Meeting of the USAEE/IAEE*. San Francisco, septiembre.
- Jacobs, J. M. (1997). "Artificial Power Markets and Unintended Consequences," *IEEE Transactions on Power Systems* 12: 968-972.
- Newbery, D. M. 1995. "Power Markets and Market Power," *The Energy Journal* 16: 39-66.
- Oren, S. S. (1997). "Economic Inefficiency of Passive Transmission Rights in Congested Electricity Systems with Competitive Generation," *The Energy Journal* 18: 63-83.
- Schweppe, F. et al. 1988. *Spot Pricing of Electricity*. Boston: Kluwer Academic Publishers.
- Vickrey, J. 1971. "Responsive Pricing of Public Utility Services," *Bell Journal of Economics* 2: 337-346.
- Von der Fehr, N. y D. Harbord. 1992. "Long-Term Contracts and Imperfectly Competitive Spot Markets: A Study of the UK Electricity Industry," *Memo 15/1992*. Departamento de Economía, Universidad de Oslo.
- MacKerron, G. y P. Pearson (1995), *The UK Energy Experience. ¿ A Model or a Warning ?*, Imperial College Press.

4. LA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE ACUEDUCTO Y ALCANTARILLADO EN COLOMBIA

4.1. BREVE HISTORIA DEL DESARROLLO DE LOS SISTEMAS DE ACUEDUCTO Y ALCANTARILLADO

En Colombia, históricamente, una amplia gama de entidades de naturaleza diversa se han encargado de la construcción de proyectos de acueducto y alcantarillado y de la operación de los sistemas. En sus comienzos los municipios o los particulares (bajo concesión municipal) adelantaron este tipo de obras y se encargaron de su operación. Por ejemplo, en Bogotá, Barranquilla y Bucaramanga, las empresas de acueducto pertenecieron y fueron operadas por particulares durante el primer cuarto de siglo. En otras ciudades los municipios se encargaron de estas funciones, recibiendo el apoyo esporádico de la Nación y los Departamentos.

Bogotá inaugura su sistema de acueducto en 1886, al que le siguen Cartagena y Medellín (de iniciativa municipal (1905) y posteriormente Cali en 1919 (Jaramillo (1995)). Los alcantarillados aparecen con rezago, siendo el de Medellín uno de los primeros en 1913 (Jaramillo (1995)).

La incapacidad (o desinterés) de los concesionarios por mantener el ritmo de inversión necesario para responder a una demanda creciente¹, lleva a la municipalización de las pocas empresas privadas. En Bogotá la empresa de acueducto pasa al control municipal en 1914. En Barranquilla rigió desde 1925 un contrato muy particular, que duró hasta 1960, en el que se había acordado que prestamistas norteamericanos administrarían, ellos mismos, la empresa de servicios públicos de la ciudad, mientras se redimiera el empréstito otorgado a esta.

Siguiendo a Cuervo (1997), en el desarrollo posterior de estos sistemas se pueden distinguir al menos tres periodos. El primero, que va de 1936 a 1950, está marcado por la creación y operación del Fondo de Fomento Municipal, evento que significó el cambio a un modelo sostenido de financiación con recursos de la nación. El segundo período, que va de 1950 a 1986, se caracteriza por el fortalecimiento de la participación nacional, que se extiende a la administración y operación de los sistemas a través del Infopal. El último período arranca con la quiebra y liquidación del Infopal y está marcado por los procesos de acentuación de la descentralización política y fiscal, por un mayor énfasis en la aplicación de principios comerciales en la operación de los sistemas y los primeros signos de participación privada.

4.1.1 Del Modelo Descentralizado a la Intervención Estatal (1936 - 1950).

Hasta mediados de los años treinta los acueductos se financiaron con auxilios parlamentarios, precarios y arbitrariamente distribuidos. En 1940 (Decreto 503) nació el Fondo de Fomento Municipal (FFM), adscrito al Ministerio de Hacienda y financiado con impuestos de destinación específica y recursos de crédito interno. Bajo este nuevo modelo, la Nación era la principal responsable de recaudar los fondos para las inversiones. Los recursos de FFM se distribuían con base en la población departamental, destinándose el 15% de estos a Bogotá. El esquema dependía en consecuencia del

¹ Ello no quiere decir que los concesionarios no hubieran contribuido a expandir en forma importante los servicios. Por ejemplo, ya para 1908 la red de acueducto de Bogotá con 50 Km. (Jaramillo (1995)).

Ministerio de Hacienda, con los otros ministerios ejerciendo funciones complementarias. La dirección de las obras era responsabilidad de la entidad que más aportaba, siendo por lo general la Nación. “Una vez terminadas las obras y autorizados los créditos, los sistemas debían pasar a manos de la administración municipal” (Cuervo, 1997).

La inversión pública en acueductos y alcantarillados representó en los años cuarenta el 1% de los ingresos del gobierno nacional (Cuadro 1). A pesar de que los recursos asignados al sector fueron modestos, su estabilidad permitió garantizar una tasa de expansión de las conexiones domiciliarias que no pudieron superarse en las décadas posteriores.

Cuadro 1
Inversión del Gobierno Nacional
en Acueductos y Alcantarillados

Periodo	Inversión /1
1940-1949	1.0%
1950-1957	0.6%
1958-1962	5.5%
1963-1968	1.2%
1970-1988	0.5% /2
1989-1997	

/1 En porcentaje de los ingresos del Gobierno Nacional.

/2 En porcentaje del PIB

Fuente: Cuervo, 1997.

4.1.2 Provisión Directa de los Servicios a Través del Insfopal

La incapacidad de los municipios para responsabilizarse del manejo de los sistemas de acueducto, dio lugar a la primera crisis y al cambio de modelo, orientándose hacia uno en el que se fortalecía la participación nacional, extendiéndose al campo de la administración de dichos sistemas. Con ese propósito se suprime en 1950 el FFM y se lo reemplaza por una entidad que no solo financia, sino que también ejecuta obras, el Instituto de Fomento Municipal (posteriormente Instituto Nacional de Fomento Municipal - Insfopal), creado como entidad dependiente del Ministerio de Fomento.

Cuadro 2
Evolución en la Cobertura de Servicios Públicos en Colombia 1938-1993 (%)

	1938	1951	1964	1973	1985	1993
Acueducto						
Total	11.2	29.3	38.7	57.6	70.4	76.4
Urbano	37.9	57.0	65.8	86.9	89.2	86.7
Rural	0.3	7.5	13.3	22.7	28.0	44.0
Alcantarillado						
Total	n.d.	n.d.	30.5	42.3	59.4	63.4
Urbano	n.d.	n.d.	58.0	72.2	80.7	77.2
Rural	n.d.	n.d.	4.9	6.7	11.3	19.0

Fuente: Luis Mauricio Cuervo (1992). *De la vela al apagón. 100 años de servicio eléctrico en Colombia*. CINEP, Plan de Agua 1995-1998, Documento Conpes 2767, marzo de 1995.

Paradójicamente, su base de recursos financieros se debilita, pues se suprimen las rentas de destinación específica. Además, después de 1957 se sustituye el esquema de distribución de recursos con base en la población por uno de distribución arbitraria y, en parte, clientelista. Este esquema, menos rígido y más redistributivo (desaparece la condición privilegiada de Bogotá) facilitó desde finales de los sesenta y en los setenta el acceso al endeudamiento externo de las ciudades pequeñas e intermedias. En este período el sistema se fragmenta.

Desde los años cincuenta, en las grandes ciudades se desarrolla el sistema de empresas públicas municipales, que se aíslan de esta forma de las dificultades financieras y administrativas del sistema manejado por el Insfopal. La fragmentación se amplía posteriormente, al suprimirse de las obligaciones del Insfopal el sector rural, para lo cual se creó el Inpes en el INS del Ministerio de Salud. Dentro del mismo esquema del Insfopal, se abre una brecha entre las empresas y ciudades con acceso a créditos externos y las que no lo tienen y quedan sometidas al capricho de los escasos recursos del presupuesto nacional (Cuervo (1997)).

Dentro del período es posible contar varios esfuerzos de la Nación por volver a transferir competencias y responsabilidades a los municipios. En 1957 se ofrecen estímulos financieros a los municipios que retomen la administración de sus servicios, medida que tuvo poco impacto. En 1975 se establece la obligación legal de crear organismos locales y regionales para la operación de los sistemas. “Se distinguen, sin embargo, los sistemas autónomos, los coadministrados y los que continuarán en manos estatales” (Cuervo (1997)).

La fijación de tarifas, que fue una de las funciones del Insfopal durante su existencia, se traslada en 1968 a la Junta Nacional de Tarifas. En 1975, sin embargo, se devuelve al Insfopal esta función.

A finales de los 60's las oficinas regionales del INSFOPAL se transformaron en Empresas de Obras Sanitarias Departamentales (EMPOS). Con esta reforma, el Instituto entregó la ejecución directa de las obras y en su lugar se dedicó a coordinar las EMPOS. Sin embargo, en la práctica continuó administrando, ejecutando, controlando y otorgando créditos a entidades débiles.

El período se caracteriza por una gran penuria financiera y una creciente dependencia respecto de los recursos de crédito de las entidades multilaterales (Banco Mundial y luego el BID). Como se observa en el siguiente cuadro, la creación del Insfopal no redundó en aumentos de la inversión canalizada al sector. Tan solo en el período 1958-1962 se movilizó un volumen importante de recursos, gracias a las políticas de pacificación y el apoyo internacional a través de la Alianza para el Progreso. En este período la inversión en el sector alcanzó una participación en los ingresos de la Nación (5.5%) jamás alcanzada en la historia del país (Cuadro 1).

El crecimiento en las conexiones domiciliarias de acueducto fueron de 4.7% en el período 1951-1964, 7.3% de 1964 a 1973 y 5.6% de 1973 a 1985. El período 1964-1973 muestra el mayor crecimiento de cobertura en acueducto y alcantarillado.

Al comenzar la década de los ochenta, el sistema nacional de acueductos y alcantarillados estaba conformado por unas pocas empresas municipales autónomas en las principales ciudades y un conjunto de 40 empresas de propiedad de la Nación, pero operadas en forma descentralizada.

En los años ochenta, el Plan de Ajuste Sectorial (PAS), cuya base es la autonomía financiera municipal, y su principal instrumento el manejo del crédito a través de un banco mixto (el Banco Central Hipotecario), que provee recursos subsidiados a través del Fondo Financiero de Desarrollo

Urbano (FFDU). Este fondo reemplaza al Insfopal en sus funciones financieras. Al FFDU se le definen otros parámetros para financiar al sector, diferentes a los que operaban con el Insfopal. Los préstamos deberán ser reembolsables, se pedirán contrapartidas y se harán exigencias de planeación física y financiera.

En 1986 se liquida la participación del Insfopal en sus filiales departamentales y municipales (EMPOS y ACUAS), que se convierten en institutos descentralizados del orden departamental y municipal, encargándose así a las entidades territoriales de la ejecución y operación de los proyectos. En 1987 se liquida el Insfopal.

La desaparición del INSFOPAL creó un vacío en la financiación del sector, que afectó el ritmo de la inversión y los niveles de cobertura. Comenzando la década de los noventa, los índices de cobertura se encontraban cerca de 7 puntos porcentuales por debajo de los patrones internacionales para países con un grado de desarrollo similar al de Colombia². Además, las entidades territoriales y el Gobierno nacional se encontraron sin un marco regulatorio claro y adecuado, que les permitiera asumir las nuevas responsabilidades asignadas por la descentralización.

4.1.3 Descentralización y Orientación Comercial

La reforma política, que estableció la elección popular de gobernadores en 1986, la acentuación del proceso de descentralización fiscal a partir de ese año y la Constitución Política de 1991, que extiende la elección popular a los alcaldes y permite la participación privada y comunitaria en la prestación de los servicios públicos, abren las puertas a modelos más flexibles de gestión de las empresas de acueducto y alcantarillado, que reflejen mejor la heterogeneidad socioeconómica de las entidades territoriales y nacionales y que promuevan la autonomía local.

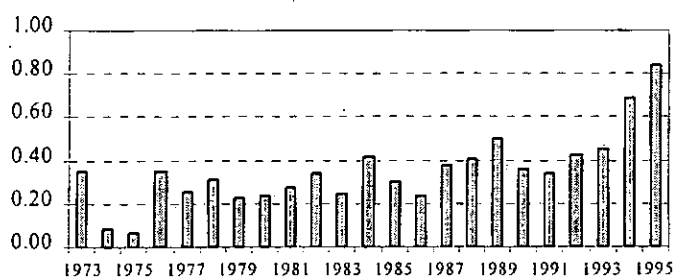
El desarrollo de estos procesos entra, hasta cierto punto, en conflicto con el modelo de gestión propuesto por la ley 142 de 1994, que, más rígido y basado en una dicotomía simplista pública - privada, no es fácilmente operacionalizable en la mayoría de los sistemas de acueductos. La ley 142 asigna la responsabilidad de planeación, regulación y vigilancia y control de los sistemas de acueducto y alcantarillado a tres entidades del orden nacional, pertenecientes al Ministerio de Desarrollo (Comisión de Regulación de Agua Potable (CRA), Dirección de Agua Potable y Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios), que dependen de una misma cadena decisional, la del ejecutivo en persona del Presidente de la República. La ley 142 “define una forma jurídica única para las personas prestadoras de los servicios, la de las sociedades por acciones. Las demás quedan entendidas como excepciones o desviaciones de lo que se considera la norma. El artículo 60 se esfuerza por poner toda suerte de trabas a la prestación directa de estos servicios por parte de los municipios” (Cuervo (1997)).

El gráfico que sigue muestra la tasa de inversión en acueductos y alcantarillados para el periodo 1973-1995 (en porcentaje del PIB), con base en cifras del DANE. El gráfico confirma la escasa movilización de recursos para este sector durante todo el periodo y el ligero incremento de los últimos años. La inversión ha sido pública casi en su totalidad; como se verá más adelante, la participación privada se ha limitado en el periodo reciente a invertir en mejoras de la administración, la operación y el mantenimiento de los sistemas, mas no en expansión.

² R. HOMMES, A. MONTENEGRO y P. RODA (1994), *Una Apertura Hacia el Futuro*, DNP-FONADE, Septiembre Pág. 148.

Gráfico 1

Inversión en Acueductos 1973-1995 (en % del PIB)



Fuente: DANE.

En materia de financiación, aparecen nuevas entidades, pero los recursos siguen proviniendo de transferencias de la nación, créditos de entidades del orden nacional y créditos de entidades multilaterales. El FFDU es liquidado y reemplazado por una nueva entidad adscrita al Ministerio de Hacienda, la Financiera de Desarrollo Territorial, FINDETER, creada en 1989 y que inicia labores en 1990.

Surgen además los programas de cofinanciación (aportes no reembolsables), que se inician en 1992 con la creación del Fondo de Cofinanciación de la Infraestructura para el Desarrollo Rural Integrado (DRI). A todas estas fuentes de financiamiento se suman los recursos provenientes de las transferencias intergubernamentales (Ley 60 de 1993), los cuales deben destinarse en un porcentaje muy pequeño a inversión en acueductos y alcantarillados, así como los créditos multilaterales, canalizados a través de Findeter. La confluencia de todas estas fuentes de recursos produce un leve repunte de la inversión a partir de 1994.

4.2. OFERTA: COBERTURA, EFICIENCIA Y RESULTADOS FINANCIEROS DE LAS EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO

Se estima que existen en el país 1708 entidades prestadoras de servicios de agua potable, alcantarillado y aseo (Cuadro) de los cuales menos de 40 se destacan por su tamaño (rango de suscriptores: entre 8,000 y 1.000.000), ya que la mayoría atienden poblaciones en zonas rurales. Los grandes sistemas de acueducto³ se encuentran ubicados en las capitales de departamento.

³ Los 15 principales sistemas están ubicados en Bogotá, Medellín, Cali, Barranquilla, Bucaramanga, Cartagena, Manizales, Pereira, Cucuta, Ibagué, Armenia, Neiva, Pasto, Villavicencio y Palmira.

Cuadro 3
Entidades Prestadoras de Servicios de
Agua Potable, Alcantarillado y Aseo, 1996

Servicio	No. Entidades
Agua Potable, Alcantarillado y Aseo	713
Agua Potable y Alcantarillado	244
Agua Potable y Aseo	59
Alcantarillado y Aseo	42
Sólo Agua Potable	302
Sólo Alcantarillado	18
Sólo Aseo	330
Total	1708

Fuente: Ministerio de Desarrollo Económico (1998)

4.2.1 Cobertura

La cobertura de los servicios de acueducto de 1996 era de 87.6%, la de alcantarillado 75.3% y la de aseo también de 87.6% (Cuadro 4). Claramente las coberturas decrecen con el tamaño de la ciudad. Estas cifras indican que la cobertura ha aumentado en forma más rápida en los noventa. Sin embargo, cerca de 9 millones de habitantes no cuentan con servicio de acueducto y cerca de 14 millones (!) carecen de alcantarillado (Plan de Agua (1995)).

Cuadro 4
Cobertura de los servicios de Acueducto
Alcantarillado y Aseo (%) - 1996

	Acueducto	Alcantarillad	Aseo
Grandes Ciudades	93.8	88.4	88.1
Bogotá	95.0	90.0	90.0
Cali	93.0	90.0	85.0
Medellín	99.0	94.0	97.0
Barranquilla	81.0	69.0	70.0
Ciudades Intermedias	88.8	83.7	84.2
Bucaramanga	100.0	100.0	95.0
Cartagena	72.0	60.0	87.0
Manizales	100.0	97.0	98.0
Montería	71.0	41.0	75.0
Pequeñas Ciudades	81.5	60.0	59.9
Total Nacional	87.6	75.3	87.6

Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (1997), Supercifras, revista No. 1

Al igual que en los demás servicios públicos, existe una gran dispersión en las coberturas regionales. Mientras que en la Zona Andina la cobertura es superior al promedio nacional, en la Costa Atlántica, en el sur y en el oriente del país las coberturas son más bajas. Además, los niveles de cobertura son muy diferentes en el sector urbano y en el rural y tienen una varianza alta dentro del sector urbano. En las tres ciudades principales (Bogotá, Medellín y Cali), con el 30% de la población del país, la cobertura es del 90%-95% en agua y alcantarillado, mientras en las capitales departamentales y

ciudades intermedias es del 70%-80% para agua y 35%-75% para alcantarillado y en el sector rural los porcentajes son 44% y 19% respectivamente.

4.2.2 Suscriptores del Servicio y Composición de la demanda

Se calcula que en el país existen 6.0 millones de suscriptores residenciales al servicio de acueducto, de los cuales aproximadamente 2.3 millones (38%) están localizados en los siete sistemas más grandes (Ver Cuadro 5). Con respecto a los usuarios no residenciales (usuarios industriales, comerciales, oficiales y especiales), estos totalizan 210.000, de los cuales 82% pertenece a los siete principales sistemas. En términos de número de suscriptores, las cuatro empresas más grandes son: Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EAAB), Sociedad de Acueducto, Alcantarillado y Aseo de Barranquilla (TRIPLE A) y las subdivisiones de acueducto y alcantarillado de las Empresas Públicas de Medellín (EPM) y de las Empresas Municipales de Cali (EMCALI). En conjunto estas empresas prestan el servicio al 30% de la población residencial y al 73% de los suscriptores comerciales e industriales.

Cuadro 5
Número de Suscriptores del Acueducto por Ciudad 1995

Categoría del Usuario	Bogotá	Medellín	Cali	Barranquilla	Cartagena	Cúcuta	Bucaramanga
Total Suscriptores	1,032,814	581,693	383,855	249,937	102,750	135,965	146,187
Residencial estratos 1,2,3 (%)*	65.0	67.0	70.0	67.0	72.0	64.0	59.0
Residencial estratos 4,5,6 (%)*	24.0	25.0	22.0	22.0	22.0	27.0	32.0
Industrial, Comercial, Oficial, Otros (%)	11.0	7.0	8.0	11.0	6.0	9.0	9.0

Fuente: Rivera, Daniel y Gabriel Piraquive (1997); CRA, Oficina Técnica, 1997

En cuanto a la composición de la demanda de agua potable, esta es básicamente de uso doméstico, con una participación del 87.6% en el consumo contabilizado total; le sigue la industria y el comercio con el 9.1% y las conexiones especiales (provisionales) participan con el restante 3.3%. los estratos 1, 2 y 3 concentran el 76% de la demanda residencial total.

4.2.3 Eficiencia en la Gestión del Servicio

La mayoría de las empresas del sector se caracterizan por tener graves problemas administrativos y técnicos, especialmente en lo que se refiere al nivel de pérdidas, manejo contable y administración operativa y financiera.

La continuidad en la prestación del servicio es deficiente, con excepción de las grandes ciudades. Tan sólo la mitad de las empresas del país abastecen el servicio en forma continua. En los municipios menores se presta el servicio en promedio el 71% del día y en los municipios medianos el 72% (Cuadro 2). Existen casos extremos donde sólo se presta el servicio unas pocas horas al día. En cuanto a calidad del agua, el 50% de las empresas abastecen agua tratada en las zonas urbanas y 38% en las rurales. En lo referente a la medición del consumo, el promedio de usuarios con medición no supera el 40% en las empresas pequeñas e intermedias.

El número empleados promedio sobre 1000 suscriptores presenta índices altos, de hasta 12 empleados, comparados con el índice internacionalmente aceptado de 4-5 empleados por 1000 suscriptores.

4.2.4 Resultados Financieros

En el cuadro 3 se presenta información sobre los estados financieros y los indicadores de gestión correspondientes a cinco de las mayores empresas prestadoras del servicio. Las cifras muestran alta varianza, tanto en los indicadores financieros como en los de gestión.

El problema de gestión más evidente, excluyendo a Medellín, se genera en el recaudo, puesto que en el país no existe una conciencia clara con respecto al pago del servicio de agua. EPM muestra parámetros de eficiencia y de gestión óptimos, mientras que EMCALI evidencia una planta de personal sobredimensionada.

Cuadro 6
Resultados Financieros e Indicadores de Cobertura y de Eficiencia
Empresas de Acueducto y Alcantarillado

Indicadores	Unidad	EAAB	EPM	Emcali	EP Pereira	CAM Bmanga
Indicadores Básicos de Operación						
Número de suscriptores	Número	1,007,710	581,693	373,760	76,806	141,000
Número de usuarios atendidos		5,958,195	2,433,457	1,948,040	350,972	141,000
Cobertura de acueducto	%	98.0	98.4	93.2	75.4	98.7
Cobertura de alcantarillado	%	85.0	93.5	89.6	83.2	93.5
Producción promedio	m ³ /año	567,230	290,140	227,000	54,313	83,000
Capacidad de tratamiento	m ³ /año	567,230	300,610	227,000	52,141	83,000
Medición	Medidor / suscriptores	98.0	90.8	93.2	92.4	100.0
Facturación	m ³ /año	360,230	189,286	150,728	30,947	58,900
Pérdidas	%	36.5	34.8	33.6	43.0	29.0
Estructura Tarifaria						
Tarifa media total	\$/m ³	600	440	535	368	278
Tarifa media por usuario	\$/m ³	445	340	300	189	169
Tarifa media estratos 1,2,3	\$/m ³	216	190	237	84	114
Tarifa media estratos 4,5,6, ind, com, oficial	\$/m ³	890	508	478	246	601
Facturación anual	\$/año	210,888	65,760	86,326	6,350	9,440
Porcentaje de recaudo	%	100.0	98.7	95.9	87.0	98.1
Categoría de usuario						
Residencial (estratos 1,2,3)	%	65.9	68.3	69.6	57.2	68.6
Residencial (estratos 4,5,6)	%	21.7	23.3	23	33.4	22.8
Industrial - comercial - oficial	%	12.4	8.5	7.4	9.4	8.6
Subsidio promedio por m ³	% (*)	64.0	56.8	55.7	77.2	59.0
Sobrecosto promedio por m ³	% (*)	48.2	15.4	-10.6	-33.3	116.2
Indicadores financieros de operación						
Gastos operacionales/ingresos operacionales	%	76.8	28.1	46.5	84.9	79.3
Costos personal/costos de operación	%	26.0	53.1	95.4	53.8	86.5
Costos personal/volumen facturado	\$/m ³	104.0	64.2	245.0	121.6	110.7
Costos totales/ingresos totales	%	105.7	105.1	73.4	95.1	96.7
Servicio de la deuda/costos totales	%	32.2	36.2	0.7	23.9	11.7
Servicio de la deuda/ingresos operacionales	%	34.1	54.4	0.5	22.7	11.3
Indicadores de solidez						
Activo corriente/pasivo corriente	%	335.6	46.1	99.3	29.4	106.3
Deuda/activo total	%	7.0	34.7	25.0	11.5	8.0
Pasivo de largo plazo/activo total	%	35.1	39.0	26.6	29.3	29.2
Pasivo laboral/activo total	%	20.7	8.9	1.3	12.4	163.2
Utilidad (pérdida) acumulada/patrimonio	\$(**)	2.0	24.8	0.0	0.0	na

(*) Para Bogotá es Desviación/media

(**) Para Bogotá es en \$ millones

4.3. CAMBIOS EN LA ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR

Antes de la expedición de la Ley 142 de 1994, los temas objeto de regulación, como las tarifas, las normas técnicas de diseño y construcción y los parámetros físicos y químicos que definen la calidad del servicio, se encontraban distribuidos entre diferentes entidades (Junta Nacional de Tarifas, Ministerio de Obras y Ministerio de Salud). Estas entidades no disponían de los recursos humanos para la formulación de los aspectos técnicos que se les habían encomendado, ni controlaban las variables del servicio, debido a la carencia de herramientas de intervención.

Frente a la situación de dispersión institucional, la Constitución de 1991 y de su desarrollo posterior en la Ley 142, introdujeron un nuevo marco institucional, legal y regulatorio dentro del cual pueden operar las entidades prestadoras del servicio. Las entidades a las que se les asignó las funciones de planeamiento, regulación y control hacen parte todas del Ministerio de Desarrollo.

4.3.1 Planeamiento

La planeación del sector está a cargo de la Unidad Administrativa de Agua Potable y Saneamiento Básico del Viceministerio de Vivienda, Desarrollo Urbano y Agua Potable (Ministerio de Desarrollo Económico). Entre sus funciones se encuentran:

- Elaborar planes de expansión de la cobertura, que incluyan las inversiones públicas a realizar y las privadas que se deban estimular;
- Diseñar y promover programas especiales de agua potable y saneamiento básico para el sector rural;
- Identificar fuentes de financiamiento para el servicio y apoyar las negociaciones de estos recursos;
- Determinar el monto de los subsidios de la Nación y los criterios de asignación;
- Desarrollar y mantener un sistema adecuado de información sectorial; y,
- Aprobar los Planes de Gestión y Resultados (PGR) de corto, mediano y largo plazo y las actualizaciones anuales que presenten las empresas de servicios públicos del país.

4.3.2 Regulación

El ente regulatorio del sector es la Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico - CRA, entidad con independencia administrativa, técnica y patrimonial, adscrita al Ministerio de Desarrollo Económico. Entre sus funciones se encuentran:

- Promover la competencia entre quienes prestan el servicio, o regular los monopolios cuando por condiciones de mercado sólo haya lugar a un oferente;
- Señalar criterios generales sobre abuso de posición dominante y sobre la protección de los derechos de los usuarios en lo relativo a facturación, comercialización y demás asuntos de la relación de la empresa con el usuario;
- Definir los criterios de eficiencia, desarrollando indicadores y modelos para evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de las Empresas de Servicios Públicos (ESP's) y buscar su aplicación;
- Fijar las normas de calidad a las que deben ceñirse las ESP's;

- Establecer las fórmulas tarifarias;
- Establecer factores para determinar subsidios a los usuarios de estratos de menores ingresos; y,
- Solicitar a la SSPD que adelante las investigaciones e imponga las sanciones de su competencia, cuando existan indicios de que se han violado las normas.

4.3.3 Supervisión y Control

El organismo encargado de la supervisión y control del sector es la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Su principal objetivo es garantizar a los consumidores un servicio continuo y de buena calidad. A la SSP se le ha otorgado el poder de intervención directa (o por medio de una fiducia) en situaciones de insolvencia, quiebra o liquidación de una ESP, con el fin de garantizar el servicio en dichas situaciones. Adicionalmente, la ley otorga a la SSP facultades para la imposición de multas, sanciones y amonestaciones a las ESP's y determina que la SSP podrá vigilar el cumplimiento de las leyes aplicables a las empresas y de los contratos celebrados entre las ESP's y los usuarios, establecer sistemas de información, vigilar la aplicación de los subsidios y evaluar la gestión de las empresas con base al Plan de Gestión y Resultados (PGR) de las entidades.

Sobre esto último cabe anotar que las ESP's tienen obligación de presentar para aprobación del Ministerio de Desarrollo Económico un PGR de corto, mediano y largo plazo, siguiendo los lineamientos impuestos por la CRA (que incluyen indicadores de gestión financiera, técnica y administrativa de las empresas). Este plan será el instrumento base para el desarrollo de las funciones de control tanto internas como externas, incluida la evaluación anual de la SSP.

4.4. LA REGULACION DEL SECTOR

La estructura tarifaria aplicada al sector había sido adoptada en 1987 y se basaba en la estructura adoptada para el sector eléctrico, con tres rangos de consumo para acueducto (básico, complementario y suntuario) y con una tarifa de alcantarillado igual al 50% del valor del servicio de acueducto. El esquema se había manejado con criterios políticos. Por decisión de la misma Junta Nacional de Tarifas, desde 1990 las tasas de actualización mensual se habían ido rezagando con respecto a las de energía: por ejemplo, para 1990, el incremento en energía alcanzó un 47%, mientras que en acueducto fue sólo del 24%.

La Ley y las resoluciones 08 (agua potable) y 09 (alcantarillado) de 1995 de la CRA establecieron una nueva política tarifaria basada en los siguientes objetivos: (i) recuperación de los costos eficientes de prestación del servicio; (ii) logro de estabilidad financiera de las empresas; (iii) redistribución del ingreso; y (iv) envío de una señal para el consumo eficiente del agua por parte de los usuarios.

4.4.1 Metodología Tarifaria

En la nueva metodología las fórmulas tarifarias incluyen los costos asociados con la prestación del servicio, los cuales se componen de tres elementos:

- a) Costos de inversión;
- b) Costos operacionales del sistema; y,
- c) Costos de administración.

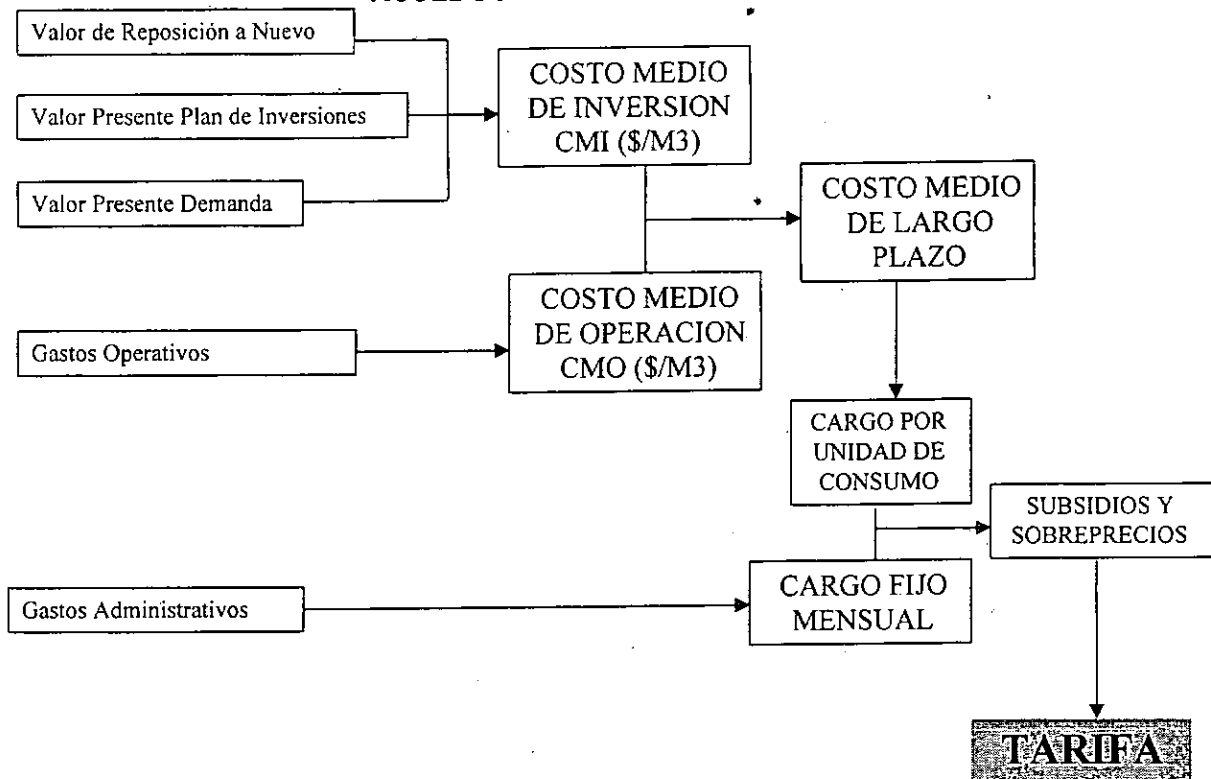
El costo medio de inversión de largo plazo debe ser igual al costo de reposición más el valor presente del plan de inversiones por metro cúbico producido, incluido un nivel "razonable" de pérdidas. El plan de inversiones a aprobar por la CRA debe incluir los proyectos requeridos para aumentar la capacidad de producción del sistema, así como para maximizar la utilización de la capacidad actual.

El costo medio de operación se obtiene a su vez de los costos operacionales por unidad producida del sistema (teniendo en cuenta las pérdidas), que incluyen, entre otros rubros, los costos totales de personal, la energía, los químicos, el mantenimiento de los equipos y el valor de compra del agua cruda. Como resultado de la suma del costo medio operacional y el costo medio de inversión, se obtiene el costo medio de largo plazo.

Los costos de administración comprenden por su parte los sueldos y salarios del personal administrativo, los seguros, las contribuciones y los gastos generales.

FIGURA 1 .

ESTRUCTURA DE LOS COSTOS DE REFERENCIA PARA LA FIJACION DE TARIFAS EN ACUEDUCTO Y ALCANTARILLADO



Fuente: Cuadro de esquemas tarifarios - Oficina de Regulación - CRA

Las fórmulas tarifarias incluyen un cargo fijo y un cargo por consumo. Para determinar el cargo fijo se utilizará como referencia el costo administrativo por usuario, ajustado por un factor de subsidio o sobreprecio aplicado a cada estrato. El cargo por consumo incluye la tarifa para el consumo básico (hasta 20 M3), que es el resultado del costo medio de largo plazo más (o menos) el factor de sobreprecio (o subsidio) aplicable a cada estrato. Para determinar la tarifa aplicable a los consumos superiores a los 20 M3, se toma el costo medio de largo plazo y se le adiciona un factor de sobreprecio para cada rango de consumo en cada estrato. Esta misma metodología se utiliza para determinar las tarifas para cualquier nivel de consumo en los sectores no residenciales.

Finalmente, se reglamentó una tasa de descuento o tasa de remuneración del capital involucrado en la prestación del servicio (tasa de descuento en el cálculo de los costos económicos de los servicios) en un rango entre el 9% y el 14% real.

4.4.2 Subsidios Cruzados y Fondo de Solidaridad

Con respecto a los subsidios, la Ley 142 estipula que en las facturas se debe distinguir entre el valor que corresponde al servicio y el factor que se aplica para proporcionar subsidios a los estratos 1, 2 y 3. Los subsidios se deben realizar sobre la porción de la tarifa que recupera el valor de las inversiones para prestar el servicio y no sobre la porción que refleja el costo de administración, operación y mantenimiento. De esta manera, todos los usuarios, incluyendo los estratos más bajos, deben pagar la totalidad de dicho costo.

Adicionalmente, la ley definió topes máximos respecto a los subsidios y los sobrecargos que se pueden cobrar por cargo fijo y consumo básico con respecto al costo medio del suministro. Los factores de solidaridad y redistribución estipulados por la Ley 142 de 1994 son los siguientes: el estrato 1 tendrá un subsidio máximo del 50%; el estrato 2 del 40% y el estrato 3 del 15%. Los estratos 5 y 6 pagarán la tarifa con un recargo del 20% y el estrato 4 pagará el valor estimado del costo medio de suministro. Los Concejos Municipales están en la obligación de crear los “Fondos de Solidaridad y Redistribución de Ingresos” con el fin de destinar los recursos excedentes captados de los estratos 5, 6 y usuarios no residenciales, así como recursos de los presupuestos para tal fin.

Estas normas presentan algunas dificultades en su implementación. Por un lado, los topes máximos a los subsidios probablemente van a entrar en conflicto con las realidades socioeconómicas y tarifarias de las diferentes regiones del país (composición de estratos en cada municipio) y las características intrínsecas de cada uno de los servicios, generando un riesgo potencial de crear déficits estructurales.

Para ajustarse a la ley, las tarifas actuales deberán incrementarse en forma significativa, puesto que en algunos municipios los estratos bajos están pagando sólo el 10% del costo de administración, operación y mantenimiento. Esto significa que habrá que aumentar en forma significativa las tarifas a los estratos más bajos y disminuirlas en los estratos más altos. En un ejercicio preliminar realizado por la CRA, se estimaron alzas en el rango de 130% a 725% en los estratos bajos, mientras que las tarifas de los estratos más altos y usuarios comerciales e industriales deben disminuir en la mayoría de los casos.

Finalmente, un aspecto que debe analizarse es la definición del rango de la tasa para remunerar el capital, reglamentado en 9% a 14%. Esta tasa se definió sobre la base del costo promedio ponderado de capital, bajo las siguientes premisas respecto al costo del capital propio y el de la deuda.

- Costo Capital Propio: se utilizó el modelo de “precio de los activos de capital” (CAPM), que es el resultado de una tasa libre de riesgo más una prima por el riesgo del sector. El coeficiente para la prima de riesgo se valoró en 1 (es decir un riesgo implícito igual al promedio del conjunto del mercado accionario del país) y los cálculos de la Bolsa de Bogotá para un período de 30 años arrojaron un valor para el costo del capital del 12%.
- Costo de la Deuda: se utilizó la premisa de que tradicionalmente las tasas de interés de los préstamos destinados al sector han sido menores a las de los préstamos con otro propósito. Esto se concluyó bajo el supuesto “que los préstamos dedicados al sector han sido en su gran mayoría realizados a través de fuentes no comerciales, como FINDETER y la banca multilateral y gubernamental”. De esta manera, se concluyó que el costo de los préstamos para el sector está entre el 8.7% y el 14.5% real (lo que equivale al DTF + 5 puntos, asumiendo un DTF real entre el 4% y el 10%).

Se obtiene entonces un costo promedio ponderado de capital (asumiendo una participación del capital del 30%) entre el 9% y el 14%. Este rango, si se analiza bajo una perspectiva menos optimista, está varios puntos subestimado. Esto resulta no sólo de una estimación conservadora del costo de capital (utilizando un coeficiente que equivale al riesgo del mercado, en un sector con riesgos regulatorios, políticos, pérdidas de agua sustanciales, problemas graves de recaudo de cartera, entre otros) sino también de una premisa equivocada respecto al costo de la deuda del sector. El apalancamiento de los municipios o de las ESP's recientes, se ha realizado en su mayoría por la banca comercial, con unas tasas que varían entre DTF + 6% u 8%, a diferencia de la tasa de Findeter del DTF + 5%, o la tasa de los organismos multilaterales estimada en 7.5% real. En un cálculo de costos medios, la tasa de descuento utilizada define la tarifa. Por consiguiente, esta tasa debe ser revisada cuidadosamente, pues puede impedir la vinculación del sector privado.

4.4.3 Confusión entre Regulación e Intervención

En el sector de agua potable parece existir una gran confusión entre los conceptos de intervención y regulación. La CRA ha definido simultáneamente reglas inflexibles en cuanto a los mecanismos de tarifas (topes máximos de tasa de descuento, topes máximos de subsidios), y en relación con los índices de gestión en el corto y mediano plazo (técnicamente imposibles) de obligatorio cumplimiento. Definir índices de gestión sin tener en cuenta las necesidades del usuario o las implicaciones de inversión (y por ende de incremento tarifario) es un esquema que sencillamente se incumple. Por esto, dejar actuar a las fuerzas del mercado a través del manejo de la información puede ser un mecanismo más realista. Este aspecto, sumado a la desconfianza respecto a la capacidad de la Superintendencia de Servicios Públicos de forzar la aplicación de la regulación, resultan en un marco regulatorio débil.

4.5. NUEVOS ESQUEMAS DE FINANCIACION DEL SECTOR Y SUS PROBLEMAS

Como complemento de la reestructuración del sector, se diseñó un esquema financiero para aumentar los volúmenes de inversión y mejorar la calidad de los proyectos. Es así como en el Plan de Agua 1995-1998 se contempló la canalización de recursos para el sector por \$1.8 billones, provenientes de fuentes públicas, multilaterales y privadas. Los Municipios actualmente cuentan con alternativas de financiación como las transferencias de la Nación (Ley 60 de 1993) y los créditos de la Financiera de Desarrollo Territorial, FINDETER. Además la banca multilateral también provee recursos financieros, en forma directa y a través de entidades como FINDETER. El plan dependía en forma importante de la financiación pública (73.7% de los recursos).

En materia de crédito los Municipios están utilizando preferentemente los créditos de la banca comercial para complementar los recursos de transferencias, y no créditos de FINDETER o de la banca multilateral, que presentan condiciones de plazo y tasas más acordes con las inversiones del sector. Las razón para esto es que los bancos comerciales requieren menos trámites que las otras alternativas de financiación, las cuales presentan procesos complejos y largos⁴ (entre 6 meses y 2 años). El acceso al crédito de la banca comercial se obtiene fácilmente mediante la pignoración de rentas. Las exigencias que presentan los créditos de FINDETER o de la banca multilateral son más

⁴ En un estudio de FINDETER realizado con base en encuestas a los alcaldes, se concluyó que éstos son indiferentes a las tasas de interés, mientras que la obtención oportuna de los recursos es el principal determinante de la demanda.

complejas que las de la banca comercial, ya que su aprobación requiere detallados análisis sobre la viabilidad tanto técnica como social de los proyectos. Normalmente estos organismos establecen condiciones previas para el desembolso, tales como cambios en la gestión operacional o comercial de las entidades, e inclusive solicitan replantear la estructura del proyecto. Esto último, sumado a las dificultades para encontrar un banco que redescuente los recursos de FINDETER (debido a los bajos márgenes establecidos para estas operaciones), retardan los desembolsos y dan lugar a muy bajos índices de ejecución.

Además, las empresas prestadoras del servicio tienen en su mayoría baja calidad crediticia, debido a su situación financiera, como resultado en gran medida de la gestión deficiente y las políticas tarifarias, lo que dificulta aún más la obtención de créditos en condiciones acordes a las características del servicio, cuyos activos tienen plazos de maduración entre 10 y 20 años. Por consiguiente, la estructura de apalancamiento actual, en donde los créditos comerciales cobran un mayor peso relativo en la financiación total, resultan en un mayor servicio de deuda, que influye directamente en la capacidad de las empresas para cubrir sus necesidades de inversión.

4.6. LA OBLIGACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE LAS EMPRESAS Y LA PARTICIPACIÓN PRIVADA

La Ley 142 estableció la obligatoriedad para todas las empresas de servicios públicos domiciliarios de organizarse, antes del 11 de julio de 1996, como sociedades por acciones, pudiendo ser públicas, privadas o mixtas⁵. Estableció también que las entidades descentralizadas de cualquier orden, cuyos propietarios no deseen que su capital esté representado en acciones, deberán adoptar la forma de Empresa Industrial y Comercial del Estado. En julio de 1996 se aprobó una ley que amplió en 18 meses el plazo para la transformación de las entidades, es decir, hasta diciembre de 1997.

Con esta obligación se ha abierto una oportunidad para la vinculación privada en el sector. A continuación se describirán casos específicos de entidades prestadoras del servicio que han involucrado capital privado en su transformación. Estos casos presentan diversas modalidades, desde la vinculación de inversionistas privados como socios minoritarios en una sociedad mixta (casos de Barranquilla y Montería), hasta la participación activa de éstos como socios mayoritarios y operadores (Cartagena).

El siguiente cuadro muestra el número de entidades que prestan el servicio de acueducto y alcantarillado en el país.

4.6.1 Casos Recientes de Participación Privada en la Transformación del Sector.

Aguas de Barcelona ha tenido una presencia masiva en los procesos de privatización de empresas de acueducto y alcantarillado del país. Su participación se inició en Cartagena en 1994, donde le fue adjudicada la concesión para la operación del sistema por 25 años, siguiéndole posteriormente Barranquilla, Santa Marta, Puerto Colombia y Galapa.

La participación privada se ha limitado en gran medida a la gestión de los servicios. Muy pocos recursos se han destinado a la expansión de los sistemas.

⁵ Según la definición de la Ley 142, empresas de servicios públicos mixtas son aquellas en cuyo capital la Nación, las entidades territoriales o las entidades descentralizadas tienen aportes iguales o superiores al 50%.

Barranquilla. Los servicios públicos en Barranquilla se han prestado a través del tiempo bajo diversas modalidades, con resultados muy diferentes. Entre 1925 y 1945, la ciudad demostró tener la empresa de acueducto y alcantarillado más eficiente del país. Era ejemplo en América Latina y su cobertura alcanzaba el 87% de la población, la más alta registrada por Barranquilla en este siglo. Sin embargo, en 1945 sus socios principales-los banqueros del Trust Company of Chicago- se retiraron, iniciándose un proceso de rápido deterioro en la prestación del servicio.

En 1960 se fundaron las Empresas Públicas Municipales de Barranquilla (EPM), que se convirtieron en fortín político y modelo de ineficiencia, haciendo crisis finalmente a comienzos de 1991. Como resultado de ello y por iniciativa del Comité Intergremial del Atlántico, se constituyó la Sociedad de Acueducto, Alcantarillado y Aseo de Barranquilla S.A. (TRIPLE A), como una sociedad de economía mixta del orden municipal⁶, para prestar el servicio mediante el usufructo de los activos de acueducto, alcantarillado y aseo, que siguen siendo propiedad del Municipio. Es importante destacar que aún cuando la TRIPLE A cuenta con un aporte mayoritario del Municipio, por disposición estatutaria el sector privado participa en la junta directiva en igualdad de condiciones, al tener la facultad de nombrar el 50% de los miembros de la junta. Transcurridos más de cuatro años de operación de la nueva empresa, la experiencia es satisfactoria, tanto en la calidad del servicio como en los resultados financieros respecto a la situación que existía con las Empresas Públicas Municipales de Barranquilla (Cuadro 5).

Triple A. En octubre de 1996 le fue adjudicada a la sociedad Inassa (Interamericana de Aguas y Servicios S.A.), conformada por Aguas de Barcelona e inversionistas colombianos, la concesión de la gestión del agua, del saneamiento y de la recogida de basuras y limpieza urbana en la ciudad de Barranquilla. Inassa es accionista de la Sociedad de Acueducto, Alcantarillado y Aseo de la ciudad de Barranquilla (Triple A) y Aguas de Barcelona es el socio operador.

Cuadro 7
Resultados de TRIPLE A en Índices
de Cobertura y Gestión

	EPM*	Triple A (1996)
Cobertura de Acueducto:	60%	77%
Cobertura de Alcantarillado:	55%	65%
Cobertura Aseo	N.D	69%
Eficiencia en el recaudo Acueducto/alcantarillado:	65%	75%
Empleados por cada 1000 conexiones	7.6	3.3
Índice de Agua No Facturada	70%	60%
Tiempo de respuesta al usuario	Indefinido	96 horas

*EPM: Empresas Públicas Municipales de Barranquilla

Fuente: TRIPLE A, 1996

La Triple A ha introducido nuevas tecnologías para atender rápidamente los problemas que pueda presentar el servicio y prestar mejores servicios, que incluyen el telemando, equipos para realizar cruces e instalación de tuberías sin romper el pavimento, equipos para detectar fugas de acueducto por

⁶ Distribución accionaria: Municipio de Barranquilla (88.7%), Fundación Monómeros (1.28%), Promigas S.A. (1.19%), Fundación Mario Santodomingo (1.14%), Fondo de Empleados Intercor (0.72%), Cementos Caribe (0.56%), Otros (6.41%).

correlación acústica y baterías colectivas de medidores. En 1997 invirtió \$15.000 millones en estos equipos, en gestión comercial, calidad del agua y sistematización, entre otros rubros.

Las inversiones y los cambios en la gestión de la empresa produjeron mejoras sustanciales en el índice de pérdidas de agua (que era del orden del 58% en 1996) y en los resultados financieros de la Triple A, que pasó de una situación de pérdidas por \$14.893 millones en 1996 a perder \$3.684 millones en 1997.

Montería. El sistema de acueducto tenía una cobertura potencial del 72%, pero como consecuencia de racionamientos de hasta 24 horas, tres veces por semana, la cobertura efectiva era del 35%, con una baja calidad del agua. Las pérdidas superaban el 87%, con una eficiencia del recaudo del 60%. Como resultado de lo anterior y de la delicada situación financiera, por iniciativa del Gobierno Nacional se liquidó la Empresa Municipal de Montería.

Se adelantó entonces un programa de retiro voluntario de trabajadores y la creación de tres cooperativas de servicios públicos y de una sociedad limitada que prestó el servicio durante el período de transición.

El 3 de febrero de 1994 se creó la Sociedad de Servicios Públicos de Acueducto y Alcantarillado de Montería (SAAM SA). Esta nueva compañía tiene una composición patrimonial 60% municipal y 40% privada. En el capital privado participan, entre otros, los antiguos empleados. En la actualidad, la sociedad presenta índices de eficiencia, que aunque todavía permiten un margen de mejora, son satisfactorios respecto a los observados al inicio del proceso. La relación de empleados por 1000 suscriptores descendió a 4.32 y la continuidad del servicio se encuentra en el 83%.

Cartagena. Resultado también de una prestación deficiente del servicio, el Distrito realizó un concurso público para seleccionar un socio operador para la recién creada sociedad de economía mixta - Sociedad Aguas de Cartagena S.A. E.S.P. Este socio debía suscribir acciones por un monto estimado de \$2 millones de dólares, que representaban el 51% del capital de la empresa, y debía asumir la prestación de los servicios públicos de acueducto, alcantarillado y aseo en la ciudad de Cartagena y sus corregimientos, a través de un contrato para gestión integral. Como resultado del concurso, le fué adjudicado al contrato a la Sociedad General de Aguas de Barcelona S.A., que suscribió el acuerdo de accionistas y el contrato para la gestión integral de los servicios a finales de 1994 e inició operaciones en junio de 1995.

Otras Formas de Participación Privada. El sector privado también puede participar mediante estructuras tipo concesión o BOT. Este es el caso de la concesión para el tratamiento de aguas residuales del Río Bogotá, otorgada por la Alcaldía Mayor de Santafé de Bogotá en septiembre de 1994 al consorcio conformado por Lyonnaise des Eaux y Degremont S.A. El proyecto tiene un costo estimado de US\$ 100 millones.

Igualmente, la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EAAB) entregó en concesión la planta de tratamiento de agua de Tibitoc y la tubería matriz del acueducto línea "Tibitoc-Casablanca 78", para su rehabilitación y posterior mantenimiento y explotación por un período de 20 años. Como contraprestación, el concesionario percibirá una tarifa por metro cúbico de agua captada, potabilizada y puesta a disposición de la empresa.

Como se desprende de estos ejemplos, en el país han existido intentos interesantes de proyectos que van más allá de un simple contrato entre accionistas que vincule capital privado. Sin embargo, estos

procesos no han sido fáciles de implementar y en ocasiones, como la licitación pública internacional para la construcción del acueducto del Río Guachaça en el Distrito de Santa Marta, se declaró desierto por falta de interés de los posibles proponentes.

Tomando como punto de partida estos ejemplos, vale la pena analizar el sector a la luz del marco regulatorio e institucional actual, con el fin de identificar los retos y desafíos que enfrentan los inversionistas en el sector.

4.6.2 Riesgos para el Inversionista Privado

El proceso de vinculación privada en el sector no ha sido consecuencia de una estrategia planeada y estructurada, sino más bien el resultado del colapso de las empresas públicas. La participación privada sigue sin embargo siendo urgente. Las ineficiencias en la administración de los servicios y las pérdidas físicas y comerciales de agua, hacen que el valor agregado de un operador privado sea enorme. La ineficiencia en la operación de los sistemas es tan marcada, que un manejo razonablemente mejor de las empresas permite, sin incrementos tarifarios, remunerar al inversionista privado y crear excedentes al municipio para aumentar las coberturas. Las fugas de agua y las viviendas no conectadas o sin medidor representan pérdidas financieras que un operador privado no está dispuesto a permitir. El gran atractivo para el sector privado consiste en que con capacidad técnica y administrativa se pueden llegar a manejar los sistemas con niveles de eficiencia muy superiores a los actuales.

En la actualidad, los inversionistas privados deben enfrentar tres retos fundamentales: (i) resistencia laboral y política; (ii) desconocimiento del estado actual de la mayoría de los sistemas de acueducto y alcantarillado; y (iii) un marco regulatorio incompleto.

- **Resistencia Laboral**

Normalmente las empresas cuentan con plantas sobre - dimensionadas, resultantes de las presiones políticas para contratar copartidarios. La tendencia hacia la automatización y sistematización de los servicios, está reduciendo las necesidades de personal en actividades de control de figas y la facturación. Otras actividades como la reparación de daños a la tubería pueden sub - contratarse.

- **Resistencia Política**

La resistencia de los gobiernos locales (alcaldes y Concejos Municipales) a la transformación de las empresas va a depender de la forma como se implemente la vinculación del sector privado. Es importante que esta se perciba como una fuente adicional de ingresos al Municipio, que además no implica un deterioro en la prestación del servicio, ni impide la expansión de la cobertura a los estratos de bajos ingresos.

El primer aspecto se puede estructurar a través de la creación de un fondo que recoja los ingresos adicionales, ya sea por el incremento en utilidades (resultado de una gestión más eficiente), o por la contraprestación que paga el concesionario por el usufructo de la infraestructura. Respecto a la expansión de la cobertura a todos los estratos, éste aspecto es condición de obligatorio cumplimiento bajo la Ley 142 de 1994 y las resoluciones de la CRA y que la entidad contratante -ya sea una ESP o el mismo municipio- puede establecer dicha obligación en el respectivo contrato o participar en la planeación del servicio, en caso que continúe siendo socio de la respectiva ESP.

- **Desconocimiento del Estado Actual de la Mayoría de los Sistemas de Acueducto y Alcantarillado**

Debido al pobre manejo operativo y comercial de los sistemas, la información respecto al estado actual de la infraestructura y acerca de los usuarios es deficiente y en algunos casos inexistente. Este aspecto representa un riesgo para el inversionista privado, especialmente en aquellos casos en donde la estructura de vinculación busca responsabilizar al privado del mantenimiento y rehabilitación de las redes.

- **Marco Regulatorio Incompleto**

Como se ha indicado anteriormente, antes de cuatro (4) años no se logrará que la “Tarifa a Usuario Final” refleje los costos de inversión y de capital de trabajo asociados a la prestación del servicio público. Además, la situación en que se encuentran la mayoría de los sistemas y la escasa información sobre el estado de los mismos crea una situación compleja para los inversionistas, que en caso de involucrarse en el sector, deben “cubrirse” con altas tarifas y/o contraprestaciones para contrarrestar dichos riesgos. La pobre situación financiera de un gran porcentaje de las empresas hace además remota la posibilidad de que asuman compromisos financieros. Este aspecto dificulta la estructuración de proyectos para entregar en concesión total el sistema, en donde se trasladan total o parcialmente riesgos y responsabilidades al inversionista, incluidos el riesgo regulatorio (caso de la concesión), riesgo comercial y la organización y planeación del servicio público.

Referencias

E. Idelovitch, K. Rinskog, Banco Mundial, “Private Sector Participation in Water Supply and Sanitation in Latin America”, *Directions in Development*, 1995.

DNP, “Colombia: Evaluación del Desempeño de las Entidades del Sector Agua Potable”, Agosto 1993.

P.N.U.D, Banco Mundial, Ministerio de Desarrollo Económico, **Economía del Agua y Sector Privado**, Ministerio de Desarrollo Económico, Enero de 1996.

Plan de Agua 1995-1998 Acueducto y Alcantarillado, Documento CONPES 2767, Marzo 22 de 1995, DNP.

Ley 142 de 1994 y sus Decretos Reglamentarios, Resoluciones de la CRA y de la S.S.P.D

5 CONSTRUCCION DE CARRETERAS EN COLOMBIA: CONTRATOS DE OBRA PUBLICA Y CONTRATOS DE CONCESION

5.1 INTRODUCCIÓN

Normalmente las carreteras en Colombia se han desarrollado vía "contratos de obra pública". Los estudios han mostrado que este esquema da lugar a considerables retrasos y sobrecostos y a corrupción. Un estudio reciente estimó los retrasos en 4 veces el tiempo programado de ejecución y los sobrecostos en dos veces la cifra presupuestada (Sarmiento *et al.* 1996). Una fuente permanente de reclamaciones de las empresas privadas y de conflictos con el gobierno, son las demoras del Ministerio de Hacienda en desembolsar los recursos apropiados en el Presupuesto Nacional. Esto origina constantes retrasos en el diseño, construcción, rehabilitación y mantenimiento de las vías y periódicas solicitudes de reajuste de los costos de la obra y de pagos de intereses de mora.

Como señala Palacios (1996) "estos retrasos son muy frecuentes en los contratos estatales en Colombia, ya que la Ley Orgánica del Presupuesto no sólo no contiene mecanismos para proteger de modo especial la puntualidad de los pagos en los contratos del Estado, sino que incluye múltiples normas que pueden justificar legalmente la demora". El Ministerio de Hacienda no sólo gira tardíamente los recursos; tiende también a recortar arbitrariamente los presupuestos de las entidades. Por ejemplo, de \$791.794 millones (US\$900 millones) solicitados en el programa anual de caja de INVIAS para 1997 se autorizaron \$451.763 millones, el 70% de lo solicitado, lo que significa que el INVIAS deberá reservar la diferencia para gastarla en 1998.

Además, los recursos destinados al sector están expuestos a variaciones originadas en cambios en las condiciones macroeconómicas. Cuando el Gobierno ha enfrentado restricciones fiscales, ha tendido siempre a recortar primero los presupuestos de inversión de las entidades públicas, afectando la ejecución de las obras y originando también solicitudes de reajuste, reclamos y disputas, lo que resulta finalmente en un mayor valor de las obras. Esta forma de realizar los ajustes fiscales afecta especialmente a entidades como el INVIAS, cuya función básica es invertir en construcción de carreteras. Del presupuesto total de INVIAS para 1997, el 80% estaba asignado a inversión. Los problemas de giro inoportuno de los recursos y de recortes arbitrarios del presupuesto podrían corregirse, asegurando una fuente estable de recursos para la entidad y estableciendo penalidades muy altas por su giro inoportuno¹.

Estos problemas se originan en parte en deficiencias en la información técnica provista al constructor y malos diseños², que dan lugar posteriormente a cambios sustanciales de estos y a la imposición periódica de obras adicionales; también se originan en el no pago oportuno de las obligaciones por parte del Gobierno y en los recortes que sufre el presupuesto a lo largo del año. Por el lado de los contratistas se ha observado por su parte una mala gerencia administrativa y financiera de los proyectos. Las empresas de construcción son en su mayoría pequeñas, con poco personal administrativo y financiero y con elevados activos fijos, y su objetivo central es depreciar estos activos, manteniéndolos en operación permanente, de manera que tienen incentivos a

¹ Algunos factores externos al gobierno, como la inseguridad en las carreteras, los cambios climáticos y los desastres naturales, también afectan en forma importante el desarrollo normal de las obras en Colombia, desfasando su ejecución y aumentando su valor.

² Tradicionalmente en los estudios se ha invertido cerca del 1% del valor de las obras, mientras en los países desarrollados se gasta entre el 5% y el 6% (comisión del Gasto Público)

prolongar las obras. Acuden muy poco a los mercados financieros (las obras se financian inicialmente con los anticipos del Gobierno) y no utilizan mecanismos como el leasing, que les permitiría una utilización más eficiente del capital. (Sarmiento et al.1996).

Esta situación refleja en última instancia una mala distribución de riesgos de los proyectos entre el Gobierno y el contratista. En estos contratos los riesgos de sobre-costos y de retrasos son asumidos en su totalidad por el Gobierno. Ello genera unos incentivos entre los agentes que intervienen en la construcción (las entidades estatales, las empresas constructoras y los interventores) a cambiar permanentemente los diseños, introducir obras adicionales y en general a prolongar indefinidamente las obras, pues de esa situación se pueden beneficiar todos los involucrados. Se crea así un ambiente en donde todo puede estar sujeto a renegociación: los diseños, las especificaciones técnicas, los plazos, los costos y las obras adicionales. En ese ambiente la corrupción es bastante probable.

Las empresas se benefician también de su mayor poder de negociación durante la construcción, pues el costo político y económico para el Gobierno de terminar, a mitad de camino, los contratos de obra que muestran retrasos y sobrecostos, es mucho más alto que continuar las obras con el mismo contratista. Estas deficiencias de los contratos de obra podrían corregirse en parte introduciendo contratos de construcción llave en mano, con suficientes garantías, mecanismo que no ha sido sin embargo aceptado por los constructores, ni utilizado por el Gobierno en estos contratos.

La interventoría de las obras también es deficiente. A pesar de tener a disposición sistemas de multas y sanciones, no los emplean. Como sus honorarios dependen de la duración de las obras, no tienen incentivos para acelerar su ejecución (comisión del Gasto Público (1997)).

Estos problemas, sumados a las enormes deficiencias de la infraestructura vial nacional y a la escasez de recursos públicos para subsanarlas, hicieron de las concesiones viales una alternativa que merecía ser considerada. Las concesiones no sólo pueden atraer recursos adicionales al sector, sino también modificar la estructura de incentivos asociada con los contratos de obra pública, que induce retrasos y sobre-costos de construcción. También pueden garantizar una fuente estable de recursos para el mantenimiento de las carreteras.

Cabe mencionar sin embargo, la mayoría de las vías importantes del país tiene tráfico muy reducido, lo que hace que el esquema de concesiones basadas en peajes tenga un alcance muy limitado. En algunas concesiones en donde los ingresos por peajes son muy inferiores a los necesarios para hacerlas rentables, el Gobierno ha complementado estos ingresos con aportes directos del presupuesto en la fase de construcción de las obras. Parte de estos recursos se recuperan posteriormente mediante el cobro del impuesto de valorización.

En la medida en que los aportes del Gobierno representen un alto porcentaje de los recursos necesarios para construir las obras, lo que distinguirá las concesiones de los contratos de obra pública es la distribución de los riesgos entre el Gobierno y el concesionario, en donde buena parte de los riesgos de retrasos y sobre - costos son asumidos por el concesionario. La capacidad del Gobierno para reforzar el contrato en este aspecto determinará en gran medida que el resultado final sea diferente del obtenido con los contratos de obra pública. Si los aportes del Gobierno no están acotados (el Gobierno los va aumentando a medida que se van desarrollando las obras), en poco se distinguirán los contratos de obra de los contratos de concesión.

5.2 CAMBIOS EN EL MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL PARA EL DESARROLLO DE LA INFRAESTRUCTURA VIAL

Desde 1992 se inició un proceso de reformas de la estructura institucional y del marco legal para el desarrollo de las carreteras en Colombia. El decreto 2171 de 1992 convirtió al Ministerio de Obras Públicas en Ministerio de Transporte. También reestructuró al fondo vial Nacional, convirtiéndolo en el Instituto Nacional de Vías – INVIAS- y haciéndolo responsable de la red troncal y transversal, y ordenó la liquidación del Fondo Nacional de Caminos Vecinales (una entidad creada en 1960) en un plazo máximo de tres años. El decreto mencionado también ordenó la liquidación de los distritos de obras públicas que existían en el Ministerio de Obras en un término máximo de tres años. Además, las normas facilitaron la inversión privada mediante el sistema de concesiones.

La Ley 60 de 1993 redefinió las competencias de los diversos niveles de gobierno en la construcción y mantenimiento de carreteras, quedando el INVIAS a cargo de la red troncal y los departamentos a cargo de las vías restantes. La Ley 105 de 1993 ordenó la transferencia a los departamentos de 13 mil Kms de la red secundaria originalmente a cargo del INVIAS. De la red terciaria (caminos vecinales), inicialmente de competencia de los municipios, se transfirieron 7025 Kms. a los departamentos, mientras que los 15.950 restantes quedaron a cargo del Fondo Nacional de Caminos Vecinales, entidad que fue revivida y reorganizada mediante el decreto 2128 de 1995. A esta entidad del orden nacional se le asignó la construcción de nuevas vías y la rehabilitación de los cerca e 16 mil Kms., que deben retornarse a los departamentos cuando estos tengan la capacidad de atenderlos, sin fijarse plazo para ello.

El INVIAS se organizó como un establecimiento público del orden nacional con autonomía administrativa y patrimonio propio y adscrito al Ministerio de Transporte (anteriormente Ministerio de Obras Públicas).

La Ley 188 de 1995, que consolidó la descentralización vial, obligó al INVIAS a entregar a los departamentos la red de vías secundarias, conformadas por 13.052 kms. de carreteras (Cuadro 1), de los cuales 9.596 kms. están sin pavimentar y el resto está pavimentado. De esta forma el INVIAS quedaría a cargo tan sólo de la red troncal y transversal nacional. En ese mismo año culminó el proceso de estas vías. Los departamentos no cuentan sin embargo con la capacidad técnica y financiera, ni con la estructura administrativa para atender estas vías. Mostraron interés inicial en estas solamente en razón de los recursos del Presupuesto Nacional que las acompañaban, de \$4 millones por km. (US\$500 mil/km.), según lo contemplado en la Ley, y de que podían obtener recursos complementarios del Fondo de Cofinanciación de Vías.

En la práctica, además, la descentralización no opera todavía en forma completa, pues en el presupuesto de INVIAS se ha tendido a incluir partidas presupuestales con destinación a las redes secundaria y terciaria que no habían sido solicitadas por INVIAS. Estos recursos son entregados a los entes territoriales mediante “convenios intreradministrativos” para la realización de obras específicas y su ejecución no tiene supervisión por el Instituto. Estos contratos han presentado graves problemas de cumplimiento.

El INVIAS tiene como objetivo ejecutar las políticas y proyectos relacionados con la infraestructura de la red vial nacional. El instituto contrata y supervisa la ejecución de las obras de su competencia y dirige y supervisa la elaboración de los proyectos para el análisis, liquidación y cobro de la contribución nacional de valorización, causada por la construcción y mejoramiento de

la infraestructura de transporte a su cargo. El INVIAS se financia con recursos del presupuesto nacional y fuentes propias, provenientes del impuesto de valorización y del cobro de peajes.

Simultáneamente con la reestructuración institucional, se modificó el marco legal de los contratos públicos mediante tres leyes expedidas en 1993: la Ley 80 (Estatuto General de Contratación Administrativa), la Ley 105 (Ley del Transporte) y la Ley 99 (Ley del Medio Ambiente). La primera norma definió el contrato de concesión como un contrato tipo, y estableció la obligación de mantener el equilibrio económico y financiero de los contratos, un principio que había sido incorporado previamente en algunas normas legales, pero que tan sólo fue desarrollado en esta ley en forma sistemática. La segunda norma introdujo la facultad de otorgar garantías a los concesionarios con cargo al Presupuesto Nacional y la posibilidad de delegar en este o en terceros el proceso de adquisición de predios. La tercera creó el Ministerio del Medio Ambiente, definió políticas generales de protección y conservación ambiental, y estableció la licencia ambiental.

5.3 INFRAESTRUCTURA VIAL Y DESARROLLO DE LAS CONCESIONES

Colombia disponía en 1997 de una red vial de aproximadamente 102.8 mil Km. de longitud (Cuadro 1). Con anterioridad a la Ley 60 de 1993 cerca del 50% de la red era responsabilidad de la Nación y el otro 50% de los entes territoriales. En la actualidad 13.449 Km. (13.1%) corresponden a la red troncal a cargo de la Nación, 73.461 Km. (71.4%) a la red secundaria a cargo de los departamentos y 15.950 Km. (15.5%) a la red de vías rurales a cargo del FNCV. Del total de vías del país, tan solo el 14.9% está pavimentado. Esto lo convierte en uno de los países con peor infraestructura vial de América Latina. La cobertura de las carreteras en Colombia es de alrededor de 100 metros/km.², ocupando el penúltimo lugar en América Latina (el promedio latinoamericano es de 118 mts./km²). Colombia dispone de 310 kms. de carreteras pavimentadas por millón de habitantes, frente a 1.059 kms. de Costa Rica, 858 de Argentina y 820 kms. de México.

Cuadro 1
RED VIAL COLOMBIANA³

TIPO DE RED	LONGITUD (Kms)
TRONCAL Y TRANSVERSAL NACIONAL	13.449
• Pavimentada	9.532
• Sin Pavimento	3.917
SECUNDARIA	73.461
Transferida por Invías	13.052
• Pavimentada	3.456
• Sin Pavimento	9.596
Departamental	53.384
• Pavimentada	2.370
• Sin Pavimento	37.779
• En Tierra	13.235
Transferida por FNCV	7.025
TERCIARIA (RURAL)	15.950
TOTAL	102.860

¹ No incluye la red urbana
Fuente: Roda (1997)

A pesar de las deficiencias en cobertura y calidad de la infraestructura vial, en Colombia predomina el transporte por carretera. En 1997 el 95% del transporte de pasajeros y el 92% del transporte de carga fueron atendidos por el transporte por carretera y los porcentajes restantes fueron cubiertos por el transporte aéreo, con la excepción importante del transporte de carbón, en el que se concentra casi que exclusivamente el sistema ferroviario. El transporte fluvial por su parte es prácticamente inexistente. El transporte se concentra además en la red de troncales, transversales y accesos a las ciudades capitales, que moviliza el 50% de los vehículos - km. En los accesos a Bogotá el tráfico es de 40.000 vehículos/día.

El esquema de concesiones empezó su aplicación en Colombia en 1994. El gobierno estableció un Plan Vial 1995-1998 que contemplaba la construcción y pavimentación de 2.228 km. y la rehabilitación de 2.234 km. de las redes troncal y transversal por el esquema de concesiones. En su primera etapa ("primera generación de concesiones") INVIAS adjudicó 13 proyectos con un costo de US\$830 millones, que comprendían la construcción de 306 km. y la rehabilitación de 1.220 km. (ver Cuadro 2).

Cuadro 2
PRIMERA GENERACION DE CONCESIONES VIALES (JUNIO 1998)

PROYECTO	R 1) (Km)	C 2) (Km)	O & M 3) (Km)	Retraso (meses)	Costo \$ MM 1998	Sobre-Costos (%)	
						Obra	Predios
Santa Marta - Riohacha - Paraguachón	170		250	4	\$72.369	47	
Barranquilla - ciénaga	62		62	N.D	\$41.551	N.D.	N.D.
Cartagena - Barranquilla	109		109	3	\$20.066	1	
El Cortijo - La Punta - ElVino	31	16	31 6)	4	\$47.154	23	2
Desarrollo Vial Norte de Bogotá	46	48	48 6)		\$129.097	(31)	58
Los Patios - Guasca/El Salitre - Briceño	53		53	1,5	\$13.646	44	
Bogotá - Cáqueza - K55	21	34	49		\$139.299		
Carreteras Nacionales del Meta	177		177	4	\$70.111	21	3
Buga - Tuluá- La Paila	60	60	60 6)	32	\$129.838	27	
Fontibón - Facatativá - Los Alpes	41	26	41 6)		\$110.287	(15)	16
Neiva - Espinal - Girardot	150	12	162		\$581.598	(22)	1
Desarrollo Vial Oriente de Medellín	195	52	349		\$146.897	N.D.	N.D.
Armenia - Pereira - Manizales	105	58	N.D.				
TOTAL	1.220	306	1.211		\$1.501.913	-	-

1) R= Rehabilitación.

2) C= Construcción Nueva.

3) O & m = Operación y Mantenimiento

Fuente: INVIAS; Hidalgo (1997)

En la fase de operación, los concesionarios quedarán a cargo del mantenimiento de 1.375 km., aproximadamente el 10% de la red vial a cargo de la Nación. A junio de 1997 se habían rehabilitado 660 km. (56% del total) y terminado 44 km. de construcción nueva (16% del total), con inversiones por \$360 mil millones. Como se puede observar, el alcance del proceso ha sido bastante limitado.

Las concesiones han sido otorgadas a consorcios conformados por lo general por empresas colombianas de construcción y corporaciones financieras (que en Colombia son las entidades que en el pasado se habían especializado en el crédito de largo plazo); en algunos casos ha habido participación de empresas extranjeras (españolas y brasileñas primordialmente) en estos consorcios (Cuadro 3). La financiación de la construcción ha corrido por cuenta de entidades financieras colombianas, aunque en algunas obras las filiales de bancos extranjeros han provisto una parte pequeña de los recursos financieros.

CARACTERISTICAS DE LOS CONCESIONARIOS Y ENTIDADES DE CREDITO QUE FINANCIAN LAS CONCESIONES

PROYECTO	CONCESIONARIO	ASOCIADOS	ENTIDADES DE CREDITO
Santa Marta - Riohacha - Paraguachón	Concesión Santa Marta - Paraguachón S.A.	Odinsa-J. Gerlein-Corfigan	Banco Ganadero- Caja Agraria-Bancafé-Banco del Estado-Banco Coopetarivo-Latincorp-Corfiunión Corfinorte-Corfidesarrollo-ING Bank-Corfigan
Barranquilla - ciénaga	Consortio Ciénaga - Barranquilla	E. Universal- C. Tcherassi J. Gerlein	Bancoquia
Cartagena - Barranquilla	Consortio Vía al Mar	E. Navarro-Consultores del Desarrollo	Banco de Colombia
Bogotá- El Vino	Concesión Sabana de Occidente S.A.	M. Huertas-Concay-Icein-Aguilar-Pav. Colombia Corfigan-E. Técnicos	Banco Ganadero- Caja Agraria-Bancafé-Banco del Estado-Banco Coopetarivo-Banco Uconal-Latincorp-Corfiunion-Corfinorte-Corfidesarrollo-Corficaldas- ING BANK
Desarrollo Vial Norte de Bogotá	Unión Temporal	Topco-E. Universal-C. Tcherassi-Civilla-Wackenhut-Colseguros Enfaseguros-IFI-Cano Jiménez-Corfitolima Fiduestado	Bancafé - Banco del Estado - Banco Cooperativo - IFI - Progreso - Corfes - Corfitolima - Colvalores - Findesarrollo - Multileasing - ING Bank.
Los Patios - Guasca/El Salitre - Briceño	Consortio La Calera	Cromas-Incoequipos Consultoría-Colombiana Corfidesarrollo	Latincorp-Corfiunion-Corfidesarrollo-Banco Tequendama- Banco de Colombia.
Bogotá - Cáqueza - K55	Concesión Vial de los Andes S. A.	Corfiandes Dragados y Construcciones (España)	Caja Agraria-Banco de Bogotá-Banco de Occidente Corporación Financiera Santander -Corporación Financiera del Norte - Bancafé.
Carreteras del Meta	Concesión Carreteras Nacionales del Meta S.A.	Odinsa Corfigan	
Buga - Tuluá- La Paila	Proyectos de Infraestructura	Conciviles-Corfivalle Peajes-Central/Seg.- Ferroviál (España)	N.D.
Bogotá- Los Alpes	CCFC S.A.	Ferroviál (España)- Concreto-Corfivalle-Colcorp-Alvaro Mantilla	Corfivalle - Banco de Colombia- Corporación Andina de Fomento - fundación FES - Bancafé - Bancafé Panamá - BCH.
Neiva - Espinal - Girardot	Consortio Luis Solarte Carlos Solarte	Luis Solarte-Carlos Solarte	Banco Anglo Colombiano -Banco Extebandes - Lloyds Bank
Desarrollo Vial Oriente de Medellín			

La única evaluación económica (y social) de las concesiones viales realizada hasta la fecha (Hidalgo (1997)) muestra resultados relativos favorables en términos de reducción del tiempo de ejecución de las obras y disminución de sobrecostos de construcción. Las cifras muestran que el tiempo de ejecución y el costo final de los proyectos han sido mucho menores que bajo esquemas de contratación directa (Cuadro 2).

El retraso promedio de los proyectos en concesión ha sido de 17 meses, frente a 3.5 años para los proyectos contratados en forma directa por la Nación. Los mayores retrasos se han presentado en la vía Buga-Tuluá-La Paila (32 meses) y en Bogotá-Cáqueza-K55 (28 meses). En el primer caso el retraso se debió a demoras en la concertación comunitaria y dificultades en la consecución de financiación para la segunda fase del proyecto (Tuluá-La Paila). En el segundo caso, que se considerará en la sección siguiente, la demora ha sido causada por cambios sustanciales en los diseños, los cuales se encontraban a nivel preliminar (fase II), así como problemas con la adquisición de predios y obtención de licencias ambientales.

Los proyectos presentan sobrecostos de 40% en promedio, frente a 300% en proyectos por contratación directa. A pesar de que estos sobrecostos son mayores al promedio internacional en construcción de carreteras, la reducción es de todas formas impresionante. Los mayores costos de las concesiones provienen de obras civiles (58%), predios (40%) y otros conceptos, tales como la interventoría (2%). Los incrementos a los costos de las obras civiles son el resultado de mayores cantidades de obra por cambios en los diseños de preliminares (fase II) a definitivos (fase III), y de obras adicionales incluidas después de ser otorgada la concesión. El ajuste por cambio de diseño comprende el 57% de los mayores costos de construcción mientras las obras adicionales comprenden el 43% restante.

Algunos de los aspectos de las concesiones de "primera generación" que originaron sobrecostos y retrasos se intentaron corregir en las concesiones de "segunda generación", cuyo proyecto piloto fue el proyecto El Vino-Tobía Grande - Puerto Salgar, que se examinará en una sección posterior.

En las secciones que siguen se examinan dos casos de concesiones, uno correspondiente a la primera generación (Bogotá- villavicencio) y el otro a la segunda generación (El vino- Puerto Salgar). Con ello se pretende ilustrar acerca de los problemas que han surgido en su desarrollo.

5.4 PRIMERA GENERACIÓN DE CONCESIONES VIALES: CARRETERA BOGOTÁ - VILLAVICENCIO

La vía original, que une la capital del país con zonas agrícolas y ganaderas de gran importancia que la abastecen, tiene un trazado sinuoso y de alta peligrosidad, presenta derrumbes permanentes y exige unos gastos de mantenimiento considerables (del orden de US\$30-US\$35 millones por año). Estos factores determinaron la decisión de hacer un nuevo trazado. La nueva vía se consideró como el proyecto piloto de la primera generación de concesiones viales. En el año 1993 el gobierno nacional dio viabilidad al proyecto, por medio del Documento Conpes No. 2654. En ese documento la vía, con una longitud de 92 kms., estaría terminada en su totalidad en 1996, con un costo de construcción estimado de \$191.9 mil millones (pesos de junio de 1994).

El proyecto contemplaba dos fases, una de construcción y una segunda de operación y mantenimiento. Para la construcción se dividió la carretera en tres tramos. El tramo I, entre el Km. 8+000 al Km. 39+200, se desarrollaría por concesión. El concesionario seleccionado sería el

mismo que se encargaría posteriormente de la operación y el mantenimiento de toda la vía. Su costo sería de \$75.8 mil millones, equivalente al 40% del valor total del proyecto. Del Km. 39+200 hasta Villavicencio (tramos II y III), la construcción se realizaría por el sistema de licitación con recursos del INVIAS, con un costo estimado de \$116.1 mil millones.

Dentro del contrato de concesión, el concedente otorgó garantías al concesionario, tales como topes máximos de sobrecostos de construcción, ajuste de tarifas de peajes y tráficos mínimos. El concesionario, mediante la constitución de un fideicomiso con un contrato de fiducia mercantil, debía constituir un patrimonio autónomo que sirviera de eje para la captación y administración de todos los recursos necesarios para la financiación, construcción y operación del proyecto.

En la fase de construcción se generaron innumerables inconvenientes, que se han traducido en mayores valores por modificaciones de las condiciones iniciales, sobrecostos y demoras en la entrega de la vía. Una de las razones de esto fue que el proyecto se inició con estudios y diseños fase II (prefactibilidad), deficientes términos de referencia y contratos amplios y generales, que dieron pie para todo tipo de modificaciones.

5.4.1 Evolución de la Concesión del Tramo I

A la licitación de este tramo, que se declaró desierta, se presentaron dos firmas, el consorcio ICA (de México)-CORFIGAN-ODINSA y el consorcio DRAGADOS Y CONSTRUCCIONES (de España)-Corporación Financiera de los Andes. En la convocatoria a participar en la contratación directa participaron estas dos mismas firmas. Una vez presentadas las propuestas económicas, el tramo fue concesionado a la segunda firma, cuyo consorcio tiene el nombre de Concesionaria Vial de los Andes (Coviandes). Para ello se firmó el contrato de concesión No. 444 de agosto 2 de 1994, en el que se estableció un plazo de entrega de las obras de 22 meses.

Las obras son de construcción y rehabilitación, e incluyen la construcción de un túnel (El Boquerón) con una longitud de 2.325 kms. y la construcción de un tramo de carretera, la variante de Cáqueza, con una longitud de 9.6 kms., con recursos del INVIAS. La etapa de operación duraría 178 meses, desde la fecha de recibo de las obras del primer tramo hasta la fecha de reversión a la Nación. El tramo tenía un valor inicial de \$70.607 millones, para un tiempo de ejecución hasta septiembre de 1999.

Coviandes se comprometió a realizar los estudios y diseños definitivos de las obras de rehabilitación y construcción y la operación y mantenimiento del tramo Bogotá-Km. 55+00 y la operación y mantenimiento del tramo Km. 55+300 a Villavicencio. Debido a que el proyecto se inició con estudios de prefactibilidad, se generaron retrasos relacionados con el otorgamiento de la licencia ambiental, la adquisición de predios y los costos de las obras básicas, que demoraron 15 meses la iniciación de la obra. Ello obligó a firmar un acta modificatoria en mayo 28 de 1996, que extendió por 17 meses más el plazo de construcción.

En el transcurso de la concesión se redujo la longitud del tramo concesionado, que inicialmente comprendía del Km. 0+00 al Km. 55+00 y posteriormente se modificó para comprender del Km. 8+00 al Km. 39+200. A pesar de la reducción, las sumas pactadas para la operación y mantenimiento no se disminuyeron proporcionalmente. También se amplió el plazo de operación y mantenimiento de 178 meses a 196 meses, terminándose la concesión el 26 de septiembre del 2013, tres años después de la fecha estipulada en el contrato original.

5.4.2 Resultados del Contrato de Construcción del Tramo II (KM. 55+300 AL KM.87+500)

Este tramo, en el que las obras a realizar eran de rehabilitación de la vía, fue adjudicado inicialmente a la firma brasilera Andrade Gutiérrez Constructora S.A. mediante los contratos de obra pública No. 290 y 291 de 1994, por la modalidad de precios unitarios. Los plazos acordados para entrega de las obras fueron el 30 de abril de 1997 (contrato 290/94) y el 31 de diciembre de 1997 (contrato 291/94).

El contrato fue liquidado de común acuerdo antes de su terminación, el 18 de abril de 1997, tan sólo 12 días antes de la fecha límite para las obras pactadas de uno de los dos sectores. La firma contratada se retiró por razones de seguridad, pues algunos de sus ingenieros habían sido secuestrados por la guerrilla. En esa misma fecha el INVIAS solicitó a tres empresas constructoras cotizaciones para culminar las obras. En abril 22 de 1997 el INVIAS declaró la "urgencia manifiesta" y contrató con la firma Inconstruc Ltda., sin definir precios, la terminación de las obras en un plazo no mayor de 9 meses, que se vencían el 23 de enero de 1998. El INVIAS concedió una prórroga de 2 meses adicionales para su terminación.

Las obras finalmente se entregaron en abril, pero con defectos en la capa de rodamiento. Se iniciaron conversaciones con el contratista en septiembre, con el fin de que las entregara en mejor estado; en caso de renuencia, se aplicaría la cláusula de incumplimiento de calidad, prevista en el contrato.

5.4.3 Construcción del Tramo III (KM. 87+512 a la Intersección Villavicencio - Acacias)

Las obras son de construcción y rehabilitación e incluyen la construcción de dos túneles (Bijagual y Buenavista, de 185 mts. y 4.519 mts. respectivamente) a pocos kilómetros de Villavicencio. Fue adjudicado a la firma Recchi y Grandi Livori Fincosit, mediante el contrato 403 de agosto 5 de 1994, para ser terminado y entregado el 21 de octubre de 1997. El plazo se prorrogó un mes, y posteriormente (enero de 1998) se declaró la terminación del contrato. La obra se entregó con una ejecución acumulada en infraestructura del 54% de las metas y en superestructura del 46.7%. Sin embargo, en ningún momento se impusieron multas por retrasos en las obras e incumplimientos parciales, ni se declaró la caducidad del contrato.

El retraso de la obra se origina principalmente en el túnel de Buenavista, que se entregó con una ejecución del 47%. El túnel tiene 5 Kms. Y está ubicado a la llegada a Villavicencio. En febrero de 1998, el INVIAS declaró la urgencia manifiesta y contrató en forma directa a la firma Conconcreto en marzo de 1998 para la terminación de este túnel. Se ha previsto entregar la obra en el primer semestre del 2001. La variante de Pipiral, que debe tomar al menos dos años para ejecutarse, no se ha contratado todavía.

En síntesis, comparado con los contratos iniciales de la vía, incluyendo la concesión, que tenían un valor total de \$363.307 millones, se ha pasado a un valor de \$499.856 millones, lo que representa un incremento del 38%, por lo cual el Estado ha tenido que aumentar sus aportes en un 60%. La obra además ha sido ejecutada hasta la fecha en un 50%. Estimaciones de la Cámara de Comercio, que realiza la veeduría del proyecto, indican que los sobre-costos serán como mínimo equivalentes al 100% del monto estimado inicialmente.

El proyecto incluía el montaje de tres (3) estaciones de peaje, denominadas el Antojo, Cáuqueza y

Pipiral, definidas en el contrato de concesión No. 444 de 1994. Durante la construcción de la vía se aplicarían en estos peajes las tarifas definidas por el Ministerio de Transporte. Con la entrega de los tramos al concesionario, las tarifas serían las establecidas en la Resolución 016193 de 1993. En el peaje del Pipiral las tarifas de concesión se aplicarían con la entrega del tramo III.

Los retrasos en la entrega del tercer tramo obligaron al Estado a hacer desembolsos al concesionario, con el fin de mantener el equilibrio financiero del contrato. El INVIAS trató de trasladar estos sobre-costos a los usuarios de la vía, mediante incrementos en las tarifas de peajes, sin haberse culminado las obras. Se ha intentado cobrar los peajes en la estación de Pipiral a tarifas de concesión, por una vía que los usuarios recibirán terminada probablemente tan sólo en el 2006. Este peaje corresponde al tramo Cáqueza-Villavicencio (Km. 55+300 hasta la intersección Villavicencio-Acacias). Se ha pretendido cobrar sobre el total del tramo, cuando tan sólo se ha entregado el 62% de este (Km. 55+300 al Km. 87+500).

Con las actas de mayo 28 de 1996 y de marzo 12 y junio 27 de 1997 se modificaron sucesivamente las fechas de cobro en las estaciones de peaje, sin considerar la terminación de las obras. Mientras que en el contrato 444 de 1994 los peajes se aplicarían a cobrar a tarifa de concesión en noviembre de 1995 en el Antojito y en noviembre de 1996 en Cáqueza y Pipiral, una vez culminadas las obras, en la última acta (junio 27 de 1997) las fechas se trasladan a octubre de 1999 en el Antojito, diciembre de 1998 en Cáqueza y marzo de 1997 en el Pipiral, a pesar de no haberse terminado las obras. Para el peaje de Pipiral se acordó cobrar la tarifa del Ministerio entre marzo 1 de 1997 y julio 31 de este mismo año, y la tarifa de concesión entre el 1o. de agosto de 1997 y el 1o. de agosto del 2013.

Debido a la oposición de los usuarios y las comunidades relacionadas con la obra, no ha sido posible cobrar tarifas de concesión en este último tramo, debiendo sin embargo el INVIAS cancelar al concesionario la diferencia entre la tarifa del Ministerio y la de concesión (equivalente a \$17.9 millones diarios aproximadamente). Con la comunidad de los Llanos se llegó finalmente a un acuerdo en diciembre de 1997, que establece que en el momento en que las obras del segundo tramo estén terminadas se aplicará un reajuste en las tarifas del peaje del Pipiral, reajuste que en promedio sería del 62%. La demora en las negociaciones con el contratista del segundo tramo, para que este entregue en buen estado las obras, ha aplazado la entrada en vigencia de las nuevas tarifas.

Según los últimos cálculos realizados en noviembre de 1998, la vía terminará costando dos veces más del valor al que originalmente se contrató. En 1994 la vía se contrató en \$140 mil millones (US\$160 millones of 1994) y terminará costando \$500 mil millones (US\$320 millones of 1998). Se terminaron contratando siete nuevas firmas para que desarrollen los trabajos que en un principio se habían acordado con sólo tres empresas. Después de 4 años de iniciado el proyecto, está ejecutado en un 60%.

A la firma concesionaria original se le canceló el contrato debido a que estaban sufriendo retrasos excesivos e injustificados y estaban aumentando injustificadamente los costos, en especial del túnel de Buenavista, encomendándose a Conconcreto la terminación de la obra. En el tercer tramo se presenta en la actualidad un atraso del 30% en la construcción del túnel de acuerdo con el cronograma. Conconcreto, la firma contratada este año, ha mantenido sin embargo su compromiso de entregar la obra a mediados del 2001.

El primero de diciembre de 1998 el concesionario asumiría el manejo del segundo tramo, donde se

encuentra ubicado el peaje del Pipiral, y empezaría a cobrar las nuevas tarifas en ese peaje, que tendrían un aumento promedio del 55% y cobijarían a todos los tipos de vehículos.

Los costos finales del túnel de Buenavista todavía son inciertos, debido a que se han ido encontrando durante su construcción graves problemas geológicos. El INVIAS debe asumir los costos de resolver problemas geológicos no previstos en este túnel. Además, resolver los problemas de ventilación del túnel le puede costar al INVIAS alrededor de US\$25 millones.

Después de la salida de las empresas brasileña e italiana, estas reclamaron sumas importantes por indemnizaciones al INVIAS. La demanda de Rechi Grandi le puede costar al INVIAS alrededor de \$55 mil millones (US\$35 millones) si se pierde. Las reclamaciones de Andrade y Gutiérrez por cuentas pendientes son su parte de alrededor de \$10 mil millones (US\$6 millones).

5.5 LOS AJUSTES AL ESQUEMA: LA SEGUNDA GENERACIÓN DE CONCESIONES

El proyecto Bogotá-Villavicencio ilustra muy bien algunos de los problemas de diseño de la primera generación de concesiones. Entre estos se pueden mencionar:

- Deficiencias en la información técnica y en los estudios de ingeniería;
- Cambios sustanciales en los diseños e imposición periódica de obras adicionales;
- Estimación superficial de costos y gastos;
- Problemas en la consecución de predios;
- Problemas legales en la obtención de permisos gubernamentales, en especial de la licencia ambiental;
- Resistencias de las comunidades locales; y,
- Metodologías inadecuadas en los estudios de tráfico y tarifas.

Estas deficiencias llevaron al gobierno (con apoyo del Banco Mundial) a introducir algunos correctivos, que debían ser incorporados en la totalidad de los proyectos de "segunda generación". En primer lugar, se acordó realizar estudios de fase III previos a la apertura de la licitación, con el propósito de disminuir la incertidumbre en los costos de construcción y en las afectaciones prediales y estimar en forma más precisa los riesgos a que estaría expuesto. Realizar estudios de fase III significa que los estudios de ingeniería deben ir acompañados de estudios de tránsito e ingresos, afectación predial, impacto ambiental, valorización y estudio de factibilidad financiera.

Como se dispondría de diseños definitivos antes de la apertura de la licitación, se podrían adelantar los procesos de avalúo y adquisición de predios, con el fin de que el concesionario cuente con los terrenos necesarios al momento de iniciar los trabajos. Para ello se creó en INVIAS la Subdirección del Medio Ambiente, a la cual se encargó el adelantar los procesos de negociación con los propietarios. El INVIAS también se haría responsable de la obtención de las licencias ambientales. Con respecto a los estudios tránsito, se acordó contratar firmas internacionales para su ejecución, con el fin de incorporar metodologías modernas y confiables y reducir la incertidumbre en relación con esta variable.

Cuadro 4

COSTOS BASICOS DE CONSTRUCCION VIA BOGOTA-VILLAVICENCIO
PRECIOS EN MILLONES DE PESOS DE JUNIO DE 1994

	CONTRATO No	TIPO DE CONTRATO	CONTRATISTA	CONDICIONES INICIALES				MODIFICACIONES			CONDICIONES PLAZO ACTUALIZADO MESES	
				FECHA DE INICIACIÓN	FECHA DE TERMINACION	PLAZO MESES	VALOR BASICO	PRORROGA		VALOR		% DE MODIFICACION DEL VALOR INICIAL
								FECHA DE FIRMA	PLAZO			
TRAMO 1	444-94	CONCESIÓN	COVIANDES S.A.	(1) 26-Jul-98	2/08/2013 26-Sep-99	207 (2) 39	(3) 70.825,50	26-May-96	26/09/2013	5.085,80	(4) 25,5	39
	423-96	INTERVENTORIA PROVISIONAL	CONSULTORIA COLOMBIANA	26-Jul-98	26-Nov-96	4	47,61 2.203,35		23-Feb-97	20,84 67,38	43,8	7
	074-97	INTERVENTORIA DEFINITIVA	RESTREPO Y URIBE LTDA	19-Mar-97	DIC 18/99	33	2.251,18					33
	135-7	CONSTRUCCION	MURILLO LOBO GUERRERO	12-Jun-97	11-Aug-98	14	11.901,60					14
	178-97	INTERVENTORIA	CONCERCAR	12-Jun-97	11-Oct-98	17	715,90					16
TRAMO 2	290-94	CONSTRUCCION PRIMER SECTOR	ANDRADE GUTIERREZ S.A.	18-Jul-94	30-Jun-96	23,6	12.921,36	20-Jun-96 30-Oct-96 29-Nov-96	30-Oct-96 30-Nov-96 30-Apr-97	1.513,29 5.123,78 6.637,07	51,4	33
	291-94	CONSTRUCCION SEGUNDO SECTOR	ANDRADE GUTIERREZ S.A.	5-Aug-94	30-Jun-96	23,2	17.536,39	20-Jun-96 31-Dec-96	31-Dec-96 15-Feb-97	1.226,42 992,23 3.840,57	34,6	32
	151-97	CONTINUACION CONSTRUCCION	INCONSTRUC LTDA	23-Apr-97	23-Jan-98	9	9.358,78					9
	51-94	INTERVENTORIA	INGETEC S.A.	2-Sep-94	2-Mar-96	18	2.803,09	29-Feb-96 7-May-96 6-Aug-96	9-May-96 8-Aug-96 9-Oct-96	308,64 658,48 320,82	138,3	41
TRAMO 3								8-Oct-96 30-Jan-97 29-Jul-97	30-Jan-97 31-Jul-97 28-Feb-98	622,39 962,13 1.005,17 3.877,63		
	403-94	CONSTRUCCION	RECCHI S.P.A.	21-Apr-95	21-Oct-97	30	40.029,70			3.663,74	9,2	30
	535-94	INTERVENTORIA	COYNE & BELLIER	15-Oct-94	15-Apr-97	30	4.821,36	15-Apr-97	15-Nov-97	696,17 1703,74 2399,91	50	37

Se estableció además un nuevo esquema de garantías, que refleje la complejidad de las obras. En la primera generación de concesiones viales se otorgaron garantías de coberturas de riesgos de construcción, comerciales y regulatorias y se dejó en manos de los concesionarios la adquisición de predios y la consecución de las diferentes licencias, incluida la licencia ambiental. En la segunda generación de las garantías se limitaron al 20% para proyectos de construcción nueva y a 10% para construcción de segunda calzada, eliminándose para los proyectos de rehabilitación. De esta forma se redujeron también los riesgos asumidos por el Gobierno y en consecuencia las implicaciones fiscales de las garantías

Adicionalmente, se limitaron en el tiempo las garantías de ingreso mínimo. Se introdujo además el concepto de ingreso esperado por el concesionario como método para seleccionar el concesionario, un método que parece generar incentivos mas apropiados (ver recuadro). Una vez que el concesionario obtiene este ingreso, la concesión revierte al estado. El plazo máximo para obtener este ingreso se fijó en 25 años.

Ventajas y Desventajas del Criterio de Least Present Value of Revenues (LPVR) para la Selección del Concesionario en comparación con las Concesiones a Término Definido

En Colombia las concesiones de la primera generación eran a término definido, mientras que en la segunda generación se permite extender el plazo en forma limitada, si los peajes no generan ingresos que le garanticen una rentabilidad mínima al concesionario. Las concesiones a término definido exponen a los inversionistas a riesgos comerciales excesivos, que estos no querrán asumir sin que se les ofrezcan garantías gubernamentales. Además, hacen difícil determinar un nivel justo de compensación al concesionario en caso de terminación anticipada del contrato o de modificación de este. El otorgamiento de garantías tienen entre otros los siguientes efectos negativos: 1. Reducen los incentivos a desempeñarse eficientemente y a descartar proyectos con valor presente neto negativo ("elefantes blancos"); 2. Estimulan el lowballing; 3. Aumentan los incentivos a renegociar el contrato.

El método de LPVR, que se ha propuesto como alternativa a las concesiones a plazo fijo (Engel y Fischer (1997)), resuelve en parte estos problemas. De acuerdo con este método, las concesiones se otorgan a quien proponga el menor ingreso en valor presente. El método aumenta los incentivos a descartar elefantes blancos y desestimula el lowballing y las renegociaciones.

Entre las desventajas del método de LPVR se ha señalado que constituye otra forma de garantía gubernamental, con los mismos problemas que las garantías de ingreso en las concesiones a plazo fijo. El método mantiene los incentivos a renegociar, si la tasa de descuento para determinar el Valor Presente difiere del costo real del capital. Tampoco resuelve el problema de la existencia de incentivos reducidos a invertir en los últimos años de la concesión. El método además tampoco resuelve los problemas de liquidez que se podrían producir cada vez que los ingresos por peaje no alcanzaran para servir la deuda del proyecto. Para obviar estos problemas, el concesionario debería contratar deuda con largos períodos de gracia y servicio concentrado en los últimos años, términos que son casi imposibles de obtener.

Con el fin de resolver los problemas de liquidez que se pueden presentar al recurrir a las garantías gubernamentales durante el desarrollo de un proyecto de concesión, el INVIAS ha tramitado "vigencias futuras" con el Ministerio de Hacienda, mecanismo por medio del cual el Gobierno se compromete a apropiar en el presupuesto nacional durante los años que dura la concesión las partidas necesarias para cubrir las posibles necesidades de garantías. Este mecanismo sin embargo no proporciona liquidez inmediata a las garantías de la Nación.

El Banco Mundial facilitó una cobertura de liquidez, representada en un crédito contingente de esta entidad al INVIAS, que actúa como crédito puente desde el momento en que se hace efectiva la garantía hasta el momento en que el INVIAS puede desembolsar los recursos. También se limitaron las garantías de sobre - costos. El Banco Mundial ofreció también una garantía de riesgo

parcial que cubre a los prestamistas del proyecto ante eventuales incumplimientos de las obligaciones por parte del INVIAS

A raíz de los conflictos con las comunidades por el cobro de valorización y por las alzas de peajes, el INVIAS decidió adoptar una estrategia de concertación con las comunidades, con el objeto de evitar en el futuro la paralización de las obras.

Finalmente, para lograr una adecuada promoción de los proyectos de concesión, se contrató una banca de inversión (Inverlink S.A. – Credit Suisse - First Boston) para la estructuración y mercadeo de la licitación pública del proyecto piloto *El Vino-Puerto Salgar* y se tiene previsto hacia el futuro contratar bancos de inversión para todos aquellos proyectos que por su monto de inversión así lo requieran.

Para la segunda generación de concesiones el INVIAS se fijó metas mucho más ambiciosas que para la primera generación, pues se incluyeron 27 proyectos con un costo de US\$4.230 millones, que implican la construcción de 1.819 kms. y la rehabilitación de 4.035 kms.

5.6 CONCESIÓN DE LA CARRETERA EL VINO-TOBÍA GRANDE-PUERTO SALGAR

Las obligaciones básicas del concesionario en las concesiones de segunda generación son las de realizar el diseño definitivo del proyecto, financiarlo, construir la obra, recaudar los peajes y constituir un fideicomiso para la captación de los recursos necesarios para la ejecución del proyecto.

Entre las carreteras de la segunda generación de concesiones, la vía El Vino-Tobiagrande-Puerto Salgar-San Alberto es quizá la más importante para el país, pues conecta a Bogotá (y al centro del país) con la Troncal del Magdalena Medio y con la carretera Bogotá-Medellín, agilizando la conexión entre el centro y el norte del país y entre el centro y el occidente.

Para esta carretera se estableció un esquema de concesión mixta. El alcance del proyecto contempla: a) operación y mantenimiento del tramo El Vino-Intersección Tobía Grande-Villeta (51 Kms.); b) la rehabilitación, operación y mantenimiento del tramo Villeta-Honda (72 Kms.); c) la construcción, operación y mantenimiento del tramo Intersección Tobía Grande-Intersección Puerto Salgar (68.5 Kms.); y, d) la operación y mantenimiento del tramo Honda-La Dorada-San Alberto (380 Kms.). La extensión total es de 571.5 Kms., de los cuales 68 Kms. corresponden a obra nueva, 442 Kms. a mantenimiento y 60 Kms. a rehabilitación. El costo estimado de las obras es de US\$411 millones. Es una obra compleja, que incluye 20 Kms. de túneles, con un costo estimado de US\$244 millones y 3 Kms. de puentes.

A diferencia de los contratos de concesión de la “primera generación”, en donde el concesionario debía conseguir la licencia ambiental, en este contrato el INVIAS obtuvo la licencia antes de la iniciación de la etapa de ejecución del contrato. Igualmente el INVIAS se comprometió en el contrato a adquirir con anticipación el 95% de los predios necesarios para desarrollar las obras de construcción durante el primer año, so pena de enfrentar fuertes multas y la posibilidad de terminar el contrato.

El riesgo de inflación se ha cubierto con la indexación de tarifas al IPC. El riesgo financiero y comercial se cubrió por su parte otorgando la posibilidad de alargar la concesión más allá de los 20 años originalmente establecidos (sin superar los 25 años), hasta que el concesionario obtenga el

“ingreso” esperado”. Si transcurridos los cinco años no obtiene este ingreso, el Invias no le reconocerá ninguna suma adicional.

Los retrasos en el pago de los aportes del INVIAS al proyecto están sujetos al pago de intereses de mora. Los costos derivados de conflictos por propiedad de la tierra serán asumidos por el INVIAS. El riesgo de fuerza mayor es asumido por el concesionario e incluye huelgas, terremotos, incendios, inundaciones, etc. Los riesgos de ataques terroristas, golpes de estado, etc., son asumidos por el INVIAS. Los riesgos de cambios de leyes relacionados con asuntos ambientales y con el cobro de peajes son asumidos por el INVIAS. Cambios de leyes distintas a las mencionadas son asumidas por el concesionario. Finalmente, se establecieron multas por incumplimiento de las obligaciones del concesionario muy elevadas.

La licitación constó de dos etapas, una precalificación efectuada en mayo de 1997 y el cierre de la licitación y la audiencia pública realizada el 14 de octubre de 1997. Las variables clave para la calificación de los oferentes eran la suma que se solicitaba como aporte público al proyecto, el ingreso “esperado” por el concesionario, y el monto de garantías requeridas. Para este proyecto la Nación estaba dispuesta a aportar hasta US\$285 millones.

Tan sólo se ofrecieron garantías de ingreso mínimo para el período 1998-2006 y se limitaron las garantías de sobrecostos a la construcción de los túneles. Adicionalmente se ofreció una garantía de liquidez del Banco Mundial

Se presentaron cuatro propuestas de consorcios internacionales, lo que puede considerarse como un logro importante. El consorcio ganador fue la Concesionaria del Magdalena Medio, conformada por empresas colombianas y españolas (encabezado por Sacyr – OCP Construcciones – IFI). Este consorcio hizo una oferta en la que solicitaba aportes de la Nación por US\$137.1 millones⁴ y declinaba el uso de las garantías ofrecidas por esta. A cambio, exigieron el mayor valor esperado de los ingresos. La obra se financiaría en consecuencia con aportes de la Nación equivalentes a 1/3 de su costo y los 2/3 restantes por el concesionario. Se preveía la iniciación de las obras en julio de 1998.

Las firmas nacionales de ingeniería civil consideraron imposible la realización de esta obra bajo las condiciones ofrecidas por el ganador (Poder y Dinero (1997)). Estas firmas creen que para que la inversión sea rentable se requieren aportes de la Nación entre US\$240 y US\$260 millones.

Si el concesionario hizo “lowballing” para ganarse la concesión, con la expectativa de que después va a poder renegociar con el Gobierno las condiciones del contrato, es un resultado que está por verse, pero que es altamente probable.

Desde hace unos meses se vienen rumorando en los medios de comunicación que el concesionario tiene intenciones de solicitar modificaciones al trazado del proyecto. Algunas de estas modificaciones tendrían que ver con el cambio de algunos de los 15 túneles por dobles calzadas y la construcción del puente Colocolo, para atravesar el cerro de La Paz. INVIAS sostiene que estas alternativas, que no han sido propuestas, son viables, pero no dentro del contrato. La vía tendrá 6 peajes, cuatro de estos existentes y dos nuevos. Las obras se iniciaron en noviembre de 1998.

⁴ El gobierno fue autorizado mediante el Documento Conpes 2997 de abril 16 de 1998 para financiar los aportes de la Nación al proyecto mediante crédito externo.

5.7 FACTORES QUE AFECTAN LA VIABILIDAD DE LAS CONCESIONES VIALES

Tres factores claves pueden afectar la viabilidad de las concesiones viales en Colombia:

- la escasez de recursos públicos para cubrir las garantías de ingresos
- los conflictos con las comunidades por el cobro del impuesto de valorización y los pronunciamientos del Consejo de Estado en contra del impuesto
- la oposición de las comunidades y los transportadores a las alzas de las tarifas de peaje

Debido a la reducción en el ritmo de crecimiento económico del país en los últimos dos años, el tráfico en las carreteras por concesión ha sido inferior al proyectado por el INVIAS. En estas condiciones el gobierno debe entrar a cubrir estas diferencias. Para el año 1999 se estimaron en \$70.000 millones (US\$40 millones de 1999) los recursos necesarios para cumplir estas obligaciones.

El director de Inviás anunció en septiembre de 1998 que era muy probable que INVIAS no contara en 1999 con recursos suficientes del presupuesto nacional para garantizar estos pagos. Reconoció también que las deudas del INVIAS con los contratistas ascendían en ese momento a \$100.000 millones (US\$70 millones) y que para 1999 no iba a disponer de recursos para nuevas inversiones, pues gran parte de los recursos ya estaban comprometidos mediante el mecanismo de vigencias futuras.

En la actual coyuntura de escasez de recursos públicos, es urgente valorar los pasivos contingentes asociados con garantías de ingreso mínimo y otras garantías de los proyectos de concesión vial, con el fin de tener una idea completa de los posibles costos futuros para el presupuesto nacional. La estimación por parte del Banco Mundial de estos pasivos para la Carretera El Cortijo-El Vino arrojó un valor de US\$4.5 millones.

Algunos propietarios de terrenos que iban a verse afectados con el cobro del impuesto de valorización por las obras de desarrollo vial del norte de Bogotá⁵, demandaron el impuesto ante el Consejo de Estado. En agosto de 1998 el Consejo se pronunció en primera instancia, impidiendo su cobro. El pronunciamiento se basó en dos argumentos: que a los beneficiados por la obra no se les notificó desde un comienzo que se les cobraría este impuesto; y que el impuesto no se incluyó dentro del contrato de concesión, como fuente de financiación. El pronunciamiento no sólo evidenció una vez más el completo desconocimiento por las cortes colombianas de los principios económicos básicos; arrojó también sospechas sobre la conducta colusiva de los órganos de poder público, pues algunos congresistas se benefician con la decisión del Consejo.

El Ministro de Transporte y el director del INVIAS interpusieron recurso de súplica ante el Consejo de Estado, buscando que el fallo fuera reconsiderado, pues consideran que hubo una interpretación equivocada. Según el periódico El Tiempo (septiembre 7 de 1998), el recurso de súplica argumentaba así: "Una cosa es la forma de pago del contrato de concesión, a través del cual las entidades públicas pueden pactar concesiones de peaje, valorización, tasas, etc... y otra cosa muy distinta es la causa jurídica que origina la contribución de valorización, que no es otra cosa si no el beneficio o mayor valor que adquieren los inmuebles por la ejecución de obras de interés público cuya obligación de pago queda a cargo de los dueños de los predios beneficiados".

⁵ Entre los afectados también se contaban, según la prensa, algunos congresistas, que en el año 1997 se habían opuesto al cobro del impuesto (El Tiempo, septiembre 7 de 1998).

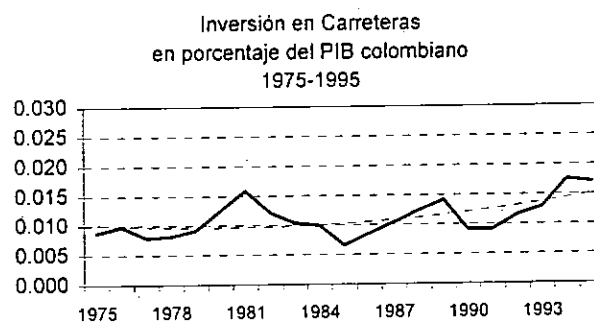
Si el Consejo de Estado confirma el fallo, se retrasaría considerablemente el desarrollo de la infraestructura vial en Colombia, pues la Nación dejaría de percibir ingresos por este concepto tanto de los proyectos en concesión, como de los proyectos que adelanta con recursos públicos. La valorización es una fuente importante de recursos para financiar las nuevas obras. De hecho, por valorización el gobierno pretende recaudar \$73.889 millones por la construcción de la carretera Bogotá-Villavicencio.

El proyecto Bogotá-Villavicencio es un ejemplo entre muchos en Colombia de la oposición que generalmente surge en Colombia por parte de las comunidades y los transportadores, cuando se intenta aumentar las tarifas de peaje para financiar las concesiones viales. Esa oposición refleja el prejuicio predominante en el país de que las obras públicas deben proveerse en forma gratuita a los ciudadanos.

5.8 DETERMINANTES DE LA INVERSIÓN EN CARRETERAS

La inversión en carreteras como proporción del PIB (Gráfico 1) mostró un comportamiento bastante inestable a lo largo del período de estudio, aunque con tendencia creciente a partir de 1991. Ha sido, además, algo mas baja en promedio que en los otros sectores hasta ahora examinados: mientras la inversión en carreteras fue en promedio del 1.18% del PIB entre 1975 y 1995, la de energía fue de 2.39% y la de minería fue de 1.58%. La inversión en carreteras tan sólo fue superior a la de comunicaciones, que fue en promedio 0.48% del PIB total colombiano en el período mencionado.

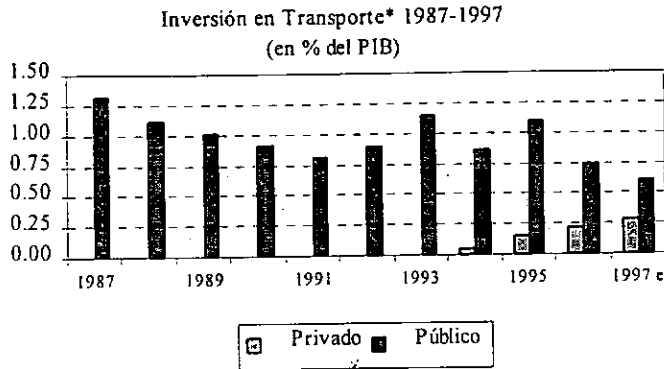
Gráfico 1



Fuente: Dane

Colombia es de los países que invierte menos en carreteras, pues los países desarrollados invierten entre 1.1% y 2.1% del PIB y países con el atraso colombiano deberían invertir anualmente entre 1% y 2% del PIB (Comisión del Gasto Público (1997)). La participación privada en la inversión empezó a ganar importancia a partir de 1995 (ver Gráfico 2)

Gráfico 2

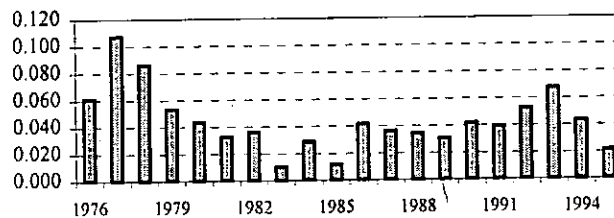


* Incluye vías, ferrocarriles, puertos y aeropuertos
Fuente: Indicadores de Coyuntura Económica, DNP, varios números

Como *proxy* del valor de la producción efectivamente generada por las carreteras se empleó la serie suministrada por el DANE para la producción bruta del transporte automotor (sector 29.3 de las Cuentas Nacionales) que incluye tanto transporte de carga como de pasajeros, y excluye el transporte por ferrocarril⁶. El Gráfico 3 muestra una tendencia declinante en el crecimiento de esta variable entre 1977 y 1985 y una tendencia ascendente, aunque no muy fuerte, entre 1985 y 1993.

Gráfico 3

Evolución del PIB de transporte terrestre
Colombia 1976-1995



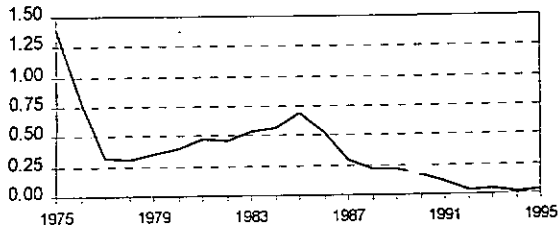
Fuente: DANE, Cuentas Nacionales

Los precios relativos de la maquinaria muestran un comportamiento similar al reportado para los sectores anteriores. El comportamiento del tráfico vehicular por las carreteras del país es también bastante inestable. Los gráficos de estas variables se presentan a continuación.

⁶ El recaudo de los peajes debería ser una buena aproximación al producto generado por la utilización de las carreteras; sin embargo, los peajes en Colombia son muy poco representativos de ello dado que su densidad es muy baja.

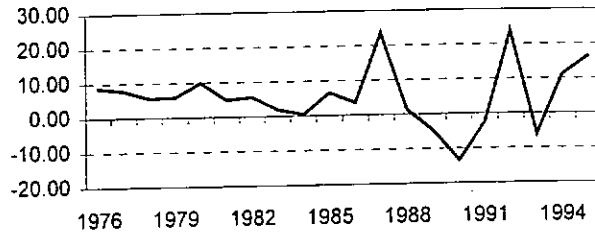
Gráficos 4 y 5

Precios relativos de la maquinaria importada para el sector de carreteras. Colombia 1975-1995



Fuente: IFS, DANE

Variación (%) en el tráfico por carreteras Colombia 1976-1995 (Mill Veh/Km)



Fuente: DNP, Series de Infraestructura

Los resultados de las regresiones (Tabla 1) no son buenos. La inversión en carreteras es sensible al tráfico promedio anual, así como a los cambios en el costo de uso del capital. De otro lado, tanto para los cambio en el producto, como para el precio relativo de la maquinaria, se obtuvo el signo esperado; sin embargo, los coeficientes no fueron significativos.

Tabla 1
Resultados de las regresiones para el sector de carreteras
Variable Dependiente Ln(Inversión/PIB)

	Regresión 1		Regresión 2	
C	-11.7638		-14.0660	
	(-2.615)	(**)	(-3.818)	*
D(PIB)			0.9689	
			(0.911)	
D(Prelat)	0.0219		0.1431	
	(0.187)		(0.123)	
CUK	0.4482		0.4960	
	(1.763)	(***)	(2.008)	(**)
Tráfico	1.0881		1.3391	
	2.246	(**)	(3.389)	*
Dummy	-0.1567			
	(-0903)			
R ² adj	0.3294		0.3376	
DW stat	1.35		1.24	

Estadístico t en paréntesis

*, (**), (***) el estadístico t es sigficativo al 99%, (95%) y (90%)

No. Observaciones: 20

En general es posible concluir que las decisiones de inversión, se han basado históricamente en aspectos que se salen de lo económicamente racional, relacionados probablemente con decisiones políticas y cambios en las prioridades de los diversos gobiernos.

5.9 COMENTARIOS FINALES

En el caso de la carretera Bogotá-Villavicencio, el débil poder de negociación del INVIAS con los contratistas y el concesionario, la ausencia de diseños adecuados y de estudios adecuados de costos, dieron lugar a cambios sustanciales en el trazado de la vía, prórrogas y renegociaciones en tiempo y valor de las obras y lucro cesante de inversiones en terrenos que por la modificación del trazado se volvieron innecesarios. Adicionalmente, la Nación ha mostrado una clara disposición a incrementar sus aportes al proyecto. Ha prevalecido el equilibrio financiero del concesionario en detrimento del usuario y del Estado, al aceptar disminución de obras de construcción e incrementos en los aportes públicos y al otorgar mayor tiempo de explotación de la vía.

Esto ha hecho que los resultados del proyecto se diferencien muy poco de los obtenidos con los contratos de obra pública (de hecho, la concesión se diseñó como una “concesión mixta”, en donde dos de los tramos se desarrollaron mediante contratos de obra pública) y han convertido la carretera Bogotá-Villavicencio en el lunar de los proyectos de la primera generación de concesiones.

Algunos de los problemas de diseño de las concesiones de “primera generación” se corrigieron en el diseño de la “segunda generación” de concesiones. La mejor estructuración de las concesiones atrajo en el caso de la carretera El Vino - Tobía Grande- Puerto Salgar más consorcios internacionales a la licitación que en casos anteriores. Sin embargo, otros obstáculos, entre los que se incluyen la ausencia de recursos públicos para cubrir las obligaciones de garantías y los aportes del gobierno a las obras y la oposición de las comunidades a los pagos de valorización y de las transportadoras a pagar peajes, amenazan la viabilidad de las concesiones viales en el país. Por lo demás la cuestión de las reservas presupuestales (vigencias futuras) para respaldar las garantías de tráfico y algunas contingencias, puede volverse crítica para las finanzas públicas conforme se adicionan nuevas licitaciones.

Las concesiones además no resuelven el problema de asegurar una fuente estable de recursos para financiar la rehabilitación y el mantenimiento del grueso de las carreteras del país y la construcción de carreteras nuevas que no son concesionables. En total se ha pensado concesionar alrededor de 5 mil Kms., equivalentes al 5% de la red vial colombiana

Las concesiones de carreteras son del tipo BOT, una forma más conveniente que el BOO para este tipo de obras, debido a que las inversiones que involucran son casi en su totalidad “sunk costs”, lo que aumenta el riesgo de “creeping expropriation” .

Referencias

Coinvertir-CAF-Ministerio de Hacienda (1996), **Concesiones en Infraestructura**. DNP (1998). Documento Conpes 2997. Abril 16.

Hidalgo, Darío (1997), “20 años de Infraestructura de Transporte. Grandes Planes, algunas Realizaciones”, **Estrategia Económica y Financiera No. 264**, Septiembre 30.

Hidalgo, Darío (1997), “Los Impactos de las Concesiones Viales en Colombia: ¿Vamos por Buen Camino ?”, **Estrategia Económica y Financiera No. 258**, Junio 30.

Darrow, Peter et al (1994), “Financing Infrastructure Projects in the International Capital Markets: The Tribasa Toll Road Trust”, **The Financier**, Vol. 1, No. 3, August.

Palacios (1996)), , en el libro de Coinvertir-CAF-Ministerio de Hacienda (1996), **Concesiones en Infraestructura**.

Poder y Dinero (1997), "Discordia en la carretera", Noviembre.

Ruster, Jeff (1997), "A Retrospective on the Mexican Toll Road Program (1989-1994)", **Public Policy for the Private Sector**, The World Bank Group, September.

Sarmiento E., D. Cuervo, M.I. Silva, R. Merchán y G. Santos (1996). *La Crisis de la Infraestructura Vial*. Escuela Colombiana de Ingeniería.

6. EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS EN COLOMBIA: PENETRACIÓN SUBSIDIADA Y MONOPOLIO EN EL TRANSPORTE

6.1. POLÍTICAS PARA EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS

La explotación comercial del gas natural se inició en el país tan sólo a mediados de la década de los setenta, con la aparición de grandes reservas de gas en la Guajira. Con excepción de los campos de gas “libre”, el gas “asociado”¹ fue considerado por muchos años como un subproducto sin uso de la explotación de crudo, por lo que los pozos exploratorios se cerraban, o en algunos casos se quemaba el gas hasta extinguir las reservas del yacimiento. Desde 1961 (Ley 10/61) se prohíbe explícitamente su quema, decisión que se ratifica en 1973 (Decreto 1873/73).

La expansión geográfica de los mercados estuvo ligada inicialmente al patrón de descubrimiento de reservas. Ello explica que el gas se introdujera primero en la Costa Atlántica y luego en otras zonas en donde aparecían reservas, como Santander y Huila. Posteriormente empezó a penetrar en el sur de Bogotá, gracias a las nuevas reservas de los campos de Apiay (Meta). El mercado del interior ganó finalmente impulso con el descubrimiento de reservas en Opón y Cusiana.

En 1986 se elabora el primer plan nacional de uso del gas natural. (“Programa de Gas para el Cambio”), con énfasis en el sector residencial. El programa enfatiza la sustitución de energéticos de alto costo, para lo cual propone ampliar la cobertura del gas natural en aquellas zonas donde existe producción. Propone también ampliar el uso del GLP en las grandes ciudades, como etapa intermedia hacia el uso del gas natural. El bajo volumen de reservas de gas, la falta de estímulos para su comercialización y la existencia de tarifas de energéticos subsidiadas, constituían sin embargo importantes limitaciones a su penetración masiva. En 1990 se produce otro documento oficial, “Lineamientos del Cambio”, en donde se señala la necesidad de estimular la exploración, pues las reservas conocidas no permitían alcanzar una cobertura nacional, y se presenta como alternativa la integración gasífera con Venezuela. A finales de 1991 se aprueba el Programa para la Masificación del Consumo del Gas **CONPES DNP - 2571 UINF -DIREN**). Este programa planteó la necesidad de incentivar el consumo de gas natural en Colombia, dado que “los problemas de precios, las exageradas inversiones en generación eléctrica y la activa participación estatal en la producción de los servicios energéticos, han afectado la economía en general” y se estaba “comprometiendo el manejo de las finanzas públicas, la estabilidad macroeconómica y limitando la inversión en áreas como la educación, salud y justicia.” El documento recomendó reducir los subsidios que en el momento se otorgaban a los energéticos, de tal forma que se promoviera la participación privada en las diferentes actividades de la cadena energética. Se dieron facilidades a los particulares para la construcción de gasoductos troncales mediante concesiones. La distribución también podría estar a cargo de empresas privadas o mixtas.

En 1992 se desarrolla el programa de cooperación energética Eurcoleg, bajo el auspicio de la Comunidad Económica Europea, con la participación de Gaz de France, Gas Natural de España, Beicip (filial del Instituto Francés del Petróleo), Franlab, MinMinas, Icontec, DNP y Ecopetrol. Se realiza el estudio base para el diseño de la estrategia general del transporte y distribución del Gas Natural. El estudio consideró todas las fases del negocio del gas en Colombia; actualizó información sobre reservas y pronósticos de producción; efectuó estudio de mercado; seleccionó

¹ Es decir, el gas que se encuentra en yacimientos de hidrocarburos en donde el petróleo domina en volumen.

rutas de transporte; cuantificó costos de distribución; realizó una evaluación económica del programa; e hizo recomendaciones sobre política tarifaria y sobre aspectos institucionales.

En 1993 se definen las estrategias para el desarrollo del Plan de Gas (Documentos Conpes 2646 y Decreto 408 de marzo 3). Dado que el programa de masificación presentaba atrasos, en marzo de 1993 el Gobierno produjo un nuevo documento CONPES ("Plan de Gas"), en el cual se esbozó la estrategia y acciones que debían adelantarse en forma inmediata para agilizar el Programa para la masificación del consumo de gas. En ese documento se hizo un replanteamiento de la estrategia de penetración inicial, ya que los nuevos descubrimientos gasíferos habían duplicado el nivel de reservas del país. En el documento se sugirieron las siguientes acciones para el cumplimiento de los objetivos:

- La creación de una empresa dedicada exclusivamente al transporte y comercialización, para lo cual se buscaría la participación de capitales privados. La construcción de gasoductos debía adelantarse por Ecopetrol directamente o mediante el sistema BOMT o similares, donde Ecopetrol garantizaría el pago de la disponibilidad permanente de la capacidad de transporte.
- La creación de empresas de distribución urbana con capital privado, mixto u oficial, y el desarrollo de un sistema de suministro de gas propano para aquellas poblaciones en las cuales no fuera factible económicamente implantar el suministro de gas natural.
- Asignar a la Comisión de Regulación Energética la responsabilidad de crear una regulación específica para el subsector del gas.

Finalmente, mediante la Ley 401 de agosto 20 de 1997 se crea la empresa industrial y comercial del Estado Ecogas, a la cual se le transfieren los activos y los contratos de concesión de Ecopetrol:

Estas últimas decisiones permitieron la construcción en un período muy corto de una gigantesca red troncal de gasoductos y el desarrollo de redes de distribución domiciliaria en lagunas de las principales ciudades del centro y sur del país. De ser una fuente marginal de energía, el gas se convertirá en la segunda mitad de los noventa.

6.2. RESERVAS , PRODUCCIÓN Y DEMANDA ESTRUCTURA INDUSTRIAL DEL SECTOR GAS

En la década de los 90's se produjo un incremento sustancial de las reservas probadas y probables. Las reservas probadas de gas del país han aumentado de 4.100 GPC en 1989 a 6,928 GPC en 1997, principalmente con el descubrimiento de los campos de Opón y Volcanera (ver Mapa 1). De este total, el 88.8% está concentrado en Cusiana y la Guajira (ver cuadro). Las reservas probables por su parte se estiman en un rango entre 3091 y 3391 GPC, concentrados en Opón y Cusiana. Al nivel de consumo actual (581 millones de pies cúbicos por día MPCD), las reservas probadas de gas tienen una vida estimada de aproximadamente 32.5 años.

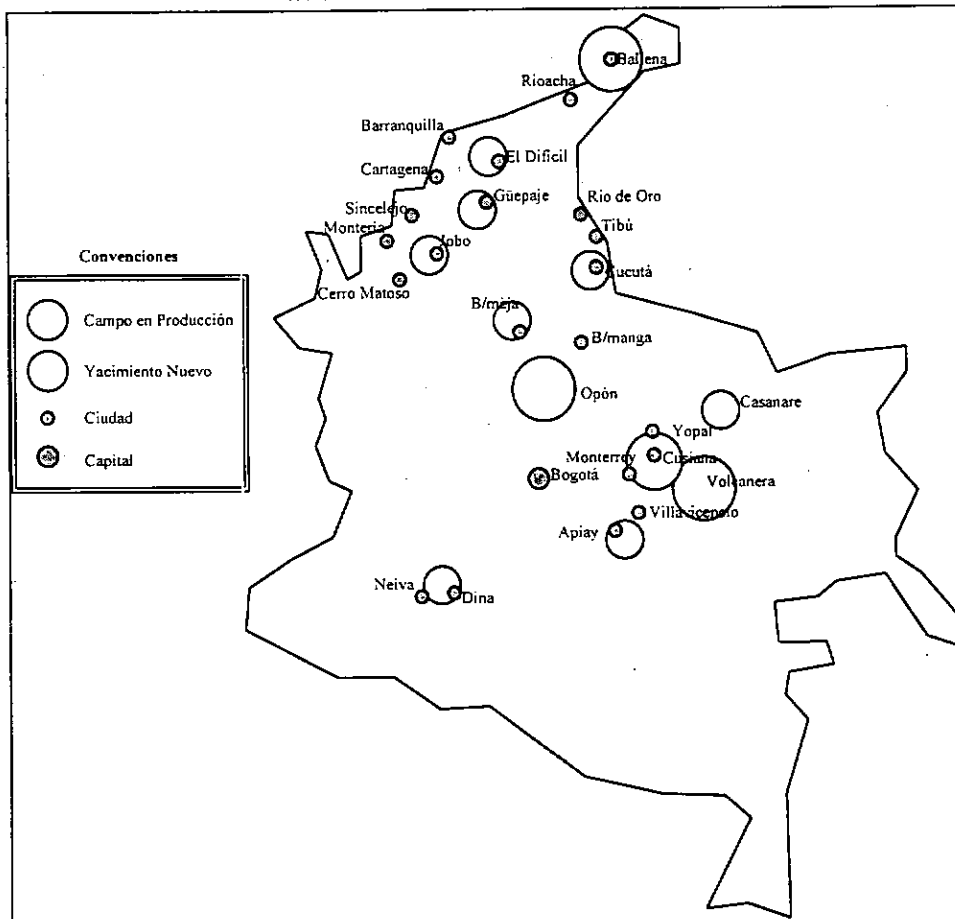
El nivel de reservas del país es muy bajo comparado incluso con otros países de América Latina (Cuadro 1). Colombia tienen sin embargo la ventaja de tener un vecino (Venezuela) con considerables reservas, al que podría acudir en circunstancias de desabastecimiento doméstico

Cuadro 1
RESERVAS Y PRODUCCION DE GAS NATURAL INTERNACIONAL 1997

Región	Reservas (TPC)	Producción (GPCD)	Relación Reservas/Producción (años)
Medio Oriente	1.726,0	13,3	356,8
Europa Oriental y C.E.I.	2.003,1	68,5	80,2
Norte América	231,4	72,2	8,8
América Latina	286,3	11,9	65,7
Venezuela	143,1	2,7	143,2
México	63,9	4,5	39,2
Argentina	24,3	2,7	25,1
Perú	7,0	0,1	206,0
Africa	348,5	8,4	113,9
Europa Occidental	170,3	26,5	33,1
Lejano Oriente	320,5	21,8	21,4
Total	5.324,4	232,6	1.093,4
Colombia	6,9	0,6	32,5

Fuente: Estadísticas de la Industria Petrolera (1997), Ecopetrol.

MAPA 1
Yacimientos Gasíferos en el País



Fuente: Ecopetrol

La producción ha pasado de 381 MPCD en 1985 a 581 MPCD en 1997. La dinámica de la producción ha estado asociada básicamente con el comportamiento de la oferta de los campos de la Costa Norte, con contribuciones marginales recientes del campo de Cusiana (Cuadro 2)

Cuadro 2

SUMINISTRO DE GAS NATURAL POR ZONA Y CAMPO
Mbtu/día

ZONA/CAMPO	1985	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
COSTA NORTE	255.700	280.130	290.620	288.250	310.680	309.350	331.645	353.880	471.731
Guajira	218.100	261.700	280.690	282.510	282.640	282.760	308.428	323.052	430.067
Guepaje	-	-	-	-	23.260	23.960	23.217	30.810	41.572
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SANTANDER	122.300	108.600	105.140	97.770	85.070	82.055	78.592	82.332	78.790
Payoa	46.600	29.340	27.150	24.050	22.840	22.069	25.028	33.197	34.278
Provincia	70.200	62.760	65.320	61.680	50.500	46.946	39.760	36.193	30.151
El Centro	5.500	12.600	8.760	9.050	8.060	9.090	9.317	8.658	10.653
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
OTRAS	3.700	3.440	5.670	8.230	17.780	15.965	20.824	22.343	30.950
Apiay	-	740	2.690	5.330	7.800	9.546	9.146	9.202	10.102
Cusiana	-	-	-	-	-	-	5.197	7.756	13.943
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	381.700	392.170	401.430	394.250	413.530	347.384	431.061	458.555	581.471

Fuente: Estadísticas de la Industria Petrolera (1997), Ecopetrol

En Colombia existen dos mercados de gas natural: el mercado maduro de la Costa Atlántica y un mercado en desarrollo en el interior del país, con una infraestructura de transporte construida recientemente. La aparición de reservas de grandes volúmenes permitió desarrollar programas nacionales orientados a la diversificación de energéticos, vía la masificación del uso del gas y el mejoramiento del balance entre la generación hídrica y la térmica. El consumo total en la Costa Atlántica representa un 69% del consumo total del país. El consumo residencial en esta zona es un 53.5% del consumo residencial total del país; el industrial un 90% del consumo industrial total; el consumo en transporte un 96% del consumo total en transporte (Gas Natural Comprimido- GNC) y el de las termoeléctricas un 96% del consumo total respectivo.

Cuadro 3

Consumo Nacional de Gas Natural por Areas 1985-1997

Mbtu/día

Area	1985	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Bólivar	91.307	100.049	95.458	86.744	105.905	109.871	112.393	101.999	98.939
Sucre-Córdoba	16.434	16.726	16.804	25.717	33.840	20.952	26.821	22.340	25.509
Atlántico-Magdalena	120.792	129.364	127.253	121.096	127.068	138.339	142.459	147.721	201.067
Guajira	27.282	311.000	439.000	516.000	42.744	40.136	50.658	49.438	61.195
Santander	122.267	108.813	105.161	99.721	85.079	82.273	78.654	115.111	160.874
Otras Areas*	3.690	3.462	5.682	8.217	17.675	13.589	20.074	21.950	31.054
CONSUMO TOTAL	381.772	669.414	789.358	857.495	412.311	405.160	431.059	458.559	578.638

Fuente: Estadísticas de la Industria Petrolera (1997), Ecopetrol

* Incluye zonas de Huila, Tolima, Cúcuta, Bogotá, Casanare y Meta

Consumo Nacional de Gas Natural por Sector 1985-1997

Mbtu/día

Sector	1985	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Termoeléctrico	176.599	164.785	175.287	180.464	199.430	181.199	203.369	180.316	286.540
Ecopetrol	108.552	102.506	95.458	79.331	76.969	72.936	68.141	109.303	117.301
Petroquímico	10.712	14.402	14.335	13.552	10.718	12.188	11.514	16.384	15.624
Industrial	82.230	94.581	94.997	93.257	95.360	103.636	109.156	108.087	104.890
Residencial	3.679	14.196	19.030	24.056	26.803	30.761	33.969	38.866	48.371
Gas Natural Comprimi	-	1.704	2.619	3.609	4.235	4.439	4.906	5.603	5.912

Fuente: Estadísticas de la Industria Petrolera (1997), Ecopetrol

Las mayores tasas de crecimiento de la demanda se presentarán en los sectores termoeléctrico y residencial. En el primer caso, como consecuencia del énfasis que ha puesto el Gobierno en el plan de expansión, especialmente en lo referente a la generación a base de gas. Respecto a la demanda residencial, en la actualidad no existe una amplia cobertura a nivel nacional y es este un sector en el cual el Estado tendrá un mayor ahorro económico, si se tiene en cuenta el costo real de los energéticos utilizados (energía eléctrica primordialmente). El consumo residencial no representa todavía un alto porcentaje del consumo total (17%). Las poblaciones que no han sido incluidas en las zonas de distribución exclusiva son pequeñas, con consumidores que en su gran mayoría son usuarios residenciales de estratos bajos. La penetración del servicio ha sido muy rápida en los últimos años. Por ejemplo, Gas Natural S.A. E.S.P. pasó de tener 234,272 clientes en 1995 a 432,517 en 1997.

En las condiciones actuales de infraestructura y demanda en el sector del gas, no parece haber un interés importante por parte de las compañías petroleras de explorar en busca de gas adicional. Sin embargo, las compañías continúan sus exploraciones en busca de crudo, lo que aumenta las posibilidades de encontrar gas natural.

Los productores, con excepción de Ecopetrol, estiman que el sistema de gasoductos existente o contratado tiene déficit de capacidad, considerando sus proyecciones de demanda. Esto necesariamente implicará un plan de ampliaciones de la capacidad, que deberá ser implementado por Ecopetrol, ya que las inversiones marginales son más económicas que desarrollar un sistema paralelo.

Con el objetivo de atraer mayor inversión privada, Ecopetrol realiza permanentemente estudios geológicos para determinar zonas con una buena prospección, con base en las cuales las compañías privadas pueden proponer contratos de asociación para desarrollar un bloque. De esta forma, los inversionistas no inician la exploración desde cero, lo que implicaría mayores riesgos y costos.

6.3. ESTRUCTURA INDUSTRIAL DEL SECTOR

La participación privada en el sector existe en todas sus actividades (exploración, explotación, transporte, distribución y comercialización). Ecopetrol juega un papel dominante en la exploración-explotación y en el transporte, y fue un actor importante en la distribución hasta mediados de la década de los noventa. Entre 1994 y 1997 vendió todos los activos y participaciones en esta actividad, retirándose completamente del negocio.

Exploración y Explotación

La exploración y explotación de gas se ha regido por los mismos contratos usados para el petróleo, principalmente el contrato de concesión antes de 1974, y el contrato de asociación a partir de ese año. Los contratos de asociación representan el 83% del total, los de producción directa de Ecopetrol el 16.6% y los de concesión todavía vigentes (se dejaron de contratar en 1974) el 0.3%. Por su participación en los contratos de asociación y por su producción directa, Ecopetrol es el mayor productor individual del país, seguido de la Texas Petroleum Co. (ver Cuadro 4). La segunda plataforma de Chuchupa en la Guajira ya fue terminada por la Texas. Se espera que en pocos años British Petroleum Exploration y Amoco se conviertan en productores igualmente importantes. La exploración por parte de Ecopetrol de algunos bloques sin participación privada, es una decisión que depende básicamente de su situación presupuestal.

Cuadro 4
Explotación de Gas Natural

Campos	Productor
Cusiana - Cupiagua	B.P. Exploration
Guajira	Texas Petroleum
Güepaje - Ayombe	Ecopetrol - Lasmo
Opon	Amoco
Otros	Ecopetrol

Fuente: Acogas, Ecopetrol

6.3.1. Transporte

En 1993 la red nacional de gasoductos contaba con 2.11 Kms. , de los cuales 584 Kms, eran de propiedad de Ecopetrol y estaban ubicados en su gran mayoría en el interior del país, y 1.727 Kms, eran gasoductos privados, ubicados principalmente en la Costa Atlántica y los Santanderes (Ecopetrol (1998)).

Cuadro 5
Estado de la Nueva Red de Gasoductos - 1997

Gasoducto	Longitud Km	Operador	Estado	Inversión (millones US\$ de 1997)	
				Ecopetrol	Total
Ballena - Barranca	579	Centragas	En Operación	10,0	220,0
Centro Oriente	866	Centro-Oriente S.A	En Operación	269,0	269,0
Barranca-Pto. Serviez	150	Centro-Oriente S.A	En Operación	-	-
Pto. Serviez - Vasconi	200	Centro-Oriente S.A	En Operación	-	-
Vasconia-Mariquita	123	Centro-Oriente S.A	En Operación	-	-
Mariquita-Dina	280	Centro-Oriente S.A	En Operación	-	-
Vasconia-La Belleza	93	Centro-Oriente S.A	En Operación	-	-
La Belleza-Bogotá	113	Centro-Oriente S.A	En Operación	-	-
Mariquita-Cali	340	Transgas	En Operación	6,0	281,0
Sebastopol-Medellín	149	Transmetano	En Operación	-	150,0
Barranca-Bucaramanga	59-53/46	Transoriente	En Operación	-	23,0
Norte Huila-Tolima	48-8	Gastol S.A.	En Construcción	-	10,0
Sur Huila-Huila	192	Progasur	En Construcción	-	24,0
Cusiana-APIAYI	66-83	Centrollanos	En Operación	14,0	14,0
Morichal-Yopal	13	Perenco	En Operación	1,8	1,8
Montañuelo-Gualanday	28-4-4	Hocol	En Operación	2,1	2,1
Ramales-Cundinamarca	15	Cetrollanos	En Operación	1,2	1,2
Ramales de Boyacá	83-32-54	-	Contratación	12,0	58,0
Ramales de Casanare	34	-	dic-98	2,7	2,7
Ramales del Meta	14-17	-	En Operación	2,5	2,5
Ramales de Piedemonte	35	-	Contratación	2,8	2,8
Ramales Santander	44-117	-	jun-99	-	-
Compresora B/bermeja	-	Cosacol	En Operación	4,0	4,0
Cusiana-El Porvenir*	33	Ocensa	jun-98	-	-
El Porvenir-La Belleza*	189	Ocensa	jun-98	10,0	10,0
TOTAL	2,788			338,1	1076,1

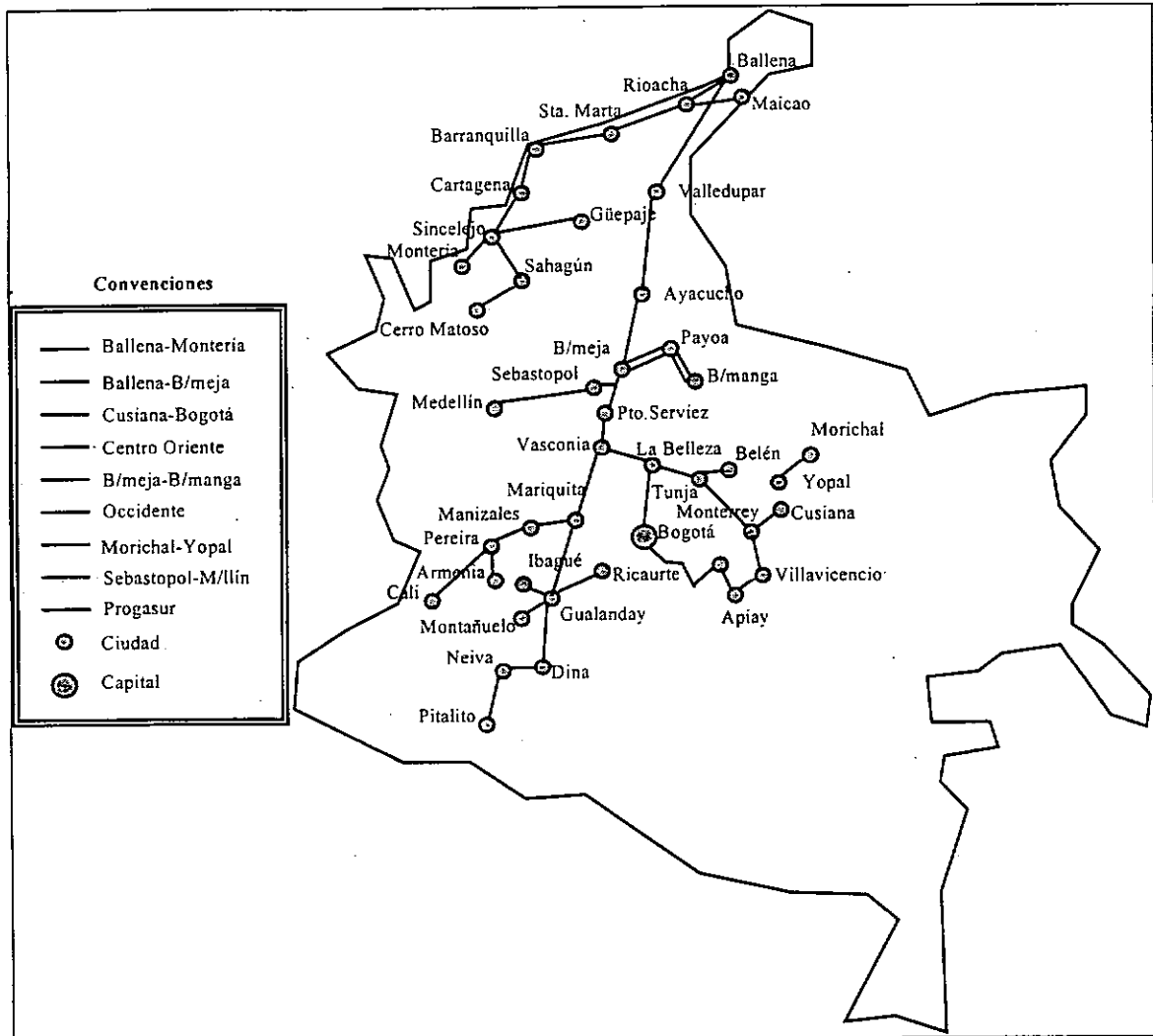
Fuente: Ecopetrol

*Oleoductos

Con el fin de garantizar el suministro de gas al interior del país, el Gobierno Nacional encomendó a Ecopetrol en 1993 la ampliación de la infraestructura de transporte a través de la construcción de la red de gasoductos que conectarán los grandes centros de producción con los centros de consumo (ver Mapa 2) mediante inversión directa o por contrato (BOMT o similares). Ello ha permitido construir gran parte de esta red (2.788 Kms.) corto (4 años), mediante inversiones que hasta el año 1997 habían sido del orden de US\$1076 millones, de los cuales Ecopetrol había aportado en forma directa US\$338 millones. En el cuadro que sigue se presenta información desagregada sobre las inversiones, las dimensiones de los gasoductos y las empresas operadoras (ver cuadro siguiente).

6.3.1.1. Red Nacional de Gasoductos

Mapa 2
Red Nacional de Gasoductos



Fuente: Ecopetrol

El sistema de transporte de gas natural se subdivide en tres grandes sub-sistemas: (i) **Costa Atlántica**, que une los campos de la Guajira, Córdoba, Sucre y otros, con las puertas de ciudad de Riohacha, Santa Marta, Barranquilla, Cartagena, Sincelajo y Montería, y otras poblaciones de menor tamaño de la región; (ii) **Centro**, que une los campos de la Guajira con la puerta de ciudad de Barrancabermeja y con el Sistema de Transporte del Interior; y, (iii) **Interior**, que une los

campos de Casanare, Meta, Huila, Santander, y otros en el interior del país, con los departamentos de Santander, Cundinamarca, Valle del Cauca, Antioquia, Boyacá, Tolima, Caldas, Quindio, Huila, Casanare, Risaralda y Meta.

En el **sistema de la Costa Atlántica** el transporte se ha desarrollado a través de contratos de concesión donde el inversionista privado asume los riesgos de mercado y de regulación, ya que su ingreso depende del volumen transportado a la tarifa fijada por el ente regulador. El principal inversionista privado es Promigas S.A. (100% privada) con aproximadamente 1.989 kilómetros de gasoductos en operación (Gasoducto Central de la Costa).

En el **sistema del Centro** la participación se presentó a través de un contrato BOMT del transportador -ECOPEPETROL-, con Centragas (Ballena-Barrancabermeja). En este contrato Ecopetrol asumió el riesgo comercial y el riesgo regulatorio, pagándole al concesionario una tarifa por financiar y realizar las actividades de construcción, operación y mantenimiento del gasoducto. Ecopetrol, mediante pagos periódicos, adquirió la capacidad de transporte de los gasoductos durante la duración de los respectivos contratos. Al vencimiento del contrato, el gasoducto puede pasar a ser propiedad de Ecopetrol.

En el **sistema de transporte del Interior** la participación privada se presentó bajo tres modalidades: contratos de concesión firmados con Transmetano y Transoriente, contratos BOMT firmados con Centragas y Transgas de Occidente (Mariquita-Cali) y contratación directa de Ecopetrol.

En estos casos es Ecopetrol quien ante la CREG es transportador, mientras que el firmante del BOMT es un subcontratista (de transporte) de Ecopetrol. Por lo tanto Ecopetrol recibe las tarifas determinadas por la CREG, mientras los pagos que hace a los constructores de los gasoductos bajo el esquema BOMT son determinados por medio de procesos licitatorios.

Los riesgos en cada uno de los tres sistemas son distintos. En el sistema de la Costa Atlántica el riesgo de mercado es mínimo, dado que existe un mercado desarrollado de gas natural y un solo transportador. En cuanto al riesgo regulatorio, el sistema cuenta con una tarifa por períodos de cuatro años, que recupera la inversión con una rentabilidad satisfactoria.

Los sistemas de transporte del interior y del centro presentan un escenario diferente. El riesgo de mercado es mayor, ya que desde hace muy poco tiempo se empezó a introducir el servicio; esto tiene implicaciones en el dimensionamiento del sistema y en los períodos de recuperación de la inversión. En cuanto al riesgo regulatorio, si la actual regulación tarifaria expedida por la CREG aplicara para todos los proyectos nuevos en el interior, no sólo a Ecopetrol, sino también a los inversionistas que tuvieran un contrato BOMT con éste, no existiría inversión privada en transporte de gas natural, ya que la tarifa no recupera los pagos de los BOMT's. La CREG estableció tarifas muy bajas para los usuarios finales, para que el precio del gas sea competitivo con respecto a los combustibles sustitutos y se produzca una rápida penetración del servicio.

Por ello, Ecopetrol debió diseñar esquemas de participación privada en que asumiera los riesgos. El esquema resultante fue el BOMT, estructurado de tal forma que la tarifa a los contratistas del BOMT sea suficiente para recuperar la inversión, pagar la operación y el mantenimiento, y obtener una rentabilidad aceptable. El resultado es un esquema tarifario que no permite recuperar los costos de construcción del sistema de transporte, obligando a Ecopetrol a subsidiar la diferencia entre las tarifas expedidas por la CREG y las tarifas que se le deben pagar al contratista del BOMT.

CONTRATOS BOMT FIRMADOS POR ECOPETROL Y SU FINANCIACION

Gasoducto Ballena-Barrancabermeja

Fue construido mediante contrato BOMT suscrito con la firma Centregas para prestar el servicio de transporte de gas natural desde Ballena en la Guajira hasta Barrancabermeja en Santander. Centregas de Promigas S.A. de Colombia (accionista y subcontratista de operación) y Techint de Argentina (Subcontratista de construcción). En el contrato se estableció que la transferencia de propiedad debía realizarse al culminar los 15 años de la fase operativa, que se inició en 1996. En diciembre de 1994 la compañía colocó US\$172 millones (cerca del 80% del valor del proyecto) en bonos en el mercado internacional a 16 años con un rendimiento de 300 bp sobre los bonos del Tesoro. Los títulos fueron calificados con grado de inversión (BBB-), la misma calificación de la deuda del gobierno colombiano. La emisión se respaldó con los activos del gasoducto, una estructura tarifaria denominada en dólares y el contrato de transporte entre Centregas y Ecopetrol.

Gasoducto de Occidente (Mariquita-Cali)

Fue adjudicada a Transgas de Occidente S.A. por el sistema BOMT. Esta compañía proyecto está liderada por TransCanada y British Petroleum. La fase operativa es de 20 años, la cual se inició en septiembre de 1997. La compañía colocó bonos bajo la regla 144A en noviembre de 1995 por US\$240 millones (la inversión estimada fue de US\$295 millones), con plazo de 15 años y rendimiento de los Bonos del Tesoro más 375 bp.

6.3.1.2. Empresa de Transporte de Gas Natural (ECOGAS)

La participación de Ecopetrol en el sistema de transporte constituía un inconveniente para el desarrollo de un mercado competitivo. No era adecuado que una compañía del Estado, propietaria del 50% del gas que se produce en el país, fuera adicionalmente propietaria del sistema de transporte, por el riesgo de discriminación por parte de Ecopetrol en la determinación del gas a transportar. Por ello, mediante decisión del CONPES el Gobierno decidió crear una empresa independiente de Ecopetrol, responsable del transporte de gas natural en el país y de todas las actividades concernientes al transporte de gas que se encuentran en cabeza de Ecopetrol. La compañía debería asumir el pago de los BOMT y los contratos de operación y mantenimiento realizados por Ecopetrol, mientras que sus ingresos provendrían de la prestación del servicio público de transporte, a las tarifas definidas por la CREG.

La disposición inicial del CONPES era que la compañía debía conformarse en enero del año 1994. Sin embargo, la fecha se pospuso en varias ocasiones, principalmente por la carencia de una política clara en relación con el transporte de gas natural (precios, calidad del servicio, etc.). La empresa se creó finalmente mediante la Ley 401 del 20 de agosto de 1997, como Empresa Colombiana de Gas –Ecogas. La ley la constituyó como Empresa Industrial y Comercial del Estado, entidad descentralizada del orden nacional vinculada al Ministerio de Minas y Energía, con autonomía presupuestal y administrativa. La junta directiva de Ecogas quedó conformada por un representante del Ministerio de Minas, otro del Ministerio de Hacienda y tres miembros delegados por el presidente de la República. Ecogas tiene por objeto la proyección, construcción, mantenimiento, operación y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios y la explotación comercial de la capacidad de los gasoductos de propiedad de terceros por los cuales se paga una tarifa de disponibilidad, o por acuerdos con terceros. Para desarrollar estas funciones, Ecopetrol le transfiere los activos de transporte que posee y los contratos BOMTS con el sector privado (ver cuadro siguiente).

Activos y Contratos que Transfiere Ecopetrol a Ecogas para su Administración y Manejo

1. Contrato BOMT del gasoducto Ballena-Barrancabermeja
2. Contrato BOMT Cali-Tansmetano
3. Contrato del gasoducto Sebastopol-Medellín
4. Contrato e interventoría de Apiay-Villavicencio-Bogotá con sus ramales
5. Contrato del gasoducto Montañuelo-Gualanday
6. Contrato de gasoducto Morichal-Yopal
7. Manejo de la estación compresora de Barrancabermeja
8. Contratación del gasoducto Centro Oriente y del Centro de Coordinación de Transporte de Gas

Los activos de transporte que recibe de Ecopetrol (gasoductos de los subsistemas de Centro Oriente y de los Llanos) conforman el patrimonio inicial de esta entidad. Dichos activos estaban valorados en US\$430 millones. Los ingresos de Ecogas provendrán de la utilización de la capacidad de los gasoductos contratados por Ecopetrol con el sector privado mediante el sistema BOMT o similares, es decir, los gasoductos Mariquita-Cali, Ballena-Barrancabermeja y Sebastopol-Medellín. Ecopetrol seguirá cancelando a los constructores las obligaciones financieras respectivas, que a su vez Ecogas pagará a lo largo de 30 años a la petrolera estatal. Ecogas también recibe los ingresos que genera la prestación del servicio de transporte de gas natural, cuyas tarifas son establecidas por la CREG. De otra parte, los egresos de Ecogas se relacionan con los gastos de operar y mantener la red de gasoductos que estará a su cargo, más los pagos a Ecopetrol por el uso de la capacidad de los gasoductos contratados con firmas privadas. El esquema financiero acordado en relación con la transferencia de los contratos BOMT de Ecopetrol a Ecogas, le significará a la primera unas pérdidas estimadas en US\$260 millones de 1996 (Ecopetrol (1998)). Si a ello se suman los activos transferidos por valor de US\$430 millones, el aporte de Ecopetrol a Ecogas asciende a US\$690 millones.

Ecogas también coordinará las actividades del transporte de gas natural en el país, con excepción del gasoducto de Promigas, debido a que esta última es una empresa privada independiente. A través del Centro de Coordinación de Transporte de Gas, (CTG) adelantará las tareas de control y monitoreo de los gasoductos, la coordinación de los planes de contingencias y predecir el nivel de saturación de los tramos existentes, entre otras. Igualmente prestará servicios como conexión, transporte de gas, compresión del gas, medición al usuario, planificación y ampliación del sistema de transporte y controles ambientales.

6.3.1.3. Inversiones Requeridas en el Período 1998-2016

Se ha estimado que la inversión en infraestructura de transporte que se requiere para tender la demanda prevista de gas para las próximas dos décadas es del orden de US\$1.200 millones, e implica la construcción de aproximadamente 1.805 Kms, adicionales de redes.

6.3.2. Distribución Domiciliaria de Gas Natural

La infraestructura de distribución de gas natural se desarrolló inicialmente a través de concesiones del Estado, donde la empresa privada asumía los riesgos regulatorios y de mercado, con la garantía de ser el único prestador del servicio mientras desarrolla el mercado. Es decir, su ingreso depende del volumen vendido y de la tarifa aprobada por el ente regulatorio. Las compañías de distribución

domiciliaria de gas en operación (ver cuadro 6) son compañías privadas que iniciaron operación bajo este esquema de concesión.

Cuadro 6
Compañías de Distribución de Gas en 1995

Compañía	Municipios Atendidos	Instalaciones a 30/06/95
Alcanos del Huila	Campoalegre	2.501
	Neiva	46.300
	Otros /1	8.323
		57.124
Gas Natural	Bogotá	215.361
	Soacha	16.986
		232.347
Gases de B/bermeja	B/bermeja	30.299
Gases de la Guajira	Maicao	5.237
	Riohacha	8.482
	Otros /2	865
		14.584
Gases del Caribe	Barranquilla	117.334
	Malambo	7.142
	Rodadero	7.943
	Santa Marta	26.081
	Soledad	30.099
	Otros /3	28.732
		217.331
Gases del Cusiana	Yopal	2.466
Gases del Oriente	Cucuta	4.270
Gasoriente	B/manga - Girón	101.110
	Pidecuesta	12.749
	Otros /4	8.435
		122.294
Llanogas	Villavicencio	38.945
Metrogas	Florida Blanca	33.340
Surtigas	Cartagena	88.187
	Monteria	24.262
	Sincelejo	21.231
	Otros /5	50.383
		184.063
Total País		937.063
No. de Municipios		80

- 1: Aipe, Betania, Baraya, Fortalecillas, Gigante, Juncal, Hobo, Palermo, Riviera, San Francisco, Tello, Teruel, Tesalia, Villa Vieja y Yaguará.
- 2: Camarones, Dibulla, Manaure, Mingueo, Palomino, Uribia.
- 3: Aracataca, Baranda, Ciénaga, Fundación, Galapa, Luruaco, Palmar, Polo Nuevo, Ponedera, Pto. Colombia, Sabanagrande, Sabanalarga, Sto. Tomás, Valledupar.
- 4: Cantagallo, Lebrija, Pto. Wilches, Sabana de Torres, San Pablo.
- 5: Arjona, Buena Vista, Cereté, Chinu, Ciénaga de Oro, Corozal, Magangué, Montelibano, Planeta Rica, Sahagún, Sampués, San Marcos, San Onofre, San Pedro, Sincé, Tolú, Tolú Viejo, Turbaco.

Las compañías de distribución que existían en 1995 fueron conformadas con capital de Ecopetrol a través de Colgas (subsidiaria de Ecopetrol), ya que la primera necesitaba disponer de una infraestructura para distribuir el gas de los yacimientos existentes. Estas empresas, con excepción de Gas Natural E.S.P. (compañía distribuidora en Santa Fé de Bogotá), iniciaron la cobertura de las ciudades que atendían por los estratos residenciales altos (5 y 6), el sector comercial y el sector industrial. Con la expedición de la Ley 142 de 1994, las empresas cubren desde el inicio una

mezcla ponderada de estratos, para poder acceder a los recursos del Fondo de Solidaridad y Redistribución del Ingreso.

Por otro lado, en la Costa Atlántica y los Santanderes existía una cultura de gas, ya que en esta zona había disponibilidad de gas propano para el sector residencial, que no se da en el interior del país. La principal razón de esta disponibilidad era geográfica: el gas propano se produce en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena

En el sector industrial se presentó un fenómeno parecido. El principal combustible utilizado era el fuel oil, a diferencia del interior del país donde se consume Crudo de Castilla, electricidad y carbón. La razón de ello es la cercanía de la fuente del combustible (las misma refinerías antes mencionadas). La conversión de fuel oil a gas es muy sencilla, puesto que los equipos no necesitan muchos cambios, cosa que no ocurre al realizar la transformación de Crudo de Castilla, electricidad o carbón a gas.

Aunque comenzaron con una participación importante por parte de Ecopetrol (Gases del Caribe, Gases de la Guajira, Alcanos del Huila, Surtigas y Gas Natural), tienen en la actualidad una participación mayoritaria del sector privado. En términos de participaciones accionarias, las empresas distribuidoras presentan un alto grado de interrelación entre ellas. Las empresas más grandes en términos de ingresos como Promigas S.A., Gases del Caribe y Gasorient, han contribuido al desarrollo de las más pequeñas a través de inversiones directas.

Recientemente Ecopetrol vendió sus participaciones accionarias en empresas de distribución (Gas Natural (60.2%), Invercolsa (52.5%), Surtigas (15%), Promigas (28.8%), Colgas (24.8%) y Gases de la Guajira (5%).

Cuadro 7
VENTA DE ACTIVOS Y PARTICIPACIONES ACCIONARIAS
ECOPETROL EN EMPRESAS DE DISTRIBUCION

EMPRESA	PARTICIPACIÓN ECOPETROL (%)	VALOR DE VENTA (millones de \$)
Surtigas	15.4	
Gases de la Guajira	6.2	
Colgas	24.8	
Gas Natural	60.6	
Promigas	28.8	
Invercolsa	24.8	

La participación de Ecopetrol en Gas Natural se ofreció en venta en 1997 mediante martillo en una primera fase al sector solidario. El Fondo de Pensiones Obligatorias adquirió el 6.44% de las acciones. En una segunda fase, también mediante martillo realizado en la Bolsa de Bogotá, se ofreció al sector privado el 53.73% restante, que fue adquirido por un consorcio español conformado por el Grupo Gas Natural S.D.G. e Iberdrola. Los otros accionistas de Gas Natural S.A. E.S.P. son la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (26.25%), Invergas (6.36%) y 15 pequeños accionistas (7.21%).

El esquema mencionado de participación privada a través de concesiones fue revaluado por la Ley 142 de 1994, al eliminar el concepto de concesión. El esquema de participación privada fue cambiado por dos alternativas.

- En la primera, la empresa privada puede desarrollar un sistema de distribución sin licitación o permisos del gobierno nacional, con tarifas reguladas por la CREG. En este esquema el inversionista privado asume los riesgos comerciales y regulatorios, pero sin garantía de ser el único prestador del servicio.
- En la segunda, la misma Ley creó el concepto de Áreas de Distribución Exclusivas. Bajo este sistema, y con el fin de ampliar las coberturas, el Estado le reduce el riesgo regulatorio al privado y garantiza que será el único prestador del servicio, disminuyendo el riesgo comercial. El riesgo regulatorio se reduce a través de un proceso licitatorio donde el ganador ofrece una tarifa, en vez de ser fijada por la CREG.

Gracias a la construcción de la Red Nacional de Gasoductos, el Gobierno, a través del Ministerio de Minas y Energía, ha podido abrir licitaciones para otorgar en concesión seis zonas de servicio exclusivo para la distribución domiciliaria de gas natural: Valle del Cauca, Quindío, Caldas, Risaralda, Cundinamarca-Boyacá, y Tolima - Centro. Estas zonas representan entre el 20% y el 25% del consumo de gas domiciliar en el país. En la primera mitad de 1997 el gobierno otorgó las áreas de Quindío, Caldas, Risaralda, Norte del Valle del Cauca y Tolima. En las cuatro primeras el consorcio ganador tenía como socio a Gas Natural S.A. E.S.P.. En la cuarta Petrocolombia era uno de los socios (ver Cuadro 8). El área Cundinamarca - Boyacá se adjudicó en los primeros meses de 1998.

Cuadro 8

Concesionarios de Areas de Servicio

Area	No. De Municipios	Población	Suscriptores Resid. Potenciales	Concesionario
Norte del Valle	23	805.456	196.667	Gas Natural S.A., Gasnacol S.A., Promigas, Gas Natural del Oriente Norma Latin Americ Inc.
Quindío	8	328.269	67.085	Gas Natural y Socios
Caldas	5	424.138	93.074	Gas Natural del Centro S.A.
Risaralda	7	499.966	106.934	Gas de Risaralda E.S.P.
Tolima-Centro				
Cundinamarca-Boyacá				

La expansión reciente de las instalaciones domiciliarias ha sido muy rápida, con un incremento de 550 mil en tan sólo tres años, con Cundinamarca como responsable del 46% del aumento. Es probable que la penetración del servicio siga aumentando muy rápidamente como resultado de la construcción de redes en las áreas de distribución exclusiva.

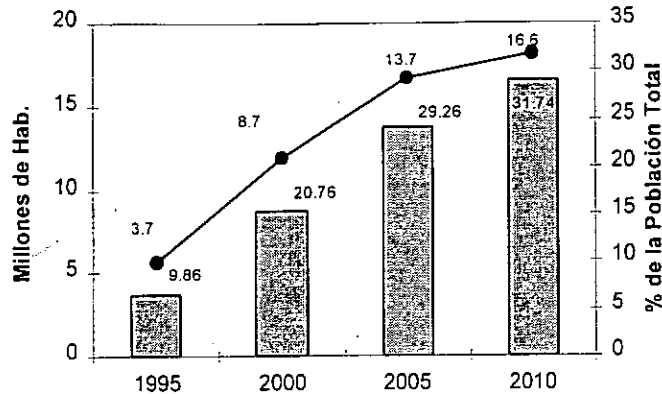
Cuadro 9
EVOLUCIÓN DE LAS INSTALACIONES DOMICILIARIAS
DE GAS NATURAL

Municipio	Instalaciones	
	Dic. 31/94	Dic. 31/97
Riohacha	7.702	10.026
Maicao	4.541	6.212
Otros	568	8.551
Sub-Total GUAJIRA	12.811	24.789
Barranquilla	104.399	145.084
Santa Marta	24.029	34.370
Soledad	24.788	38.470
Valledupar	1.197	23.351
Otros	36.884	59.300
Sub-Total ATLANTICO-MAGDALENA	191.297	300.575
Cartagena	76.547	103.987
Montería	21.098	29.470
Sincelejo	18.371	25.673
Otros	38.392	82.439
Sub-Total BOLIVAR-CORDOBA-SUCRE-	154.408	241.569
Bucaramanga-Girón	94.313	111.181
Barrancabermja	27.240	35.244
Piedecuesta	11.767	14.162
Otros	39.597	50.482
Sub-Total SANTANDER	172.917	211.069
Neiva	42.609	51.859
Otros	6.261	14.527
Sub-Total HUILA	48.870	66.386
Villavicencio	35.750	54.210
Otros	1.713	13.874
Sub-Total META-CASANARE	37.463	68.084
Santafé de Bogotá	160.020	397.380
Soacha	12.083	30.854
Sub-Total CUNDINAMARCA	172.103	428.234
TOTAL PAIS	789.869	1.340.706

Fuente: Ecopetrol (1997), Estadísticas de la Industria Petrolera

Se ha proyectado tener cubierto en 10 años cerca del 30% de la población (Gráfico 1), 3.3 millones de viviendas.

Gráfico 1
Cobertura del Servicio de Gas Domiciliario



6.4. REGULACIÓN DE LA INDUSTRIA DEL GAS

Con anterioridad a la expedición de la Ley 142 de 1994 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios) el esquema regulatorio para el gas natural tenía las siguientes características (Ecopetrol (1998)):

1. El precio en boca de pozo se establecía en función de la variación semestral del precio de exportación del Full No. 6 de Ecopetrol, regulándose por la Resolución 061 de 1983 para la Región Oriental, Costa Afuera y Tierra Firme y por la Resolución 039 para el gas de la Guajira;
2. El precio en troncal era regulado por el Ministerio de Minas y Energía;
3. El Transporte se desarrollaba mediante contratos;
4. Ecopetrol era el único comercializador, y operaba de manera informata, pues las ventas se hacían sin utilizar contratos.

Con la Ley 142 y la creación de la CREG se empezó a modificar este esquema regulatorio. La regulación vigente libera los precios al productor para hallazgos de gas en contratos de asociación firmados después de septiembre de 1995 y para todos los demás contratos a partir del 2005. El transporte está regulado mediante tarifas máximas ajustadas por la inflación internacional y se regula también la distribución. Se ha establecido además la comercialización como una actividad separada de la producción. En las secciones que siguen se proporciona información mas detallada acerca de este tema.

6.4.1. Regulación de Precios al Productor

La regulación ha ido buscando que los precios del gas natural tiendan a establecerse por el mercado. Los criterios para su fijación han sido sin embargo cambiantes, pues primero fue la “boca de pozo” (Resoluciones 39 de 1975 y 61 de 1983) y luego el “nodo de entrada en troncal” (Resolución 29 de 1995), lo que significa un cambio en las reglas de juego, que lleva los productores a competir no en el campo sino en el sistema troncal. Esto ha hecho que los actuales productores se acojan al sistema antiguo (Resolución 61 de 1983), que al reconocer un costo de conexión, permite que se supere el tope máximo del precio, fijado en US\$1.30/MBTU por la Resolución 29 de 1995.

En la resolución 29 de 1995 y en la 057 de 1996 (que cumplió todas las resoluciones hasta esa fecha) se definió una metodología para la liquidación del precio máximo del gas natural colocado en los nodos de entrada en troncal, que depende de la fecha de la firma de los contratos de exploración y explotación (siendo la fecha crítica el 11 de septiembre de 1995) y la ubicación de los campos (interior o Costa Atlántica). Esta se resume en el cuadro que sigue.

Cuadro 10
Precio del Gas Natural Colocado en los
Nodos de Entrada en Troncal

Fecha de Firma del Contrato	Ubicación del Campo	Tipo de Gas	Régimen de Precios	
			Regulado	Libre
Antes de 11-09-95	Interior	Libre	Hasta sep./2005 puede escoger entre continuar con Res. 061/83, o acogerse a Res. 057/96	Desde Sep.10 del 2005
		Asociado	Hasta sep. /2005 continúa con la Res. 061/83	Desde sep.10 del 2005
	Costa Atlántica	Libre	Hasta sep./2000 continúa la Res. 061/83. De allí en adelante puede escoger entre continuar con Res. 061/83 o acogerse a la Res. 057/96	Desde sept. 10 del 2005
		Asociado	Hasta sep./2005 continúa con la Res.061/83	Desde sep.10 del 2005
Después de 11-09-95	Cualquier Zona	Libre o Asociado	-	Desde julio de 1996

Fuente: Acogas, Revista No. 23, Enero-Junio de 1998

El principio general establecido en la Resolución 029 de 1995 es permitir la libre negociación del precio del gas en boca de pozo sin regulación tarifaria en el año 2005. En el entretanto, la CREG ha establecido la libre negociación de precios sujeta a un tope máximo.

Los precios establecidos por la Comisión hasta el año 2.005 varían según el campo. La CREG, a través de la Resolución 029 de 1995, intentó unificar los precios máximos, contemplando una metodología alternativa a la ya existente en materia del precio de gas en boca de pozo². Los productores consideraron que esta fórmula no permitía un ingreso suficiente para recuperar la inversión y decidieron acogerse a las resoluciones previas. Estas resoluciones (061 de 1983 y 039 de 1977) relacionan el precio del gas natural con el precio del Fuel Oil de exportación de Ecopetrol.

Por otro lado, existía un debate entre los productores y la CREG en torno a si los costos de procesamiento del gas natural están o no incluidos en los precios vigentes. Mediante la circular

² Fórmula para el precio del gas en boca de pozo:

- a) el precio máximo inicial en el nodo de entrada en troncal será de US\$1.30/MBTU;
- b) a partir del primero de enero de 1996, el precio máximo tendrá una variación semestral de acuerdo con la variación que se presente entre el promedio del índice de precios del crudo standard cotizado en el New York Mercantile Exchange (NYMEX) de los últimos cuatro semestres terminados en el semestre t-1 y entre el promedio de este mismo índice de los últimos cuatro semestres terminados en el semestre t.

029 de 1995, la CREG estableció que dichos costos si están incluidos en las tarifas establecidas en las resoluciones.

Las nuevas reservas descubiertas por Ecopetrol a partir de enero 1o. de 1998 tienen régimen libre; las descubiertas antes de esa fecha tendrán régimen libre a partir de septiembre del año 2005.

El tope máximo fijado por la CREG debería estar relacionado con el despacho de los generadores térmicos, ya que estos consumidores representan un porcentaje importante del consumo nacional de gas natural. Sería conveniente que la CREG considerara la posibilidad de permitir a los productores flotar el precio del gas en el año, dentro de una franja definida, manteniendo un precio máximo promedio. De esa forma el productor podría vender su gas a un precio más bajo en el invierno e incrementarlo durante el verano, mejorando la probabilidad de despacho. Otra alternativa sería que la CREG atara el precio máximo del gas a un riesgo definido y liberara el precio de gas para cualquier otra distribución de riesgos. Es decir, ligar el precio máximo a un contrato en firme o de "tómelo o páguelo" y permitir un precio mayor negociado libremente, si el productor está dispuesto a asumir mayores riesgos.

La Resolución 39 del 10 de julio de 1975 de la Junta Nacional de tarifas ató el precio en boca de pozo (por millón de pies cúbicos) del gas de la Guajira al precio del Fuel Oil No. 6 exportado por Ecopetrol por medio de la siguiente fórmula de ajuste, con un piso de US\$ 0.70/MPC:

$$P \text{ (US$/MPC)} = (\text{US\$ } 0.80 * P_i) / (\text{US\$ } 11.9098)$$

Donde:

P = Precio del gas en boca de pozo.

US\$ 0.80 = Precio base del gas.

P_i = Precio promedio del Fuel Oil No. 6 exportado por Ecopetrol en los últimos seis meses.

US\$ 11.9098 = Precio promedio del Fuel Oil No. 6 exportado por Ecopetrol en los seis meses anteriores a la fecha de inicio de la producción.

Por su parte la Resolución 61 del 22 de julio de 1983 de la Junta Nacional de Tarifas, para el gas de otros pozos, especifica que el precio en boca de pozo por millón de pies cúbicos es el siguiente: a) US\$ 2.00 / MPC para yacimientos localizados en la Costa Atlántica y Magdalena Medio; b) US\$ 2.20 / MPC para yacimientos localizados mar adentro o en otras áreas en tierra firme.

Fórmula de Ajuste:

$$P_i \text{ (US$/MPC)} = P_o * FO1 / FO2$$

Donde:

P_i = Precio para un determinado semestre.

P_o = Precio para el semestre anterior.

FO1 = Precio promedio del Fuel Oil para el semestre anterior

FO2 = Precio promedio del Fuel Oil para el mismo semestre de P_i en el año anterior

En suma, se mantiene un precio máximo al productor para el gas en troncal, manteniendo durante algún tiempo una diferencia entre el mercado del interior y el de la Costa Atlántica. Para el primero es de US\$1.30/MBTU, mientras para el contrato Guajira del gas de la Texas opera la resolución 039/75 y la 061/83 para el resto de contratos.

6.4.2. Regulación del Transporte

La CREG emitió en 1995 y 1996 un conjunto de resoluciones tendientes a regular la actividad de transporte. Las resoluciones de mayor importancia son la 017 y 019 de 1995 y la 057 de 1996. En la primera se determinan los cargos máximos que pueden ser cobrados por los transportadores, mientras la segunda regula la prestación del servicio en los aspectos técnicos y comerciales.

Las tarifas de transporte de gas natural tienen dos componentes: cargos de conexión y cargos de uso. Los Cargos por Uso se distinguen entre: a) Cargo por Capacidad; b) Cargo por Volumen; y, c) Otros Cargos por Uso. Adicionalmente se aplica el cargo por estampilla. Su metodología de aplicación se explica a continuación.

a) Cargo por Capacidad (USSKPCD - Año). Asociado a la inversión en los gasoductos. Se liquida en diciembre sobre la base de la capacidad firme contratada para el año siguiente y se factura mensualmente. En caso de ser interrumpido total ó parcialmente, se liquidará sobre la base del volúmen efectivamente transportado;

b) Cargo por Volumen (USS / KPCD). Este aplica a la entrada y salida del sistema, estableciendo un centro de referencia en Vasconia. De esta manera los productores pagarán el transporte desde su nodo de entrada³ hasta el centro de referencia (carga de entrada) y los consumidores pagarán el transporte desde el centro de referencia (Vasconia) hasta su respectivo nodo de salida⁴ (carga de salida);

c) Otros Cargos por Uso (USSKPC). Corresponden a los costos variables de operación y mantenimiento. Se facturan mensualmente tomando como base los volúmenes efectivamente medidos.

d) Cargo por Estampilla. Equivalente a US\$0.10 por KPC de gas transportado. Este cargo será impuesto gradualmente, incrementándose semestralmente en cuotas iguales hasta llegar al valor de US\$0.10 KPC.

La regulación establece sistemas tarifarios distintos para los tres sistemas de transporte (Interior, Costa y Centro). En el sistema de la Costa Atlántica (Ballenas-Montería), la CREG estableció un cargo de estampilla (independiente de la distancia), de US\$0.34 /KPC por un período de cuatro años contados a partir de 1994 (Resolución 019 de julio de 1994). Esta tarifa recupera los costos de transporte, incluyendo un retorno al capital que resulta adecuado.

Para el sistema del Centro (Ballenas-Barranca), la CREG estableció una tarifa directamente relacionada con la distancia recorrida, que se compone de un cargo por capacidad, independiente del volumen transportado, y un cargo por uso (Resolución 044 de 1995). Utilizando un factor de carga de 100%, la tarifa equivalente resultante es de US\$0.85/KPC. Esta tarifa no recupera los pagos que Ecopetrol debe hacerle al contratista de la construcción del gasoducto.

³ **Nodos de entrada:** Existen cuatro puntos donde se vincula la conexión de un campo de producción al sistema de transporte: 1) Barrancabermeja (Santander); 2) Cusiana (Casanare); 3) Apiay (Meta); y, 4) Neiva (Huila)

⁴ **Nodos de salida:** Son trece puntos donde se extrae gas del sistema de transporte: 1) Barrancabermeja (Santander); 2) Sebastopol (Santander); 3) Medellín (Antioquia); 4) Bucaramanga (Santander); 5) Vasconia (Santander); 6) Mariquita (Tolima); 7) Chinchiná (Caldas); 8) Villavicencio (Meta); 9) Cali (Valle del Cauca); 10) La Belleza (Santander); 11) Santafé de Bogotá (Cundinamarca); 12) Cusiana (Casanare); y, 13) Neiva (Huila).

En el sistema del Interior, el esquema tarifario utilizado es uno de “entrada y salida” con centro de referencia Vasconia (Resolución 057 de 1996). Bajo este esquema se busca proveer la capacidad incremental de la red para transportar una cantidad dada entre un punto de entrada y un punto de salida. Los cargos se descomponen, al igual que en el sistema del Centro, en un cargo por uso y un cargo por capacidad (equivalente al 90% del cargo total).

La Resolución 057 contempla un ajuste del valor de los cargos vigentes por uso y capacidad en el sistema de transporte del interior, que debía comenzar a analizar la CREG en marzo de 1998. Para junio de 1998 estaba pendiente la ratificación o modificación del valor de la estampilla definida en la Resolución 057 de 1996 y su metodología de actualización, con el fin de hacer coherente el valor de este cargo (de US\$0.15 por KPC de gas transportado a partir de enero 1o. de 1998) con la actualización de los demás cargos de transporte definidos por la Resolución 057 de 1996.

Las tarifas máximas para el servicio de transporte tienen vigencia de 3 años. Se permiten contratos de transporte en pico, firmes o interrumpibles. Se establece además el libre acceso y la prohibición de propiedad del gas por el transportador, quien debe ser un ente independiente. Se obliga además a realizar proceso de oferta pública para la reventa de capacidad de transporte.

Dentro de los objetivos de este esquema tarifario existen tres elementos que se deben analizar:

- Lograr que los cargos reflejen los costos económicos de transportar el gas hasta cada nodo de salida;
- Lograr que los cargos recuperen los costos de inversión y operación con una rentabilidad apropiada para el inversionista. Hay que tener en cuenta que cada gasoducto tiene unos costos y unos riesgos diferentes;
- Permitir que los generadores eléctricos privados se localicen en los nodos más eficientes, haciendo congruentes el esquema de transporte de gas con el de transmisión de energía.

Respecto al primer objetivo las tarifas establecidas por la CREG presentan variaciones en cada nodo de salida, de acuerdo con el cuadro siguiente. Sin embargo, la diferencia en los cargos entre las distintas ciudades no corresponde a las distancias entre las mismas.

Cuadro 11
Cargos de Transporte desde Guajira y Cusiana

Ciudad	Cargo por Capacidad (US\$/KPCD-Año)		Cargo por Uso (US\$/KPC)	
	Guajira	Cusiana	Guajira	Cusiana
Villavicencio	429	428	0.245	0.226
Neiva	547	546	0.299	0.281
Medellín	513	512	0.225	0.206
Cali	528	527	0.251	0.232
Bogotá	509	508	0.216	0.197

Fuente: CREG

En relación con el segundo objetivo, ya se señaló atrás que el nivel de los cargos no permite recuperar las inversiones. La razón de mantenerlos bajos es la de asegurar la penetración del gas en las distintas regiones del país. En estas condiciones, sin embargo será imposible que el Estado logre una participación del sector privado en el transporte de gas por mecanismos diferentes a los actuales BOMT subsidiados.

Finalmente, la congruencia entre los cargos de transmisión eléctrica y de transporte de gas, depende de que también reflejen los costos. Los cargos del sistema eléctrico fueron calculados con base en el “estrés” y “desestrés” que la introducción de una nueva oferta o demanda causen en el sistema. En el transporte de gas natural éstos están relacionados con la distancia. Una estimación inadecuada de los cargos puede conducir a una localización ineficiente de la generación térmica en Colombia. También es necesario hacer congruentes los sistemas tarifarios de la Costa y del Interior, en especial en la proporción de la tarifa que está en función del consumo. En la Costa, donde la tarifa está 100% en función del consumo, se genera un incentivo adicional para que los generadores térmicos se localicen en esa zona, dado que el cargo por capacidad es distribuido entre todos los usuarios.

6.4.3. Regulación de la Distribución

El marco regulatorio para la actividad de distribución es muy similar a la del transporte. Se establece un sistema de libre acceso al uso con tarifas regulada (Resolución 057 de 1996). La regulación garantiza el acceso de cualquier usuario al sistema de distribución, protegiendo a los pequeños consumidores de gas. Todos los grandes consumidores y distribuidores deberán tener contratos de compra de combustible (31 de diciembre de 1996). Para la protección a los pequeños consumidores de gas, la CREG ha emitido dos Resoluciones, la 067 de 1995 (Código de Distribución) y la 057 de 1996 que incluye el régimen tarifario

En la primera, se regulan las relaciones entre el usuario y el distribuidor, principalmente en lo referente a la calidad del servicio. En la segunda resolución se establece el régimen tarifario para las empresas distribuidoras. Es importante resaltar que por primera vez se adopta un régimen de libertad regulada. La CREG le permitió a los distribuidores fijar sus estructuras tarifarias unilateralmente. Sin embargo, al final de cada año la Comisión revisa el ingreso promedio por metro cúbico y lo compara con el aprobado al inicio del año.

La estructura tarifaria actual entró en vigencia a partir de 1997 con un horizonte de cinco años para la evaluación de su reestructuración, siendo la fórmula básica para establecer su revisión periódica la siguiente:

$$Ms_t = G_t + T_t + D_t + S_t + Ks_t$$

Donde:

Ms_t : Costo promedio máximo unitario total en $\$/m^3$.

G_t : Costo Promedio máximo unitario en $\$/m^3$ para compras de gas en troncal en el año t

T_t : Costo Promedio máximo unitario en $\$/m^3$ de transporte en el año t

D_t : Cargo Promedio máximo unitario en $\$/m^3$ por uso de la red de distribución en el año t

S_t : Cargo o margen máximo unitario en $\$/m^3$ por comercialización en el año t

Ks_t : Factor de corrección en $\$/m^3$ en el año t (puede ser positivo o negativo)

Cabe anotar que los cargos de G_t y T_t están contratados en dólares Americanos, mientras que los cargos de D_t y S_t se actualizan anualmente aplicando el IPC en 1997 y el IPC-1 en los años posteriores del quinquenio.

Una vez calculado el Mst, los distribuidores deben estructurar su régimen tarifario en un cargo fijo de sostenimiento y un cargo variable por unidad de consumo. El primero refleja los costos de garantizar la disponibilidad permanente del servicio de gas y es independiente del nivel de consumo; el segundo es función de los costos variables y de la demanda. Para el cálculo de estos costos se pueden utilizar metodologías como la del costo medio del sistema en operación costo incremental promedio de largo plazo y costo medio de largo plazo.

1) **El costo de las compras (G_t)** será igual a: (i) un factor (0.95 en 1996; 0.90 en 1997; 0.85 en 1998; 0.80 en 1999; 0.75 en 2000), multiplicado por (a) el cociente del costo agregado de todo el gas comprado entre (b) la cantidad total de gas vendida; más (ii) uno menos el factor, multiplicado por (a) el cociente del costo agregado de todo el gas vendido por todos los comercializadores a pequeños consumidores, en la Costa Atlántica o el Interior, entre (b) la cantidad agregada de gas vendida por todos los comercializadores a pequeños consumidores, en la Costa Atlántica o el Interior.

2) **El costo del transporte (T_t)** será igual al resultado de dividir los costos totales de transporte (incluyendo cargos por capacidad y por volumen efectivamente transportado, e impuesto de transporte) por el volumen total efectivamente transportado.

3) **El cargo de distribución (D_t)** será el que el comercializador pague al distribuidor por la distribución, que se especifica en el siguiente punto.

4) **El margen de comercialización (S_t)** se calculará de diferentes formas para las compañías en áreas de distribución exclusiva y las compañías en áreas que no son de distribución exclusiva:

- áreas no exclusivas: para el año 1996 el margen será de $\$3/m^3$. A partir de 1997 se indexará con el índice de precios al consumidor menos un factor. (Este factor será cero para los cinco primeros años).
- áreas exclusivas: el margen en cada año será igual al costo de las compras (G_t) más el costo de transporte, todo por el porcentaje definido por la propuesta ganadora de la convocatoria (que debe estar entre 0% y 5%).

5) **El factor de corrección (K_{st})** será cero para el primer año. A partir del segundo año se calculará tomando: (i) el cargo promedio máximo para el año anterior ($MS(t-1)$), menos el cociente entre (a) el ingreso total bruto por ventas a consumidores residenciales entre (b) la cantidad de gas natural vendida a los consumidores residenciales; por (ii) uno más el promedio de la tasa diaria del DTF en el año anterior expresada como interés anual.

La fórmula estará sujeta a las siguientes condiciones subsidiarias:

- La tarifa de los usuarios residenciales estará subdividida en un cargo fijo por mes, que refleje los costos económicos de garantizar la disponibilidad del servicio, el cual será independiente del nivel de consumo, y un cargo por unidad de consumo, que refleje el nivel de consumo.

- Estas facturas para los estratos 1, 2 y 3 se deberán presentar así: (i) se calculará la tarifa sin subsidio diferenciando los primeros 20 m³ consumidos, (ii) se calculará el subsidio sobre los primeros 20 m³ consumidos que será de 0-50% para el estrato 1, 0-40% para el estrato 2 y 0-15% para el estrato 3, y (iii) por último se calculará la diferencia entre las dos anteriores.
- Los usuarios residenciales de los estratos 5 y 6 y los usuarios industriales y comerciales aportarán una contribución al Fondo de Solidaridad que se calculará multiplicando el consumo por 20%. Esta contribución se debe detallar en la factura.

Los distribuidores de gas a pequeños consumidores estarán obligados a cumplir las fórmulas que se determinan a continuación. En la Resolución 040 se establece el procedimiento para la definición de éstas fórmulas, los parámetros iniciales para cada empresa y su aplicación.

La tarifa de distribución de gas domiciliario tendrá dos componentes: (i) el cargo de la red, en el cual se incorporarán todos los costos y gastos asociados al uso de las redes de distribución de gas domiciliario; y (ii) el cargo de conexión, que cubre todos los costos involucrados en la acometida del usuario, que lo conecta con la red local.

El cargo promedio por uso de la red de distribución en cualquier año no puede ser superior al cargo promedio máximo permitido (Dt), calculado así:

$$Dt = D_{(t-1)} * (1 + (IPC_{(t-1)} - X))$$

Donde:

IPC = Índice de Precios al Consumidor.

X = Factor de eficiencia. En el período de vigencia de esta Resolución este factor es 2%.

El cargo máximo por conexión a usuarios residenciales (Ct) para empresas existentes para el año 2,000 no podrá ser superior a \$100,000.00 en pesos de 1,995, actualizado a partir de ese año con el incremento en el IPC del año anterior. En ningún caso, Ct podrá ser superior a C_(t-1) expresado en pesos del mismo año.

d) El cargo máximo por conexión a usuarios residenciales (Ct) para empresas que no tienen una tarifa fijada se calculará de acuerdo con la Resolución 040 hasta el año 2,000, a partir del cual se actualizará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Ct = ICt * Kst$$

Donde:

Kst = un factor de corrección (que puede ser positivo o negativo).

El factor ICt será: (i) el factor IC para el año anterior, multiplicado por (ii) uno más la variación en el índice de precios al consumidor del año anterior, menos un factor de eficiencia que es igual a cero en los cinco primeros años de vigencia.

El factor de corrección (*Kst*) será igual a: (i) el cargo máximo promedio por conexión y por unidad para el año anterior; menos (ii) el cociente de (a) el ingreso total por conexiones de pequeños consumidores, entre (b) la cantidad de usuarios conectados al sistema; todo (i y ii) por el promedio de la tasa diaria de interés bancario en el año anterior, expresada como interés efectivo anual.

Los cargos tarifarios vigentes para 1997 fueron:

Componente	Tarifa 1997 (\$/m ³)
1. Costo del Gas (G_f)	46.25
2. Costo de transporte (T_f)	30.65
3. Costo de distribución (D_f)	142.43
4. M. Comercialización (S_f)	3.65
5. Factor de ajuste (Ks_f)	-
Costo medio total	22.98

Las tarifas pueden ser actualizadas cuando los índices de precios de las fórmulas tarifarias acumulan una variación de por lo menos 3%.

6.4.4. Subsidios y Sobre - Tasas

Las tarifas discutidas en la sección anterior son independientes del esquema de subsidios cruzados introducido por la Ley 142 de 1994. Bajo este esquema, los usuarios residenciales de estrato 5 y 6 y los industriales, contribuyen con el 20% del costo de prestación del servicio a un fondo nacional, "Fondo de Solidaridad y Redistribución del Ingreso", para ser distribuido en subsidios a los estratos 1, 2 y 3, cuyo tope es de 50%, 40% y 20% respectivamente. Para los usuarios comerciales e industriales la Resolución 015 de 1997 definió una contribución de 8.9% y exceptuó de esta a los generadores de electricidad, a la industria petroquímica y al GNC vehicular.

Según estimaciones de la CREG, cuando entró en vigencia la Ley 142 de 1994 el promedio nacional de la sobré-tasa era de 60% para el estrato 6 y de 68% para el 5. La Resolución 124 de noviembre 28 de 1996 estableció un período de transición hasta el 31 de diciembre del año 2000 para que las empresas alcancen el límite legal de contribución de los estratos 5 y 6 (20%). Para 1998 debían alcanzarse niveles de 35% y 30% respectivamente.

La Resolución también estableció una disminución de los excedentes sobre los subsidios de ley para 1998 del 5% para los usuarios del estrato 3 y del 25% para los estratos 1 y 2. Con ello se complementaría en 1998 la totalidad del ajuste de los subsidios para el estrato 3.

En torno al Fondo de Solidaridad existen dos preocupaciones. La primera, que la credibilidad de los privados en el uso del Fondo determinará el nivel de subsidios y la cobertura a los estratos bajos del país. Las empresas están presentando déficits importantes por concepto de la diferencia entre contribuciones y subsidios, que no han sido cubiertos por este Fondo. Por ejemplo, Gas Natural presentó en 1997 un déficit por este concepto de \$2,200 millones y proyecta uno de \$3,500 millones para 1998. Si el Fondo no gira los recursos necesarios, las empresas se verán obligadas a reducir los subsidios. El Fondo fue reglamentado el 23 de diciembre de 1997, mediante el Decreto 3087, que definió los sistemas para la liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones y subsidios.

La otra consiste en que no hay claridad en el monto de la contribución: la Ley 223/96 permite al gobierno fijar una contribución menor al 20%⁵. Sin embargo, la Ley no determinó claramente qué

⁵ La ley 142/94 establecía que la contribución debía ser exactamente del 20% para los usuarios de estrato 5 y 6 y no residenciales.

entidad ni cómo debe fijar dicha contribución. Por lo tanto, hasta que el Congreso no se pronuncie en este sentido, los usuarios que a la fecha de expedición de la Ley 142 de 1994 contribuían en menos del 20% continuarán con el mismo factor, mientras que los demás contribuirán en un 20%.

Esta contribución tiene repercusiones importantes en la competitividad del gas frente a otros combustibles, especialmente en la generación térmica y en la industria. Además, para cubrir las necesidades de los estratos de menores ingresos, no requieren una contribución del 20% (se estima que con niveles de alrededor del 5% se obtendrían los recursos necesarios).

6.4.5. Regulación de la Comercialización

Hasta la expedición de la Ley 142 de 1994 Ecopetrol era el único comercializador del país. Ecopetrol explota una parte de los yacimientos y compra en boca de pozo a las compañías asociadas la producción de gas que no le pertenece. Luego lo transporta por medio de contratos con empresas transportadoras o por gasoductos construidos y operados por ella misma. Finalmente vende el gas a las empresas distribuidoras locales y a los consumidores conectados al sistema de transporte troncal, a tarifas reguladas por el Ministerio de Minas y Energía en puerta de ciudad, según el tipo de usuario (generación 39.96%, petroquímica 3.68%, Ecopetrol 24.18%, distribución 8.39% y GNC 1.1%). Las tarifas fijadas por el Ministerio de Minas y Energía no necesariamente coincidían con el costo económico de prestación del servicio. En algunos períodos el ingreso por tarifa era inferior a los costos de Ecopetrol y en otros era superior. La tarifa en puerta de ciudad se fijaba bajo un criterio de “net-back pricing”.

La regulación dividió la demanda de gas en dos grandes grupos, consumidores regulados (o pequeños consumidores), que son aquellos que tienen un consumo menor a 500,000 KPCD (500 MPCD) y consumidores no regulados (o grandes consumidores) y creó la figura del comercializador independiente, permitiendo la entrada de nuevos agentes comercializadores.

La comercialización para cada uno de estos dos tipos de usuarios es diferente. Los no regulados, que son principalmente usuarios del sector eléctrico (térmicas de gas) y del sector industrial, tienen la opción de comprar directamente su suministro de gas a un comercializador o al productor (Ecopetrol o el asociado) a precios negociados libremente y sujetos a un tope máximo. En este caso, el usuario sería el responsable de contratar el transporte (y la distribución, si es necesario), los cuales tienen tarifas reguladas.

6.4.6. Posición Dominante

Con el fin de desarrollar una competencia “gas a gas”, la Comisión estableció algunas restricciones en la comercialización del gas de los distintos productores. Por un lado se prohíbe la comercialización conjunta entre productores de diferentes contratos de producción, aun cuando estén explotando el mismo yacimiento. Por otro lado, establece que si en cinco años dos productores de un mismo campo abastecen de manera conjunta más del 25% del mercado, se prohibirá la comercialización conjunta entre socios. Estas restricciones pueden presentar algunos problemas operativos de los campos.

Las normas permitieron la comercialización por parte de Ecopetrol y asociados. Restringe comercialización conjunta para 2 o 3 contratos de exportación y producción. Limita participación

en sistemas de transporte y generadoras de electricidad al 25% (permite a Ecopetrol participación superior al 25% en transporte hasta diciembre 31 de 1997). Para campos marginales (flujo de gas que no pasa por Vasconia) los consumidores dentro de las mismas áreas de producción, tienen preferencias por esta producción, dadas las tarifas de transporte (resolución CREG 044)

Estas restricciones pueden dar lugar a algunos problemas operativos en los campos. Para los productores que explotan un mismo yacimiento, la única forma de asegurar que cada uno está comercializando el porcentaje de las reservas que son de su propiedad, sería asignándole a cada uno la porción correspondiente de cada pie cúbico de gas que se extraiga. En este sentido, la comercialización independiente de dos productores que exploten un mismo yacimiento no parece factible.

De esta manera, la competencia en la producción de gas natural sería entre distintos yacimientos y no entre distintos productores. Adicionalmente, si Ecopetrol participa en todos los campos, la competencia entre yacimientos podría no darse, al existir un único suministrador de gas en el país.

En la Resolución 018 de 1995 se definió como condiciones de conflicto de interés que los transportadores no pueden tener una participación accionaria mayor al 25% en las empresas productoras, comercializadoras o distribuidoras, ni viceversa. Igualmente, los productores no podrán tener participación directa en comercializadoras, transportadoras o distribuidoras. Esta restricción de la inversión del transportador en otras actividades se fundamenta en el concepto que para que exista competencia en el suministro de gas el transporte debe ser transparente. De otra manera el transportador podría tener preferencias en el despacho de gas y en la firma de contratos de transporte

6.5. PERSPECTIVAS Y RECOMENDACIONES

Las posibilidades de inversión en el mediano plazo en materia de transporte de gas natural se deben presentar primordialmente en gasoductos privados independientes, necesarios para el abastecimiento de gas a nuevos proyectos de generación térmica. El transporte mediante estos gasoductos podrá tener un tarifa no regulada por la CREG, siempre y cuando sea de dedicación exclusiva, es decir, transporte tan sólo para un usuario. Las áreas que actualmente no cuentan con suministro de gas son de bajo consumo.

El Plan de Gas fue diseñado para hacer un cubrimiento masivo del sector residencial, donde el efecto de la sustitución por unidad energética tiene un valor más alto. La viabilidad financiera del Plan y las posibilidades de participación privada en el sector dependen del desarrollo de los mercados de generación de energía eléctrica y del sector industrial. Si las tarifas eléctricas siguen presentando rezago con respecto a los costos de referencia, la demanda esperada de gas natural de los usuarios no regulados se vería seriamente afectada.

Referencias

Ecopetrol (1998), "El sector Gas en Colombia", Dirección de Planeación Corporativa.

Ecopetrol (1997), Estadísticas de la Industria Petrolera.

Jaffe, Adam y Stephen Makowka (1995), "The Emerging Coexistence of Competitions and Regulation in Natural Gas Transportation", Cap 4 de Deregulation and Privatization in the United States, ed. Edinburgh University Press.

Juris, Andrej (1998), "Competition in the Natural Gas Industry" Public Policy for the Private Sector

_____, "Natural Gas Markets in the United Kingdom" Public Policy for the Private Sector

_____, "Development of Competitive Natural Gas Markets in the United States" Public Policy for the Private Sector.

Pontificia Universidad Javeriana (1997), "Gas Natural: Hacia un Mercado Maduro", Serie Educación Continuada, No. 3

7. EL CONTRATO DE ASOCIACIÓN Y LA INVERSIÓN PETROLERA EN COLOMBIA

7.1. LA INVERSIÓN PETROLERA EN UN ENTORNO CAMBIANTE

La industria petrolera es una industria que requiere de grandes inversiones de alta tecnología, motivo por el cual buena parte del capital debe ser suministrado por las compañías multinacionales. Por ello y por el alto riesgo de las inversiones, la inversión extranjera juega un papel muy importante en el desarrollo de esta industria.

Desde principios de la década de los noventa la competencia a nivel internacional para atraer inversiones de riesgo a la industria petrolera ha aumentado notablemente. Existen tantas oportunidades para explorar en el mundo, que las compañías petroleras que hace 15 años operaban en unos 30 países, lo hacen en 120 y con menos capital que antes. Existe ahora un entorno mucho más competitivo entre los países que cuentan con petróleo. Antes los gobiernos podían dictar los términos de los contratos; ahora, si se está por fuera de las principales áreas productoras, se tiene que competir en forma más agresiva por atraer la inversión extranjera.

Las fuertes caídas que han experimentado los precios del petróleo, primero en la década de los ochenta (con su punto más bajo en 1986), y luego a partir de 1998 con la crisis asiática, han llevado a multinacionales a orientar y definir sus inversiones de capital de riesgo para la búsqueda y producción de hidrocarburos en función de la mayor rentabilidad y seguridad de inversión.

Son cada vez más los países que abren sus puertas al capital extranjero en condiciones favorables, mientras es cada vez menor, debido a los bajos precios del petróleo, el capital extranjero disponible para arriesgar. En casi todos los países en desarrollo y en particular en los países vecinos (Venezuela, Ecuador y Perú) se produjeron cambios en la industria y en los contratos que mejoran su competitividad frente a nuestro país.

Colombia no ha respondido en forma adecuada a estos cambios en los mercados internacionales. Si bien periódicamente se han modificado los contratos de asociación colombianos para exploración y explotación, estos han seguido siendo poco competitivos internacionalmente. En países como Singapur y Vietnam, la participación del Estado en los contratos oscila entre el 35 y 45%, y en ningún caso supera el 55%. En Colombia, la participación del Estado es mucho mayor, superando el 80% en la gran mayoría de los casos. No existe otro régimen en el mundo en que el *government take* sea tan alto como el de Colombia, con la única posible excepción de Malasia.

Ello explica la baja inversión y los fuertes ciclos que muestra la producción colombiana, en donde después de un boom originado en descubrimientos de reservas de magnitud importante cada 5-8 años, se siguen situaciones de desabastecimiento doméstico. Ello también explica que Colombia viva desde mediados de los noventa lo que algún analista ha considerado como una curiosa contradicción: en medio de la más baja tasa de exploración sísmica de los últimos años, se encuentra frente a un boom de importantes descubrimientos en los llanos orientales, y a una apreciable reactivación en la firma de contratos en el Piedemonte llanero.

En promedio, Colombia está atrayendo entre US\$160 y \$200 millones al año para exploración, cifra relativamente pequeña si se compara con países con una producción similar, como Australia, Angola, Nigeria y Argelia, en donde los recursos que se comprometen anualmente para la exploración se sitúan entre dos y cuatro veces la cifra que el país está recibiendo.

El estudio realizado por la ACO "Inversión Exploratoria: Colombia frente al mundo", coloca al país en el último lugar en rentabilidad para el inversionista dentro de la muestra de países seleccionados. En el último estudio de la firma Barrow's, "World Fiscal Systems for Oil", que analiza 226 sistemas fiscales en 144

países, Colombia es calificada solamente con dos estrellas, ocupando el puesto 153. De igual manera, en un estudio de la ONU, contratado por Ecopetrol, Colombia ocupa un lugar modesto de competitividad.

La falta de competitividad de Colombia se evidencia en varios estos estudios. En efecto, desde hace casi una década el país atraviesa por un momento crítico en inversiones en exploración. Mientras que en 1988 las compañías privadas perforaron 52 pozos exploratorios, en 1996 sólo 14. De igual manera, mientras que en 1988 el país tuvo 11.956 kilómetros de exploración sísmica, en 1996 sólo tuvo 2.200.

En las secciones que siguen se describe la evaluación de la inversión en el sector petrolero en Colombia en las últimas dos décadas y se analizan sus determinantes. En la primera sección se presentan las cifras sobre inversión en las diversas entidades relacionadas con el sector: exploración, desarrollo, transporte, refinación y petroquímica. Seguidamente, en la segunda sección, se describe la evolución de la producción, la demanda y las reservas del país. La tercera sección muestra por su parte el comportamiento de los precios internacionales del crudo, en especial de aquellos relevantes para Colombia.

En Colombia el grueso de la inversión en exploración y desarrollo se ha realizado a través del contrato de asociación estándar, en donde el inversionista privado hace las inversiones en exploración y, si encuentra petróleo, la empresa estatal Ecopetrol le reconoce el 50% de estas inversiones. Ecopetrol además realiza la mitad de las inversiones de desarrollo.

Bajo estas circunstancias, son los riesgos que enfrenta el inversionista privado y la forma en que el contrato de asociación distribuye o atenúa los riesgos, los que jalonan la inversión en estas actividades. Por ello, en la cuarta sección se examinan estos riesgos y en la quinta se analizan los cambios realizados en el contrato de asociación en la década de los noventa para atenuarlos y mejorar sus condiciones de competitividad. Fuera de las inversiones que realiza bajo el contrato de asociación, Ecopetrol invierte directamente en exploración y desarrollo y adicionalmente en transporte y refinación.

La dinámica de estas inversiones depende no solo de la situación de los mercados internacionales, sino también de algunos factores internos que afectan la capacidad financiera de la empresa para realizarlas. Estos factores incluyen decisiones de política macroeconómica, obligaciones que le establece el Gobierno Nacional para el desarrollo de inversiones en otros sectores y de realizar algunas operaciones cuasi - fiscales (garantías, subsidios) y la necesidad de asumir la carga pensional. En la sexta sección se analizan estos problemas y se mencionan los mecanismos que ha utilizado Ecopetrol para obviar estas restricciones. Finalmente, en la última sección se realizan algunos ejercicios econométricos en relación con los determinantes de la inversión petrolera en Colombia, con base en el modelo descrito en el primer capítulo.

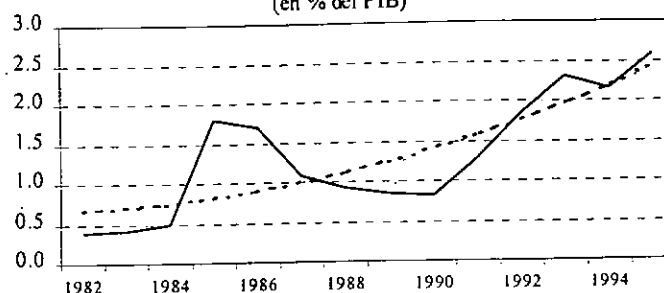
7.2. EL COMPORTAMIENTO DE LA INVERSION PETROLERA EN LAS ULTIMAS DOS DECADAS

La mayor parte de la inversión se ha dado en el sector de petróleos, con alguna participación de carbón, hierro y níquel. Este es el único sector entre los considerados, en donde durante casi todo su historia ha habido inversión privada (básicamente de empresas multinacionales).

El Gráfico 1 muestra el comportamiento de la inversión en minería y petróleos como porcentaje del PIB colombiano entre 1982 y 1995. Se aprecia que la inversión en este sector ha ganado dinamismo en el tiempo, especialmente desde 1990;

Gráfico 1

Inversión en Minería 1982-1995
(en % del PIB)



Fuente: DANE, Cuentas Nacionales

Cuadro 1
INVERSIONES DE ECOPETROL POR AREAS 1982-1997
Millones de Dólares Corrientes

AÑOS	CUSIANA CUPIAGUA	OPERACIÓN ASOCIADA	EXPLORAC. Y PROD.	REFINAC.	TRANSPTE.	INVEST.ICP	GAS NATURAL	OTROS	TOTAL
1982		31.85	135.07	61.14	106.34			1.44	335.83
1983		48.25	103.11	41.99	86.40			2.84	282.60
1984		48.03	132.19	30.39	71.89			1.41	283.90
1985		461.14	158.03	23.66	94.85			8.55	746.23
1986		276.14	149.88	32.23	84.39	0.59		5.21	548.44
1987		74.84	99.66	40.65	72.92	0.69		5.47	294.22
1988		55.85	190.66	46.80	151.80	3.56		12.06	460.74
1989		64.73	151.32	57.95	87.64	6.88		6.81	375.33
1990		78.41	92.93	61.71	41.07	5.61		3.84	283.57
1991		76.09	67.21	65.07	24.69	3.71		5.07	241.85
1992		65.92	85.42	80.15	148.29	7.51		104.77	492.05
1993	421.98	75.28	55.00	176.99	102.00	7.47		13.54	852.26
1994	153.96	45.58	29.37	146.87	153.96	5.16		18.14	553.02
1995	546.86	69.36	52.27	96.51	178.94	2.34	121.05	21.79	1,089.11
1996	280.47	90.44	119.97	107.42	92.56	3.38	99.80	363.96	1,158.00
1997	694.19	99.84	81.95	172.46	122.09	6.05	52.40	73.06	1,302.05

Otros 1996: Incluye Capitalización OCENSA, Cánones de Leasing, Fondo de Pensiones y Otros.

Otros 1997: Incluye Vicepresidencia de Comercialización y Gas, Corporativo, Capitalización de OCENSA, Fondo Autoseguro y Cánones de Leasing

Cifras 1997: Preliminares.

Fuente: Departamento de Presupuesto - Dirección de Planeación Corporativa.

En el Cuadro 1 se observa como desde 1993 mas del 60% de la inversión de Ecopetrol es debida a los contratos de asociación, deduciéndose de ello que es la inversión privada la que jalona la inversión total en petróleos en el país. Lo que hace Ecopetrol, en este caso, es desembolsar el 50% de los gastos de exploración, una vez un pozo ha sido exitoso (se ha hallado petróleo) y el 50% de los gastos de operación de dicho pozo. Se observa una inversión mas o menos importante en refinación, lo que se explica a través del interés de la empresa por mejorar sus plantas de refinación y absorber cambios tecnológicos importantes

Cuadro 2
Inversiones de Ecopetrol 1980-1997
(US\$ millones)

Año	Exploración Directa		Exploración y Desarrollo en Asociación		Desarrollo	Total
	Geofísica	Perforación	Perforación Exploratoria	Exploración Superficie		
1980	6.9	9.0	139.4	17.3	17.5	190.1
1981	9.2	38.1	176.4	51.5	39.2	312.4
1982	7.2	49.2	200.5	39.1	69.8	365.8
1983	6.7	8.3	85.9	11.7	91.7	204.3
1984	6.3	11.2	68.0	34.0	77.4	196.9
1985	7.7	18.4	146.0	29.7	586.0	817.8
1986	3.2	18.1	53.0	54.7	621.2	750.2
1987	15.2	36.5	80.5	30.4	91.0	253.5
1988	27.4	50.6	104.1	50.0	112.9	344.8
1989	27.4	29.2	102.2	40.3	129.5	328.6
1990	28.0	16.8	107.7	36.5	121.8	310.8
1991	19.8	11.5	112.9	31.8	136.2	312.2
1992	24.9	13.9	267.6	68.7	118.1	493.2
1993	19.7	14.2	252.3	53.0	360.9	698.1
1994	15.2	9.2	166.6	18.2	521.0	790.2
1995	12.2	22.1	214.4	56.1	750.8	1,059.4
1996	12.9	34.0	172.0	63.5	1,134.3	1,433.4
1997	16.6	12.3	264.4	70.5	1,182.2	1,517.8

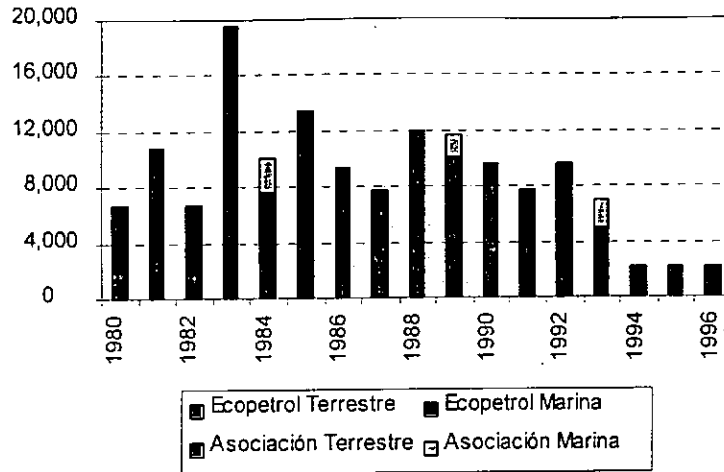
Fuente: Ecopetrol

La actividad exploratoria se mide por la sísmica y por el número de pozos perforados. La sísmica, que fue de 9.454 kms en 1990, ha bajado a 2.723 kms en 1997. Así mismo, el número de pozos explorados ha caído en forma continua, pasando de 67 en 1990 a 16 en 1995, con una leve recuperación en 1996 (22) y 1997 (28). La perforación de pozos exploratorios A-3, que constituyen el mejor indicador del interés de los inversionistas privados en la actividad petrolera¹, pasó de 52 en 1988 a 11 en 1997.

Dado que los recursos dedicados a la exploración han venido creciendo en términos reales, ello indica que los costos de perforación han venido aumentando. Esto se explica por las condiciones geológicas de la zona del Piedemonte llanero, donde los yacimientos se encuentran a gran profundidad. Desde 1993 no se encuentra en el país un yacimiento de gran tamaño.

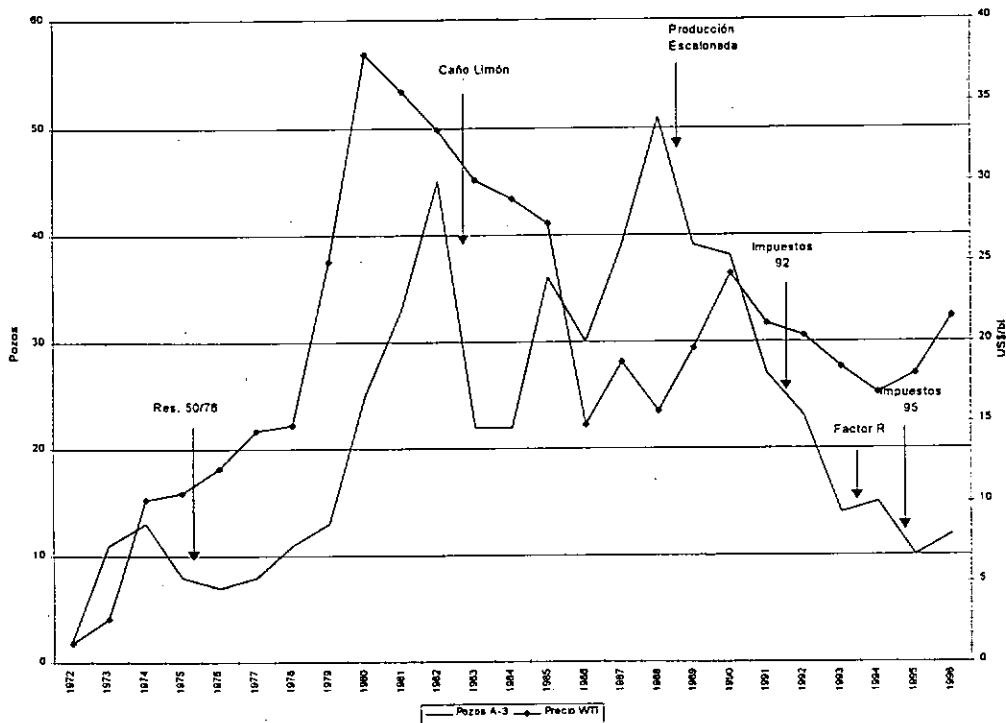
¹ La nomenclatura utilizada en el país para diferenciar entre pozos exploratorios, los clasifica en A1, A2 y A3. La categoría A3 hace referencia al primer pozo que se perfora en un área. Las otras dos categorías hacen referencia a los pozos que permiten dimensionar el tamaño de las reservas encontradas en el pozo A3.

Gráfico 2
Prospección Sísmica 1980-1997 (Km. de perfil)



El Gráfico 2 conforma lo dicho arriba sobre las inversiones de Ecopetrol y/o sus asociados. Se observa que lo que mas ha jalonado la exploración en el país, con todos los problemas que tienen sobre la competitividad internacional, son los contratos de asociación, en los que la participación privada por parte de firmas multinacionales es determinante. Sólo en 1983 se observa un comportamiento atípico de la exploración sísmica, debido a que en ese momento se estuvo evaluando la posibilidad de la existencia de pozos en el Mar Territorial del país.

Gráfico 3
Pozos A3 (privados) y Precios del Petróleo (WTI USA)
1972-1996



La actividad exploradora se mide de diversas maneras, pero la más corriente es a través de los pozos A3, los cuales tienen la mayor calificación de riesgo, dado que la probabilidad de éxito es menor. El gráfico 3 muestra la evolución en la exploración de estos pozos en Colombia y la estrecha relación que presenta con el precio internacional del petróleo. En el gráfico también se presenta una reseña del tipo de contrato de exploración a través de los cuales se ha presentado la exploración.

Cuadro 3
Perforación en Desarrollo 1983-1997

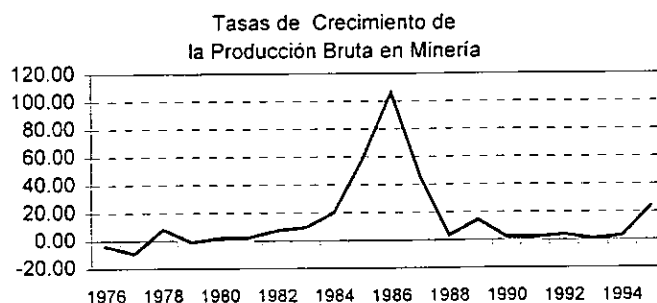
Año	Ecopetrol		Asociación		Concesión		Total	
	No. de Pozos	Kpies	No. de Pozos	Kpies	No. de Pozos	Kpies	No. de Pozos	Kpies
1983	115	604.3	58	211.3	40	248.6	213	1,064.2
1984	150	702.1	38	145.5	42	292.6	230	1,140.2
1985	169	840.6	70	303.4	53	356.3	292	1,500.3
1986	216	1,090.2	22	100.4	30	252.4	268	1,443.0
1987	46	217.6	24	116.0	22	205.6	92	539.2
1988	104	358.0	62	303.9	33	276.8	199	938.7
1989	13	89.2	103	361.3	24	158.2	140	608.7
1990	8	67.9	78	288.7	22	154.8	108	511.4
1991	5	44.0	76	269.6	3	-	84	313.6
1992	4	25.7	35	158.6	-	-	39	211.3
1993	-	-	31	200.0	-	-	31	200.0
1994	1	-	39	297.3	-	-	40	297.3
1995	2	26.2	42	424.4	-	-	44	450.6
1996	2	12.1	65	747.1	-	-	67	759.2
1997	1	13.7	91	683.4	-	-	92	697.1

Fuente: Ecopetrol

Las regalías han mostrado un crecimiento muy rápido, pasando de \$5773 millones en 1984 a \$595.285 millones en 1997. En el período 1995-1997 tan sólo seis departamentos concentraron el 63% de los recursos que el país recibe por regalías (Caballero (1998)).

7.3. RESERVAS PETROLERAS, PRODUCCION Y DEMANDA

Gráfico 4



Fuente: DANE, Cuentas Nacionales

El comportamiento de la producción bruta en minería presenta variaciones anuales (reales) inferiores al 10% (e incluso negativas) hasta antes de 1984, año a partir del cual la producción nacional se disparó. Después de

1988, y hasta 1994, se retornó a niveles de crecimiento similares a los que se tenían antes de 1984. Lo que es de esperarse es una tendencia creciente de esta variable, por lo menos hasta 1998, dado que este año es cuando el país alcanzaría el máximo nivel de producción de petróleo.

Colombia no puede considerarse como un país petrolero, sino un país con petróleo. Colombia tenía en 1997 un nivel de reservas probadas de 2.625 millones de barriles, contra 71.7 mil millones de Venezuela y 40 mil millones de México. Este nivel es bajo dentro del contexto internacional y, en especial, dentro del contexto latinoamericano, siendo las más bajas del continente entre los países con potencial petrolero. Sin embargo, faltan aún por explorar las 2/3 partes de sus cuencas, lo cual no sólo indica que la actividad exploratoria debería intensificarse, sino que el país cuenta con un potencial petrolero desconocido.

Las reservas probadas estaban distribuidas de la forma siguiente por tipo de contrato: 2.061 en Asociación, 542 de producción directa y 20 de concesión.

Cuadro 4
Reservas y Producción Mundial de Petróleo - 1997

Región y País	Reservas (Gbbl)	Producción (Mbpd)	Relación Reservas/Producción
Medio Oriente	676.9	20.1	92.3
Europa O. y C.E.I.	59.1	7.4	21.9
Norte América	26.8	8.3	8.8
América Latina	126.2	9.7	35.6
Venezuela	71.7	3.3	59.1
México	40.0	3.1	35.3
Brasil	4.8	0.8	15.7
Argentina	2.6	0.8	8.5
Africa	70.0	7.1	27.0
Europa Occidental	18.1	6.5	7.6
Lejano Oriente	42.2	7.2	16.1
Total	1,019.3	66.3	42.1
Colombia	2.6	0.7	10.9

Fuente: Ecopetrol

El país fue importador de petróleo desde 1975 hasta el año 1985. Desde 1986 y gracias a los descubrimientos de Caño Limón y Cusiana se volvió de nuevo un exportador de petróleo. Caño Limón y Cusiana aumentaron las reservas probadas en más del doble de las existentes en los años setenta. El país ha sido siempre además importador de gasolina

La producción se ha incrementado en forma rápida en la década de los noventa, previéndose alcanzar un máximo de 900.000 barriles diarios en 1998. Se proyecta que a partir de este año la producción decrecerá hasta llegar a los 400.000 barriles diarios en el 2005.

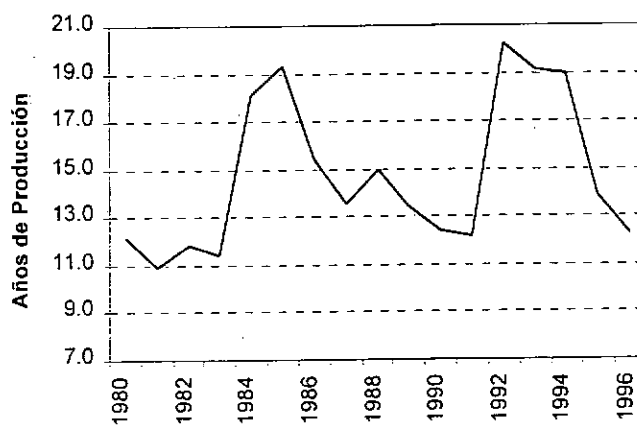
Colombia será en 1998 un productor de cerca de 1 millón de barriles diarios, lo que la convierte en un productor significativo.

Cuadro 5
Distribución de la Producción Nacional de Crudo (Kbpd) 1982 - 1997

Año	Ecopetrol				Compañías Privadas			Total País
	Directa	Asociación	Sub-Total	% País	Asociación	Concesión	Sub-Total	
1982	68.0	7.0	75.0	52.9	7.8	58.9	66.7	141.7
1983	69.3	9.6	78.9	51.9	10.6	62.6	73.2	152.1
1984	69.6	16.1	85.7	51.3	15.7	65.6	81.3	167.0
1985	68.5	22.2	90.7	51.4	18.8	67.0	85.8	176.5
1986	73.3	95.5	168.8	55.9	66.9	66.4	133.3	302.1
1987	79.5	144.2	223.7	58.1	99.5	62.1	161.6	385.3
1988	80.7	138.7	219.7	58.5	95.7	59.7	155.4	374.8
1989	83.3	155.8	239.1	59.1	106.8	58.5	165.3	404.4
1990	87.5	175.4	262.9	59.8	119.4	57.2	176.6	439.5
1991	83.9	171.9	255.8	60.1	116.3	53.5	169.8	425.6
1992	90.7	181.4	272.1	62.1	120.9	45.4	166.3	438.4
1993	93.7	194.2	287.9	63.5	129.5	35.9	165.4	453.3
1994	95.5	196.9	292.4	64.4	131.3	30.3	161.6	454.0
1995	112.5	276.0	388.5	66.4	184.0	12.4	196.4	584.9
1996	115.7	297.3	412.9	65.9	198.2	15.2	213.3	626.3
1997	119.3	310.7	430.1	65.9	206.7	15.5	222.2	652.2

Fuente: Ecopetrol

Gráfico 5
Relación Reservas/Producción (1980-1997)

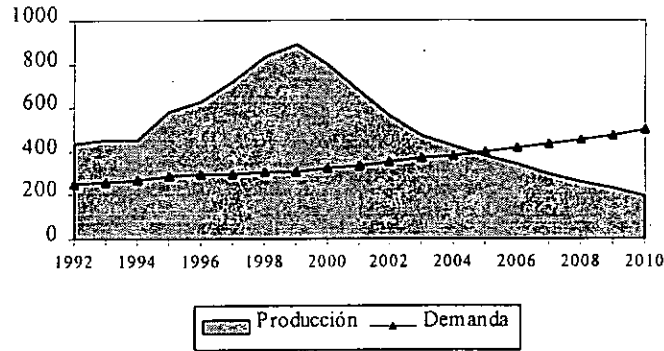


Debido a la desaceleración económica que se produjo a partir de 1996, la demanda doméstica de combustibles ha sido inferior a la prevista. Tanto en 1997 como en 1998 se esperaba un crecimiento de la demanda de 4.5%-5%, pero este ha sido muy inferior, como se observa en el cuadro que sigue:

Año	Consumo de Petróleo (bpd)	Var %
1994	125,300	-
1995	128,576	2.6
1996	128,871	0.2
1997	131,030	1.7
1998 (e)	131,900	0.7

Como consecuencia de ello, la fecha en que se pensaba que el país dejaría de ser autosuficiente (año 2004) y volvería a importar petróleo, se ha desplazado hacia adelante. En la actualidad se proyecta que la autosuficiencia petrolera durará hasta el año 2006.

Gráfico 6
Producción y Demanda de Petróleo



Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo

Hay sin embargo conciencia del riesgo de desabastecimiento en un futuro cercano si no se inician programas agresivos de exploración. Por ello, el Gobierno está estudiando nuevas modificaciones al contrato de asociación, que probablemente se producirán antes de terminar 1998.

La necesidad de adoptar medidas urgentes en esta dirección es debida a que su impacto positivo tan sólo podrá observarse en un período de entre 6 a 8 años, plazo mínimo para realizar la exploración y construir la infraestructura necesaria para iniciar la producción, y hasta 15 años para lograr una producción significativa.

Cuadro 6
Balanza Comercial de Hidrocarburos 1980-1997

Exportaciones de Ecopetrol (US\$ millones CIF)

Año	Petróleo	ACPM	Fuel Oil	Otros	Total
1980	-	-	238.99	70.20	309.19
1981	-	-	265.88	70.74	336.62
1982	-	-	283.86	65.34	349.20
1983	-	-	378.36	60.32	438.68
1984	-	-	443.86	44.11	487.97
1985	-	-	406.51	47.09	453.60
1986	196.70	17.65	206.31	41.15	461.81
1987	546.69	58.92	331.02	58.81	905.44
1988	395.63	33.43	228.38	37.64	695.08
1989	560.71	49.32	304.87	42.77	957.67
1990	893.73	31.17	354.80	81.40	1360.88
1991	627.85	56.85	240.77	76.79	1002.26
1992	596.24	40.94	196.66	29.25	863.09
1993	484.77	65.62	186.38	19.58	756.35
1994	384.24	68.89	215.25	15.89	684.27
1995	905.72	56.80	219.78	24.41	1206.71
1996	1118.64	116.29	289.02	76.55	1600.50
1997	1,119.00	77.14	260.67	54.89	1,511.70

Fuente: Ecopetrol

Importaciones de Ecopetrol (US\$ millones CIF)

Año	Petróleo	Gasolina Corriente	Otros	Total
1980	213.50	291.99	195.64	701.13
1981	262.03	223.35	200.05	685.43
1982	248.69	353.92	61.78	664.39
1983	380.83	210.65	32.57	624.05
1984	272.35	166.40	4.61	443.36
1985	180.34	276.13	-	456.47
1986	-	120.26	6.02	126.28
1987	-	90.14	9.45	99.49
1988	-	153.09	2.64	155.73
1989	-	203.17	7.06	210.23
1990	-	274.63	24.07	298.70
1991	-	237.64	17.14	254.78
1992	18.14	275.78	13.54	307.46
1993	-	261.90	21.84	283.75
1994	-	265.53	5.07	270.60
1995	-	234.90	33.58	268.48
1996	6.04	1.97	259.47*	267.48
1997	-	2.20	314.37*	316.57

* Corresponde casi en su totalidad a gasolina extra

Fuente: Ecopetrol

Boom y Fondo de Estabilización del Petróleo

El FAEP fue creado y reglamentado con la Ley 209 de 1995 con el fin de evitar algunos de los efectos negativos (tanto macroeconómicos como microeconómicos) de la bonanza petrolera originada en los descubrimientos de Cusiana, efectos conocidos como la "enfermedad holandesa". El mecanismo consiste en ahorrar ingresos petroleros durante la fase creciente de producción, para desahorrarlos en la fase declinante. Para ello se depositan en una cuenta en el exterior administrada por el Banco de la República parte de los ingresos de Ecopetrol, los departamentos y municipios receptores de regalías y el Fondo Nacional de Regalías provenientes de los campos de Caño Limón, Cusiana, Cupiagua, Piedemonte Llanero y áreas nuevas.

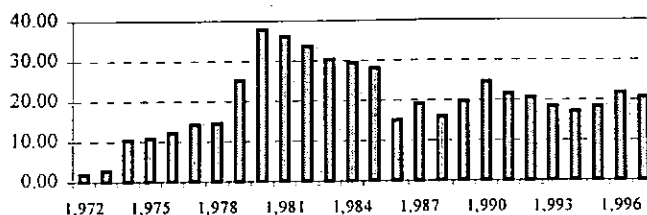
El diseño del FAEP está impidiendo generar ahorro en magnitudes importantes, pues este se calcula sobre la producción de cada campo en forma individual, de manera que los campos pequeños o medianos no aportan recursos a este Fondo. En la actualidad tan solo realizan aportes los campos de Cusiana y Cravo Norte. A mediados de 1998 se habían ahorrado aproximadamente \$405 mil millones en esta cuenta (equivalentes a alrededor de US\$270 millones).

7.4. PRECIOS INTERNACIONALES

El Gráfico 7 muestra la evolución del precio internacional del petróleo (US\$/barril) West Texas Intermediate (WTI), que por su calidad se aproxima al producido en Colombia. El precio observa una tendencia creciente en los setenta, con un pico en 1980, y una declinación posterior, registrándose el nivel mas bajo en 1986. De ahí en adelante, los precios se mantienen en un nivel entre US\$18 y US\$20 por barril. Desde finales de 1997 el precio internacional colapsó, alcanzando un nivel de US\$11 por barril en noviembre de 1998.

Gráfico 7

Precio Internacional del Petróleo (WTI)
(US\$/barril)



Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo

El siguiente cuadro muestra la evolución del precio de los crudos que exporta Colombia en comparación con los de los referentes más importantes, para la década de los noventa. Hacia el futuro, debido a los excesos de oferta, no se esperan alzas en los precios. A nivel internacional, si se cierra la exploración mañana, habrá petróleo hasta el año 2040, pues las reservas del Medio Oriente, los países de la OPEP y la antigua Unión Soviética, le permiten al mundo mantener su consumo actual sin necesidad de que se descubra más petróleo. Por esta razón no se espera una tendencia alcista importante (que supere los niveles que se tenían antes de la crisis asiática) en los precios en la próxima década.

Cuadro 7
Precios Internacionales del Crudo 1980-1997
(US\$/barril)

Regiones	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
U.S.A. (WTI)	24.46	21.50	20.56	17.40	17.19	18.4	22.1	20.6
Arabian Light	21.48	17.78	17.22	15.30	14.30	15.8	19.3	18.7
Caño Limón - Colombia	22.18	18.65	17.86	16.10	14.98	16.8	21.4	18.3
Cusiana - Colombia	-	-	-	-	-	17.6	22.1	19.1
Orito - Colombia	21.09	18.53	17.54	16.50	15.21	16.5	19.6	17.6
Vasconia - Colombia	-	-	-	15.10	-	16.7	20.8	17.3

Fuente: Ecopetrol

7.5. RIESGOS DE LA INVERSIÓN PETROLERA EN COLOMBIA

7.5.1. Riesgos Geológicos (Prospectividad)

En las principales cuencas del mundo potencialmente petroleras, se pueden perforar pozos exploratorios con una tasa de éxito de entre un 15 a 50%. En Colombia es del orden del 26%. Colombia requiere además una exploración de alta calidad y de alto costo. Los pozos tienen enormes dificultades y gran profundidad. En Cusiana y Cupiagua los pozos cuestan del orden de US\$45 millones, un costo muy alto. El riesgo de una falla mecánica es tan grande, que para perforar este tipo de pozo normalmente dos de las mayores compañías, y hasta tres, se unirían para compartir el riesgo.

7.5.2. Tributación

El Gobierno Nacional y las entidades territoriales reciben del sector petrolero recursos por cuatro conceptos diferentes:

- Regalías;
- Impuestos y contribuciones especiales;
- Impuestos al consumo de gasolina y ACPM;
- Dividendos de Ecopetrol.

Cuadro 8
Aportes Fiscales de la Industria Petrolera

Transferencias al Estado (Millones de pesos)

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
REGALIAS	5,773	8,660	17,799	40,404	54,251	108,433	196,777	179,040	217,665	259,164	287,270	449,440	549,761	595,285
PAGO DE IMPUESTOS														
Impuesto de renta	0	0	614	25,208	21,344	31,803	38,504	102,490	58,755	38,201	73,101	38,593	76,305	256,453
Otros Impuestos y Aranceles	0	11,240	3,948	7,228	14,127	20,056	28,594	56,941	49,666	86,405	94,790	139,828	198,798	229,522
TOTAL IMPUESTOS		11,240	4,562	32,436	35,471	51,859	67,098	159,431	108,421	124,606	167,891	178,421	275,103	485,975
TOTAL DIVIDENDOS					10,207	16,209	60,665	90,000	90,000	140,549	139,000	194,000	216,200	223,000
SUBSIDIOS Y APORTES														
Importación gasolina	5,173	17,800	6,034	12,133	24,299	40,994	87,641	84,899	71,244	42,522	18,603	64,934	125,878	114,016
Cocinol	1,965	2,183	3,563	5,664	6,908	9,556	15,546	15,382	12,239	7,198	1,629	1,560	1,569	1,727
Electrificadoras	6,040	6,235	6,956	8,545	11,195	13,249	19,422	25,300	29,888	33,972	29,240	27,208	15,520	6,740
Otros	3,176	8,349	9,309	10,963	11,287	5,518	17,113	12,313	760	374	540	1,091	6,202	9,063
TOTAL SUBSIDIOS Y APORTES	16,354	34,567	25,862	37,305	53,689	69,317	139,722	137,894	114,131	84,066	50,012	94,793	149,169	131,546
TRANSFERENCIAS														
Impuesto Vial	31,060	38,081	46,745	49,988	79,141	104,303	141,271	191,027	268,565	322,020	411,065	472,069	806,262	824,846
Otros	7,042	8,272	9,362	10,954	15,206	17,720	26,045	47,493	61,460	130,427	195,747	243,196	240,937	257,819
TOTAL TRANSFERENCIAS	38,102	46,353	56,107	60,942	94,347	122,023	167,316	238,520	330,025	452,447	606,812	715,265	1,047,199	1,082,665
GRAN TOTAL	60,229	100,820	104,330	171,087	247,965	367,841	631,578	804,885	860,242	1,060,829	1,250,985	1,631,919	2,237,432	2,518,471

El valor de Regalías y de Impuesto de Producción que se presenta, corresponde al valor pagado.

Fuente: División de Contaduría

Estos recursos han pasado de 1.7% del PIB en 1984 a 4.1% del PIB en 1990 (su nivel más alto), disminuyendo a 2.7% del PIB en 1997. En 1996 los aportes fiscales del sector representaron el 24% del total de los ingresos fiscales de la nación y en 1997 el 16.5% (Cuadro 8).

Las regalías equivalen al 20% de cada barril de petróleo, un porcentaje que se ubica entre los mas altos del mundo. En décadas anteriores, las regalías se distribuyeron entre la nación y los departamentos y municipios productores de petróleo. En los noventa, la distribución se modificó a favor de las entidades territoriales y en contra del Gobierno Nacional con base en criterios relativamente arbitrarios. Ello agravó la situación fiscal del Gobierno y no significó una distribución mas equitativa de los recursos entre las regiones.

La Constitución de 1991 incluyó dentro de los beneficios de las regalías a los municipios portuarios por donde se transporta el petróleo o productos derivados de los mismos. También estableció que con los dineros que no se destinasen a los departamentos y municipios se debería crear un Fondo Nacional de Regalías (FNR), cuyos recursos se asignarían a las entidades territoriales para financiar proyectos de inversión, promover la minería y preservar el medio ambiente.

La Ley 141 de 1994 creó el Fondo Nacional de Regalías y determinó la cesión de las regalías del gobierno nacional, distribuyendo su participación (40%) entre el FNR y (8%) los municipios portuarios:

Cuadro 9
Distribución de las Regalías
antes y después de la Ley 141 de 1994

Beneficiario	Antes (%)	Después (%)
Depto Productor	47.5	47.5
Mpio. Productor	12.5	12.5
Mpio Portuario	0.0	8.0
Nación	40.0	0.0
FNR	0.0	32.0
Cormagdalena	0.0	3.2 /1
Total	100.0	100.0

/1 El 10% de los recursos del FNR.

La Ley 344 de 1996 reformó la Ley 141, asignando el 80% de los recursos destinados a financiar los proyectos regionales de inversión a la financiación de la red vial secundaria y terciaria, una decisión acertada, que ayuda a reducir (aunque mínimamente) los problemas de financiación de estas vías.

El impuesto de renta es del 35%, al que se le deben sumar los impuestos de reservas. Durante algunos años de la década de los noventa se aplicó además el "impuesto de guerra", que no era en realidad un impuesto sino una regalía, dado que era un pago fijo por barril de petróleo. En forma combinada, estos gravámenes ubican a Colombia en uno de los rangos de impuestos sobre la industria petrolera mas altos del mundo. El "government take" se mantuvo por encima del 80% en las últimas dos décadas, bajando de ese nivel tan solo en 1997 para unos contratos específicos.

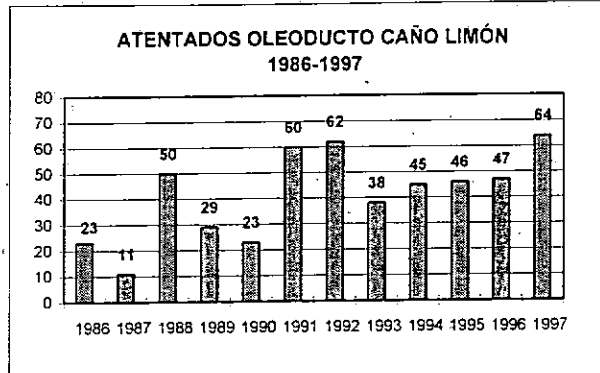
La tradición colombiana de realizar reformas tributarias cada dos años, tradición cuya probabilidad ha aumentado como resultado de la crisis fiscal que vive el país desde 1994, genera riesgos tributarios altos y crecientes para el inversionista extranjero. A favor del país hay que señalar, sin embargo, que en 1995 se eliminó el impuesto de guerra y que el de reservas se ha ido reduciendo paulatinamente.

7.5.3. Riesgos de Fuerza Mayor (Seguridad)

La violencia creciente de la guerrilla ha venido aumentando los riesgos de operación de las compañías petroleras. Debido a que la exploración y el desarrollo por lo general tienen lugar en zonas apartadas, son

muy vulnerables a ataques terroristas y a extorsión, lo que obliga a dedicar presupuestos crecientes a la seguridad del personal y los equipos, así como a asegurar las inversiones. El gráfico que sigue muestra la evolución de los ataques terroristas a tan solo uno de los oleoductos (Caño Limón) existentes en el país.

Gráfico 8
Ataques Terroristas a la Infraestructura Petrolera



Fuente: Carta Petrolera No. 77, Enero-Febrero de 1998

7.5.4. Riesgo de que Ecopetrol no Cumpla sus Obligaciones con los Asociados

En la actualidad, Ecopetrol asume por los menos el 50% de la inversión, independientemente de si esté en capacidad de costearla o no. Hasta el año 2000 lo que Ecopetrol tiene que aportar como contraparte a las inversiones que realizan las compañías multinacionales en exploración, se calcula en US\$ 7 mil millones. De invertir US\$300 millones anuales, Ecopetrol pasaría a invertir US\$2.000 millones.

En suma, Colombia tiene una geología poco favorable, riesgos tributarios importantes, gravísimos problemas de inseguridad y altos riesgos de que Ecopetrol no sea capaz de cumplir con sus obligaciones con los asociados. En estas circunstancias, Colombia debería tener uno de los mayores contratos de asociación del mundo, a fin de poder ser competitivo y atraer inversión extranjera. No ocurre así, como se verá en la siguiente sección, a pesar de las modificaciones al contrato de asociación en los últimos años, este sigue siendo poco competitivo.

7.6. LOS CAMBIOS EN EL CONTRATO DE ASOCIACION

El principal instrumento de política petrolera en Colombia es el contrato de asociación. El contrato se ha modificado en múltiples ocasiones en las últimas décadas. El contrato original de asociación (50/50), introducido en 1974, permitió el descubrimiento de campos como los de Caño Limón, Cusiana/Cupiagua y Chuchupa. Con la introducción del contrato de Producción Escalonada en 1989, la actividad petrolera disminuyó en forma drástica. A ello se deben añadir la creación de nuevos impuestos y el aumento en las tarifas de los existentes, en la década de los noventa.

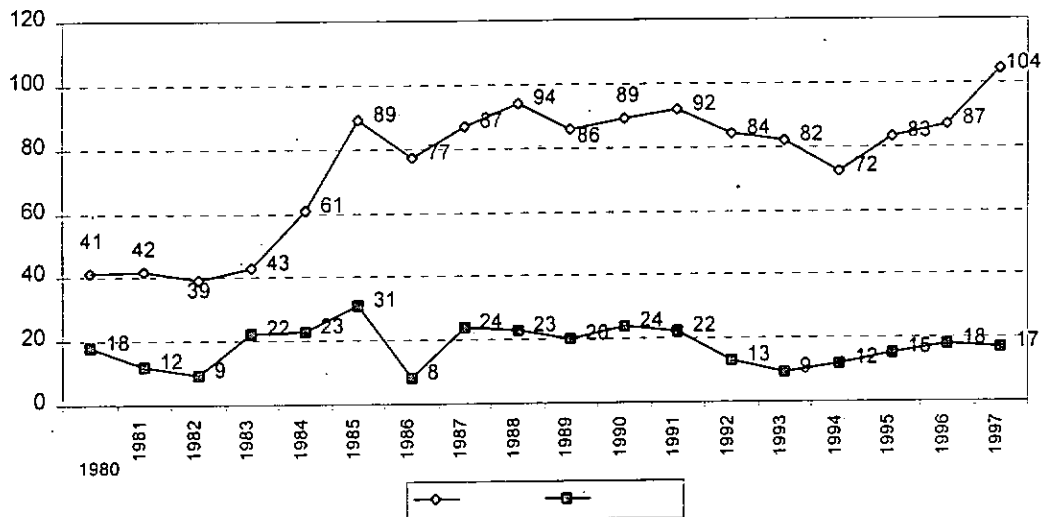
Para incentivar la exploración se introdujo en 1994 el Factor R. Adicionalmente, se extendió el reembolso de la mitad de los costos exploratorios a la mitad de los pozos secos y a los trabajos de sísmica y se disminuyeron las tarifas de transporte de Ecopetrol. Asimismo, en la reforma tributaria de 1995 se eliminó la contribución especial (el "impuesto de guerra"), un impuesto discriminatorio, y se redujo la tarifa del impuesto de remesas.

En 1996 se introdujo el contrato de riesgo compartido. Ante la evidencia de baja actividad exploratoria, debido a la gradualidad y reducido alcance de las medidas adoptadas, en octubre de 1997 el Gobierno introdujo nuevos cambios en el contrato de asociación. Se estableció un esquema más amplio y diverso en el portafolio de oportunidades que ofrecía el estado colombiano al inversionista, al generarse nuevas

oportunidades de inversión en áreas con potencial petrolífero para campos pequeños así como para campos operados por Ecopetrol. Con ello se incentiva la inversión en cuencas no exploradas del país (áreas inactivas²).

En relación con las áreas activas, donde existe más probabilidad de encontrar petróleo y donde la actividad exploratoria debería ser más intensa, las modificaciones fueron muy limitadas, manteniendo todavía a Colombia como uno de los países en donde la participación estatal (government take) es de las más altas del mundo (Asociación Colombiana del Petróleo (1998)). Si bien en 1997 se observó un repunte en términos de contratos suscritos y nuevas compañías vinculadas al país, los resultados no son todavía satisfactorios.

Gráfico 9
Número de Contratos de Asociación 1980-1997

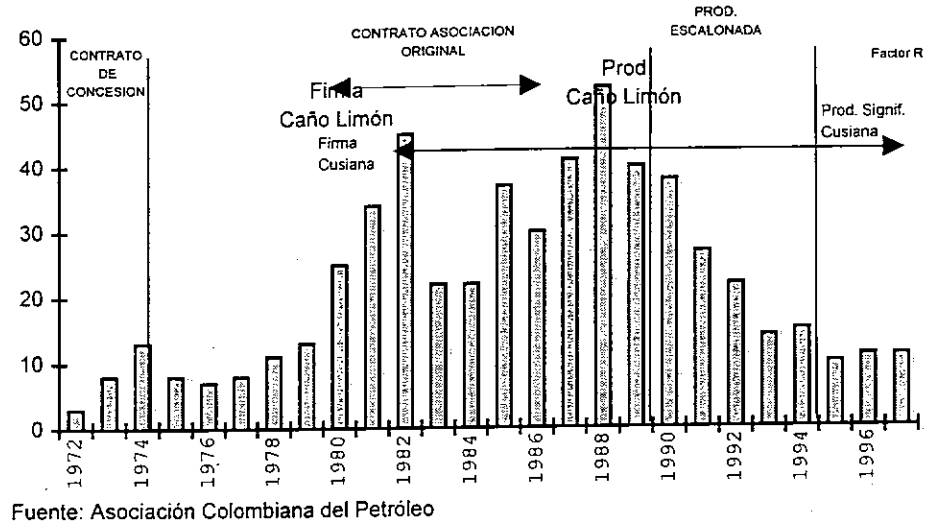


A pesar de los cambios, el número de contratos suscritos por año no ha podido superar en la última década en nivel máximo de 31 contratos en 1985 (Gráfico 9). Además en los noventa el nivel promedio de contratos es incluso inferior al de finales de los ochenta.

Afines de 1998 ya se estaban anunciando nuevos cambios en la competitividad del contrato petrolero, relacionados con la flexibilización del marco tributario y con la reestructuración/flexibilización del marco legal de las regalías, para estimular aquellas cuencas menos competitivas. La ACP ha propuesto aplicar a las cuencas activas los cambios que se hicieron en octubre de 1997 y que sólo cobijan las áreas inactivas. También ha propuesto cambiar el criterio de otorgar campos a las empresas que ofrezcan mayor participación a Ecopetrol en la producción, por el de las que ofrezcan un programa más agresivo de inversiones en exploración.

² Según Ecopetrol, las áreas inactivas se caracterizan por "su bajo nivel de información geológica, su complejidad técnica y operacional, y su localización en zonas geográficas alejadas de la infraestructura existente".

Gráfico 10
Pozos Exploratorios A3 (wildcats) y Cambios en los Contratos



7.6.1. Contrato 50/50

En este contrato el asociado corre con todos los riesgos de exploración. En la versión original del contrato, introducida en 1974, el asociado tiene 3 años (que se pueden extender a 6) para explorar un área predeterminada, asumiendo el 100% de los costos de exploración. Si la exploración tiene éxito y Ecopetrol declara como comercial el yacimiento, debe reconocerle al asociado el 50% de los costos de exploración y debe asumir además el 50% de los gastos de inversión y operacionales para desarrollar y poner a producir el yacimiento. La duración de la producción es de 22 años, al término de los cuales los activos pasan a ser propiedad de Ecopetrol. En esta fase el crudo extraído se distribuye entre Ecopetrol y el asociado en 50/50 después de regalías.

7.6.2. Contrato Escalonado

Este esquema se introdujo por medio del Decreto 2782 de 1989 y estuvo vigente hasta 1994. En él, la participación de Ecopetrol aumenta en proporción a la producción acumulada, tal y como se ve en el siguiente cuadro.

Cuadro 10

Producción Acumulada Hasta (mill barriles)	Ecopetrol (%)
60	50
90	55
120	60
150	65
>150	70

En 1989, se realizó una modificación al contrato de asociación, aumentando la participación del Estado a medida que aumentaba la producción del campo. Esta política, que fue diseñada con base en Caño Limón, mostró no ser aplicable a campos como los de piedemonte llanero, Cusiana y otros, que requieren mayores inversiones. Como consecuencia, se generó una falta de interés por parte de los inversionistas para invertir en Colombia. Este hecho, junto con la creación del “impuesto de guerra”, llevó a que los niveles de inversión durante el período 92-94 decrecieran, y que llegaran al país compañías en su mayoría promotoras.

7.6.3. El Factor R

Este esquema, introducido en 1994, incorporó al contrato escalonado un método que toma en consideración las inversiones realizadas por el asociado en el desarrollo de los yacimientos y los ingresos recibidos en la etapa de producción. El método, denominado Factor R, distribuye los recursos de acuerdo con la relación ingresos a egresos. Mientras los egresos sean mayores, la distribución es 50/50.

El Factor "R", determina la participación del Estado en función de la rentabilidad del campo y no de su producción. Es un factor de rentabilidad acumulada que afecta la distribución del crudo a favor de Ecopetrol, capturando los ingresos extraordinarios atribuibles bien sea a eventos de altos precios o altas producciones, habida cuenta un gran tamaño del campo. Se obtiene burdamente de dividir el total de los gastos entre la totalidad de las ventas acumuladas; cuando el cociente sea la unidad, se infiere que el socio ha sacado toda su inversión de riesgo. Hasta ese punto la distribución de crudos netos (pues se deduce una regalía del 10% para cada uno de los socios) es 50:50. De allí en adelante se obtiene un nuevo factor de distribución que puede descender hasta 0.25; es decir logra una distribución progresiva hasta el 75% a favor de Ecopetrol.

$$Participacion\ del\ Asociado = \frac{50\%}{Factor\ R} = \frac{50\%}{\max\left\{1, \min\left(\frac{IAA}{EAA}, 2\right)\right\}}$$

donde:

IAA = Ingresos Acumulados del Asociado

EAA = Egresos Acumulados del Asociado

7.6.4. Riesgo Compartido

En la modalidad de Riesgo Compartido, introducida en 1996, Ecopetrol propone un sector reservado a las operaciones directas de la petrolera estatal, ampliamente estudiado y con grandes probabilidades de éxito. Ecopetrol asume el 50% de las inversiones en la exploración del área, además es el operador, tanto en la fase exploratoria como en la de producción de los hidrocarburos que se descubran. El oferente ganador de la licitación será la compañía que proponga el más alto porcentaje de participación para Ecopetrol, por encima del 50% básico.

Luego de haberle introducido a los contratos el Factor "R" como medida para hacerlos más equitativos, de 150 compañías invitadas solamente se firmaron 4 contratos. Posteriormente se le introdujeron nuevas modificaciones a los contratos: reembolso del 50% de los costos de los pozos exploratorios de los campos que resultaran productivos, incluyendo los costos de sísmica y geología, al valor del dólar presente, medida positiva que de nuevo no reactivó la exploración.

El Cuadro 11 presenta las principales características de los contratos, luego de los cambios producidos en 1997.

Cuadro 11
POLITICA DE CONTRATACION PETROLERA
ESQUEMAS CONTRACTUALES - RESUMEN

Características Básicas	Contrato Adhesión	AREAS ACTIVAS					AREAS INACTIVAS	
		Contrato Adhesión (modificado)		Areas de Ecopetrol			Crudo	Gas
		Crudo	Gas	CRC * Crudo	Campos Pequeños	Producción Incremental	Crudo	Gas
Período de exploración (años)	6	6	6	6	6	2 Período Evaluación	8	8
Período de retención (años)	0	0	4	0	0	0	0	4
Período de explotación (años)	22	22	30	22	22	18	27	30
Producción de ECOPETROL para reembolso (%)	50	50	100	NA	NA	0	100	100
Reembolso en términos reales	NO	SI	SI	NA	NA	NO	SI	SI
Bs. acumulados para Factor R (MBE)	60	60	60	60	30	60	-	-
Criterio Adjudicación	Adhesión	Adhesión	Adhesión	Subasta	Subasta	Subasta	Subasta	Subasta
Distribución de Producción (Factor R)	R % Socio 0-1 50 1-2 50/R >2 25	R % Socio 0-1 50 1-2 50/R >2 25	R % Socio 0-2 50 2-3 50/R >3 25	R % Socio 0-2 50-y 1-2 (50-y)/R >2 (50-y)/2	R % Socio 0-1 100-x 1-2 (100-x)/2 >2 (100-x)/2 x >= 5%	R % Socio 0-1 100-x 1-2 (100-x)/R >2 (100-x)/2 x >= 25%	R % Socio 0-1 100-x 1-2 (100-x)/R >3 (100-x)/2 x >= 25%	R % Socio 0-1 100-x 1-2 (100-x)/R >3 (100-x)/2 x >= 25%
Aplicación Factor R	Contrato	Campo	Campo	Campo	Campo	Contrato	Campo	Campo

* Contrato de Riesgo Compartido en un descubrimiento de gas se aplican los términos del Contrato de Adhesión modificado

Nota: x = Porcentaje de la participación en la producción ofrecidos a Ecopetrol, después de las regalías.

y = Porcentaje en la producción ofrecido a Ecopetrol por encima del 50%, después de regalías.

Estos cambios fueron aprobados por la Junta Directiva de ECOPETROL el 23 de octubre de 1997

Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo

En Octubre de 1997 se produjeron nuevos cambios en el contrato. Como se señaló atrás, los cambios aumentaron la gama de oportunidades para los inversionistas. Los contratos se definen de la forma siguiente:

Areas Inactivas: Areas sedimentarias con bajo nivel de exploración, para las cuales se ofrecen estímulos económicos que están por encima de las condiciones que brinda el contrato de Asociación actual.

Areas Activas: Areas que en su mayoría están asignadas a la operación directa de Ecopetrol, que se destacan por su alta prospectividad y su excelente ubicación.

En exploración los contratos distinguen ente los siguientes:

Contratos de Riesgo Compartido: Areas asignadas a la exploración de Ecopetrol, en las cuales ya se han definido prospectos y áreas prospectivas.

Campos Pequeños: Areas con potencial para descubrimiento menores, con prospectos y áreas prospectivas identificadas, a ser contratadas bajo un esquema diferente al Contrato de Asociación vigente. Para campos pequeños, Ecopetrol identifica áreas prospectivas y prospectos con suficiente información geológica y de pozos. Estas zonas se delimitarán para organizar procesos de licitación, en las cuales las compañías realizarán el 100% de las inversiones de exploración y desarrollo, y ofrecerán, después de regalías, un porcentaje de participación a Ecopetrol.

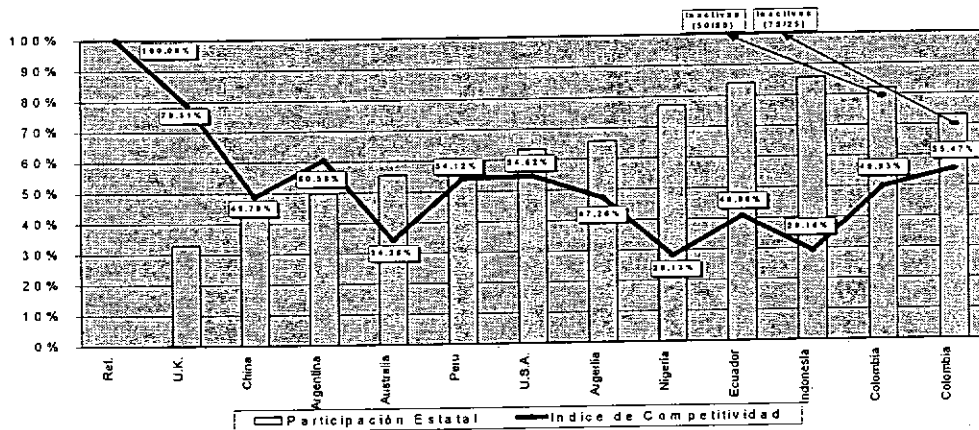
En desarrollo, por su parte, se ofrecen las siguientes modalidades

Producción Incremental: Son oportunidades que presentan los campos maduros operados por Ecopetrol, para optimizar la producción e incrementar el recobro mediante la aplicación de tecnologías avanzadas y capital de riesgo. En la modalidad de producción incremental la inversión es 100% a cargo de los socios, quienes obtienen la rentabilidad del volumen de producción adicional que logren extraer de campos que están en operación.

Campos Descubiertos no Desarrollados: Areas en las cuales se tienen uno ó varios descubrimientos, los cuales no han sido desarrollados y serán contratadas bajo el esquema de Contrato de Servicios de Producción. Estas áreas son de especial interés para compañías medianas y pequeñas.

Los cambios de 1997 modificaron el "government take" y la competitividad del contrato colombiano para las cuencas inactivas (Gráfico 11). Para las cuencas activas sigue siendo poco competitivo

Gráfico 11
Participación Estatal y Competitividad



Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo

7.7. RESTRICCIONES DE INVERSION DE ECOPETROL Y MECANISMOS UTILIZADOS PARA OBVIARLAS

La capacidad de inversión de Ecopetrol en la década de los noventa se ha visto limitada por restricciones de tipo macroeconómico, por la obligación de desarrollar operaciones ajenas a su actividad principal, así como de otorgar subsidios. Otra restricción son las crecientes obligaciones pensionales, factor que amenaza seriamente la viabilidad de la empresa.

El presupuesto de inversión de Ecopetrol es una variable de ajuste en los ejercicios de Programación Financiera del Gobierno Nacional, lo que lo somete a fluctuaciones altamente inconvenientes. Ecopetrol realiza además algunas operaciones de subsidios y gastos encomendadas por el Gobierno (cuasi-fiscales), que no tienen relación alguna con su actividad empresarial y que limitan su capacidad para invertir en actividades que le son propias. Entre estas se cuentan los subsidios a la gasolina y al gas, las garantías de ingreso de las troncales de gas desarrolladas por el sector privado vía BOMT y la construcción de centrales térmicas.

Ecopetrol tiene un monopolio de las importaciones de gasolina, que vende a un precio inferior al precio internacional.

La empresa tiene además un grave problema salarial y pensional, que está limitando aún más su capacidad de inversión y que amenaza con descapitalizarla. Ecopetrol tiene aproximadamente 11.000 trabajadores. La remuneración de estos se compone de un sueldo básico bajo para los estándares del mercado y un componente prestacional alto. En materia pensional, la empresa fue excluida de la reforma a la seguridad social realizada hace unos años (Ley 100 de 1993). Las pensiones son muy altas y su dinámica está relacionada con la edad de enganche y la antigüedad del funcionario (con 20 años de trabajo en la empresa como mínimo).

Su régimen pensional es de prestación definida, sin contribución alguna por parte de los trabajadores. La prestación que se recibe es del 75% del salario devengado durante el último año de vinculación a la empresa, porcentaje que se incrementa en 2.5% adicional por cada año trabajado por encima de 20 años. El personal temporal de la empresa, en la medida en que acumula tiempo, también tiene derecho a la pensión. A diciembre de 1997 se estimaba un pasivo pensional de US\$2.594 millones. El período crítico para la empresa en materia de pagos de pensiones es el que va de 1996 al año 2000, en que se jubila el 32% de la planta existente (2.767 personas).

Las limitaciones de recursos para invertir han dado lugar a que el programa de inversiones de Ecopetrol se concentre casi exclusivamente en cumplir con los compromisos con los asociados, modernizar las refinerías y mantener un presupuesto de alrededor de US\$50 millones para exploración, el nivel mínimo que se requiere para mantener las capacidades técnicas necesarias para evaluar las actividades de los asociados.

7.8. ANALISIS ECONOMETRICO DE LOS DETERMINANTES DE LA INVERSIÓN

En esta sección se presentan los resultados de la estimación del modelo neoclásico de inversión para el sector de minería y petróleo. De acuerdo con este modelo, la tasa de inversión es función del crecimiento de la demanda, el precio relativo de los bienes de capital y la tasa de interés real corregida por los efectos de las deducciones tributarias.

Al igual que en el sector de energía eléctrica, en este sector se incluyó una variable *dummy* relacionada con la disponibilidad de recursos públicos (el balance del Gobierno Central), que constituye un determinante de la inversión pública en el sector. Finalmente, se incluyó otra *dummy* que reflejara los cambios realizados al contrato de asociación (en 1975, 1989 y 1994), que al modificar la rentabilidad esperada afectan necesariamente las decisiones de inversión en el sector.

Los resultados de las estimaciones econométricas para el sector de minería pueden observarse en la siguiente tabla.

Tabla 1
Resultados de las Estimaciones de una
Función de Inversión para el Sector de Minería y Petróleo
Variable Dependiente Ln(Inversión/PIB)

	Regresión 1		Regresión 2	
D(PIB)	3.1274 (3.559)	*	3.0374 (3.603)	*
D(Prelat)	3.9865 (1.572)		3.3386 (1.227)	
CUK	-34.4133 (-6.642)	*	-35.1710 (-7.585)	*
Precios (WTI)	2.4037 (2.333)	(***)	2.5493 (2.701)	(**)
Dummy1	-0.8225 (-0.241)			
Dummy2			-3.4399 (-0.869)	
R ² adj	0.7875		0.8010	
DW stat	1.93		1.87	

Estadístico t en paréntesis

*, (**), (***) el estadístico t es significativo al 99%, (95%) y (90%)

No. Observaciones: 17

Los resultados econométricos muestran que la inversión es bastante elástica a variaciones en el producto sectorial y a cambios en el costo del capital. Los precios relativos de los bienes de capital parecen no tener incidencia en las decisiones de inversión.

Las dos variables dummy consideradas, que tiene que ver con la presencia o no de superávits en el Gobierno Central y con los cambios en el contrato de asociación, tampoco resultaron significativas.

Referencias

Asociación Colombiana del Petróleo (1998), "Retos y Oportunidades en el Sector Petrolero", mimeo.

Ecopetrol (1997), "Análisis de la Problemática Pensional de Ecopetrol", Vicepresidencia Financiera, mayo

_____, "Estadísticas de la Industria Petrolera", Dirección de Planeación Corporativa.

Khelil, Chakib (1995), "Fiscal Systems for Oil", Public Policy for the Private Sector, No. 46, The World Bank, May,

Pontificia Universidad Javeriana (1995), **Política de Contratación y Competitividad**, Colección Educación Continuada No. 2

_____, (1997), **Cambio y Globalización: Oportunidades y Retos de la Industria Petrolera Colombiana**. Colección Educación Continuada No. 4