Lecciones del racionamiento. La nueva ley eléctrica

*Guillermo Perry R.**

I. INTRODUCCION

El país está padeciendo los altísimos costos económicos y sociales de un racionamiento de energía eléctrica. Detrás de las causas inmediatas de la restricción actual existen varios problemas institucionales y de política económica y energética que es necesario precisar y modificar para evitar que este insuceso pueda repetirse en años venideros. Con este fin, este artículo presenta un diganóstico de las causas del racionamiento y de su relación con los problemas financieros, económicos e institucionales del sector y concluye con una serie de recomendaciones sobre el proyecto de ley eléctrica que cursa en el Congreso.

Para el propósito indicado resulta fundamental identificar hasta dónde los racionamientos fueron causados por: (1) errores en la planeación de la expansión de la capacidad instalada y/o en la ejecución de los proyectos respectivos; (2) errores en el manejo del sistema, incluyendo bajo este término tanto el mantenimiento de la capacidad instalada como la operación apropiada de los distintos componentes del sistema; (3) circunstancias imprevisibles dentro de un margen de seguridad razonable (en particular, eventos hidrológicos extremos, de muy baja probabilidad de ocurrencia). Las recomendaciones que se pueden derivar de diagnósticos alternativos, que otorguen un mayor o menor peso a cada uno de los tres grupos de factores citados, son bien diferentes. Por esa razón, el artículo comienza por abordar el tema de la planeación y la evolución de la expansión de la capacidad instalada y su comparación con las necesidades de potencia y energía entre 1986 y 1997 (sección II) para luego tratar el tema del mantenimiento del parque termoeléctrico y de la operación del sistema en 1991 (sección III). La sección IV se ocupa del tema del atraso de los proyectos Interconexión con Venezuela, Río Grande II y Guavio. Por último, la sección V resume las conclusiones y recomendaciones del análisis.

II. PLANEAMIENTO Y EVOLUCION DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE POTENCIA Y DE GENERACION DE ENERGIA

A. Las cifras y sus implicaciones

La capacidad instalada en el sistema eléctrico debe permitir atender la demanda pico de **potencia**, con

* Investigador Asociado de Fedesarrollo.

un margen de seguridad razonable, y garantizar la atención de la demanda anual de **energía** con un grado apropiado de confiabilidad.

1. Capacidad instalada y demanda de potencia

La capacidad del sistema para atender la demanda de potencia se mide comparando la capacidad nominal instalada con la demanda pico (más alta) de potencia del año respectivo. En un sistema como el colombiano, en el que cerca de un 78% de la capacidad instalada es de carácter hidroeléctrico, se hace necesario tener un margen de seguridad del orden de 20% a 25%. Vale decir, la situación normal es aquella en que la capacidad nominal instalada excede en 20% a 25% la demanda pico de potencia en cada año. Naturalmente, desde el punto de vista del planeamiento de la **expansión** del sistema se supone que esa capacidad nominal instalada estará disponible, porque se le dará el mantenimiento oportuno. Las decisiones de **operación**, por el contrario, deben tomar en cuenta la disponibilidad real en el momento.

Las cifras correspondientes (Cuadro 1), indican que en 1985 la capacidad instalada excedía la demanda pico en 35%; con la entrada en operación de varias plantas en 1987 y 1988, la cifra correspondiente se eleva a 59% en el 87 y a 57.7% en el 88 y va bajando luego al 53.4% en el 89 y a 49.4% en el 90. Resulta, entonces, claro que, por lo menos hasta 1990, la capacidad instalada excedía a la demanda pico de potencia en algo más del doble del margen normal de seguridad, lo que indica que desde el punto de vista de potencia había una sobreinstalación en el sistema.

Con el crecimiento de la demanda y el atraso de los proyectos Guavio y Río Grande II, el margen se reduce a 34% en 1992, el cual todavía es superior al margen normal de seguridad, pero ya no autoriza a hablar de sobreinstalación, como desafortunadamente lo hace el documento CONPES de diciembre de 1991, cuando afirma que existía un excedente de capacidad de 3.000 MW, sin tener en cuenta el margen de seguridad normal.

Cuadro 1. EXCEDENTES DE CAPACIDAD. (Excedente normal 20%-25%)

	(1) Capacidad Instalada (MW)	(2) Demanda Pico (MW)	(1)/(2) %
1986	6531	4838	35.0
1987	8196	5150	59.0
1988	8584	5443	57.7
1989	8793	5731	53.4
1990	8793	5887	49.4
1991	8708	6184	40.8
1992	8708	6500	34.0
	10030 *		54.3
1993	9808	6831	43.6
	10130 *		48.3
1996	10130	7931	27.7
1997	10130		21.5
	10470 **	8335	25.6

* Si hubieran entrado en operación Guavio y Rio Grande II.
** Si entrara en operación Urrá I.

El Cuadro 1 indica cómo en 1993, con la entrada en operación de Guavio, el margen se elevará de nuevo a 43.6%.

Finalmente, se observa cómo, con las proyecciones actuales, el margen en 1997 sería de 21.5%, es decir inferior al margen de seguridad normal.

Conclusiones: desde el punto de vista de la demanda de potencia, hubo una clara sobreinstalación del sistema entre 1987 y 1990; en 1992, aún con el retraso de Guavio y Río Grande II, había capacidad suficiente, aunque no se podía hablar de sobreinstalación; y ya en 1997 el margen de seguridad se hace muy estrecho, por lo cual es indispensable que entren nuevos proyectos en operación en ese año.

2. Capacidad Instalada y Demanda de Energía

Desde el punto de vista de energía, la comparación debe hacerse midiendo la **energía firme** (la energía que el sistema está en capacidad de garantizar con un 95% de probabilidad) con la demanda de energía anual. Por la propia definición de energía firme, en este caso no se necesitan márgenes de seguridad adicionales (o a lo sumo del orden de 5% a 10%).

Desde el punto de vista de la planeación de la expansión, de nuevo, el cálculo de energía firme supone que la capacidad nominal instalada tendrá una disponibilidad normal y, además, que habrá una operación normal del sistema, en el sentido de que durante los inviernos se almacenará agua en los embalses para ser utilizados en los veranos. La operación debe tomar las condiciones reales en cada año.

En el Cuadro 2 se presenta un cálculo basado en documentos de ISA de 1989 que estimaban la energía firme del sistema hasta 1992. La columna 4 muestra cálculos hechos con el estimativo de energía firme de un documento más reciente de ISA, fechado en 1990 (ISA-OPUE-38). Como se puede observar, entre 1986 y 1990, los cálculos mas recientes de ISA indican que la energía firme excedía en más de un 24% a la demanda anual del sistema. Estas cifras ratifican la conclusión de que durante esos años había sobreinstalación en el sistema, tanto desde el punto de vista de potencia como de energía firme.

Cuadro 2. EXCEDENTES DE ENERGIA FIRME

	(1) Energía Firme GWH/a	(2) Demanda Energía GWH/a	(3) (1)/(2)	(4) ISA
1986	35483	27551	28.8	27.7
1987	35483	29493	20.3	28.7
1988	39340	31152	26.3	31.6
1989	41500	32575	27.4	30.0
1990	41500	33885	22.5	24.0
1991	42300	35613	18.8	18.7
1992	42300	37429	13.0	13.5
1993	48650	39338	23.7	
1994	50050	41345	21.0	
1995	50050	43454	15.1	
1996	50050	45670	9.5	
1997	51100	47999	6.5	

Fuente: ISA.

El crecimiento previsto de la demanda y el atraso de los proyectos Guavio y Río Grande II, hicieron que el margen disminuyera hasta 13.5% en 1992, cifra que debería haber permitido atender la demanda de energía con una probabilidad del 95%, en forma relativamente amplia. Con la entrada de Guavio y Río Grande II en los años siguientes (1993 y 1994) el exceso de energía firme sobre la demanda de energía anual superará de nuevo el 20% y luego se reducirá hasta 6.5% en 1997. De nuevo, estas cifras confirman la necesidad de que en 1997 entre un nuevo proyecto en operación.

3. Conclusiones

En síntesis, las cifras anteriores muestran que:

(1) Entre 1986 y 1990 hubo sobreinstalación de capacidad del sistema, tanto desde el punto de vista de potencia como de energía firme;

(2) 1992 era el año más crítico de la década 1986 a 1995, por cuanto los excedentes de capacidad instalada y de energía firme se habrían reducido a niveles de 34% y 13%, pero que aún eran suficientes para atender tanto la demanda de capacidad como la de energía, siempre y cuando hubiese un mantenimiento adecuado de las plantas y una operación normal del sistema;

(3) y, finalmente, que hacia 1997 (tal y como se preveía desde 1985) se hace imprescindible la entrada en operación de un nuevo proyecto, tanto por razones de potencia como de energía.

B. Los diagnósticos y sus implicaciones

1. *Los diagnósticos de 1985 y 1986 y el Plan de Ajuste*

Estas conclusiones coinciden con los diagnósticos efectuados en 1985 por la administración Betancur y en 1986 por la administración Barco (auncuando, por supuesto, con diferencias menores entre las cifras entonces proyectadas y las observadas hoy). El diagnóstico de 1985 lo propició la crisis financiera que se desató en el sector como consecuencia de la alta devaluación de ese año. En efecto, como lo dicen diversos documentos del sector y de agencias externas desde 1985 y hasta apenas el año pasado, la crisis financiera tuvo lugar por cuanto el alto nivel de inversiones del sector entre 1980 y 1984 (1.200 millones de dólares en promedio anual) se financió de manera creciente con crédito externo, de manera que la devaluación de 1985 encontró a las empresas del sector en condiciones de una enorme fragilidad financiera. El problema se agravó por la incidencia del alza en las tasas de interés externas, de la devaluación del dólar frente a otras monedas y de las dificultades para obtener nuevos créditos en las condiciones del mercado financiero internacional de esa época. El sector no estaba en capacidad de vender toda la energía que podía producir, pero sí tenía que servir cuantiosos créditos externos contratados para el desarrollo de las obras (algunas de las cuales todavía no entraban en operación), servicio que se encareció notoriamente por los factores indicados.

Por esa razón, desde finales de 1985 se comenzó a elaborar un plan de ajuste del sector y se comenzó a examinar la conveniencia de aplazar la iniciación de nuevas inversiones en generación. El acta de la Junta Directiva de ISA de junio de 1986, bajo la administración Betancur, confirma el aplazamiento de la fecha de entrada en operación de La Miel I de octubre de 1993 a enero de 1997; de Urrá I y II de enero de 1994 a julio de 1997; de Cañafisto de enero de 1997 a enero de 2001, como puede observarse en el Cuadro 3.

La administración Barco, en el segundo semestre de 1986, coincidió con el diagnóstico y con las decisiones que en esta materia había adoptado la administración Betancur en su último año. Vale decir, elaboró un plan ambicioso de ajuste del sector con el objeto de reducir pérdidas, mejorar la cartera de las empresas del sector, controlar el crecimiento de sus gastos de funcionamiento, conseguir incrementos tarifarios en términos reales, aplazar la iniciación de nueva inversión en generación (para que en lugar de que entrara a partir de 1994 lo hiciera a partir de 1997) y, finalmente, para emprender una operación agresiva de endeudamiento externo, por valor de US$1.330 millones en que se estimaba el faltante de recursos del sector, aun tomando las decisiones del plan de ajuste. De esos US$1.330 millones, 430 eran requeridos para poder terminar el proyecto Guavio, dados los sobrecostos en que se había incurrido y el efecto que la situación descrita había tenido sobre las finanzas de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEEB).

En síntesis, el diagnóstico de sobredimensionamiento en 1985 y 1986 no condujo a adoptar decisiones de atraso de los proyectos en construcción, sino a aplazar por tres años la iniciación de nuevas inversiones en generación, a llevar a cabo un plan de ajuste del sector, a buscar los recursos financieros necesarios para poder servir la deuda externa y ejecutar el plan de inversiones, y de manera muy particular la terminación de los proyectos en construcción de acuerdo con la programación que traían por entonces.

2. *El futuro*

Como quiera que de las cifras actuales resulta evidente, tal como se veía desde 1986, que en 1997 se requiere la entrada en operación de un proyecto nuevo, y que la reiniciación de las obras de Urrá I se ha atrasado dos años más de lo que preveía en esa época, éste u otros proyectos hidroeléctricos no podrán ya entrar en operación en 1997. En consecuencia, en adición a ellos, se hace

Cuadro 3. PLAN DE EXPANSION. REVISIONES

Fecha de Decisión	Organismo	Proyecto	Capacidad (MW)	Entrada en Operación	Observaciones
Jun.1981[a]	Junta Directiva ISA y Asamblea de Accionistas	Térmica-CORELCA	150	1o.Sem. 1986	A partir del estudio "Programa de Generación, Período 1985-1991, Generación y Transmisión, Avance Informe Final", de su Apéndice "Análisis Situación Energética en el período 1983-1988, Abril de 1981", y de solicitud de CVC en Junta de ISA de incluir a Calima III en el plan de expansión.
		Termozipa VI	150	1o.Sem. 1986	
		Termo-Amagá	150	2o.Sem. 1986	
		Río Grande II	360	2o.Sem. 1987	
		Miel 1	384	2o.Sem. 1987	
		Calima III	270	2o.Sem. 1988	
		Miel II	351	1o.Sem. 1990	
		Cañafisto	1500	2o.Sem. 1990	
Mayo de 1983	CONPES	Betania	500	Abril 1986	A partir de revisiones del anterior plan de expansión con nuevos escenarios de demanda, realizados durante 1982 y primer semestre de 1983. Se adopta plan para el escenario de demanda con tasa de crecimiento anual promedio de 7.9% en el período 1982-2000.
		Playas	200	Junio 1987	
		Termo-C/gena IV	150	2o.Sem.1987	
		Termo-Zipa VI	150	1o.Sem.1988	
		Termo-Amagá	150	2o.Sem.1988	
		Guavio	1000	Oct. 1989	
		Río Grande II	322	Abril 1990	
		Calima III	240	Oct. 1990	
		Miel I	384	Abril 1991	
		Urrá I y II	1200	Oct. 1991	
		Cañafisto	1500	Abril 1993	
		Miel II	351	Oct. 1995	
Nov.de 1984[b]	Junta Directiva de ISA	Río Grande II	322	Junio 1990	Revisión del plan CONPES con nuevo escenario de demanda con crecimiento promedio del 6.5% en el período 1984-2000.
		Guavio	1000	Oct. 1990	
		Calima III	340	Abril 1993	
		Miel I	384	Oct.1993	
		Urrá I y II	1200	Enero 1994	
		Cañafisto	1500	Enero 1996	
		Miel II	351	Enero 1997	
Jun. de 1986	Junta Directiva de ISA	Río Grande II	322*	Julio 1990	Actualización del Plan de Noviembre/84 para un escenario de demanda con crecimiento del 5.8% en el período 1985-2000.
		Guavio	1000*	Oct.1990	
		Calima III	240	Oct. 1996	
		Miel I	405	Enero 1997	
		Urrá I y II	1200	Julio 1997	
		Cañafisto	1500	Enero 1999	
		Miel II	351	Enero 2001	

[a] Además de los proyectos aprobados en programas de generación anteriores (Betania, Abril 1986, Playas, Febrero 1986, Guavio, Enero 1987 y Urrá I y II en Mayo de 1988).

[b] Además de los proyectos Betania (1986) y Playas (1987). Se eliminan del plan los proyectos de Termo-Cartagena IV y Termo-Zipa VI dada la evolución de las demandas. De igual manera se aplaza indefinidamente a Termo-Amagá para cuando la evolución de las demandas lo exija.

* Estas fechas fueron revisadas, dado los estados avanzados de los programas de construcción de los proyectos.

Fuente: Interconexión Eléctrica S.A.

necesario desarrollar proyectos termoeléctricos con tiempos de construcción menores.

Sobre éste particular conviene anotar que en los últimos años se han presentado adelantos tecnológicos que permiten aumentar significativamente la eficiencia de los procesos de generación de electricidad a partir de gas metano. En consecuencia, proyectos como los de repotenciación de Termo-Cartagena y Termo-Barranquilla y de instalación de nuevas turbinas de ciclo combinado en la Costa Atlántica posiblemente aparecerían hoy, en cualquier caso, como parte del plan de expansión de "mínimo costo" (menor valor presente esperado de la suma los costos de inversión, operación y eventuales racionamientos); con mayor razón, si se le otorga un valor a los riegos de racionamiento mayor que el utilizado hasta ahora[1]. En otras palabras, tanto las innovaciones tecnológicas, como los posibles cambios en la valoración social de los riesgos de racionamiento y las simples limitaciones de tiempo, sugieren incrementar la participación prevista de la generación térmica, utilizando los nuevos procesos de generación a gas.

III. MANTENIMIENTO Y OPERACION

A. Capacidad instalada fuera de servicio

1. La magnitud del problema

Como se indicó atrás, todo ejercicio de planeamiento supone que la capacidad instalada se mantendrá oportunamente, de manera tal que esté en servicio (en disponibilidad) para cuando se necesite. En lo que hace al parque térmico, este supuesto implica que los mantenimientos necesarios se hacen durante el período de invierno, de tal manera que el parque esté completamente disponible al inicio del verano y que haya el suministro apropiado de los combustibles en la medida que sea necesario utilizar las plantas.

Según cifras de ISA, la disponibilidad de plantas térmicas era apenas del 64% en noviembre pasado. ISA había previsto, en 1991, una cifra del orden del 75% para este año. La disponibilidad durante un verano crítico, como el de 1992, debería ser superior a esta cifra y por lo menos igual a 85%.

2. Su incidencia en el racionamiento

El hecho concreto es que, durante el verano de 1992, más de 450 megavatios de plantas térmicas han estado fuera de servicio por distintas razones. Con un factor de operación del 80%, estos 450 megavatios hubiesen podido generar cerca de 250 GWH por mes adicionales durante varios meses del actual verano. Con un cálculo más conservador, la generación térmica máxima que se ha podido obtener en este verano es del orden de 840 GWH por mes, mientras que la energía firme térmica estimada por ISA es de aproximadamente 11.793 GWH por año, o sea 983 GWH por mes en promedio. Vale decir, con una disponibilidad térmica apropiada, se deberían haber producido al menos 150 GWH/mes adicionales durante los meses del verano (900 GWH entre diciembre y mayo).

Los estimativos que han presentado ISA y la Comisión Nacional de Energía coinciden en que la mayor disponibilidad térmica hubiese permitido generar 850 GWH adicionales (cálculo de la CNE)[2] u 870 GWH[3]. Estas cifras representan más

[1] Ya sea porque se piense que los valores utilizados subestiman los costos económicos reales, o porque se desee otorgar uñ "premium" a la reducción de riesgos de racionamiento. Según la teoría bayesiana de decisión bajo incertidumbre se trata de minimizar el valor esperado de la utilidad social asociada con diferentes resultados posibles y la función de utilidad social puede ser "aversa" al riesgo, vale decir puede valorar el costo social de un racionamiento en mucho más que los costos económicos que causa.

[2] Memorando de los Asesores de la Comisión Nacional de Energía, presentado como un anexo al Informe de la Comisión Ad-Hoc nombrada por el Gobierno.

[3] Cálculo de ISA, documento "El racionamiento y la operación del sistema interconectado colombiano", Uriel Salazar, pág.4.

del 35% de un racionamiento total estimado en 2400 GWH.

Sin entrar a discutir en detalle las causas de que una proporción tan alta de la capacidad térmica instalada estuviese fuera de servicio, se debe anotar que, como 1992 era el año crítico de la década 1986-1985, se ha debido tomar precauciones especiales para garantizar una alta disponibilidad de las plantas térmicas durante el período de verano.

3. Causas institucionales y financieras

El problema de mantenimiento que ha ocurrido en los últimos años llama la atención sobre dos problemas de carácter estructural. El primero, se refiere a la incidencia de la crisis financiera del sector. Tanto las empresas del sector, como las entidades encargadas de autorizar los presupuestos y el endeudamiento externo, parecen haber pospuesto, en algunas ocasiones, inversiones en mantenimiento (o autorizaciones presupuestales y de crédito para ese fin), ante la urgencia de atender el servicio de la deuda externa del sector y la dificultad en conseguir recursos adicionales.

En segundo lugar, resulta claro que desde el punto de vista de una empresa particular, sea pública o privada, la inversión en capacidad de reserva, y en especial en mantenimiento, tiene una rentabilidad privada menor que la que tiene para el país. Ello se debe al hecho de que el costo de racionamiento para la economía en su conjunto excede considerablemente el costo que el racionamiento tiene para las empresas. Estas últimas simplemente dejan de percibir unos ingresos, que valen varias veces menos que la producción y los ingresos que pierden los usuarios y la incomodidad de los habitantes. En otras palabras, las decisiones de mantenimiento tienden a ser subóptimas desde el punto de vista social, a no ser que existan disposiciones legales reglamentarias que obliguen a una disponibilidad alta y a un mantenimiento apropiado y que impongan sanciones en caso de que ello no suceda.

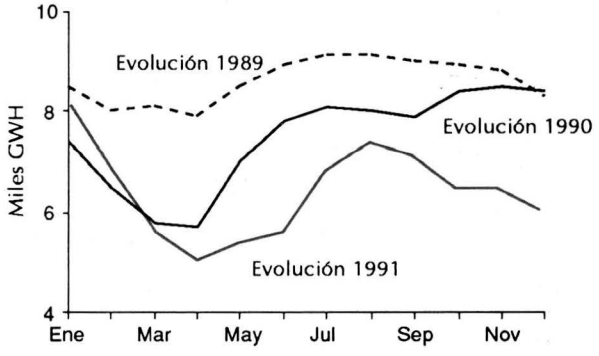
IV. OPERACION DEL SISTEMA EN 1991 Y SITUACION DE LOS EMBALSES AL INICIO DEL VERANO DE 1992

A. El nivel de los embalses en diciembre 1, comparado con años anteriores

Como ya se ha dicho, conociendo que 1992 era el año crítico (el año en el que el sistema iba a estar más ajustado en cuanto a los excedentes de capacidad de potencia y de energía firme) se hacía imprescindible buscar que al inicio del verano de 1992 los embalses tuvieran un nivel alto, por lo menos igual al que habían tenido en años anteriores.

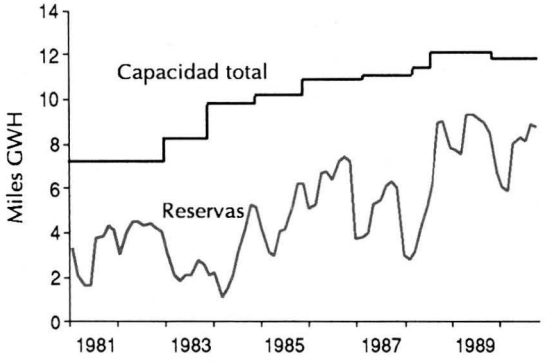
Como se observa en los Gráficos 1 y 2, tanto a finales de 1990, como en 1989 y 1990, el verano se inició con embalsamientos superiores a los 8.500 GWH (datos a 1 de diciembre). En contraste, y a pesar de que el verano de 1992 era el verano crítico, se inicia con apenas 6.200 GWH almacenados (en diciembre 1 de 1991); vale decir, una cifra inferior en aproximadamente 2.000 GWH a la situación de los embalses al inicio de los tres veranos anteriores. De haberse iniciado este verano con un nivel de embalsamiento similar al de aquellos, el racionamiento habría sido muy pequeño.

Gráfico 1. EVOLUCION RESERVAS HIDRAULICAS 1989 - 1991



Nota: Valores del último día de cada mes

Gráfico 2. EVOLUCION DE RESERVAS HIDRAULICAS (GWh) 1981 - 1990



Fuente: ISA.

B. La operación en 1991 y su incidencia en el racionamiento

Debe entonces preguntarse si hubo algo inevitable en el hecho de que se iniciara el verano de 1992 con un nivel tan bajo de embalse.

Una primera respuesta se obtiene al analizar la generación térmica durante el período de invierno de 1991. Como se observa en el Cuadro 4, esa generación fue en promedio de 610 GWH por mes entre mayo y noviembre de 1991. Cuando se tomó la decisión de actualizar el costo de racionamiento y de generar más energía térmica, los niveles de generación térmica saltaron, en promedio en diciembre 91 y enero 92, a 830 GWH por mes. En otras palabras, en principio, durante el período de invierno se hubieran podido generar mensualmente aproximadamente 220 GWH de generación térmica adicional, lo que en 7 meses hubiese representado aproximadamente 1.500 GWH adicionales en los embalses. Obviamente, si la disponibilidad de las plantas térmicas hubiera sido superior, el nivel de generación térmica habría podido ser todavía mayor el año pasado y el nivel de embalse a final del período aun superior a la cifra mencionada.

Ahora bien, lo anterior habría implicado una decisión de generar al máximo las plantas térmicas con el objeto de buscar mayores embalsamientos, en particular en el embalse del Peñol y en el sistema agregado de Bogotá. Una alternativa menos drástica hubiese sido la de evitar que se desocupara el embalse del Peñol y que se hicieran desembalses del sistema agregado de Bogotá. Vale decir, una política no de maximizar el nivel de embalsamiento, pero por lo menos de evitar la reducción en los niveles de embalse durante el período de invierno.

Cuadro 4. NIVEL DE EMBALSE Y GENERACION (1991) (GWH)

		Embalse	Generación Hidroeléctrica	Generación Térmica
1990	Noviembre	8700		
	Diciembre	8600		
1991	Enero	7700		
	Febrero	6500		
	Marzo	5400		
	Abril	4900		
	Mayo	4100	2376.3	624.5
	Junio	5300	2238.0	607.0
	Julio	6600	2290.0	688.0
	Agosto	7000	2477.0	542.0
	Septiembre	6800	2397.0	562.0
	Octubre	6700	3400.0	578.0
	Noviembre	6300	2302.0	683.0
	Diciembre	5800	2254.0	804.0
1991	Enero	4700	2150.0	860.0
	Febrero	3300	2180.0	770.0

Fuente: SINSE.

El Cuadro 5 muestra cómo durante los meses de invierno, con la única excepción de julio, se estuvo desembalsando agua del embalse del Peñol, que es el más grande del sistema. En el caso del sistema de Bogotá se hicieron algunos desembalses menores y se embalsó en otras oportunidades.

El Cuadro 6 simula lo que hubiera pasado si se hubiese tratado de sustituir por generación

Cuadro 5. MANEJO DE EMBALSES EN 1991. (GWH)

	Peñol	Chivor	Sistema Bog.	TOTAL
Nivel al final del verano de 1991 (Mayo 1)				5029.0
Mayo	-138.2	88.6	-51.8	53.8
Junio	-108.5	202.6	-26.7	280.9
Julio	46.4	615.4	268.5	1375.2
Agosto	-57.5	35.7	258.5	281.6
Septiembre	-284.9	-88.1	55.4	-299.4
Octubre	-156.3	-152.5	-65.7	-434.3
Noviembre	-231.6	41.4	38.8	47.5
Diciembre	-212.4	-93.7	-116.4	-562.2
Nivel al inicio del verano de 1992.				5773

térmica los desembalses del sistema de Peñol y aquellos pequeños que ocurrieron en el caso de Bogotá. No en todos los meses esto hubiera sido posible, debido a las limitaciones en la disponibilidad de capacidad térmica. Efectuando este cálculo, se llega a la conclusión de que se hubieran podido almacenar 1.032 GWH adicionales durante el año pasado. Esta cifra corresponde aproximadamente al 43% del racionamiento total estimado en la actualidad (alrededor de 2.400 GWH).

Cuadro 6. DESEMBALSES QUE SE HUBIERAN PODIDO EVITAR

	Desembalses	Generación Térmica Real	Generación Térmica Ideal (Máximo 840)
Mayo	190.2	624.5	814.7
Junio	135.2	607.0	742.2
Julio		688.0	688.0
Agosto	57.5	542.0	599.5
Septiembre	250.0	562.0	812.0
Octubre	250.0	576.0	828.0
Noviembre	150.0	683.0	833.0
Diciembre			
Total	1032.9		
Sept. a Nov.	650.0		

Nota: Se estima que se hubieran podido evitar los desembalses del Peñol y el sistema Bogotá, sin exceder la generación térmica disponible.

Lo anterior hubiera sido resultado de haber operado el sistema bajo la convicción de que el año 92 era un año crítico y de que era necesario llegar con un nivel de embalses suficientemente alto al comienzo del verano, con lo cual, cada vez que se hubiera visto la tendencia a disminuir el nivel de los embalses del sistema se habría incrementado la generación térmica hasta donde fuera posible.

C. Cuestiones metodológicas: las reglas de operación, el modelo de operación de ISA y el valor de los parámetros utilizados

Ahora bien, esa no es la regla con la que se ha venido operando el sistema. El sistema se ha venido operando con un modelo que minimiza el valor esperado de la operación ante distintas posibilidades hidrológicas, teniendo en cuenta que generar térmica es más costoso que generar energía hidráulica, pero también que una menor generación térmica durante el invierno puede conducir a mayores riesgos de racionamiento en el verano y, en consecuencia, a que en el verano se aumenten los costos tanto por una mayor generación térmica como por el racionamiento. Los resultados del modelo dependen críticamente entonces, de la forma cómo se hace el análisis hidrológico, de los supuestos sobre disponibilidad de las plantas térmicas durante el año siguiente y de fechas de entrada de otros proyectos, así como del valor que se da al costo de racionamiento; vale decir, sobre la forma cómo se representa tanto el riesgo de racionamiento como su costo.

La impresión que se tiene es la de que el modelo no dió las señales apropiadas, lo cual pudo deberse a uno de dos motivos:

(1) a que el valor de los parámetros utilizados subestimaba tanto el riesgo como el costo de eventuales racionamientos;

(2) a que la estructura y los criterios de operación del modelo no son los más apropiados para la operación de un sistema predominantemente hidroeléctrico, dado el enorme costo social que tiene la eventualidad del racionamiento.

Vamos a discutir en orden estas dos posibilidades.

En cuanto a la primera, es claro que el modelo se operó durante el año pasado con dos deficiencias de información: (i) un costo de racionamiento muy bajo ($28 por kilovatio hora); (ii) un estimativo de disponibilidad de plantas térmicas más alto que el que en realidad había y hubo posteriormente en el sistema.

Es importante anotar que desde años atrás se han venido cuestionando las cifras de disponibilidad térmica esperada que entregan las empresas a ISA, pues siempre resultan más bajas a la hora de la verdad, y los datos suministrados al modelo de operación no toman en cuenta esta sobreestimación sistemática. Esta última parece obedecer a la diferencia de precio de la denominada energía de "largo plazo" y la "estacional" u "optimizable". La segunda, más barata, es la que sustituye energía térmica que las empresas habrían estado en capacidad de generar, aunque a un mayor costo. De ahí el estímulo a sobreestimar la información sobre la propia capacidad disponible.

En cuanto al costo de racionamiento, desde finales de 1990 había clara conciencia de que era exageradamente bajo (en el modelo de expansión se usa una función que comienza en $92 por kilovatio hora y va subiendo de manera exponencial según el tamaño del racionamiento). El 14 y 15 de enero del año pasado ISA presentó un documento para cambiar este parámetro de operación. No se tomó ninguna decisión al respecto porque, con excepción de Empresas Públicas de Medellín, los representantes de las demás empresas consideraron que este costo era ya de por sí alto, comoquiera que en el evento de un racionamiento (pequeño) éste recaería sobre los consumos que pagan las tarifas más bajas. En otras palabras, la mayoría de las empresas valoraba los eventuales riesgos de racionamiento simplemente como la posibilidad de perder algunos ingresos, que se minimizarían concentrando el racionamiento en los usuarios más pobres. En adición, resulta claro que estaban subestimando la probabilidad de que hubiera racionamientos grandes, que hubieran obligado a racionar en otros segmentos de consumidores. La misma Acta dice que los técnicos del Ministerio de Minas y Energía, de Planeación Nacional, de la Junta de Tarifas y de la Comisión Nacional de Energía insistieron en la necesidad de cambiar el valor de este parámetro para que se dieran las señales correctas a la operación (vale decir para que se generara más térmica).

Cuando finalmente se tomó la decisión de elevar el valor del costo de racionamiento utilizado en el modelo, a finales de noviembre, la generación térmica dió inmediatamente un brinco de casi 200 GWH por mes (diciembre y enero), como se observa en el Cuadro 4. Las corridas del modelo de la Comisión Nacional de Energía indican que el cambio del costo racionamiento hubiera permitido embalsar 890 GWH adicionales y que, si no se hubiera sobreestimado la disponibilidad térmica, se habrían embalsado otros 235 GWH. Vale decir, entre los dos efectos, un total de 1.125 GWH adicionales, que equivalen al 47% del racionamiento total estimado en 2.400 GWH.

La discusión metodológica que se planteó alrededor de estos estimativos, inicialmente no compartidos por ISA, sugieren la necesidad de revisar los criterios y estructura del modelo de operación utilizado por esa empresa. Dicha revisión debe tomar en cuenta que la operación debe ser mucho más "conservadora" que la expansión, al contrario de lo que venía sucediendo. En efecto, resulta mucho más barato reducir riesgos de racionamien-

to incurriendo en el costo de utilización de combustibles térmicos con el fin de mantener niveles altos de embalsamiento, así ocasionalmente se desperdicie agua, que a través de una mayor inversión en excedentes de capacidad. En consecuencia, sería conveniente utilizar criterios de confiabilidad más exigentes en los modelos de operación que en los de expansión o sustituir el principio de minimización de costos esperados por otro que otorgue un mayor valor a los riesgos de racionamiento.

Una opción, como ya se indicó, sería la de introducir consideraciones de "aversión social al riesgo" en la función a optimizar. Otra sería la de basar la operación futura en reglas que resulten "robustas" ante eventos extremos, en particular ante eventos hidrológicos desafortunados. Este sería un criterio de operación enteramente distinto al que usan los modelos actuales. Es el que hoy en día se ha generalizado en los llamados "análisis de riesgo" en la literatura internacional. Una alternativa más podría consistir en determinar una meta de nivel de embalsamiento mínimo a comienzo de los veranos que garantice, con una probabilidad alta, que se pueden pasar veranos críticos sin racionamiento. Fijada esta condición terminal, el modelo podría determinar la operación de mínimo costo esperado que garantice, con una probabilidad alta, que se llegue a esa meta de embalsamiento al final del período de invierno. Los resultados, por supuesto, serían diferentes de los de un modelo que parte de minimizar el costo esperado de operación del sistema durante todo el tiempo.

Estos criterios alternos se justifican dados los inmensos costos de un racionamiento eventual y el hecho de que vale la pena pagar una póliza más alta (vale decir, operar una mayor proporción de térmicas así se suban los costos de operación del sistema) con el objeto de reducir a un mínimo los riesgos de racionamientos grandes. La operación futura podría basarse en reglas de operación que resulten "robustas" ante eventos extremos, en particular ante eventos hidrológicos desafortunados. Esto se justifica dados los inmensos costos de un racionamiento eventual y el hecho de que vale la pena pagar una póliza más alta (vale decir, operar una mayor proporción de térmicas así se suban los costos de operación del sistema) con el objeto de reducir a un mínimo los riesgos de racionamiento grandes. Este sería un criterio de operación enteramente distinto al que usan los modelos actuales de operación. Es el criterio que hoy en día se ha generalizado en los llamados "análisis de riesgo" en la literatura internacional.

Una alternativa podría consistir en determinar una meta de nivel de embalsamiento mínimo a comienzo de los veranos que garantice, con una probabilidad alta, que se pueden pasar veranos críticos sin racionamiento. Fijada esta condición terminal, el modelo podría determinar la operación de mínimo costo esperado que garantice, con una probabilidad alta, que se llegue a esa meta de embalsamiento al final del período de invierno. Los resultados, por supuesto, serían diferentes de los de un modelo que parte de minimizar el costo esperado de operación del sistema durante todo el tiempo.

D. Más allá de las cuestiones metodológicas: la utilización de los modelos en el proceso decisorio

Dejando la discusión metodológica sobre los modelos, es evidente que éstos deben usarse simplemente como ayudas al proceso decisorio y de ninguna manera deben regir de forma automática este proceso. Más concretamente, cuando el año pasado a partir de agosto se comenzó a observar una tendencia a la baja en los embalses agregados se hacía imprescindible tomar decisiones diferentes a las que aconsejaba el modelo, en el sentido de ordenar una mayor generación térmica que permitiera mantener el nivel de los embalses con una distancia suficiente sobre la de los niveles críticos. Más aún, la evidencia de que el embalse grande del sistema, el del Peñol, estaba bajando de nivel desde el principio del invierno, debería

haber llevado a adoptar una regla de este estilo, independientemente de las recomendaciones del modelo, por cuanto se sabía que 1992 era el año crítico y no se debía bajo ninguna circunstancia correr el riesgo de llegar con niveles de embalse bajos al inicio de la temporada de verano.

Debe advertirse que el mismo modelo y criterios parecidos se utilizaron en la operación en años pasados. Sinembargo, a diferencia de lo que ocurrió en 1991, en los años anteriores los embalses se recuperaron de manera continua y terminaron los inviernos en niveles de embalsamiento altos (superiores a los 8.500 GWH). Vale decir, en esos otros años no hubo señales de alerta que indicaran que se estaba presentando un problema de desembalsamiento durante el invierno que ameritara evaluar tanto los parámetros de utilización del modelo, como considerar la eventual conveniencia de abandonar sus prescripciones y de utilizar otras de sentido común. Esto además, es tanto más cierto por cuanto se sabía que 1992 era el año crítico a diferencia de años anteriores en los que había un mayor margen de capacidad.

E. Aspectos institucionales y financieros

De esta experiencia surgen también algunas inquietudes de carácter institucional y estructural. La primera, como ya se dijo, es la necesidad de modificar los criterios de operación y las herramientas de análisis que apoyen el proceso decisorio. La segunda es la de que, por razones similares a las aducidas en el caso del mantenimiento, los criterios generales de operación no deben ser definidos por las empresas, como quiera que, como ya se indicó antes, el costo de racionamiento para las empresas es varias veces inferior al costo que tiene para la economía. En consecuencia, habrá siempre una tendencia a subestimar los riesgos de racionamiento y el valor que éste tiene en la operación del sistema, si todas las decisiones de la operación son tomadas por las empresas generadoras, tal y como ocurría en el Comité de Operación de ISA y tal como ocurriría bajo el Consejo Nacional de Despacho, según el proyecto de Ley Eléctrica.

Este hecho lo reforzó, en los años pasados, la crisis financiera que enfrentaban las empresas, lo que hacía especialmente conveniente para ellas reducir la generación térmica, que implicaba mayores erogaciones en el corto plazo, y que simplemente les daba una mayor garantía de que en el futuro no habría problemas en caso de que se presentara una situación hidrológica desfavorable.

El análisis económico teórico indica cómo, por el hecho de que los costos de racionamiento para la economía en su conjunto son varias veces superiores a los que tienen para las empresas, sobretodo cuando éstas atraviesan una situación financiera crítica, es indispensable que la ley y que las entidades regulatorias (la nueva Superintendencia de Servicios Públicos) dispongan de elementos que obliguen a niveles mínimos de mantenimiento, a utilizar parámetros altos de costo de racionamiento en la operación (que reflejen los de la economía y no los de las empresas) y a establecer criterios de operación que pueden no ser los óptimos desde el punto de vista de las finanzas individuales de las empresas, pero que puedan minimizar los riesgos para el país de eventuales racionamientos ante situaciones hidrológicas desfavorables.

F. La parte inevitable del racionamiento

De lo anterior se colige que si hubiese habido una disponibilidad térmica más alta y se hubiese llegado a una situación de embalses satisfactoria a principios del verano de 1992, el racionamiento se hubiese podido evitar casi en su totalidad. Esto, naturalmente, hubiese requerido operar el sistema con criterios diferentes a los que se venían utilizando. Con mayor nibilidad térmica y el tipo de criterios que se venían utilizando, pero con valores más adecuados de los parámetros de costo de racionamiento y disponibilidad de plantas térmicas, según los estimativos de los modelos de la Comisión Nacional de Energía, se hubiese podido evitar

un racionamiento hasta por valor de 1.900 GWH **(850 Gwh por mayor disponibilidad térmica en 1992 y 1.123 Gwh por mejor operación del sistema en 1991)**. Si se estima el racionamiento total en los 2.400 GWH, ésto hubiese implicado que se hubiese podido evitar el 81.4% del racionamiento. Es posible que este porcentaje resulte inferior utilizando los modelos de ISA.

En cualquier caso, es evidente que el verano actual está dentro del 5% de las hidrologías más bajas, lo que hace que aun con sistemas de operación que buscaran garantizar con una probabilidad del 95% la satisfacción plena de las demandas de potencia y energía, podría haber ocurrido de todas maneras un racionamiento que, según los cálculos de los modelos de la Comisión Nacional de Energía, hubiese sido del orden de 19% de un racionamiento total de 2.425 GWH (vale decir de 450 GWH). En otras palabras, es posible que aún con mejores criterios de operación y parámetros más apropiados, de todas maneras se hubiese incurrido en un racionamiento, pero que éste hubiese sido apenas del orden de una quinta parte del racionamiento que está teniendo lugar.

V. LOS ATRASOS DE LOS PROYECTOS

A. Incidencia

Naturalmente, de no haberse atrasado los proyectos de Interconexión con Venezuela, Río grande II y Guavio, es posible que este racionamiento residual hubiese podido evitarse también. Sobre este particular, sinembargo, conviene hacer dos precisiones:

Sería necesario simular primero la operación del sistema como ocurrió (vale decir con el modelo de ISA y con los criterios que utilizó el modelo de ISA) estando presente o bien la línea de Interconexión con Venezuela o bien Ríogrande II. En efecto, desde finales de 1987 se sabía que Guavio entraría en operación en el segundo semestre del 92, y en cambio, en 1988 había casi plena seguridad de que Ríogrande II estaría en operación en el año 91, dado que era un proyecto que no tenía problemas de financiamiento o de construcción, a diferencia de lo que sucedía con el proyecto Guavio. El cálculo no podría hacerse tomando la energía firme de Ríogrande, comoquiera que de haber estado Ríogrande presente, el modelo habría sugerido una generación térmica menor de la que hubo, de modo que si bien se hubiera terminado con un nivel de embalsamiento superior al observado, la diferencia hubiese sido bastante inferior a la de la energía firme de Ríogrande II.

Lo mismo puede decirse en caso de que Guavio hubiese estado disponible. En este caso, en adición, habría que considerar el hecho de que la línea de transmisión habría sufrido seguramente también un atraso, como lo tiene hoy en día, de manera que no se hubiera podido sacar la totalidad de la generación potencial de Guavio. De cualquier manera una simulación de este estilo sería una simulación hipotética dado que desde finales de 1987 se sabía que Guavio iba a entrar en octubre del 92, y que se deberían haber tomado previsiones adicionales para tener una mayor disponibilidad térmica y para un manejo mucho más cuidadoso de los embalses que hubiese permitido iniciar el verano con mayores garantías.

B. Razones de los atrasos

A principios de 1988 se tenía plena seguridad de que Río Grande II entraría en operación en 1991, dado que no tenía problemas de financiamiento ni de construcción. Así consta en diferentes documentos de ISA de finales de 1987. Sinembargo, a partir del segundo semestre de 1988 comienza a aparecer un problema en el trámite de las licencias de importación de algunos equipos para el proyecto. Queda para los estudiosos de los procesos de administración pública el explicar cómo consiguen dos entidades del Estado enredarse en una disputa que atrasa por más de año y medio un proyecto de la envergadura e importancia de Río Grande II.

La programación inicial de Guavio, según Acta de Junta Directiva de ISA de junio de 1981, previó que entraría en operación de enero de 1987. El proyecto fue teniendo demoras sucesivas, de manera que en el Acta de Junta Directiva de mayo de 1983, la programación se encontraba ya para octubre de 1989; en el Acta de noviembre de 1984 se encontraba ya para octubre de 1990 (Cuadro 3) y como consta en documentos de 1987 de ISA[4] y de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá[5] la fecha más temprana de entrada en operación por esa época se estimaba en octubre de 1991.

Las demoras de cinco años y medio, y sus efectos sobre los costos financieros del proyecto y la liquidez de la EEEB se encuentran en el documento Proyecto Hidroeléctrico del Guavio Evaluación Ex-post, elaborado por consultores independientes para el Departamento Nacional de Planeación y fechado octubre 15 de 1991.

Allí se señalan las siguientes causas como las principales:

(1) El hecho de que cuando se encargó a la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá de la ejecución del proyecto y de la financiación de su mayor parte (a partir del Acuerdo de Cali de 1979), esta empresa no estaba preparada ni administrativa, técnica ni financieramente para llevar a cabo esta obra por su cuenta;

(2) A demoras continuas en el proceso de adquisición de predios;

(3) A problemas de construcción encontrados en razón de situaciones geológicas no previstas;

(4) A la crisis financiera de la EEEB.

Para ilustrar este último punto, conviene señalar cómo el proyecto presentaba un faltante de financiamiento de 430 millones de dólares en 1986, en razón tanto de los atrasos por 4 y medio años que ya había sufrido por entonces, como de los sobrecostos de construcción. La profunda crisis financiera de la EEEB, por su parte, no le permitía arbitrar ni conseguir por su cuenta los recursos faltantes.

El Banco Interamericano de Desarrollo, que ya estaba comprometido en el financiamiento del proyecto Guavio, estaba dispuesto a apoyarlo con un crédito adicional de 360 millones de dólares, pero se negaba a otorgarlo a la Empresa de Energía de Bogotá, por cuanto ésta había incumplido las condiciones de los créditos anteriores.

Comoquiera que hubiese sido imposible continuar la construcción del proyecto Guavio sin los 360 millones de dólares ofrecidos en principio por el BID, pero que éste se negaba a prestar a la EEEB, se convino en que el préstamo se haría en cabeza de ISA, y para que ISA pudiera justificar tomar un crédito de esa cuantía para apoyar un proyecto que en un 80% era de propiedad de la EEEB, se hizo necesario modificar la participación de otras empresas en el proyecto, incrementándola de tal manera que el préstamo a ISA sirviera para financiar los aportes de las demás empresas al proyecto Guavio.

Al iniciar las negociaciones entre el BID e ISA y la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, el BID solicitó una serie de estudios económicos que demostraban que, a pesar de los sobrecostos, Guavio todavía era un proyecto rentable y que aparecía como una opción dentro del plan de mínimo costo. Asimismo, exigió que esos estudios económicos contemplaran distintas fechas de puesta en operación del proyecto (octubre de 1991, octubre de 1992, octubre de 1993, octubre de 1994), para evaluar cuál de ellas presentaría una tasa interna de retorno más alta (un valor presente

[4] Análisis Económico del Proyecto Guavio dentro de la expansión del Sistema Interconectado Colombiano", ISA-OPUEG-36, agosto de 1987.

[5] Proyecto Hidroeléctrico del Guavio, Necesidad Energética del Proyecto. Alternativas de terminación". Julio de 1987.

de beneficios netos más altos) y que cumpliera también con las necesidades energéticas del sistema. Con base en la solicitud del BID, ISA y la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá produjeron documentos en los cuales llegaron a la recomendación de "reprogramar" el proyecto para que entrara en operación en octubre de 1992[6].

En el documento de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, queda claro que si bien en ese momento todavía se pensaba que sería posible entrar en operación en octubre de 1991, había problemas de construcción, como los que se habían presentado en el pozo de carga, y de trámites que arrojaban dudas sobre esa posibilidad.

VI. LA INTERVENCION DEL ESTADO EN EL SECTOR ELECTRICO Y EL PROYECTO DE LEY ELECTRICA

El proyecto de Ley Eléctrica propone una reorganización total del sector y, en particular, la libre participación del sector privado en la generación y operación del sistema. Conviene revisar algunas disposiciones del proyecto a la luz del análisis anterior.

Previo a ello, se requieren algunas consideraciones generales. No cabe duda sobre la conveniencia de introducir una mayor competencia en la generación eléctrica y, en particular, con respecto a abrir las puertas a la posibilidad de la instalación de centrales por parte del sector privado. Sinembargo, el mercado libre no garantizaría que en el futuro se eviten riesgos altos de faltantes de capacidad, y en consecuencia de racionamientos agudos, o, por el contrario, la aparición de excedentes muy grandes de capacidad que representen una asignación ineficiente de recursos en la economía y que conduzcan a la quiebra financiera de las empresas públicas o privadas que participen en esta actividad. Tampoco garantiza, como ya lo hemos señalado atrás, un nivel óptimo de gastos de mantenimiento en las centrales térmicas de reserva, ni una operación del sistema que tenga en cuenta los costos del racionamiento para toda la economía.

Estas *fallas de mercado,* en el lenguaje técnico económico, se originan en dos características del servicio eléctrico que lo distinguen de otras actividades económicas.

En primer lugar, en el hecho de que el servicio de electricidad es, esencialmente, un servicio no transable internacionalmente. En las condiciones actuales y en las previsibles por un largo plazo, Colombia estará en capacidad de intercambiar energía eléctrica con sus vecinos solamente en cantidades reducidas, limitadas por la capacidad de las líneas de interconexión que cruzan la frontera.

Cuando se trata de la producción de un bien o un servicio transable internacionalmente sin limitaciones, un defecto de capacidad instalada puede ser cubierto por importaciones, así sea a un mayor costo. A su vez, un exceso de capacidad instalada, puede dar origen a exportaciones, así éstas se lleven a cabo en condiciones de rentabilidad diferentes a las de las ventas nacionales.

En el caso del servicio de electricidad, por el contrario, una deficiencia grande de capacidad instalada no puede ser cubierta por importaciones, y en consecuencia da origen a racionamientos, cuyo costo para la economía nacional puede ser enormemente grande, como lo indican los estudios hechos al respecto y como se ha comprobado en la situación actual. A su turno, un excedente grande de capacidad instalada conduce inevitablemente a la crisis financiera de las empresas del sector, como ocurrió a partir de 1985 en el país.

Este hecho se agrava por los largos períodos de maduración de las inversiones en generación eléctrica, que hacen prácticamente imposible que el mercado no produzca faltantes o excesos signifi-

[6] Opcit.

cativos de capacidad de generación en determinadas instancias y que pueden dar lugar a ciclos de sobreinstalación, crisis financiera, baja inversión y, posteriormente, racionamientos que inducen de nuevo a la sobreinversión.

Por demás, como se indicó atrás, el costo del racionamiento para la economía excede en mucho el costo que tiene para las empresas generadoras. Estas simplemente pierden ingresos a las tarifas vigentes[7].

Se requiere, entonces, una intervención estatal enmarcada en un proceso dinámico y flexible de planeación de largo plazo. El proceso de planeamiento debe permitir al Estado la determinación oportuna de inversiones adicionales a las previstas por los actores descentralizados y la fijación de las obligaciones, responsabilidades y derechos de aquellos. Así, cuando quiera que el Estado encuentre que los proyectos de generación que están acometiendo o van a acometer las empresas públicas o privadas por su propia iniciativa no serán suficientes para atender las demandas de la comunidad, podría convocar a diferentes agentes económicos para que, en su nombre, presten cualquiera de las actividades del servicio de electricidad, mediante contratos de concesión, de servicios y otra figura jurídica similar, tal y como lo prevé el Proyecto de Ley.

No obstante, esta previsión no es suficiente. En efecto, supóngase que en un momento dado de tiempo, en el que resulta indispensable acometer la construcción de nuevos proyectos de generación, una o más empresas públicas o privadas han tomado la decisión voluntaria de acometerlos, y que, con base en esa información, el Estado no convoca a una licitación para otorgar nuevas concesiones. ¿Qué sucede si, posteriormente, una o varias de las empresas deciden cancelar sus planes de inversión, o se retrasan en ellos en forma tal que se causa un racionamiento severo? ¿Cuál sería la responsabilidad de estas empresas frente al enorme perjuicio causado a la comunidad y a la economía nacional? ¿Cuáles serían las sanciones que se le aplicarían?

Resulta indispensable establecer un sistema que fije las obligaciones (de terminación oportuna, mantenimiento y calidad del servicio) de los agentes descentralizados que lleven a cabo proyectos de generación de cierta envergadura para vender a la red pública y que determine las sanciones que acarrea su incumplimiento y el consecuente riesgo de racionamiento, o de calidad del servicio, que éste impone a otros agentes económicos y a la población en general.

En términos técnicos económicos, se trata de *cobrar* a los inversionistas individuales las externalidades negativas - la diferencia entre el valor del costo (o el riesgo) de los racionamientos para la sociedad con el costo (o riesgo) menor que representa para las empresas generadoras- que acarrea su incumplimiento, para que las decisiones se tomen con las señales correctas de precios y costos.

Las responsabilidades de cumplimiento del inversionista podrían ampararse por seguros obligatorios que respondan por las eventuales sanciones. En esta forma se reduce el riesgo del propio inversionista y el de la comunidad. Los pagos de sanciones ingresarían a un Fondo de Emergencia y Racionamiento que contribuiría a financiar planes de emergencia y a indemnizar a los consumidores ante un racionamiento eventual.

A las obligaciones y responsabilidades de los inversionistas deben corresponder derechos en materia de acceso no discriminatorio a la red pública, garantía de que el Estado no permitirá situaciones ruinosas de sobreinstalación, etc.

[7] El exceso del costo social sobre los recaudos perdidos de las empresas es, cuando menos, igual a los excedentes de consumidor que se pierden en la curva de demanda de corto plazo. Dada la inelasticidad de corto plazo de la demanda, en particular de los usuarios industriales y comerciales, el valor de esos excedentes es muy significativo.

La fijación de obligaciones, sanciones y derechos puede llevarse a cabo mediante un sistema de aprobaciones (permisos) y contratos, o mediante uno de registros y normas generales.

En adición, como ya se ha mencionado, la determinación de los riesgos y costos de racionamiento (y los criterios generales de operación no pueden quedar en manos de las empresas generadoras, sean éstas públicas o privadas, como ocurría bajo la anterior organización de ISA (Comité de Planeamiento de la Operación) y como lo propone el proyecto de Ley Eléctrica (Consejo Nacional de Despacho).

Si estos problemas no se corrigen, la nueva organización adolecerá de los mismos vicios de la anterior y el país no se verá libre de riesgos de racionamiento causados por falta de mantenimiento de las plantas de reserva, por niveles subóptimos de embalsamiento en los inviernos o por eventuales atrasos de los proyectos de generación públicos o privados.

En adición, como se ha señalado atrás, las fallas de mercado que ocasionan gastos subóptimos de mantenimiento y operación para reducir riesgos de racionamiento, se exacerban en situaciones de crisis financiera de las empresas generadoras. De ahí la importancia de adoptar una solución definitiva a la crisis financiera del sector, que se ha venido aplazando de manera inconveniente. Desde 1985 las autoridades económicas se han negado a reconocer que, después de la devaluación de ese año, algunas empresas del sector quedaron en situación de insolvencia y otras en estado crítico de iliquidez. En uno y otro caso se hace necesario reestructurar la deuda de las empresas y en el primero, además, es indispensable capitalizarlas[8]. El Gobierno ha venido adoptando medidas parciales al respecto desde 1986, pero la falta de una solución global y definitiva ha hecho que el problema se agrave, por cuanto los faltantes se han ido refinanciando en condiciones cada vez más onerosas. La reciente Emergencia Económica se utilizó con miras a alcanzar una solución completa al problema.

Finalmente, se debe anotar como la deficiente integración del planeamiento del sector energético en su conjunto incide en la severidad de los racionamientos. Los diagnósticos de los últimos años coinciden en señalar como el país muestra una estructura atípica e ineficiente del consumo de energéticos, en particular en el sector residencial. La escasa cobertura del suministro de gas natural y propano ha obligado a más de la mitad de los hogares colombianos a cocinar y calentar agua con energía eléctrica; la pequeña y mediana empresa industrial y comercial hacen también un uso excesivo de la energía eléctrica por la misma razón. De haberse procedido con mayor decisión a la masificación del suministro de gas propuesta en 1986 la demanda por energía eléctrica habría crecido menos, con lo cual el racionamiento total hubiese sido menor[9]. Más aún, la disminución de la participación de los barrios residenciales en el consumo de energía eléctrica habría permitido que los racionamientos no castigaran tan duramente a los hogares y la pequeña y mediana empresa; en efecto, el menor racionamiento se habría concentrado en la gran industria, como sucede en países con una estructura típica del consumo de energía eléctrica. Estas consideraciones refuerzan la urgencia de implementar los programas de masificación de gas adoptados por el actual gobierno.

---

[8] Es interesante anotar como se procedió de manera enteramente diferente con las empresas privadas a las que la devaluación de 1985 ocasionó problemas similares. En ese caso el Gobierno facilitó y subsidió la reestructuración de las deudas y la capitalización de las empresas a través del uso generoso de recursos de emisión: la resolución 33, los "cupos" especiales para el sector textil y siderúrgico, el Fondo de Capacitación Empresarial, el Fondo de Garantías para las entidades financieras (hoy Fogafín), etc. Esta evidente discriminación contra las empresas de servicios públicos merece un cuidadoso análisis de economía política.

[9] Ecopetrol adoptó finalmente la decisión de efectuar importaciones de gas propano, que se había venido considerando desde tiempo atrás, ya en pleno racionamiento de energía eléctrica.