

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

PROYECTO HIDROELECTRICO DEL GUAVIO

1991

1213

//

491
(491-493)

República de Colombia
Departamento Nacional de Planeación

PROYECTO
HIDROELECTRICO DEL GUAUVIO
EVALUACION EX-POST

República de Colombia
Departamento Nacional de Planeación

**PROYECTO HIDROELECTRICO DEL GUAVIO
EVALUACION EX-POST**

Informe elaborado por:
ASESORIA Y GESTION CIA. LTDA

Santafé de Bogotá, octubre 15 de 1991

INDICE

MATERIA	PAG.
INTRODUCCION	1
0. RESUMEN EJECUTIVO	1
0.1 CONTEXTO GENERAL	1
0.2 FORMULACION, CARACTERIZACION EX-ANTE Y ORGANIZACION DEL PROYECTO	1
0.3 DESARROLLO DEL PROYECTO	3
0.4 RESULTADOS ESPERADOS Y ANALISIS DE EFECTOS	6
0.5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	12
1. CONTEXTO GENERAL	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Estructura Institucional, Inestabilidad del Sector y Ausencia de un Marco de Planificación y Control	3
1.3 La Macroeconomía el Sector y el Proyecto	8
1.4 Comentarios al Contexto General del Proyecto	10
2. FORMULACION, CARACTERIZACION EX-ANTE Y ORGANIZACION DEL PROYECTO	12
2.1 Objetivos del Proyecto	12
2.2 Descripción del Proyecto	15
2.3 Caracterización del Proyecto	15
A. Generalidades	15
B. Componentes	17
C. Aspectos Energéticos	19
D. Aspectos Económicos y Financieros	21
E. Externalidades	25

2.4	Organización del Proyecto	26
2.5	La Organización General del Proyecto	29
2.6	Conclusiones respecto de la Formulación, Caracterización Ex-Ante y Organización del Proyecto	33
3.	DESARROLLO DEL PROYECTO	36
3.1	Evolución en la Primera Etapa (1981 - 1985)	36
3.2	Evolución en la Segunda Etapa (1985 - 1987)	42
3.3	Evolución en la Tercera Etapa (1987 - Actual)	52
4.	RESULTADOS ESPERADOS Y ANALISIS DE EFECTOS	58
4.1	Introducción	58
4.2	Efecto Energético del Proyecto	60
4.3	El Efecto Económico del Proyecto	65
	A. Los Sobrecostos del Proyecto	65
	B. La Rentabilidad del Proyecto	70
	C. Los Efectos Económicos y Financieros sobre la EEB	74
4.4	Las Externalidades del Proyecto	77
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	83
5.1	Introducción	83
5.2	El Proyecto Guavio	83
5.3	Otras Conclusiones y Recomendaciones	90
	ANEXOS	96

INTRODUCCION

El gobierno colombiano, a través del Departamento Nacional de Planeación, está interesado en desarrollar un "Sistema de Evaluación Expost" aplicable a las inversiones que realiza el sector público. Los propósitos generales de este sistema son tres:

- a) Extraer conclusiones que sirvan para la definición y ajuste de las políticas en materia de inversión pública;
- b) Allegar criterios que permitan una mayor racionalidad en la asignación futura de recursos a los distintos sectores, teniendo en cuenta los niveles de ejecución física, la calidad de la inversión y los beneficios esperados para la economía; y
- c) Aprender de la experiencia con el fin de lograr mayores niveles de eficiencia en la ejecución de los recursos públicos finalmente asignados por el gobierno.

Dentro de este contexto, el gobierno ha encomendado a un grupo de Consultores la "evaluación expost" de algunos proyectos de inversión que, por sus características e impacto, pueden dejar enseñanzas valiosas al país.

Uno de estos proyectos es la Central Hidroeléctrica del Guavio, cuya evaluación se presenta en este documento. Puesto que el proyecto aún se encuentra en su fase de construcción, no es posible hablar estrictamente de "evaluación expost". Sin embargo, dado que se encuentra ejecutado en un poco más del 80% y que su puesta en marcha está prevista para 1992, si es posible realizar el análisis global, entendiendo que algunos componentes (especialmente aquellos asociados con los beneficios) quedarán sujetos a cierto nivel de incertidumbre.

La evaluación del proyecto se desarrolla en la siguiente forma:

En el capítulo primero se analiza el entorno dentro del cual se formuló el proyecto.

En el capítulo segundo se presenta la caracterización inicial del proyecto, incluyendo el análisis de las consideraciones y cifras que llevaron finalmente a la decisión de ejecutarlo. En el capítulo tercero se hace un análisis detallado del desarrollo del proyecto hasta el momento actual, incluyendo las proyecciones actualizadas para lo que resta de la fase de construcción.

El capítulo cuarto, con base en la información analizada en los anteriores, hace una integración de los resultados esperados a lo largo de la vida útil del proyecto, desde el punto de vista técnico, económico y de externalidades de distinto tipo, comparando dichos resultados con los originalmente previstos. Consecuentemente, este capítulo presenta la evaluación *ex post* propiamente dicha.

Finalmente, el capítulo quinto analiza las causas de las desviaciones resultantes y presenta las conclusiones y recomendaciones derivadas del trabajo.

El cuerpo central del documento se complementa con 5 Anexos, uno para cada capítulo, en los cuales se presenta la información general y estadística que soporta o complementa los enunciados hechos en el texto principal.

El contenido del documento se condensa en un "Resumen Ejecutivo", el cual se presenta como "Capítulo 0".

Asesoría y Gestión, Cía. Ltda. agradece a las autoridades del Departamento Nacional de Planeación la confianza dispensada al confiarle este importante trabajo. Así mismo agradece la colaboración dispensada por el propio DNP, la Empresa de Energía de Bogotá, la Comisión Nacional de Energía y otras Instituciones que suministraron información, sin cuya ayuda hubiese sido imposible realizar el Estudio.

0. RESUMEN EJECUTIVO

0.1. CONTEXTO GENERAL

El periodo dentro del cual se toma la decisión de adelantar el proyecto hidroeléctrico del Guavio se caracteriza por un marco institucional inestable y un agudo sentido de urgencia en cuanto a la expansión del sistema. Estos dos factores, más que cualesquiera otros, determinan un desbalance muy grande en el proceso requerido para pasar de la identificación del proyecto a la iniciación efectiva de las obras. Mientras los estudios de factibilidad y diseño básico toman siete años, las actividades finales de planificación y programación técnica, financiera, organizacional y administrativa tienen apenas algo más de un año para su concepción y puesta en marcha.

Esto determina que en el momento de asumir formalmente el proyecto, la EEB se encuentre sin la preparación necesaria para llevarlo a cabo. El deseo vehemente de obtener la propiedad del proyecto, con el fin de incrementar su autonomía energética y su poder relativo dentro del sector, hace que todo el esfuerzo se dirija hacia esta meta, descuidando los factores operacionales determinantes para que la propiedad del proyecto, una vez alcanzada, se traduzca en los beneficios finalmente buscados por la empresa.

0.2 FORMULACION, CARACTERIZACION EX-ANTE Y ORGANIZACION DEL PROYECTO

Objetivos del Proyecto

Para la EEB, el proyecto tiene una importancia estratégica en varios frentes principales.

- a) En el frente energético, el proyecto fortalece significativamente a la EEB, reforzando su posición como un agente de primer orden en cuanto a potencia instalada y energía generada, y reduciendo sustancialmente su dependencia del sistema interconectado.
- b) En el aspecto económico, la alta tasa de retorno del proyecto (según algunos estudios, más del 19%) permite esperar un impacto económico muy favorable, suficiente para revertir definitivamente la tendencia que se viene observando en los últimos años.

c) En el aspecto técnico, el proyecto permite reforzar los beneficios esperados del proyecto Mesitas en cuanto a formación de recursos humanos de alto nivel, colocando al cuerpo de Ingenieros de la Empresa, en términos de "know how" y capacidad de manejo, en una posición de liderazgo que se ha resentido desde la aparición de ISA.

De los objetivos anteriores el más importante es el primero. Dadas las proyecciones existentes sobre crecimiento de la demanda, la capacidad prevista de generación y las compras posibles al sistema, el proyecto Guavio es indispensable para eliminar los racionamientos esperados en la zona de influencia de la Empresa y para evitar que, a través del incremento en sus costos operacionales como consecuencia de las compras a ISA, la EEB entre en un proceso de deterioro progresivo, tanto en el aspecto financiero como en el de servicio.

Descripción del Proyecto

El proyecto hidroeléctrico del río Guavio está localizado en la vertiente oriental de la cordillera oriental de Colombia, dentro de la cuenca del río Guavio, aproximadamente 120 kms. al oriente de Santa Fé de Bogotá. El proyecto se divide en dos zonas, la del embalse (con capacidad útil de almacenamiento de 950 millones de m³) y la de la central (presa de enrocado con 248 mtrs. de altura y 17 millones de m³ de relleno), con una separación en línea recta entre las dos zonas de 15 kms. y una diferencia de altura cercana a los 1100 mtrs. El promedio anual de flujo hacia el embalse es de 72 m³/s.

El proyecto está dimensionado para instalar una potencia inicial de 1000 MW (mediante cinco unidades generadoras de 200 MW cada una) incrementable a 1600 MW en una segunda etapa (tres unidades adicionales de 200 MW cada una), y para producir una energía equivalente a 7500 GWH/año en años de hidrología promedio y a 5350 GWH/año en años "secos".

Con las proyecciones disponibles en 1981, desde el punto de vista de la potencia instalada, el proyecto es indispensable para evitar el racionamiento e incrementar el nivel de autosuficiencia de la EEB. En cuanto a la generación de energía, el efecto neta del proyecto Guavio en este aspecto es reducir la dependencia de la empresa del sistema interconectado, atendiendo con recursos propios el 64% de sus necesidades de energía en 1990, contra apenas un 42% en caso de no realizar el proyecto.

En 1981, el costo total del proyecto se estima en US\$ 1053.1

millones. Los requerimientos financieros totales, incluyendo intereses durante la construcción, se calculan en US\$ 1303.1 millones. El componente de moneda externa del proyecto alcanza el 71.2% del total. Este mismo porcentaje se financia con crédito externo. Lo anterior indica un alto apalancamiento financiero del proyecto, aun sin tener en cuenta que una porción del aporte local será a su vez financiada con crédito. Así mismo muestra que una parte importante del financiamiento externo (36.65%) - cofinanciamiento a cargo de bancos comerciales no especificados - se encuentra sin definir siquiera preliminarmente.

El cálculo de rentabilidad ex-ante muestra una tasa de retorno muy superior al costo de oportunidad del capital. Esta conclusión concuerda con el análisis ex-post del propio Banco Mundial, el cual concluye que "(...) Guavio debería haberse clasificado como un proyecto infra-marginal, con una tasa de retorno significativamente mayor que la indicada por la evaluación hecha a precios de mercado (por el SAR Guavio, 1981)".

En resumen, entonces, puede decirse que en el momento inicial el proyecto muestra una rentabilidad satisfactoria, capaz de cumplir las expectativas de sus dueños desde el punto de vista económico. El proyecto genera, además, numerosas externalidades positivas.

Con la firma del "Acuerdo de Cali" en 1979, el Guavio pasa a ser responsabilidad de EEB. La empresa adquiere más del 70% de la propiedad del proyecto. Esta distribución de propiedad se mantiene hasta 1986. En el momento de asumir la responsabilidad del proyecto Guavio, la EEB se encuentra en una situación débil. Si bien es cierto que su "record" le permite aspirar al desarrollo de un proyecto de la magnitud y complejidad del Guavio, no lo es menos que, en ese momento, sus recursos se encuentran sobre-extendidos, haciendo que la empresa quede sujeta a una vulnerabilidad extrema ante cualquier contingencia de carácter técnico o financiero que pueda surgir.

0.3 DESARROLLO DEL PROYECTO

Evolución en la Primera Etapa (1981 - 1985)

Entre 1981 y 1984, el proyecto sufre incrementos efectivos en costos superiores a los US\$ 212 millones, primordialmente como resultado de la no disponibilidad de predios, y

secundariamente por problemas administrativos y financieros de la empresa. Al mismo tiempo, como producto de la rotación del personal superior, el seguimiento sufre cortes importantes y las gestiones de alto nivel - absolutamente indispensables para minimizar los tropiezos que ya son importantes - se dificultan ante el cambio de interlocutores en la empresa. Este proceso, como se muestra más adelante, se agudiza en los años siguientes, complicando aún más el normal desarrollo del proyecto.

El impacto de los racionamientos ocurridos a comienzos de la década y otros factores inciden negativamente sobre el consumo de energía, produciéndose una reducción drástica con respecto a las expectativas existentes a finales de los 70s. Esto le quita presión al proyecto en cuanto a su fecha de entrada, pero al mismo tiempo impacta negativamente a la empresa a través de una reducción en sus ingresos.

Al final del periodo el proyecto ya muestra desviaciones notables con relación a las previsiones originales, pero ellas se encuentran dentro de límites tolerables. Los problemas se ven como algo coyuntural ya superado (predios e iliquidez inicial) y se asocian fundamentalmente con los aspectos financieros, por lo cual el énfasis se coloca en la obtención de nuevos recursos. El periodo termina con la obtención del segundo crédito BID (primer crédito complementario, 126-IC/CO) sin que se haya producido un replanteamiento de fondo.

Evolución en la Segunda Etapa (1985 - 1987)

En contraste con lo esperado al finalizar la primera etapa, el proyecto durante la segunda no mejora sino, por el contrario, empeora su situación. El impacto financiero de las demoras, cambios de diseño, reprogramaciones, etc., adquiere su verdadera magnitud, afectando gravemente las finanzas de la empresa, poniendo en peligro incluso su viabilidad financiera.

Tan grave como lo anterior, durante el periodo la empresa pierde la perspectiva y el manejo requeridos, debido a la continua rotación de su cuerpo gerencial. Uno de los efectos de esta situación es la dificultad para mantener en buen pie las relaciones interinstitucionales, ante el frecuente cambio de las autoridades de la empresa. El equipo humano a cargo del proyecto se desdibuja, y es por tanto incapaz de realizar el replanteamiento de fondo. La EEB, consciente e inconscientemente, comienza a apoyarse cada vez más en soluciones externas, aprovechando la actitud que hasta ese momento ha mostrado el Gobierno Nacional.

A pesar de la problemática expuesta en los párrafos anteriores, el proyecto continúa. A finales de 1987, tanto la empresa como el gobierno nacional y la banca multilateral consideran que, una vez obtenido el financiamiento solicitado al BID, el proyecto queda definido totalmente, reconociéndose un atraso, con respecto a la fecha original, superior a los cinco y medio años. La decisión de continuar con el proyecto se toma con base en el criterio de rentabilidad incremental de los recursos que faltan por invertir, pues en ese momento ya es claro que la rentabilidad del proyecto en conjunto no es satisfactoria.

Evolución en la Tercera Etapa (1987-Actual)

A finales de 1987, una vez asegurado el crédito BID a ISA para financiar sus aportes al proyecto, éste entra en lo que puede considerarse como su etapa definitiva de terminación. No obstante, como consecuencia de los problemas financieros de la empresa y los problemas de gestión, el ritmo de trabajo es lento.

Aparte la lentitud con la cual se avanza, las novedades importantes en este último periodo se refieren al componente financiero. Tomando como "cifras finales" del proyecto las existentes en el mes de septiembre de 1991, entre 1987 y este año el presupuesto se incrementa en US\$ 442 millones, de los cuales US\$ 319.8 millones (el 72.3%) corresponden a intereses. Estos intereses reflejan básicamente nuevos créditos obtenidos para financiar pagos a contratistas (Convenios 9 y 10 y Acuerdo 13), el crédito BID-LCC por US\$ 200 millones y el efecto de la revaluación de la canasta de monedas, contabilizado a medida que se realizan las inversiones.

A la fecha de este documento, el cronograma del proyecto establecido desde 1987 se mantiene, es decir, se espera que las pruebas de las primeras unidades se realicen en el mes de septiembre de 1992, para un atraso total acumulado, con respecto a la fecha inicial (julio de 1986) superior a los seis años. Bajo la suposición de que el crédito solicitado al BID-LCC por US\$ 200 se obtenga oportunamente, y no ocurran imprevistos mayores, se puede pensar que dicha fecha de entrada del proyecto es factible. En este caso, las inversiones en el proyecto continuarán hasta el año de 1993, concentrándose en este último año en obras asociadas a las líneas de transmisión y la adquisición y montaje de algunos equipos menores. De cumplirse todo lo anterior, el proyecto comenzará a producir beneficios a finales de 1992, alcanzando un nivel cercano a su estado estable a partir de 1994.

Sin entrar a cuestionar las proyecciones realizadas, las cuales son mantenidas por la empresa y, hasta donde el Consultor conoce no han sido impugnadas por la misión del BID del mes de septiembre, es necesario reiterar que, a la fecha, el cronograma del proyecto ha perdido todas las holguras previstas, por lo cual la fecha de entrada mencionada supone un programa de ejecución muy rígido.

Dado lo expuesto en el párrafo anterior y el desempeño histórico del proyecto, el Consultor considera que, a pesar de que la fecha de segundo semestre de 1992 para la entrada del proyecto es posible, ella es poco probable, por lo cual puede presentarse todavía un deterioro adicional en el impacto económico del proyecto para la empresa y el sector eléctrico colombiano, considerado como un todo.

0.4 RESULTADOS ESPERADOS Y ANALISIS DE EFECTOS

En el momento de escribir este documento han transcurrido casi exactamente diez (10) años desde la fecha en la cual se dió la orden de iniciación de los trabajos para la construcción del proyecto y, según las proyecciones existentes, faltan dos (2) más para que él pueda considerarse terminado. Si las proyecciones existentes se cumplen, una vez el proyecto concluya habrán pasado doce (12) años desde la orden de iniciación, y más de catorce (14) desde el momento en que ISA inició las actividades de adquisición de tierras y construcción de la infraestructura de acceso a la zona.

En un lapso tan largo, muchas cosas cambian con respecto a las condiciones y circunstancias dentro de las cuales se formula originalmente el proyecto. De un lado, las proyecciones de demanda sufren múltiples modificaciones, siempre hacia abajo, reduciendo así la corriente de beneficios asociada con el proyecto. Del otro, los costos se han incrementado notablemente. Estos dos factores, actuando en forma simultánea, necesariamente deben llevar a una reducción drástica de la rentabilidad del proyecto, afectando la situación financiera de sus dueños.

De otra parte, el sector eléctrico como un todo se encuentra sumido en una profunda crisis. Aún cuando en este momento no se anticipan problemas para el suministro de energía en los próximos años, la situación financiera del sector es crítica en el corto plazo.

En estas circunstancias, el análisis de efectos del proyecto se encuentra todavía hoy sujeto a un alto grado de

incertidumbre. Por una parte, sus costos todavía pueden variar, ya que algunas condiciones financieras no se encuentran completamente definidas y las obras mismas pueden sufrir contratiempos no anticipables en 1991. Por la otra, los ingresos del proyecto no solamente dependen de la disponibilidad de alternativas para la provisión de energía, -lo que se verá afectado con el nuevo marco institucional - sino del impacto que tales alternativas y los nuevos esquemas permitidos de mercadeo tengan sobre las tarifas efectivas.

El Efecto Energético del Proyecto

Hay un enorme desfase entre las proyecciones iniciales con respecto a las que hoy se consideran adecuadas. La demanda real de energía en 1990, apenas alcanza el 66% de la esperada en las proyecciones iniciales y la potencia sólo llega al 61%. Las cifras proyectadas originalmente para 1990 no serán alcanzadas siquiera en el año 2000. En este año, la demanda proyectada resulta ser el 92.1% de la esperada para 1990 en las proyecciones vigentes en 1981.

Según las proyecciones actuales, en el período 1992-2000 la generación incremental conjunta del sistema interconectado con respecto a 1991, es de 59.5 TWH. De este total, 33.5 TWH corresponden al Guavio, lo que significa que el proyecto, en último término, proveerá aproximadamente el 56.3% de la energía incremental generada por el sistema como un todo en este período. Esto significa, suponiendo que el proyecto entra plenamente en 1994 y que las proyecciones actuales se cumplen, el proyecto representará, en el año de su entrada plena, aproximadamente el 10.8% de la energía total generada por el sistema y el 11.0% del total de potencia. En cuanto a su impacto sobre la auto-suficiencia energética de la EEB, como se puede ver en el cuadro siguiente sobre el balance energético de la EEB en el período 1991 - 2000, el efecto del proyecto es muy grande ya que desde 1994, la EEB se convierte en una exportadora neta de energía, gracias a su capacidad ampliada de generación.

En conclusión, entonces, puede decirse que el proyecto se queda corto en cuanto a su efecto energético sobre el sistema nacional con respecto a los objetivos originales. Por el contrario, su impacto sobre la auto-suficiencia energética de la EEB es mucho mayor que el previsto en la proyección original, disminuyendo las necesidades de compra de energía al sistema a cero, e incrementando la confiabilidad del servicio en la zona de influencia de la EEB. Este efecto positivo, sin embargo, no es imputable al

proyecto como tal, sino más bien a la drástica disminución de la demanda en la zona de influencia de la EEB, frente a las proyecciones iniciales. De haberse cumplido éstas, el proyecto habría fallado gravemente, ya que su retraso - sólo imputable en un porcentaje pequeño a decisiones deliberadas de política macroeconómica - hubiese hecho prácticamente imposible superar los problemas de racionamiento general del país y más concretamente de la zona de influencia de la empresa.

El Efecto Económico-Financiero del Proyecto

Uno de los temas que ha recibido mayor atención a lo largo de la vida del proyecto es el de sus sobre-costos. De hecho, la imagen pública de la EEB se ha visto seriamente afectada por la magnitud de las cifras ventiladas en la prensa y otros medios sobre esta materia. Desafortunadamente, el tratamiento dado a este problema se ha caracterizado por su falta de rigor, ya que normalmente las comparaciones se han hecho tomando las cifras vigentes en los distintos años y obteniendo a partir de ellas los porcentajes de incremento, concluyendo que tales porcentajes constituyen el sobre-costos del proyecto.

Lo anterior, por supuesto, es incorrecto. Al proceder en esta forma se está desconociendo el efecto de los cambios de precios, el cual ha sido considerable en el período cubierto por el desarrollo del proyecto. Por esta razón, para poder hacer un estimativo de los sobre-costos verdaderos, es necesario trabajar en cifras constantes, ya que sólo de esta manera pueden compararse apropiadamente los presupuestos vigentes en épocas distintas.

Consecuentemente, al hacer los cálculos en cifras constantes se llega a la conclusión que, aún cuando es cierto que el proyecto ha sufrido sobre-costos muy apreciables, éstos no son de la magnitud usualmente mencionada en la prensa u otros estudios dirigidos a crear "hechos de opinión". En efecto, el sobre-costos total del proyecto, suponiendo que las cifras vigentes en septiembre de 1991 se mantienen, es de US\$ 639.0 millones de 1980, es decir, un 52.9%.

En este sobre-costos total a su vez es necesario separar dos componentes que tienen un comportamiento muy distinto: el componente de costos directos y el componente financiero. El componente de costos directos muestra un sobre-costos relativamente pequeño (US\$ 153.7 millones de 1980, el 14.6%), mientras el componente financiero muestra un sobre-costos muy grande (US\$ 486 millones de 1980, el 194.4%). El peso de este último en el presupuesto general del proyecto es lo que determina, en último análisis, que éste haya

sufrido un sobre-costos total cercano al 50%, ya que del total de sobre-costos un 76% corresponde a gastos financieros y únicamente un 24% a costos directos de construcción.

En consecuencia, puede decirse que los incrementos reales en el componente de costos directos son causados por los retrasos, las variaciones en diseños y obras, y los reclamos, y no por un incremento real generalizado en los precios unitarios de construcción. En otras palabras, de no haberse producido los problemas ampliamente reseñados en este documento, el costo ex-post del proyecto Guavio hubiese resultado menor que el inicialmente previsto. Esta es una triste conclusión porque demuestra que, de haberse dado un manejo más adecuado al proyecto, éste hubiese superado incluso las expectativas iniciales, en sí mismas muy buenas.

La magnitud relativa del sobre-costos financiero (76% del sobre-costos total) refuerza lo dicho reiteradamente en este documento respecto del descuido con el cual se maneja este importante aspecto desde el comienzo del proyecto. De haberse tenido en cuenta seriamente este componente, y su efecto sobre la rentabilidad, seguramente se habría dado un manejo distinto al proyecto una vez detectados los primeros retrasos, y la empresa habría sido mucho menos pasiva en su interacción con las autoridades centrales. Este punto tiene que ver además con el inmoderado nivel de riesgo financiero con el cual se plantea la ejecución del proyecto. La empresa inicia actividades sin ninguna disponibilidad de fondos propios, basando todo el flujo de caja en crédito externo. Esto determina que se adquieran compromisos financieros muy grandes desde el comienzo del proyecto, permitiendo que los grandes retrasos iniciales tengan un impacto pleno sobre los costos financieros.

La Rentabilidad del Proyecto

Para calcular la rentabilidad ex-post del proyecto, se parte de las bases descritas en el texto, las cuales en general coinciden con las utilizadas por FEN en la última proyección financiera del sector. El caso base (condiciones "normales", arroja una Tasa Interna de Retorno del 6.98%.

El Valor Presente Neto del Proyecto, utilizando una tasa de descuento del 12%, resulta ser de - US\$ 319.1 millones de 1980. Esta cifra, a su vez, traída a su equivalente en 1991, lleva a que el valor presente neto del proyecto Guavio hoy es de - US\$ 453.1 millones de 1991.

Si se tienen en cuenta los intereses durante la construcción, una forma mucho más estricta de medir la

rentabilidad del proyecto, la tasa interna de retorno baja al 5.05% y el VPN evaluado al 12% resulta ser de - US\$ 576.7 millones de 1980. De nuevo, trasladando esta cifra a su equivalente en 1991, el VPN actual del proyecto resulta ser de - US\$ 818.9 millones de 1991.

Alrededor de este "caso base" se realiza algún análisis de sensibilidad. Un caso especial del análisis de sensibilidad está constituido por la posibilidad de que el proyecto se retrase un año más, dada la inexistencia de holgura para la ruta crítica. El análisis hecho supone simplemente que la primera unidad entre a finales del 93 y no a finales del 92, manteniendo igual el flujo de allí en adelante.

Los resultados del análisis de sensibilidad anterior se resumen en el cuadro siguiente.

	TIR	VPN (US\$ millones de 1980)			
		6.0%	8.0%	10.0%	12.0%
CASO BASE	6.98%	187.7	-129.0	-265.5	-319.1
SensMacro.	7.65%	331.3	- 46.9	-215.7	-287.5
SensEnerg.	7.26%	246.3	- 95.2	-244.8	-305.8
SensGasto.	6.96%	182.3	-130.3	-265.8	-318.9
SensTarif1.	5.57%	- 64.0	-251.0	-328.0	-353.3
SensTarif2.	10.52%	1143.3	411.4	58.0	-116.4
SensRetra.	6.42	80.8	-199.2	-313.8	-353.5

Como puede verse, dada la magnitud de la corriente de costos y la postergación en el tiempo de los ingresos como efecto de los retrasos, el proyecto resulta mínimamente sensible a variaciones que, con algún grado de realismo, puedan afectar la corriente neta de beneficios. El único caso en el cual hay un incremento significativo sobre la rentabilidad del caso base, es aquel en el cual se supone un crecimiento del 100% de la tarifa a partir de 1994. Lo más grave es que aún en este caso extremo, que obviamente no tiene factibilidad alguna, la tasa interna del proyecto sigue siendo inferior al 12% y el VPN evaluado a esta tasa de referencia sigue siendo negativo en una cuantía muy apreciable (US\$ 116.4 millones).

El caso más preocupante es, por supuesto, el atraso de un año adicional. Si esto ocurre, la rentabilidad del proyecto (sin intereses durante la construcción) desciende al 6.42%, para un VPN (12%) de -US\$ 353.5 millones. Si se incluyen los intereses durante la construcción, la rentabilidad baja al 4.6%, para un VPN (12%) de -US\$ 611.0 millones. A precios de 1991, este último caso llevaría a un VPN (12%) de - US\$ 867 millones.

Lo que demuestran las cifras anteriores es que el proyecto ya no tiene viabilidad alguna desde el punto de vista económico. En otras palabras, la construcción del Guavio representa en definitiva una pérdida muy cuantiosa para la EEB, imposible de absorber en una forma distinta a su amortización en los años futuros, con algún impacto positivo vía reducción de impuestos de renta, en caso de que la empresa quede finalmente sujeta al régimen impositivo normal. Desde un punto de vista práctico, por supuesto, el proyecto comienza a tener un impacto financiero positivo sobre las finanzas de la empresa a partir de 1992, ya que, como todo proyecto hidroeléctrico, sus costos operacionales son mínimos comparados con las ventas.

Los Efectos Económicos y Financieros sobre la EEB

Los efectos económicos y financieros sobre la empresa de un proyecto con las características que finalmente muestra Guavio, obviamente son catastróficos. A pesar de que la empresa, gracias a la ayuda del Gobierno, ha crecido en forma paralela a su mercado, el impacto económico de un proyecto con un VPN negativo del orden de US\$ 800 millones, necesariamente es enorme.

Como consecuencia de lo anterior, la EEB, que según las proyecciones originales ha debido disfrutar desde 1987 de una situación económica y financiera boyante como resultado de la entrada de Guavio, en 1991 se encuentra en una situación crítica.

En 1991, la generación interna neta de EEB es de -US\$ 172 millones. En 1992, la cifra es -US\$ 77.5 millones. En 1993, aunque modesta, la generación interna neta de la empresa es positiva (US\$ 4.3 millones) y en 1994 vuelve a descender, prácticamente a cero. El valor de la generación interna en el período 1991 - 1994 es de - US\$ 244.6 millones. De otra parte, el servicio de la deuda en 1991 representa el 171% de los ingresos operacionales.

El efecto del proyecto es muy grande. Mientras sin Guavio el valor presente (al 12%) de la generación interna neta en el período 1991 - 2000 es de + US\$ 894.5 millones, con Guavio dicho valor presente, evaluado a la misma tasa, resulta ser apenas de US\$ 81 millones, para un efecto negativo superior a los US\$ 810 millones.

Ante una situación tan crítica, el Gobierno Nacional está considerando la posibilidad de apoyar nuevamente a la empresa, mediante un conjunto de medidas entre las cuales sobresalen la compra de sus acciones en ISA, con la

consiguiente inyección de recursos, el otorgamiento de un crédito transitorio de FEN, la refinanciación de las deudas existentes con esta entidad y el traspaso de la propiedad del Guavio en un 100% a la empresa.

Con las medidas anteriores - que en la práctica significan un nuevo e importante refinanciamiento de la deuda de la empresa - las proyecciones indican que aún cuando ésta continuará en una situación muy delicada durante 1991 y 1992 (lo que resta para que Guavio entre en forma parcial) a partir de 1993 su situación evoluciona de manera favorable. La generación interna neta pasa de US\$.8 millones en 1994, a US\$ 296.6 millones en el año 2000. Por su parte, el servicio de la deuda evoluciona muy favorablemente, llegando en el año 2000 a representar solamente el 30% de los ingresos operacionales proyectados. En general, todos los indicadores de la empresa muestran la misma evolución positiva.

De resultar ciertas estas proyecciones, bastante optimistas respecto de lo que puede lograrse en términos de reajuste de tarifas, al terminar el siglo la empresa habrá finalmente superado los problemas derivados del proyecto hidroeléctrico del Guavio.

Las Externalidades del Proyecto

Las externalidades del proyecto, desde la óptica inicial, se pueden agrupar en cuatro grandes bloques: a) el impacto regional, representado en todos los desarrollos físicos y sociales imputables directamente o inducidos por el proyecto; b) el impacto institucional sobre la empresa, es decir el conjunto de efectos diferentes a los puramente energéticos y económico-financieros; c) el impacto sobre el sistema energético nacional; y d) el impacto macroeconómico.

Ya prácticamente terminado el proyecto, el grupo que sobresale en cuanto a resultados obtenidos es el de las externalidades regionales. Los demás impactos (institucional, macroeconómico) son negativos.

0.5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Toda evaluación ex-post, especialmente cuando el proyecto bajo estudio no se ha terminado todavía, tiene dos propósitos principales. De un lado, obtener conclusiones

sobre el proyecto mismo. Del otro, aprender para el futuro. En el cuanto a lo primero, las conclusiones deben permitir, en la medida posible, tomar decisiones que lleven a maximizar los efectos positivos (y/o minimizar los negativos) de la inversión pasada y de aquella que no se ha causado aún, buscando en todo caso que el efecto final del proyecto sea el mejor posible. En cuanto a lo segundo, se trata de rescatar aquellos elementos de la experiencia que, debidamente asimilados, lleven a mejorar el proceso de asignación de recursos en el futuro. La evaluación del proyecto hidroeléctrico del Guavio lleva a varias conclusiones que valdría la pena intentar generalizar. No se trata de hacer teoría alrededor de un caso. Más bien se busca que, con los resultados de la evaluación y lo que se conoce de otras inversiones públicas en Colombia, se puedan extrapolar algunos conceptos que a la luz de lo aprendido son plausibles.

En este contexto, las conclusiones y recomendaciones que se presentan en este capítulo no necesariamente son un corolario estricto de lo expuesto a lo largo del documento. Ellas incorporan opiniones del Consultor que, en su concepto, están razonablemente sustentadas por la experiencia analizada y pueden ser útiles para los procesos decisionales que deberán surtirse en el futuro para la asignación de los recursos del Estado.

El Proyecto Guavio

Desde el punto de vista de su formulación teórica, Guavio es un buen proyecto. Su impacto energético es muy significativo, tanto a nivel nacional como de las empresas propietarias, y se produce en el momento oportuno. El impacto económico es igualmente atractivo, con una tasa interna de retorno esperada más del 50% por encima de la tasa de oportunidad de referencia en el momento de tomar la decisión. El proyecto presenta además externalidades interesantes, tanto para la entidad ejecutora, como para la región donde se va a desarrollar y la economía nacional. Consecuentemente, la evaluación ex-ante indica de manera clara la conveniencia de adelantarlos.

No obstante lo anterior, la evaluación ex-post indica que Guavio resulta ser un mal proyecto, incapaz de lograr sus objetivos. En algunos aspectos (como en el energético) la deficiencia del proyecto es parcial, ya que, finalmente, el proyecto proveerá la energía prevista inicialmente, pero lo hará con un enorme retraso y a un costo muy alto. En otros (como en el económico) el efecto es completamente contrario al esperado. En lugar de incrementar el valor de las empresas propietarias, el proyecto las deprecia de manera

significativa, obligándolas a reconocer una pérdida neta muy considerable. Finalmente, en el componente de externalidades el proyecto también falla, aunque en este caso hay efectos distintos dependiendo de la perspectiva.

Ante una situación como ésta, la pregunta que inmediatamente surge es: ¿Qué pasó? ¿Cómo es posible que un proyecto con las características mostradas por la evaluación ex-ante llegue al estado que muestra la evaluación ex-post? Una posibilidad obvia es pensar que los elementos de juicio utilizados en la evaluación ex-ante hayan estado equivocados, o que ésta haya sido mal hecha. La otra es que, siendo razonable esta evaluación, la ejecución del proyecto se haya apartado tanto de lo previsto, que haya modificado por completo el escenario dentro del cual se tomó la decisión de adelantar el proyecto. La tercera alternativa es, por supuesto, que haya ocurrido una mezcla de las dos cosas anteriores.

Del análisis hecho es posible decir que lo ocurrido con Guavio no es el producto de una decisión equivocada, o que haya sido un error inducido por una evaluación mal hecha. Como se menciona en este documento, ciertamente la evaluación ex-ante no tuvo en cuenta en la medida recomendable los factores de riesgo, específicamente aquellos relacionados con el impacto financiero de eventuales retrasos. Pero es obvio que ningún análisis de sensibilidad puede razonablemente suponer desviaciones en el cronograma de más del 100% y tomar en cuenta este resultado para propósitos decisionales.

Lo que sí puede hacerse a partir de un análisis de sensibilidad como el descrito, dada la experiencia histórica conocida, es establecer un esquema financiero en el cual el impacto de las desviaciones de los primeros años, en caso de presentarse, sea leve. Una manera de lograr esto es no apalancar tanto la inversión, o, si es indispensable, hacerlo pero procurando utilizar los fondos propios al principio, cuando los factores de incertidumbre son mayores, dejando que los compromisos financieros externos se causen cuando el desarrollo del proyecto entre a depender más de factores controlables por la administración.

En el caso de Guavio, desafortunadamente, el esquema financiero es el opuesto. Todo el desarrollo inicial del proyecto se basa en los desembolsos del crédito externo, adquiriendo desde muy temprano los compromisos y permitiendo que las demoras ocurridas entren a impactar plenamente los costos financieros de la empresa. Como se muestra en el capítulo cuarto, la empresa inicia el proyecto con base en un crédito por US\$ 95 millones, ya que carece de recursos propios para pagar los anticipos pactados. En 1982, la deuda contratada es de US\$ 454 millones. En 1985, cuando el

porcentaje de avance de la obra es del orden del 30%, la empresa ya tiene préstamos efectivos por US\$ 894 millones. Finalmente, en 1988, cuatro años antes de terminar el proyecto, el monto de los préstamos efectivos es de US\$ 1319.8 millones.

Teniendo en cuenta lo anterior, puede concluirse que la formulación integral del proyecto muestra deficiencias, no en cuanto a la evaluación ex-ante como tal, sino en el excesivo optimismo con el cual se interpretan sus resultados. Al desestimar el riesgo financiero implícito en el proyecto, se adopta un esquema de apalancamiento que es excelente si las cosas salen bien (ya que genera una muy alta rentabilidad sobre fondos propios) pero que es nefasto si las cosas resultan mal. Una actitud más prudente por parte de la EEB debería haber llevado a adoptar un esquema de financiamiento distinto o, en último caso (como lo sugieren algunos documentos de la propia empresa) tomar un porcentaje de participación menor para repartir el riesgo.

Dicho esto, resta examinar la segunda posibilidad, es decir, que la ejecución del proyecto se haya apartado tanto de las previsiones iniciales, que el escenario inicial haya dejado de ser válido. A la luz de la experiencia analizada, esto claramente es el caso de Guavio.

En conclusión, entonces, la transformación de Guavio de un excelente proyecto ex-ante a un mal proyecto ex-post, es el resultado de errores o imprevisiones administrativas de la EEB (con algo de mala suerte) que se inician al aceptar la responsabilidad de adelantar el proyecto sin estar preparada para ello, y sin tener una visión adecuada de sus características. La ausencia de una organización sólida para gerenciar una obra que representa una porción muy apreciable del total de los activos de la empresa, la lentitud para reaccionar ante los primeros problemas, la falta de continuidad de manejo y control ante los frecuentes cambios en la Gerencia de la empresa y los mandos técnicos superiores, etc., son causas unas y manifestaciones otras del poco rigor con que la empresa asume su responsabilidad de ejecución.

No obstante, a lo largo de todo el proceso intervienen las autoridades nacionales (DNP, Ministerio de Hacienda, Comisión Interparlamentaria de Crédito Público) y éstas también fallan en su obligación de analizar la situación de manera rigurosa. Esto permite que, sin exigir ningún replanteamiento de fondo, el país como un todo se vea involucrado en un proyecto que no tiene por qué haber salido del ámbito de las empresas dueñas, por lo que, en último término, la responsabilidad por lo sucedido es conjunta. Esta falta de delimitación de las responsabilidades de los

distintos niveles del Estado, que en la práctica lleva a que muchas entidades adquieran compromisos mucho más allá de lo que sus propios recursos les permiten, es algo que debe ser erradicado o al menos regulado de manera mucho más clara. Lo sucedido con Guavio debe servir para aprender esta lección.

Otras Conclusiones y Recomendaciones

La Formulación del Proyecto

La formulación de un proyecto de inversión no debe limitarse al planeamiento de sus características técnico-económicas en abstracto, sino que debe contemplar integralmente todos sus componentes. Un proyecto sigue teniendo este carácter hasta tanto no produzca sus primeros resultados. Pero para pasar de la etapa conceptual a la etapa productiva, es indispensable la existencia de una capacidad de gestión acorde con la naturaleza y magnitud de la inversión. En opinión del Consultor, una formulación adecuada de un proyecto debe tener en cuenta, con la misma rigurosidad con que se consideran los aspectos técnicos y económicos, la capacidad de gestión de la entidad ejecutora.

La Evaluación Ex-ante

La evaluación ex-ante debe ampliarse para incluir elementos distintos de los puramente económicos. En particular, la introducción del componente financiero es esencial, especialmente cuando el grado de apalancamiento es muy alto o cuando, por las condiciones financieras posibles, se introducen factores de riesgo fuera del control de la entidad ejecutora. Uno de los aspectos claves a considerar en el análisis de sensibilidad debe ser la evolución de los costos financieros con distintos escenarios de ejecución y distintos esquemas de financiamiento.

El análisis de sensibilidad debe estar orientado por el estudio de las experiencias pasadas relevantes al caso. La extraordinaria coincidencia entre las causas de atraso mencionadas por el Informe del Banco Mundial en 1972 y los problemas que finalmente ocurrieron en Guavio, demuestra claramente que toda la experiencia acumulada por el país no fué tenida en cuenta en absoluto ni por las empresas dueñas, ni por las autoridades nacionales ni por propio Banco, en el momento de realizar la evaluación ex-ante, y tomar la decisión de adelantar el proyecto en las condiciones dadas por el programa inicial.

Uno de los resultados principales del análisis de sensibilidad debe ser la configuración de un conjunto de "señales" que permitan alertar sobre las condiciones en las cuales el proyecto pierde su deseabilidad. Este "Tablero de Control" debe servir como marco de referencia para el análisis del avance del proyecto. La ausencia de este marco facilita que las decisiones se tomen de manera puntual, sin poder medir sus efectos sobre el resultado final.

El análisis de riesgo en la evaluación debe ir mucho más allá que una simple variación de cifras alrededor de un "caso base", suponiendo que los resultados derivados se quedan al nivel del proyecto como tal. Este análisis debe, en primer lugar, tener en cuenta el peso relativo del proyecto frente a la entidad ejecutora, examinando los efectos que sobre ésta puede tener un fracaso. En segundo lugar, el análisis debe contemplar la posibilidad de que las desviaciones trasciendan incluso el ámbito de la propia empresa. Para cada una de estas eventualidades, se deben prever las acciones concurrentes en términos de intervención decisional.

La Ejecución del Proyecto

Un proyecto no debe comenzar hasta tanto la organización gerencial destinada a manejarlo esté debidamente conformada. Proceder de otra manera lleva a que tal organización sea rápidamente desbordada por los problemas diarios de trámite y manejo, impidiendo que se disponga del tiempo necesario para dirigir realmente el desarrollo del proyecto, que es su responsabilidad fundamental. Una entidad que permita esta situación, queda condenada en la práctica a perder muy rápidamente el control del proyecto.

De conformidad con lo expuesto anteriormente sobre el nivel de riesgo financiero, no es recomendable iniciar un proyecto - especialmente si éste compromete una porción apreciable de los activos de la empresa - sin una base de recursos propios. Los proyectos físicos de inversión tienen su mayor nivel de riesgo al principio, cuando los imprevistos se deben a eventos de la naturaleza, siempre difíciles de predecir. En las etapas posteriores, cuando las actividades se concentran en el componente manufacturado, el grado de control sobre el riesgo es mucho mayor. Dado esto, la aplicación de fondos propios al principio, minimizando el componente financiero externo, constituye una actitud prudente.

El control del proyecto debe estar basado en su contabilidad de costos y la administración debe ser hecha en la medida posible "in situ". Un componente fundamental de la ejecución

debe ser la elaboración de la memoria técnica e institucional del proyecto. El seguimiento del proyecto debe hacerse con base en el Tablero de Control ya mencionado. De esta manera se logra mantener siempre una perspectiva correcta sobre el estado de avance y el verdadero significado de las eventuales desviaciones que se presenten.

El Marco Institucional y la Responsabilidad

La existencia de un marco institucional claro para la ejecución de proyectos de inversión en el sector público es capital. Este marco institucional debe cubrir todos los niveles, desde el relativo a la gerencia del proyecto, hasta aquel en el que se inserta el sector al cual pertenece la entidad ejecutora. En opinión del Consultor, gran parte de los sobre-costos que ha tenido que pagar el país a propósito de numerosos proyectos realizados por entidades públicas, es debido precisamente a la ausencia de este marco institucional. El caso del sector eléctrico es una muestra fehaciente de esta afirmación.

Al nivel inferior, referido a la administración del proyecto, debe existir una Gerencia con facultades y atribuciones bien definidas, de tal manera que sea posible establecer inequívocamente su grado de responsabilidad. Por esta razón, es recomendable que para proyectos de inversión grandes se trabaje siempre bajo el concepto de "Gerencia de Proyecto", estableciendo una organización desligada de la estructura interna de la entidad ejecutora, que permita manejar y supervisar el proyecto como una empresa aparte.

De manera similar, el proyecto debe ser una responsabilidad exclusiva de la entidad ejecutora y debe estar sujeto a las posibilidades de ésta. Si por sus características el proyecto desborda las posibilidades de la empresa, debe optarse por uno de tres esquemas: uno, no hacer el proyecto hasta tanto la entidad ejecutora adquiera la capacidad para adelantarlo; otro, en caso de que el proyecto trascienda la empresa (tanto por su importancia para el país como por su tamaño) establecer una estructura decisional en la cual tengan asiento las entidades que deben prestar su concurso; el tercero, que es el recomendado por el Consultor, establecer claramente desde el principio las condiciones en las cuales el proyecto deja de tener el respaldo de la Nación, quedando la entidad ejecutora expuesta a las consecuencias de su propia gestión. Si este último camino se hubiese tomado en el caso del Guavio, la suerte del proyecto y de la empresa hubiese sido distinta. En este caso, muy rápidamente la EEB se habría enfrentado a la necesidad de reestructurarse drásticamente como única forma de no desaparecer, o de vender el proyecto, o ambas cosas. Puesto

que en la práctica lo que ha sucedido en este caso es que la empresa ha contado con una línea de crédito abierta por el Gobierno Nacional, en el fondo nada ha pasado. La EEB continúa hoy con sus mismos problemas administrativos, de pérdidas, de costos operacionales, de ingerencia política local, etc., que la han caracterizado en los últimos diez años.

Una Conclusión Final

La problemática financiera del sector eléctrico colombiano ha desbordado ampliamente su propio ámbito, haciendo que sus problemas deban ser asumidos por toda la Nación. En este sentido, las externalidades negativas de sus proyectos de inversión han afectado en una u otra forma el desarrollo del país. En la actualidad el problema es de tal magnitud, que el Gobierno Nacional considera que ha llegado la hora de cambiar por completo la estructura del sector, buscando que él opere dentro de un marco de competencia y deslinde de responsabilidades. Se busca minimizar la posibilidad de que los efectos negativos de sus decisiones afecten en forma directa los demás sectores de la economía. Aún cuando el problema es generalizado, con algunas excepciones, no hay duda que el proyecto Guavio ha contribuido significativamente a la toma de esta decisión. Si ello es así y si, como consecuencia de lo ocurrido en el proyecto el país logra cambiar efectivamente el marco dentro del cual ha estado trabajando el sector eléctrico en los últimos quince o veinte años, evitando que en el futuro se puedan repetir experiencias como la analizada, paradójicamente las externalidades negativas de Guavio se habrán convertido en su mejor aporte al desarrollo nacional.

1. CONTEXTO GENERAL

1.1 Antecedentes

1.1.1 Durante la década de los 70s, el país experimenta altas tasas de crecimiento en su demanda de energía eléctrica (10.24% anual compuesto para el periodo 1971-1979)⁺ sin aumentar paralelamente su capacidad de generación. Este hecho determina una amenaza real de racionamiento en la segunda mitad de la década y un racionamiento efectivo en 1977 y los primeros años de la década siguiente, por lo cual la ejecución del plan de expansión de generación formulado por ISA desde 1977 - pasa a tener una prioridad de primer orden para el gobierno nacional.

1.1.2 El plan de expansión aprobado por ISA en 1977 para el periodo 1984 - 1988, contempla los siguientes proyectos :

CENTRAL	CAPACIDAD (MW)	FECHA ENTRADA
1) GUADALUPE IV	260	07/84
2) TERCERREJON II	125	10/84
3) CENTRAL TERMICA	132	10/84
4) BETANIA	500	01/85
5) PLAYAS	240	01/86
6) GUAVIDO	975	07/86
7) URRÁ I. y II	1050	05/87

1.1.3 En principio, la responsabilidad de los nuevos proyectos corresponde a ISA, con la excepción de Guadalupe IV, asignado a EPM. No obstante, su dominancia en el sector comienza a inquietar a las empresas mayores, particularmente EEB y EPM, las cuales sienten que se está configurando un desbalance muy grande a favor de ISA, el cual inevitablemente afectará su poder relativo y sus intereses. Aparte los argumentos referidos a la conveniencia de mantener el equilibrio regional, estas empresas esgrimen la sobre-saturación de la capacidad inversora y operativa de ISA y su propia capacidad ociosa, tanto desde el punto de vista técnico como operativo y financiero. La presión

⁺ Cálculos del Consultor, a partir de los datos consignados en el Cuadro No. 1 del Anexo I.

política, más que la argumentación técnica, lleva a que, primero a través del "Acuerdo de Sochagota" (1976) y luego a través del "Acuerdo de Cali" (1979), el esquema inicial varíe sustancialmente, produciéndose una distribución de la propiedad y responsabilidad de los proyectos entre los socios de ISA.

1.1.4 En estas circunstancias, uno de los mayores proyectos contemplados en el plan de expansión - la Central Hidroeléctrica del Guavio - pasa a ser propiedad y responsabilidad de la Empresa de Energía de Bogotá (EEB de aquí en adelante) a partir de 1979, con la obligación perentoria de llevarlo a cabo de manera inmediata, como única forma de garantizar que el proyecto pueda contribuir efectivamente a la superación de la crisis energética por la que está atravesando el país.

1.1.5 A pesar de que los estudios de factibilidad técnica son bastante completos y ya existen los diseños básicos para las principales obras del proyecto, éste se encuentra lejos del punto de arranque en el momento en que la EEB lo recibe en 1979. De otra parte, puesto que hasta ese momento la responsabilidad del proyecto ha recaído totalmente en ISA, la EEB tiene un conocimiento superficial del mismo al recibirlo.

1.1.6 Consecuentemente, la EEB debe, en el curso de unos pocos meses, familiarizarse con el proyecto, adelantar todas las actividades requeridas para poder iniciar los trabajos a principios de 1981. El corto tiempo disponible para realizar esta actividad, crítica para cualquier proyecto, pero especialmente para uno de la magnitud y complejidad del Guavio, tiene, como se verá posteriormente, efectos negativos muy importantes sobre todo el desarrollo ulterior.

1.2 Estructura Institucional, Inestabilidad del Sector y Ausencia de un Marco de Planificación y Control

1.2.1 En 1979, la conformación institucional del sector eléctrico (véase gráfica de la página siguiente) muestra ya una estructura similar a la que prevalece esencialmente hasta 1982², cuando la conceptualización del "sector energético" (en contraposición a la de simplemente el "sector eléctrico") adquiere verdadera vigencia; y es creada la Comisión Nacional de Energía (CNE). Dentro de este marco, en dicho año las decisiones concernientes a las inversiones mayores del sector están básicamente en cabeza de ISA, desde el punto de vista técnico, y del CONPES -previa recomendación del Departamento Nacional de Planeación (DNP) - desde la perspectiva política.

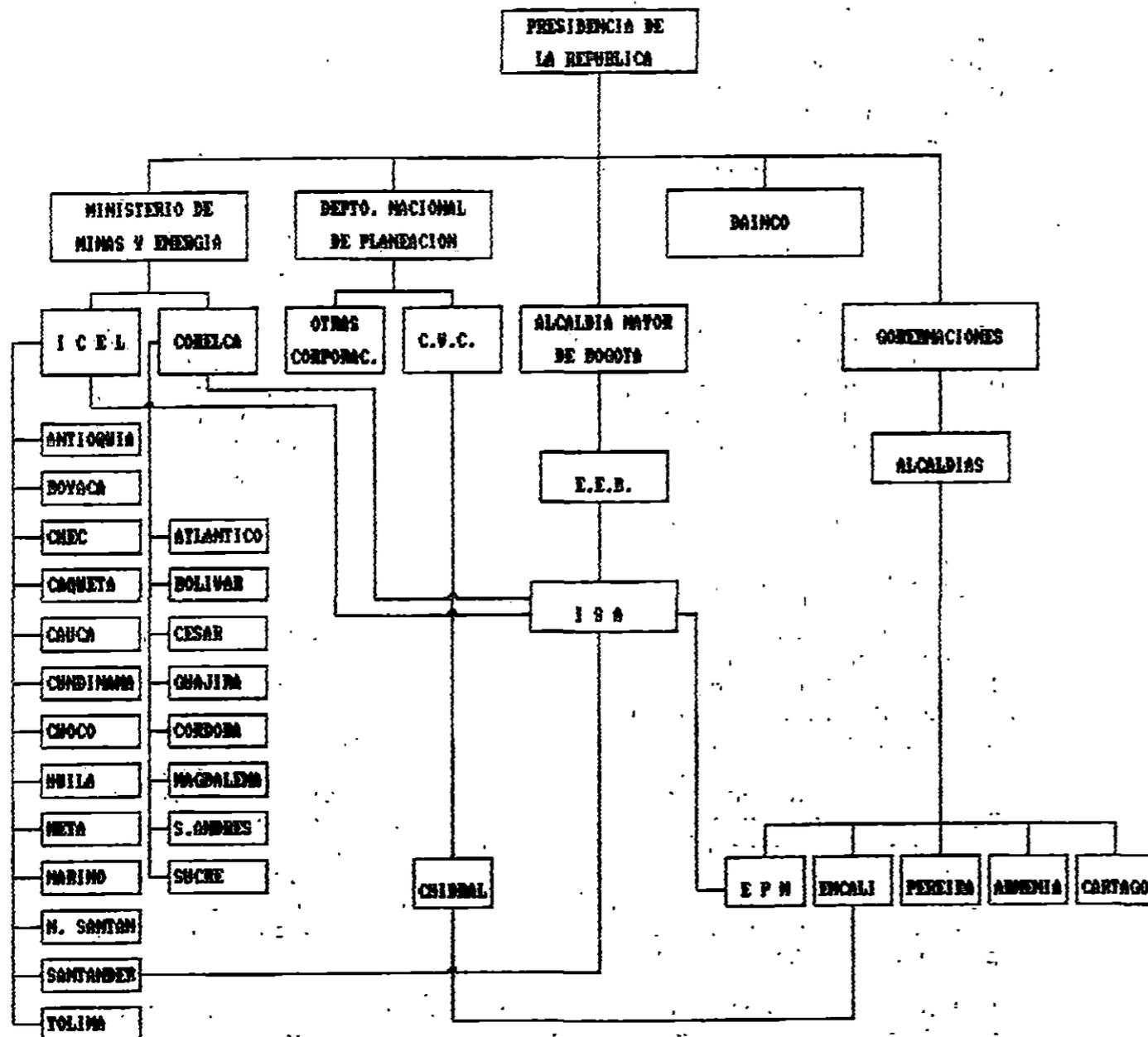
Dada la debilidad relativa de la autoridad formal - el Ministerio de Minas y Energía (MME) - el sector carece de una instancia clara para la definición de su política, capaz de formular e implantar esquemas y decisiones por encima de los intereses individuales de las principales empresas, más ligados con sus objetivos regionales de autonomía y autosuficiencia que con los nacionales de eficiencia global.

1.2.2 Paralelamente a esta estructura formal, existe otra informal pero no por ello menos importante, representada esencialmente por dos clases de actores. De un lado, las empresas socias de ISA quienes, a través de la Junta Directiva, buscan impulsar sus intereses propios, introduciendo en la práctica un componente "político" en los análisis y las recomendaciones "técnicas" emanadas de ISA. Del otro, la banca multilateral, pero muy especialmente el Banco Mundial, con una opinión definida respecto de lo que debe ser el comportamiento y desarrollo institucional del sector y quien, aprovechando su poder negociador en una coyuntura en la cual el financiamiento externo es absolutamente indispensable, busca la prevalencia de su punto de vista.

1.2.3 Lo anterior determina que a finales de la década de los 70s coincidan simultáneamente varios factores atentatorios contra una adecuada planificación y una ordenada ejecución de los principales proyectos del sector: de un lado, una estructura institucional poco clara, con entidades de diverso orden, tamaño y poder, coexistiendo en condiciones de igualdad nominal, y con un papel dual para

² Con excepción de la FEN, entidad creada por la Ley 11 de 1982.

CONFORMACION INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO



ISA (planificador y ejecutor) que no es visto con buenos ojos por las demás empresas; del otro, la ausencia de una autoridad sectorial fuerte, con la capacidad de manejar las inconsistencias del esquema vigente y de formular e implantar directrices de política por encima de los intereses individuales de los miembros del sector; adicionalmente, un "desfase" proyectado entre la demanda y la oferta de energía de tal magnitud que en principio justifica casi cualquier proyecto de los considerados en el plan de expansión y los hace muy poco sensibles a variaciones en los parámetros fundamentales; y, finalmente, derivado de lo anterior, la posibilidad inminente de un racionamiento severo, con "enormes" costos para la economía, lo cual hace urgente la iniciación de los proyectos.

1.2.4 Esta situación genera en la práctica inestabilidad en el sector, con efectos sobre las posibilidades reales de planificación y el propio proceso de ejecución de los proyectos. Las negociaciones entre las empresas del sector requeridas para llegar a los "Acuerdos", las discusiones con la banca multilateral sobre los criterios de organización sectorial y el manejo tarifario, las demoras en la negociación de créditos y la paralización temporal de desembolsos - de alguna manera utilizadas como elemento de presión - etc., desvían la atención de las empresas de otros problemas prioritarios, afectan la programación general del plan de expansión y, sobre todo, impiden que las autoridades de las empresas puedan concentrarse en su preparación para enfrentar con éxito los programas de inversión ya definidos.

1.2.5 Como una consecuencia de todo lo anterior, en 1979 el sector carece de una metodología rigurosa para garantizar que el paso de la decisión técnica a la política, y de ésta a la ejecución efectiva, se haga previo cumplimiento de un conjunto de requisitos mínimos en cuanto a la organización de los proyectos y, especialmente, de sus entidades ejecutoras y relaciones interinstitucionales implícitas.

El "enorme" costo asignado al racionamiento, es uno de los elementos de juicio que más influyen en las decisiones de adelantar los proyectos en el breve lapso comprendido entre 1980 y 1988. Sin embargo, tal costo se sobre-estima en una magnitud considerable, por problemas de metodología. Como se demuestra en la evaluación ex-post hecha en el documento del BIRF (Report No. 8893) en 1987, las cifras utilizadas en esta época para cuantificar el costo del racionamiento, resultan cinco o más veces superiores a las reales.

1.2.6 De existir, la aplicación de tal metodología sería responsabilidad del DNP, el cual, por su naturaleza y su papel frente al CONPES, debe servir de "filtro" a las recomendaciones provenientes de los miembros del sector, buscando la prevalencia de los intereses nacionales por encima de los individuales de las empresas.

1.2.7 Desafortunadamente, como puede verse al revisar los principales documentos envueltos en el proceso decisional del plan de expansión en general, y del proyecto Guavio en particular, tal cosa no ocurre. El plan de expansión aprobado por ISA (sin incluir las inversiones complementarias en transmisión y distribución) implica desembolsos de US\$ 4602.4 millones en el período 1979 - 1987, una cifra que representa aproximadamente el 18.2% del PIB en 1979. A pesar del impacto macroeconómico que representa una cifra de esta magnitud, es poco lo que el DNP hace en términos de análisis de la capacidad institucional real para llevar adelante el programa y de los riesgos asociados con un programa apalancado financieramente en más de un 70% con crédito externo.

1.2.8 La abundancia relativa de crédito en el mercado internacional y la situación boyante de reservas que todavía existe como secuela de la bonanza del 75, generan un marco de optimismo respecto de las posibilidades de llevar a cabo grandes planes de inversión con una precaria base de ahorro propio. Por otra parte, el espectro de un racionamiento severo que podría paralizar el andamiaje productivo del país, hace imperativa la iniciación inmediata de las obras. Estos dos factores, de un lado optimismo y confianza en cuanto a la consecución de los recursos y, de otro, necesidad y urgencia de acometer los desarrollos, hacen que las autoridades nacionales y los demás agentes participantes consideren como secundarios otros factores, poco relevantes desde el punto de vista de la planeación y programación, pero claves para la ejecución*.

* En particular, la actuación del Banco Mundial es ilustrativa de cómo la existencia de un marco general optimista, puede prevalecer sobre los resultados del análisis objetivo. A pesar de que en el SAR Guavio, por ejemplo, se detectan y analizan los problemas que ya son evidentes en el caso de la EEB, su importancia se minimiza en el momento de sacar conclusiones y producir una recomendación. El estudio retrospectivo del banco (Report No. 8893, ya citado) reconoce este hecho y dice lo siguiente: "Durante las investigaciones para el

1.2.9 En el caso bajo estudio, a pesar de que la EEB ya comienza a experimentar problemas con el proyecto hidroeléctrico de Mesitas, tiene un programa de expansión para el período 1981-1987 (excluido Guavio y sus obras anexas y los intereses durante la construcción) con un valor superior a los US\$ 1200 millones, y desde unos años atrás ha venido presentando desequilibrios financieros, ningún documento del DNP hace siquiera mención a estos puntos. Tales documentos se limitan a reiterar la urgencia del proyecto, los beneficios en términos de autosuficiencia energética para la EEB y, en un caso, las externalidades, representadas en tal documento por las carreteras.

1.2.10 Por los hechos descritos, el traslado del proyecto Guavio a la EEB es el resultado de una decisión fundamentalmente política, confiando más en el "record" histórico de la entidad ejecutora que en un análisis serio respecto de sus condiciones concretas en las cuales entra a asumir la nueva responsabilidad. Este punto es vital para explicar el desarrollo posterior del proyecto, por lo cual será analizado en detalle más adelante. Aquí simplemente vale la pena anotar que la EEB inicia el proyecto sin conocerlo suficientemente, sin tener una seguridad razonable sobre el cumplimiento del esquema de financiamiento preliminar, sin una organización interna establecida y, como consecuencia de todo lo anterior, sin claridad respecto de las implicaciones financieras de posibles desviaciones con respecto a la programación del proyecto, la cual, en todo caso, se encuentra superficialmente definida.

En el presente análisis, el equipo de trabajo fue sorprendido muchas veces por el hecho de que los SARs y otros documentos dirigidos a la alta gerencia y al directorio del banco tendían a proyectar una visión persistentemente optimista respecto del entorno del programa o los proyectos, de las dificultades enfrentadas por los desarrollos bajo estudio, de los riesgos existentes y del tiempo y costo requeridos para implantar medidas de carácter político, económico, financiero, técnico e institucional consideradas cruciales para el éxito de las operaciones. (...) Es evidente que, sin una buena dosis de optimismo, muy poco puede alcanzarse en un contexto tan difícil como el del sector bajo estudio. (...) Reconocido esto, hay una discrepancia flagrante entre la visión optimista y razonablemente sustentada y la presentación totalmente irrealista de las posibilidades de éxito en la implantación de muchas de las medidas consideradas claves por el banco en conexión con las operaciones del Guavio y Fen". Report No. 8893, pág. 28.

1.3 La Macroeconomía, el Sector y el Proyecto

1.3.1 El crecimiento del PIB durante la década de los 70s es en promedio del 4.8% anual^e. A mediados de la década, la relación entre el desarrollo del sector y la política macroeconómica se hace evidente, a través de varios factores, entre los cuales se pueden destacar los siguientes:

- La deuda externa del sector eléctrico en 1975 ya representa casi el 19% de la deuda externa pública total. Aún cuando el servicio de tal deuda tiene todavía un impacto relativo menor (12% del total para el sector público) el vencimiento de los periodos de gracia y el incremento requerido de los volúmenes de deuda en los siguientes años, hacen previsible un impacto significativo y creciente sobre toda la economía;
- El manejo de las tarifas, clave para garantizar una estructura financiera sana para el sector, entra en conflicto con la política anti-inflacionaria, determinando una situación de desequilibrio que se mantendrá con altibajos de allí en adelante;
- Dado el alto componente externo de sus inversiones y el carácter no transable de la energía, el sector comienza a generar un impacto negativo considerable sobre la balanza de pagos;
- Finalmente, la economía pasa a depender de manera significativa de la capacidad del sector para atender una demanda creciente de energía que, de no proveerse, limitará severamente las posibilidades de crecimiento del país.

1.3.2 En este contexto, el sector eléctrico tiene como objetivo prioritario la expansión de la oferta a los niveles requeridos para garantizar un cubrimiento adecuado de la demanda actual y proyectada. No obstante, teniendo en cuenta la magnitud de las inversiones necesarias y su impacto sobre el resto de la economía, el objetivo anterior se plantea de restricciones principales:

^e Cálculos del Consultor con base en los datos consignados en el Cuadro No. 1 del Anexo I.

a) Expansión a mínimo costo, a efecto de asegurar optimalidad en el uso de los recursos disponibles, y

b) Autosuficiencia financiera, de tal forma que el cumplimiento de los objetivos no implique el sacrificio de otros sectores económicos y sociales.

1.3.3 Durante casi toda la década de los 70s, el objetivo básico se cumple razonablemente bien. La generación bruta crece a más del 10% anual, aún cuando la oferta efectiva de energía sólo lo puede hacer al 9.6%, principalmente como resultado de pérdidas proporcionalmente crecientes^e. En todo caso, la tasa de crecimiento efectivo de la capacidad durante el periodo es el doble de la de la economía en su conjunto. No obstante, en 1977 se produce un primer racionamiento, y al final del periodo el sector es incapaz de cubrir la demanda, produciéndose racionamientos severos entre 1980 y 1983. Una de las zonas más afectadas es la del centro del país, precisamente aquella a cargo de la EEB.

1.3.4 No obstante lo anterior, el cumplimiento relativo del objetivo básico (atender la demanda) se logra sin respetar cabalmente las restricciones impuestas. En primer término, el criterio de "mínimo costo" sólo se tiene en cuenta parcialmente, pues la repartición de los proyectos implícita en los "Acuerdos" antes mencionados (especialmente el de Cali) seguramente implica desviaciones, aún cuando es difícil decir en qué medida⁷. De otro lado, al concentrar el análisis únicamente en los costos económicos, haciendo caso omiso de los financieros, se llega a una secuencia que, en último análisis, puede no ser la de mínimo costo.

^e Las pérdidas de energía, como porcentaje de la energía disponible, pasaron del 16.9% en 1971, al 20.8% en 1980. Ver Cuadro No. 2, Anexo I.

⁷ Como anota el Banco Mundial en su estudio sobre el sector eléctrico colombiano (Report No. 8893, ya citado) sería realmente una coincidencia que la "secuencia de costo mínimo" arrojara tan perfecta distribución regional de los proyectos. Adicionalmente, al final de la reunión de Cali se "decide" que el próximo proyecto importante será desarrollado por CVC. Ante hechos como éste, es difícil creer que el criterio de mínimo costo es, en realidad, el que orienta las decisiones de inversión en el sector durante este periodo.

1.3.5 En cuanto a la auto-suficiencia financiera, la desviación es mayor. Por lo ya dicho respecto del creciente impacto de las tarifas sobre la inflación y la capacidad adquisitiva de los usuarios, éstas comienzan a tener un manejo político de corto plazo, contrario a las posibilidades de mantener simultáneamente las metas de expansión y de auto-suficiencia financiera. De hecho, a finales de la década de los 70s, la situación del sector en esta materia es ya delicada, aunque sin llegar a la situación que prevalecerá más adelante.

1.3.6 Dentro de este marco evolutivo del sector y la economía, el proyecto hidroeléctrico del Guavio está destinado a cumplir un papel primordial. Dado su tamaño (1000 MW en su primera etapa, para un total de 1600 MW) y la existencia ya en ese momento de una red nacional de interconexión, el proyecto no sólo permitirá atender la demanda propia de la zona central del país, sino generar excedentes canalizables a otras regiones, incrementando así la capacidad efectiva del sistema y su confiabilidad, y contribuyendo a que el sector productivo nacional pueda seguir su curso sin temor a faltantes graves de energía.

1.4 Comentarios al Contexto General del Proyecto

1.4.1 De lo expuesto en las secciones anteriores puede concluirse que el periodo en el cual se toma la decisión de ejecutar el proyecto Guavio se caracteriza por un marco institucional inestable y un agudo sentido de urgencia en cuanto a la expansión del sistema. Estos dos factores, más que cualesquiera otros, determinan un desbalance muy grande en el proceso requerido para pasar de la identificación del proyecto a la iniciación efectiva de las obras: mientras los estudios de factibilidad y diseño básico - a cargo de ISA - se ejecutan en 7 años (1971 - 1978), todas las actividades definitivas de planificación y programación técnica, financiera, organizacional y administrativa - finalmente a cargo de EEB - tienen apenas algo más de un año para su concepción y puesta en marcha.

1.4.2 Esto determina que en el momento de asumir formalmente el proyecto, la EEB se encuentre sin la preparación necesaria para llevarlo a cabo. El deseo vehemente de obtener la propiedad del proyecto, con el fin de incrementar su autonomía energética y su poder relativo

dentro del sector, hace que todo el esfuerzo se dirija hacia esta meta, descuidando el análisis de los factores operacionales determinantes para que la propiedad del proyecto, una vez alcanzada, se traduzca en los beneficios finalmente buscados por la empresa.

2. FORMULACION, CARACTERIZACION EX-ANTE Y ORGANIZACION DEL PROYECTO

2.1 Objetivos del Proyecto

2.1.1 Con el fin de satisfacer las necesidades proyectadas del servicio, la EEB prepara un plan de expansión de su capacidad operativa para el período 1981-1987. Este plan comprende actividades en los tres procesos principales (generación, transmisión, distribución) e incluye otros aspectos relacionados con la modernización técnica y administrativa de la empresa. El plan está compuesto (véase el Cuadro No. 1 del Anexo II) por siete macro-actividades en el área de generación, dos en transmisión, seis en subtransmisión/distribución y seis en otras áreas. El costo estimado para el Plan es de US\$ 2362 millones corrientes, excluidos los intereses durante la construcción. Dentro de este plan, el proyecto Guavio ocupa un lugar destacado, representando aproximadamente el 44.6% de la inversión.

2.1.2 Según el documento del Banco Mundial preparado a propósito del primer crédito solicitado para el Guavio^o, los principales objetivos del proyecto son los siguientes:

- a) Proveer los recursos incrementales de energía y potencia requeridos por la EEB y el sistema interconectado nacional para satisfacer la demanda proyectada;
- b) Permitir a la EEB su participación, junto con los demás socios de ISA, en la operación de mínimo costo del sistema interconectado nacional, mejorando al mismo tiempo su propia eficiencia;
- c) Ayudar a la EEB en el mejoramiento de sus políticas y prácticas de mantenimiento, a través de estudios y entrenamiento para su personal técnico;
- d) Promover la adecuada protección ambiental en el área del proyecto;

* Mayo de 1981. El listado de objetivos se toma del documento "Staff Appraisal Report. Colombia. Guavio Hydro Power Project", World Bank, May 6, 1981, pp. 21 y 22.

e) Ayudar a la EEB en la ejecución de los estudios requeridos para completar la evaluación del impacto ambiental del proyecto;

f) Impulsar los esfuerzos gubernamentales dirigidos a mejorar la organización general del sector y su acceso al crédito local necesario para adelantar el plan nacional de expansión de generación.

2.1.3 Los objetivos anteriores claramente reflejan la visión del Banco, pero no necesariamente coinciden con los objetivos de la Empresa. Para ésta, con excepción del primer objetivo, los demás enunciados tienen un carácter secundario.

2.1.4 Para la EEB, el proyecto tiene una importancia estratégica en varios frentes principales.

a) En el frente energético, el proyecto fortalece significativamente a la EEB, reforzando su posición como un agente de primer orden en cuanto a potencia instalada y energía generada, y reduciendo sustancialmente su dependencia del sistema interconectado. La importancia de este objetivo no es casual. Ante la ausencia de reglas claras en el sector, y con la experiencia de 1977, es obvio para todos que en caso de presentarse un racionamiento, quien menos sufrirá es quien posea mayor capacidad de generación. Este hecho explica en gran parte el movimiento iniciado por las empresas regionales que culmina con el Acuerdo de Cali.

b) En el aspecto económico, la alta tasa de retorno del proyecto (según algunos estudios, más del 19%) permite esperar un impacto económico muy favorable, suficiente para revertir definitivamente la tendencia que se viene observando en los últimos años.

c) En el aspecto técnico, el proyecto permite reforzar los beneficios esperados del proyecto Mesitas en cuanto a formación de recursos humanos de alto nivel, colocando al cuerpo de Ingenieros de la Empresa, en términos de "know-how" y capacidad de manejo, en una posición de liderazgo que se ha resentido desde la aparición de ISA.

2.1.5 De los objetivos anteriores el más importante es, por supuesto, el primero. Dadas las proyecciones existentes sobre crecimiento de la demanda, la capacidad prevista de

generación* y las compras posibles al sistema; el proyecto Guavio es indispensable para eliminar los racionamientos esperados en la zona de influencia de la Empresa y para evitar que, a través del incremento en sus costos operacionales como consecuencia de las compras a ISA, la EEB entre en un proceso de deterioro progresivo, tanto en el aspecto financiero como en el de servicio¹⁰.

2.1.6 Adicionalmente, y como concepción globalizante de todo lo anterior, para la empresa es fundamental el mantenimiento de su autonomía, expresada en términos del auto-abastecimiento energético y el fortalecimiento de su capacidad. Por esta razón, la posición de la empresa, encabezada de manera muy enfática por el Alcalde Mayor del Distrito en esa época, como Presidente de la Junta Directiva, es la de buscar la totalidad de la propiedad del proyecto. Este objetivo no se logra plenamente, a pesar de las gestiones muy intensas que hace la empresa a nivel del sector y a los niveles superiores de gobierno. Los porcentajes de participación finalmente pactados en el Acuerdo de Cali - 60% para EEB y 40% para ISA - son, en cierta forma, un compromiso que la EEB debe hacer para conciliar sus intereses con la posición del Gobierno Nacional y el Banco Mundial¹¹.

* Véase Cuadro No. 1 del Anexo II.

¹⁰ En este momento, la EEB tiene un costo operacional bajo, porque su generación está basada en proyectos muy eficientes (la cadena del río Bogotá) y ya prácticamente amortizados. Por el contrario, ISA genera a través de proyectos proporcionalmente más costosos y, en todo caso, su criterio de precio tiene que ver con el costo de expansión del sistema. Consecuentemente, el costo de la energía de ISA, desde el punto de vista de EEB, es mucho mayor que el propio.

¹¹ Los extractos de las Actas de Junta Directiva que se presentan en el Anexo II muestran claramente la posición del Alcalde Mayor y la Junta Directiva respecto del proyecto. En dichas Actas puede verse cómo la distribución de los proyectos de ISA fue el resultado de una negociación presionada por los socios de ISA, unidos en el propósito de lograr la propiedad de sus proyectos de interés. En la reunión de Junta del 10 de agosto de 1979, a propósito del respaldo expresado por el Gerente del ICEL a la empresa en su objetivo de obtener la propiedad del Guavio, dice el Acta: "(...) Intervino el señor Alcalde para manifestar que aprecia hondamente y agradece la

2.2 Descripción del Proyecto

2.2.1 El proyecto hidroeléctrico del río Guavio está localizado en la vertiente oriental de la cordillera oriental de Colombia, dentro de la cuenca del río Guavio, aproximadamente 120 kms. al oriente de Santa Fé de Bogotá. El proyecto se divide en dos zonas, la del embalse (con capacidad útil de almacenamiento de 950 millones de m³) y la de la central (presa de enrocado con 248 mtrs. de altura y 17 millones de m³ de relleno), con una separación en línea recta entre las dos zonas de 15 kms. y una diferencia de altura cercana a los 1100 mtrs. El promedio anual de flujo hacia el embalse es de 72 m³/s.

2.2.2 La planta está diseñada para una cabeza bruta de 1100 mtrs. y un flujo de 176 m³/s, en dos etapas: una primera con potencia instalada de 1000 MW (3 unidades de 200 MW cada una) y la segunda - a finales del siglo - con potencia instalada total de 1600 MW (3 unidades adicionales de 200 MW cada una). El proyecto contempla un conjunto de obras, cuya descripción resumida se presenta más adelante.

2.3 Caracterización del Proyecto

A. Generalidades

2.3.1 El proyecto hidroeléctrico del río Guavio es identificado desde 1931 por el Ingeniero Alfredo Oschner como un componente potencialmente importante del sistema eléctrico nacional, permaneciendo en estado latente hasta 1969. En esta fecha, Ingetec incluye una información técnica inicial sobre el Guavio como parte del estudio de factibilidad del proyecto Chivor, la cual es suficientemente buena como para que ISA se interese. En 1971 ISA contrata con Ingetec la realización del estudio de pre-factibilidad, trabajo que se cumple entre 1971 y 1974, haciendo un

posición muy clara que ha asumido (...). Expresa que en el caso de la empresa, además de las razones filosóficas para respaldar la tesis, él tiene que añadir también ciertos condicionamientos: la empresa apoya para que nos apoyen y apoya si nos apoyan".

análisis general de alternativas. Ante los resultados obtenidos, entre 1976 y 1978 la misma firma, desarrolla el estudio de factibilidad, cuyo Informe Final es presentado en junio de 1978.

2.3.2 Como resultado de las conclusiones preliminares del estudio de factibilidad, ISA incluye el proyecto dentro del plan de expansión del sistema interconectado, en 1977.

2.3.3 Los estudios técnicos realizados para el proyecto son bastante completos. Esto se debe no sólo a la importancia de la obra y su dimensión previsible, sino a la ventaja comparativa que tiene la firma consultora al disponer de abundante información sobre las características geológicas e hidrológicas de la zona, por haber estado a cargo anteriormente de Chivor, localizado en la misma región. Los estudios hidrológicos cuentan con información detallada "in situ" desde 1963, y para los geológicos se realizan 54 perforaciones con una longitud total de 8700 mtrs. El diseño de las obras de desviación para la construcción de la presa se hace adoptando la creciete con frecuencia 1 en 100 años y para el diseño del vertedero se adopta la creciete máxima probable.

2.3.4 En 1979, ISA contrata con Ingetec "(...) los servicios de ingeniería necesarios para realizar los diseños y asesorías requeridos para la construcción de las obras principales del Desarrollo Hidroeléctrico del Guavio partiendo de los resultados de las investigaciones ya realizadas durante etapas anteriores del estudio y llevando a cabo las investigaciones adicionales requeridas para cumplir este objetivo"¹². Como resultado de este contrato, Ingetec refina los diseños de las obras principales e inicia las actividades técnicas y administrativas preparatorias para la puesta en marcha del proyecto.

2.3.5 Desde el año de 1978, ISA inicia el proceso de adquisición de los predios necesarios para construir las vías de acceso a la zona del proyecto, desplazando una comisión al sitio para adelantar y concretar las negociaciones pertinentes. Esta actividad se continúa hasta el año de 1979.

2.3.6 Como ya se ha dicho, en octubre de 1979, a raíz del Acuerdo de Cali, se produce el cambio en la responsabilidad del proyecto, pasando éste de ISA a EEB. El acuerdo prevé el traspaso del contrato de ISA con Ingetec a la empresa. Aún cuando la formalización del traspaso se produce mucho tiempo después, el Consultor puede continuar su labor, permitiendo que las labores técnicas y administrativas preparatorias procedan sin interrupciones.

2.3.7 A finales de 1979, un experto geólogo contratado por el Banco Mundial visita el país, conceptuando favorablemente sobre el diseño del proyecto y su preparación. Los documentos de pre-calificación para la construcción de las principales obras civiles quedan listos en enero de 1980. Las licitaciones correspondientes se abren a mediados del año y las ofertas se reciben en el mes de diciembre, iniciándose a partir de ese momento su análisis.

B. Componentes

2.3.8 En el momento de iniciar actividades (con la adjudicación de las licitaciones para las obras civiles principales) los componentes físicos del proyecto son¹³:

a) La central hidroeléctrica, compuesta por la presa y el embalse ya mencionados, y las siguientes obras mayores asociadas directamente con dicha central:

- Obras de desviación para la construcción de la presa (atagüía y túnel de 1159 mtrs. de longitud con sección de herradura de 10 mtrs de diámetro);

- Presa propiamente dicha (de escollera con núcleo impermeable de arcilla) con un volumen total de aproximadamente 17 millones de m³;

- Vertedero (dos túneles y estructuras) con capacidad de descarga de 4430 m³/s;

¹³ En el Anexo II se presenta el folleto publicado por la EEB para ilustrar las principales características del proyecto, el cual resume muy bien su conformación técnica.

¹² Contrato ISA No. 859, 1979, páginas 1 y 2.

- Obras de desviación al embalse (túneles con una longitud total de aproximadamente 4 kms, uno para el río Chivor y otro para el río Batatas);
 - Bocatoma (estructura de concreto con rejillas metálicas, 800 mtrs aguas arriba del eje de la presa) y túnel de conducción (15 kms);
 - Casa de Máquinas, con dos cavernas, una para las turbinas y otra para los transformadores, con túnel de acceso (2 kms), pozos de ventilación (540 mtrs.) y túnel de fuga (5250 mtrs), con cinco turbinas de 200 MW cada una y 15 unidades monofásicas de transformación de 90 MVA, en ambos casos con espacio de reserva para unidades adicionales;
 - Subestación externa y líneas de transmisión (230 KV, doble circuito, una de 90 kms y otra de 140 kms de longitud);
 - Equipos electromecánicos complementarios de muy diversa naturaleza; y
 - Obras de infraestructura, representadas en unos 107 kms de vías de acceso y servicio, cinco puentes, 37 kms de líneas de transmisión (115 KV) y subestación terminal, todo ello con el equipo requerido para el mantenimiento.
- b) El segundo gran componente del proyecto está representado por el Centro y de Control y Telecomunicaciones, destinado a servir las necesidades de la empresa y como satélite del centro de control nacional, a cargo de ISA, en ese momento en construcción;
- c) El tercer componente está dado por los servicios de consultoría y asesoría; entre los cuales se destacan los siguientes :
- Diseño, manejo del proceso de adquisiciones e interventoría de las obras de la Central y los componentes complementarios;
 - Diseño, manejo del proceso de adquisiciones e interventoría del centro de control y sus obras asociadas;
 - Estudios derivados de los resultados obtenidos por el análisis de impacto ambiental del proyecto; y

- Estudio e implantación de un programa dirigido a mejorar el mantenimiento de las plantas generadoras de la EEB;

d) El cuarto componente está representado por el programa de entrenamiento para el personal técnico de la empresa. Este programa incluye el entrenamiento y capacitación en el país y en el exterior del personal que estará a cargo del centro de control, así como del que se encargará de la operación y mantenimiento de las plantas generadoras.

C. Aspectos Energéticos¹⁴

2.3.9 Como se ha dicho ya, el proyecto hidroeléctrico del Guavio está dimensionado para instalar una potencia inicial de 1000 MW (mediante cinco unidades generadoras de 200 MW cada una) incrementable a 1600 MW en una segunda etapa (tres unidades adicionales de 200 MW cada una), y para producir una energía equivalente a 7500 GWH/año en años de hidrología promedio y a 5350 GWH/año en años "secos".

2.3.10 Con las proyecciones disponibles en 1981, la demanda pico del sistema total esperada en ese año es de 4069 MW y las necesidades globales de energía (incluyendo las pérdidas) son de 21800 GWH. Según estas mismas proyecciones, para 1987, año de entrada del proyecto, la demanda pico para todo el sistema será de 7536 MW y las necesidades totales de energía serán de 40110 GWH.

2.3.11 Lo anterior significa que el proyecto representa en 1981 aproximadamente un 25% de la capacidad energética total del país. En 1987, año previsto para su entrada, el proyecto representará, según las mismas proyecciones, aproximadamente el 13.3%.

2.3.12 Como se analiza en detalle posteriormente, el Acuerdo de Cali establece que el 60% de la propiedad del proyecto Guavio será de la EEB y el 40% restante de ISA. Estos mismos porcentajes se utilizarán para repartir la

¹⁴ Para toda la información relativa a la demanda y oferta de energía, real y proyectada, véase el Anexo II. Todas las cifras dadas en el texto que no aparezcan en los Cuadros del Anexo, son calculadas por el Consultor.

potencia y la energía derivadas del proyecto. Consecuentemente, a la EEB corresponderá una potencia instalada de 600 MW y una generación de energía equivalente a 4500 GWH en los años promedio y 3210 GWH en los "secos".

2.3.13 Según las proyecciones existentes en 1981, entre este año y 1990 la EEB deberá estar en capacidad de atender unos 816000 nuevos usuarios (para un total estimado de 1'396.000) cuyas necesidades energéticas implican una demanda pico de 2532 MW y una generación bruta de energía de 13718 GWH en el año de 1990. Estas cifras suponen un crecimiento anual compuesto del 10.1%.

2.3.14 En este escenario, como se puede ver en el cuadro siguiente, la potencia instalada de propiedad de la EEB (suponiendo la entrada plena del proyecto Mesitas en 1983) apenas alcanza el equilibrio con la demanda pico de la zona en 1983, debiendo ser complementada de nuevo a partir de 1984 con compras a ISA. La entrada del proyecto Guavio en 1987 (600 MW por lo ya explicado) incrementa la potencia instalada propia a 2016 MW, permitiendo de nuevo un superavit con respecto a la demanda pico de la zona; pero sólo durante ese año. A partir de 1988, nuevamente la EEB requiere comprar potencia al sistema para satisfacer sus necesidades. Para el año de 1990, las compras de potencia a ISA serán de 516 MW, equivalentes al 20.4% de la demanda pico de la zona. Consecuentemente, desde el punto de vista de la potencia instalada, el proyecto es indispensable para evitar el racionamiento e incrementar el nivel de autosuficiencia de la EEB.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA
BALANCE ENERGETICO PROYECTADO (1981-1989)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
1. Capacidad									
Paraiso		92.0	184.0						
Guaca		188.0	216.0						
Guavio							600.0		
Resto Hidro									
Sub-tot. Hidro	347.5	747.5	1147.5				1757.5		
Sub-total term.	136.5			268.5					
Capacidad Total	484.0	804.0	1284.0	1416.0	1416.0	1416.0	2016.0		
2. Garantiz. Sistema	491.0	116.0	273.0	380.0	441.0	624.0	264.0	520.0	705.0
3. Cap. tot. dispon.	1175.0	1000.0	1557.0	1796.0	1857.0	2040.0	2280.0	2536.0	2721.0
4. Demanda pico	1069.0	1179.0	1298.0	1427.0	1569.0	1727.0	1898.0	2090.0	2301.0
5. Superáv.(défic.)	106.0	(179.0)	259.0	369.0	288.0	313.0	382.0	446.0	420.0
6. Reserva (Z)	18.0		20.0	26.0	18.0	18.0	20.0	21.0	18.0

2.3.15 En cuanto a la generación de energía, las proyecciones indican que la empresa deberá comprar a ISA durante todo el periodo 1981-1990. El efecto neto del proyecto Guavio en este aspecto es reducir la dependencia de la empresa del sistema interconectado, disminuyendo las compras necesarias de 7922 GWH, sin Guavio, a 4910 GWH con Guavio, para el año de 1990. En otras palabras, el proyecto permitirá a la EEB atender con recursos propios el 64% de sus necesidades de energía en 1990, contra apenas un 42% en caso de no realizar el proyecto.

D. Aspectos Económicos y Financieros

D.1 Costos y Financiamiento

2.3.16 En 1981, el costo total del proyecto se estima en US\$ 1053.1 millones. Los requerimientos financieros totales, incluyendo intereses durante la construcción, se calculan en US\$ 1303.1 millones. Las cifras para los distintos componentes, así como su naturaleza (local o externa) se discriminan como sigue:

PROYECTO GUAVIDO
COSTOS Y REQUERIMIENTOS FINANCIEROS PROYECTADOS

COMPONENTE	LOCAL	EXTERNO	TOTAL
1. Ingeniería y Admón.	51.6	6.4	58.0
2. Infraestruct. y tierras	12.7	9.1	21.8
3. Obras Civiles	172.0	292.2	465.0
4. Equipos Electromecs.	4.7	89.1	93.8
5. Sistema de Transmisión	7.5	19.2	26.7
6. Centro de Control	2.1	13.0	15.1
7. Estudios	.3	.1	.4
8. Entrenam. y Capacit.	.2	.7	.9
9. Imprevistos de Obras	40.0	60.5	100.5
10. Escalamiento	83.0	187.9	270.9
COSTO TOTAL DEL PROYECTO			1053.1
11. Inters. dur. Construc.	.0	250.0	250.0
REQUERIMIENTOS FINANCIEROS	374.9	928.2	1303.1

2.3.17 Con base en las cifras anteriores y siguiendo la misma metodología utilizada por ISA en su documento del Plan de Expansión, se puede concluir que el costo estimado por KW del proyecto en 1981 es de US\$ 1300/KW. Este valor es superior al calculado por ISA en 1977, aunque es difícil estimar en qué medida¹⁵.

2.3.18 Del mismo cuadro puede verse que el componente de moneda externa del proyecto alcanza el 71.2% del total. Este mismo porcentaje se financia con crédito externo, con la siguiente distribución de fuentes¹⁶:

PROYECTO GUAVIO					
FUENTES FINANCIERAS PREVISTAS					
COMPONENTE	BIRF	BID	PROVEEDS.	COFIN.	TOTAL
1. Ing. & Ad.	38.7			-28.6	10.1
2. Inf. & T.	15.0				15.0
3. Ob. Civ.	255.0	100.0		96.1	451.1
4. Equipos	26.9		101.4	17.9	146.2
5. Sist. Tr.			27.6	4.8	32.4
6. C. Contr.	22.0				22.0
7. Estudios	.3				.3
8. Ent. & Cap.	1.1				1.1
9. I. D. C.				250.0	250.0
TOTALES	359.0	100.0	129.0	340.2	928.2

¹⁵ El valor dado por ISA en el documento es de US\$ 604/KW. No obstante, esta cifra debe escalarse, para transformarla en US\$ de 1980. Utilizando los factores de escalación contenidos en el documento de ISA, el valor resultante en dólares de 1980 es de US\$ 884/KW. Hay varias razones por las cuales es imposible dar un porcentaje exacto del incremento en el valor del KW instalado. De una parte, el documento de ISA dimensiona el proyecto para 975 MW en su primera etapa, con una potencia instalada final de 1300. De otra, el cálculo de ISA tiene en cuenta que las obras civiles del proyecto serán construidas para la capacidad total, sin especificar qué porcentaje de este costo es asignado a la primera etapa.

¹⁶ SAR Guavio, op. cit., página 23 y Anexo 4.5.

2.3.19 Lo anterior indica un alto apalancamiento financiero del proyecto, aún sin tener en cuenta que una porción del aporte local será a su vez financiada con crédito. Así mismo, muestra que una parte importante del financiamiento externo (36.65%) - cofinanciamiento a cargo de bancos comerciales no especificados - se encuentra sin definir siquiera preliminarmente.

D.2 Rentabilidad del Proyecto

2.3.20 A pesar de los esfuerzos realizados, el Consultor no pudo obtener los documentos relativos al análisis de factibilidad económica, y financiera del proyecto¹⁷. Por esta razón, no es posible hacer comentario alguno sobre las cifras que debieron llevar a la decisión, con excepción de las que aparecen consignadas en el documento del Plan de Expansión, preparado por ISA en 1977, las cuales son de naturaleza distinta¹⁸.

2.3.21 Consecuentemente, en lo que sigue se hace referencia a los documentos del BIRF (SAR Guavio, 1981) y BID (PR1607-A), los únicos, entre todos los estudiados por el Consultor, que de manera explícita analizan la rentabilidad del proyecto¹⁹.

¹⁷ Los documentos fueron buscados en la EEB, el DNP, el FONADE, ISA, ICEL e Ingetec. En ninguna de estas instituciones se encuentran. Por el contrario, los estudios de factibilidad técnica se obtuvieron en su versión completa, tanto en la EEB como en el FONADE.

¹⁸ En este documento, la información se refiere exclusivamente a costos estimados y esquema previsto de financiación, sin aludir a la rentabilidad esperada o a cualquier otro criterio de evaluación económica. Se hace, sí, un cálculo del costo por KW instalado.

¹⁹ Aún cuando es lamentable no haber podido obtener la información original, desde el punto de vista de las cifras finales esto no es importante, ya que entre 1977 y 1981 los costos del proyecto fueron ajustados para tener en cuenta los refinamientos de diseño y los cambios de precios operados en el mercado internacional durante esos años, especialmente para las obras civiles

2.3.22 El SAR Guavio (1981) no calcula una rentabilidad para el proyecto directamente, por considerar que sus beneficios no pueden desglosarse de los del programa general de inversiones de la empresa.

2.3.23 El resultado de los cálculos arroja una tasa interna de retorno para el programa (conjunto) de inversión del 15.0%, la cual se compara favorablemente con el costo de oportunidad del capital para Colombia, estimado en ese momento en el 11.0%. El análisis de sensibilidad al cual es sometido el cálculo anterior muestra un programa "firme", cuya rentabilidad, con una reducción del 15% en los beneficios y un incremento simultáneo en los costos del 15%, es superior al 10%, aún sin considerar los beneficios indirectos. Puesto que en la corriente de costos utilizada para el cálculo se incluyen los correspondientes a otros componentes del programa, la rentabilidad del proyecto, considerado aisladamente, debe ser mayor que la consignada en el SAR.

2.3.24 Esta conclusión concuerda con la cifra citada por el PR 1607-A del BID (1987), 19.6%, y con el análisis expost del propio Banco Mundial²⁰, el cual concluye que "(...) Guavio debería haberse clasificado como un proyecto infra-marginal, con una tasa de retorno significativamente mayor que la indicada por la evaluación hecha a precios de mercado (por el SAR Guavio, 1981)".

2.3.25 En resumen, entonces, puede decirse que en el momento inicial el proyecto muestra una rentabilidad satisfactoria, capaz de cumplir las expectativas de sus dueños desde el punto de vista económico.

principales y los equipos mayores. Estos ajustes son incorporados por los documentos mencionados.

²⁰ Report No. 8893, págs. 130 a 132.

E. Externalidades

2.3.26 Haciendo a un lado los tres componentes reseñados en los literales b), c) y d) del numeral 2.3.8, el proyecto genera otras externalidades, entre las cuales vale la pena mencionar las siguientes:

- El desarrollo económico de la zona del proyecto, particularmente a través de la infraestructura vial y la generación de empleo, el cual deberá llevar a un incremento significativo del ingreso per cápita;
- El desarrollo social de las comunidades localizadas en la zona de influencia del proyecto, especialmente a través de obras dirigidas a mejorar las condiciones de educación, salud y bienestar comunitario;
- La preservación y mejoramiento de la ecología del área, a través de reforestación y manejo de la cuenca;
- El fortalecimiento del poder relativo de la EEB dentro del sector eléctrico colombiano, incrementando ligeramente su porcentaje de participación en la generación total de energía del país (18.8% en 1981 contra 19.1% en 1987) y significativamente el correspondiente a potencia (16.8% en 1981, contra 27% en 1987);
- El desarrollo técnico y profesional del personal de la empresa, el cual podrá contar en su hoja de vida dos proyectos "grandes" de generación (Mesitas y Guavio) en un lapso de diez años, quedará en capacidad de manejar un moderno centro de control y recibirá entrenamiento y capacitación especiales;
- Finalmente, tal vez lo más importante desde una perspectiva global, el proyecto fortalecerá el sistema eléctrico nacional, contribuyendo significativamente al suministro de energía indispensable para garantizar la evolución satisfactoria del sector productivo y evitando al mismo tiempo las altas tasas de racionamiento que, en caso de no adelantarse el proyecto, inevitablemente se producirán a partir de 1987. Este aspecto, tal vez más que ninguno otro, es definitivo en la decisión de apoyar el proyecto por parte del gobierno central y es el que determina que, una vez en marcha, las autorizaciones complementarias (endeudamiento, garantías, etc.) se produzcan sin mediar un análisis pormenorizado de su evolución real.

2.4 Organización del Proyecto

Los Socios del Proyecto

2.4.1 Con la firma del "Acuerdo de Cali" en 1979, el Guavio pasa a ser responsabilidad de EEB. No obstante, con el fin de mantener una presencia importante de ISA en el sistema nacional (posición vehementemente defendida por el Banco Mundial) se conviene que la propiedad del proyecto se reparta en un 60% para EEB y el 40% restante para ISA.

2.4.2 Dada la participación accionaria de la EEB en ISA, lo anterior significa en la práctica que EEB quedará dueña de un poco más del 70%, con una participación efectiva de los demás socios relativamente pequeña. El siguiente cuadro muestra la participación efectiva de cada uno de los socios de ISA en el proyecto:

	EEB	EPM	CVC	ICEL	CORELCA	TOTAL
ENERGIA	72.6	2.0	10.8	10.8	3.8	100.0%
POTENCIA	67.6	2.0	6.5	16.9	7.8	100.0%
COSTO	70.8	2.0	9.3	13.0	4.9	100.0%

Esta distribución de propiedad se mantiene hasta 1986.

La Entidad Ejecutora

2.4.3 La EEB (originalmente "Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá - EEEB") es creada como establecimiento público descentralizado del Distrito Especial de Bogotá en 1951. La constitución de la EEEB significa el paso al sector público de una empresa privada que viene operando desde 1895.

2.4.4 En 1981, cuando se inician las obras formalmente, la empresa tiene una potencia instalada de 719 MW (582 MW hidroeléctricos, 137 térmicos), cuenta con 2662 empleados, incluida la revisoría fiscal, y atiende aproximadamente

580000 usuarios finales, requiriendo una producción bruta de energía de 4670 GWH en ese año²¹.

2.4.5 La organización administrativa de la empresa en esa época contempla una Gerencia con algunas unidades "staff" (Planeación y Jurídica), cuatro Sub-Gerencias - segundo nivel en la jerarquía - (Técnica, Operaciones, Administrativa y Financiera y Comercial), 19 Divisiones (tercer nivel) y más de treinta Departamentos (cuarto nivel).

2.4.6 Tradicionalmente la empresa ha disfrutado de una sólida imagen, mostrando gran estabilidad de su personal directivo y ejecutivo, tiene experiencia en el manejo de "proyectos grandes" y goza de una buena reputación en el sector y con la banca multilateral. No obstante, en los últimos años la empresa ha sufrido algunas bajas importantes entre su personal técnico de mayor nivel, y su "productividad" ha perdido dinamismo o ha retrocedido. En el periodo 1968-1980, el número de usuarios por empleado crece en promedio al 1.9% anual y las ventas (MWH) por empleado crecen al 3.3% anual. El número de empleados por su parte crece al 5.4% anual, por lo cual su productividad per cápita se reduce a lo largo del periodo.

2.4.7 A partir de la información histórica, las proyecciones del mercado en 1981 indican un crecimiento muy fuerte de la demanda de energía, pasando de 5226 GWH en 1980 a 13718 GWH en 1990, para una tasa promedio de crecimiento del 10.1% anual. Un problema complejo que ya enfrenta la empresa en ese momento es el relacionado con sus pérdidas, las cuales representan aproximadamente un 22% de los requerimientos brutos de generación.

2.4.8 En este contexto, posiblemente los aspectos más importantes de la situación de la empresa en el momento de iniciar la construcción del proyecto son dos. De un lado, el deterioro de su situación financiera tradicional y la baja probabilidad de mejoramiento a corto plazo, dados los compromisos existentes y su desempeño operacional reciente. Del otro, la sobrecarga sobre sus recursos humanos, técnicos y financieros que inevitablemente sobrevendrá al manejar simultáneamente dos proyectos grandes, como Mesitas y Guavio, en adición a las otras obras incluidas en el plan.

²¹ Cifras reales. Las cifras esperadas para ese año, según las proyecciones, eran de 5751 GWH.

2.4.9 En cuanto al aspecto financiero, un análisis agregado sobre el comportamiento de la empresa en la última década (1970-1980) muestra en ese momento un "record" ampliamente satisfactorio. Las utilidades de la empresa le han permitido generar internamente, en promedio, más del 50% de los recursos de inversión necesarios, incluyendo los aportes a ISA. La relación deuda/capital, aún sin revaluación de activos, se ha mantenido por debajo de 1.8 desde 1970, llegando a 1.0 en 1980. Con revaluación de activos²², este índice es .8 para 1975 y .5 para 1978. El capital de trabajo también muestra una situación satisfactoria, con una razón de liquidez creciente, alcanzando 2.0 en 1978.

2.4.10 No obstante, todo lo anterior cambia dramáticamente cuando se analiza la tendencia de los últimos años previos a la iniciación del proyecto Guavio. En primer lugar, el margen operacional de la empresa se ha venido deteriorando desde 1976, a pesar de haber obtenido un crecimiento en las tarifas del 43% en términos reales en el periodo 1976-1980²³. Esto se debe a un incremento aún mayor de los costos operacionales de la empresa (44% en términos reales para el periodo, con desfases de 9 y 5 puntos en 1978 y 1979, respectivamente)²⁴. El incremento en los costos, a su turno, tiene origen, de un lado, en las crecientes pérdidas y, del otro, en la necesidad de comprar cada vez más energía a ISA.

2.4.11 En segundo lugar, la generación interna, una vez Mesitas comienza a demandar recursos masivamente, pasa del 54% en 1978, al 38% en 1979, 21% en 1980 y 16% en 1981. La razón de liquidez corriente pasa de un poco más de 2.0 en 1978, a 1.3 en 1979 y a menos de .8 en 1980. Finalmente, la cartera se deteriora drásticamente, pasando de 92 días en 1978, a 121 en 1979 y 155 en 1980.

2.4.12 En cuanto se refiere al grado de preparación de la empresa para acometer simultáneamente todas las obras incluidas en su plan de expansión - cuyo valor supera la totalidad de los activos de la empresa en ese año - es

²² Véase Cuadro No. 2 del Anexo II.

²³ "Staff Appraisal Report", op. cit.; p. 30.

²⁴ Cálculos del Consultor, con base en la información dada por el SAR Guavio, antes citado.

importante destacar que la empresa mantiene su estructura tradicional, sin hacer cambio alguno en su organización interna. En el caso específico del proyecto Guavio, basta decir que en 1981, con los dos contratos para las obras civiles principales ya adjudicados, la empresa mantiene el mismo grupo de seis (6) personas originalmente destacado para familiarizarse con la información transferida por ISA en 1979.

2.4.13 A pesar de que la empresa retiene a Ingetec como el Consultor principal del proyecto, garantizando así la permanencia del conocimiento acumulado, ella misma carece de los medios necesarios para manejar un proyecto de esta magnitud.

2.4.14 En resumen, en el momento de asumir la responsabilidad del proyecto Guavio, la EEB se encuentra en una situación débil. Si bien es cierto que su "record" le permite aspirar al desarrollo de un proyecto de la magnitud y complejidad del Guavio, no lo es menos que, en ese momento, sus recursos se encuentran sobre-extendidos, haciendo que la empresa quede sujeta a una vulnerabilidad extrema ante cualquier contingencia de carácter técnico o financiero que pueda surgir.

2.5 La Organización General del Proyecto

2.5.1 La organización general para manejar el proyecto prevista por las autoridades de la EEB, contempla el siguiente esquema:

- a) Una "Unidad Ejecutora del Proyecto" conformada como una División (División Proyecto Guavio, dependencia de tercer nivel en la empresa) adscrita a la Sub-Gerencia Técnica;
- b) Un Consultor principal (Ingetec) encargado del diseño del proyecto y de la asesoría directa para todos los procesos de programación, adquisiciones y administración;
- c) Varios Consultores encargados fundamentalmente de la interventoría de las distintas obras asociadas con el proyecto; y

d) Expertos externos ocasionales, contratados según las necesidades identificadas a lo largo de la construcción.

Esta organización general recibe la supervisión directa del Sub-Gerente Técnico, del Gerente y de la Junta Directiva de la empresa, especialmente para todo lo relacionado con los aspectos de contratación. Por considerarlo de interés para el propósito del presente estudio, en lo que sigue se hace un análisis detallado de la conformación real de la Unidad Ejecutora del Proyecto en el momento de iniciarse las actividades constructivas.

La Unidad Ejecutora del Proyecto

2.5.2 Con la certeza de que el proyecto pasará a ser responsabilidad de la empresa, la Junta Directiva aprueba la creación de un grupo de trabajo conformado por seis personas, para "profundizar en el estudio de los documentos ya existentes relativos al proyecto y prospectar las actividades necesarias para el futuro"²⁰.

2.5.3 Para oficializar las actividades del grupo mencionado, se crea, en el mes de noviembre de 1979, la "División Proyecto Guavio", dependiente de la Sub-Gerencia Técnica, con una organización provisional. De esta estructura, solamente es provista la planta para la "Sección Contratos", de tal manera que, en la práctica, la División queda conformada así:

División Proyecto Guavio	-	Jefe de División	1
		Secretaría	1
Sección Contratos	-	Jefe de Sección	1
		Ingeniero	1
		Ingeniero Auxiliar	1
		Auxiliar de Ingen.	1
Total Planta de Personal			6

²⁰ EEB, Junta Directiva, Acta No. 799, Sesión del 20 de Junio de 1979.

2.5.4 En el mes de marzo de 1980, ante la imperiosa necesidad de adelantar la adquisición de predios para el proyecto, la Junta Directiva autoriza al Gerente para abrir oficinas en la región y para ampliar la planta de personal de la División de Procuraduría de Bienes de la Sub-Gerencia Administrativa (13 personas en total), encargándola de todos los asuntos referentes a la adquisición de predios para el proyecto.

2.5.5 En enero de 1981, casi a punto de iniciarse las obras, la Junta Directiva autoriza la planta complementaria para la División (19 personas, para un total de 25) creando el Departamento de Construcción de Obras Civiles y adscribiendo a él las Secciones de "Obras en la Presa", "Obras Casa de Máquinas" y "Contratos".

2.5.6 En mayo de 1981, fecha en la cual se deben iniciar las obras del proyecto según la programación original²¹, y con los dos contratos principales de obras civiles ya adjudicados, la planta complementaria aún se encuentra sin proveer por parte de la Administración.

2.5.7 En las circunstancias anotadas, es obvio que la empresa no está internamente preparada para acometer el proyecto en la fecha prevista, y carece de una perspectiva completa sobre el mismo. En ese momento, la única entidad que tiene una visión integral del proyecto es el Consultor Principal, el cual obviamente no tiene ningún poder decisional al interior de la empresa. Esta es posiblemente la razón por la cual, desde el momento mismo de la iniciación de los trabajos, se presentan desfases apreciables con respecto a la programación vigente (incorporada en los contratos ya firmados) sin que la empresa reaccione con la celeridad requerida, dadas las implicaciones de todo orden, pero principalmente financieras, de tales desviaciones.

El Consultor Principal, los Consultores de Apoyo y los Expertos

2.5.8 En el año de 1978, una vez conocidas las conclusiones del estudio de factibilidad del proyecto

²¹ "Staff Appraisal Report", op. cit.

Guavio, ISA abre un concurso de méritos para contratar "(...) los servicios de ingeniería necesarios para la ejecución de los diseños y asesorías de construcción de las obras principales del Desarrollo Hidroeléctrico del Guavio". Dicho concurso es ganado por la firma Ingetec, la cual comienza a ejecutar el contrato correspondiente el 20 de marzo de 1979.

2.5.9 El alcance de los trabajos es el siguiente: a) Investigaciones adicionales (hidrológicas, geológicas y topográficas) y recomendaciones sobre otras investigaciones necesarias durante y con posterioridad a la construcción del proyecto; b) Diseños (estructuras, tratamientos requeridos en las fundaciones y tratamientos, arquitectura de la casa de máquinas, equipos electromecánicos de generación, equipos auxiliares y de control, subestación de salida y otros; c) Programa de licitaciones, indicando costos y programas de desembolsos y, sobre esta base, elaboración de los pliegos de licitaciones; Análisis de propuestas derivadas de las licitaciones, haciendo las recomendaciones de adjudicación; Preparación de planos detallados de construcción y asesoría durante la construcción; Supervisión general, incluyendo el manejo de subcontratos y rendición de informes.

2.5.10 Al recibir formalmente la responsabilidad del proyecto, la EEB mantiene a Ingetec como el Consultor principal, con el mismo alcance del contrato original. A pesar de que la transferencia formal del contrato de ISA con Ingetec a la EEB sólo se produce en 1982, el Consultor continúa su labor normalmente, la cual se mantiene de ahí en adelante, con las variaciones en volumen de trabajo inherentes a la evolución del proyecto.

2.5.11 El esquema inicial contempla un grupo de firmas Consultoras dedicadas fundamentalmente a las labores de interventoría y al diseño o análisis de algunos aspectos particulares del proyecto no cubiertos por el contrato con el Consultor principal. Este esquema se aplica desde el principio y se mantiene de ahí en adelante, de nuevo con las variaciones naturales de actividad asociadas con la evolución del proyecto.

2.5.12 Para complementar lo anterior, el esquema contempla un grupo de expertos extranjeros, algunos de los cuales trabajarán como un comité asesor de alto nivel para examinar independientemente problemas especiales, mientras otros trabajarán como parte del equipo del Consultor principal. Este esquema general se mantiene desde entonces.

2.6 Conclusiones respecto de la Formulación, Caracterización Ex-Ante y Organización del Proyecto

2.6.1 Desde el punto de vista teórico, el Guavio es un proyecto muy atractivo. El proyecto aprovecha las condiciones naturales del sitio y plantea soluciones innovadoras a los principales problemas técnicos. Los estudios que lo sustentan son suficientes para elaborar una programación relativamente detallada de la construcción y adquisición de equipos. Los estudios económicos también sugieren la existencia de un proyecto sólido, con una rentabilidad sensiblemente superior al costo de oportunidad del capital en el país. Dado el impacto energético y económico previstos, el proyecto parece muy atractivo para cualquier entidad que se encuentre en la capacidad de acometerlo. Desde la perspectiva nacional, además, el proyecto cumple un papel de primer orden en la solución de la crisis energética a la cual se encuentra abocado el país en ese momento.

2.6.2 Del examen de toda la documentación disponible, sin embargo, es evidente que los análisis realizados para efectos de tomar una decisión final, minimizan o simplemente omiten la consideración del riesgo, tanto en lo que se refiere al proyecto como tal, como a la entidad ejecutora y al país.

2.6.3 Desde el punto de vista estrictamente técnico, es obvio que el proyecto es altamente riesgoso. De un lado, se sabe que las condiciones geológicas de la cordillera oriental, en la cual se asienta el proyecto, son difíciles, por lo cual es posible predecir problemas constructivos de consideración. De otro, la presa proyectada es la segunda más alta del mundo, lo que impone condiciones especiales para su construcción y llenado del embalse, e implica diseños y tecnologías novedosas y poco probadas para algunos elementos claves, tales como la tubería de alta presión, las válvulas y algunas obras civiles asociadas con la central.

2.6.4 Lo anterior determina que el programa de construcción no sólo debe prever la eventualidad de sobre-costos apreciables (lo que efectivamente se hace) sino de retrasos significativos con respecto a un cronograma "normal" u optimista, como el que finalmente se adopta. Esto es particularmente cierto si se tiene en cuenta que en el momento de tomar la decisión de construir el Guavio, el país tiene ya una larga historia de sobre-costos y demoras en casi todos sus proyectos de generación, especialmente

durante la fase constructiva. De los catorce (14) proyectos de generación iniciados después de 1970, nueve (9) sufren atrasos superiores a los 25 meses, un 61% del tiempo promedio de construcción estimado originalmente para dichos proyectos²⁷.

2.6.5 Este hecho es suficientemente conocido, no sólo por las autoridades nacionales, sino por la banca multilateral. Desde 1972, una misión del Banco Mundial encargada de revisar las operaciones en Colombia, anota que la mayoría de los proyectos energéticos, pero especialmente las centrales hidroeléctricas, han sufrido retrasos muy apreciables. Las causas de estos retrasos según este estudio son²⁸:

- Dificultades técnicas mayores asociadas con las condiciones geológicas, especialmente en túneles;
- Deslizamientos y otros problemas geológicos en los sitios de construcción, determinantes de cambios sustanciales en los diseños;
- Inadecuado desempeño de los contratistas; y
- Falta de coordinación entre las obras civiles y la adquisición y despacho de los equipos.

A estas causas habría que añadir otras, relacionadas con los problemas de carácter administrativo para la tramitación de las licencias de importación, autorizaciones para consecución de crédito, etc.

2.6.6 De lo anterior se puede concluir que ni las autoridades nacionales, ni el Banco Mundial, tienen en cuenta la experiencia acumulada en el momento de tomar la decisión sobre el Guavio. El cronograma original (Mayo de 1981 - Septiembre de 1987) supone una ruta crítica con poca

²⁷ Véase el cuadro "Tiempo de Contratación y Construcción de los Proyectos de Generación Eléctrica" que se presenta en el Anexo II. Este cuadro ha sido tomado del estudio de Francisco Ochoa titulado "Incidencia de los Problemas Institucionales y Financieros en los Racionamientos de Energía Eléctrica". Mayo de 1985, página 9. Las cifras dadas en el texto resultan de cálculos del Consultor.

²⁸ "Bank Operations in Colombia, an Evaluation". IBRD, May 25, 1972, p. 85.

holgura. A pesar de ello, este punto no merece ningún comentario por parte del DNP ni del Banco Mundial en su SAR Guavio de 1981, ni es considerado dentro del análisis de sensibilidad, para incorporar el efecto de los atrasos sobre el costo financiero del proyecto.

2.6.7 De otra parte, como ya se ha señalado, el plan financiero del proyecto acordado inicialmente tiene un grado significativo de indefinición, especialmente en su componente de cofinanciamiento. Este hecho, unido a la precaria situación de liquidez de la empresa, determina una alta probabilidad de que los desembolsos efectivos no coincidan con las necesidades derivadas del cronograma. En caso de que el desfase ocurra, inevitablemente se producirá un impacto financiero considerable sobre el proyecto y la empresa, lo cual tampoco es tenido en cuenta en el análisis.

2.6.8 Adicionalmente, por las circunstancias reseñadas del cambio en la propiedad del proyecto, la EEB no se encuentra adecuadamente preparada para asumir su nueva responsabilidad. A pesar de que su plan de expansión supone obras por un valor superior a todos los activos de la empresa, ésta mantiene una organización básicamente diseñada para atender su operación normal. En lo que atañe al proyecto, la situación es similar o peor.

2.6.9 Finalmente, por todo lo anterior puede concluirse que la formulación del proyecto, ya considerada integralmente, muestra deficiencias marcadas en el aspecto financiero. Es cierto que la evaluación económica indica un resultado altamente positivo pero, al no considerar los efectos financieros de las distintas desviaciones posibles, se genera una visión distorsionada del verdadero nivel de riesgo del proyecto. Es esta percepción la que lleva a mantener inmodificable el cronograma, cuando ya en 1981 existe evidencia suficiente sobre la imposibilidad de cumplirlo. Así mismo, es la falta de claridad sobre las implicaciones financieras de tales desviaciones lo único que puede explicar la poca preocupación de la empresa para dotar al proyecto de una estructura de gestión sólida desde el principio y su lenta reacción ante los primeros atrasos derivados de los problemas para adquirir los predios.

3. DESARROLLO DEL PROYECTO

3.1 Evolución en la Primera Etapa (1981 - 1985)

Evolución de las Obras Físicas, Retrasos y Sobrecostos

3.1.1 Los trabajos físicos relacionados con la infraestructura del proyecto se inician desde el año de 1979, siendo el primero la carretera de acceso a la presa (Enero de 1979). Las obras civiles principales se inician en 1981, con un retraso de cuatro meses para la presa y siete para la central subterránea, causados por la demora de la empresa en dar la orden de iniciación de los trabajos. El 16 de julio de 1981 arranca la presa y obras anexas (contrato de Vianini) y el 9 de octubre del mismo año, la conducción y central subterránea (contrato Campenon).

3.1.2 Dentro de las condiciones estipuladas en los contratos figura la disponibilidad de predios con el fin de que los contratistas puedan ejecutar sus labores sin interferencias. La labor de adquisición de tierras ha sido iniciada por ISA desde finales de 1978. Entre esta fecha y el momento en el cual se decide el traspaso del proyecto a la EEB, ISA adquiere un total de 116 predios. Las negociaciones se realizan sin un marco regulador claro, lo que permite lograr buenos precios, pero contribuye a que las relaciones con la comunidad se deterioren de manera ostensible²⁷. Ante las dificultades encontradas y la lentitud de las negociaciones (y seguramente ante la inevitabilidad del traspaso del proyecto a la EEB) a mediados de 1979 ISA retira de la zona los funcionarios encargados de las negociaciones.

3.1.3 La comunidad se organiza a través del "Comité Prodammificados por la Represa del Guavio", el cual asume su vocería e inicia la fuerte presión dirigida a lograr los

²⁷ Esto debido que, en general, en tales negociaciones no se tuvieron en cuenta las "mejoras" a los predios y las condiciones económicas para los vendedores no fueron las mejores.

mayores beneficios posibles. En estas circunstancias, cuando la EEB recibe el proyecto ya existe un clima de tensión, por lo cual la empresa procede a establecer diálogos con la comunidad, llegando finalmente a un acuerdo en mayo de 1981. Algunas de las cláusulas de este acuerdo (particularmente la de obligatoriedad para la empresa de adquirir todos los predios residuales menores de tres hectáreas) resultan extraordinariamente gravosas, especialmente por la dinámica que generan en términos de sub-división de predios en la zona.

3.1.4 En septiembre de 1981, el gobierno nacional promulga la Ley 56, reguladora de las relaciones entre las entidades propietarias de obras públicas y los municipios afectados, cuya intención básica es la de dar una mayor participación a los municipios de los beneficios económicos derivados de las obras realizadas en su jurisdicción. Con base en esta ley, la comunidad organizada amplía el marco de sus demandas, obligando a la empresa a contemplar dentro de las negociaciones aspectos de tipo general, adicionalmente a los particulares asociados con la negociación de los predios.

3.1.5 No obstante lo anterior, en el momento de recibir el proyecto la EEB, el problema de la adquisición de predios se ve aún como algo menor. En el mes de enero de 1981, la empresa recibe del Instituto Geográfico Agustín Codazzi la lista y los valores estimados de los predios de interés para el proyecto (esto ha sido solicitado en agosto de 1980). Con base en esta información y la suministrada por la empresa, el SAR Guavio - mayo de 1981 - dice que el proceso de adquisición de predios avanza satisfactoriamente y que "(...) puesto que solamente unas 250 familias viven en toda el área del proyecto, la empresa simplemente adquirirá la tierra"³⁰.

3.1.6 Seguramente debido a esta subestimación del problema, la empresa no desarrolla una estrategia integral para su manejo, sino que se limita a asignar esta labor a una dependencia de cuarto nivel ya existente, apta desde el punto de vista funcional, pero sin la capacidad de afrontar un problema con el volumen y las características del generado por el proyecto. Concretamente se confía esta labor al Departamento de Adquisición de Predios de la División Procuraduría de Bienes, con una Oficina delegada en Gachalá, creando un Fondo para la cancelación de los predios

³⁰ SAR Guavio, op. cit., p. 28.

negociados. Este esquema resulta inapropiado, ya que el escaso nivel y capacidad de decisión de la Oficina negociadora, así como los trámites impuestos por el Código Fiscal, determinan su inoperancia y el retraso de las actividades. Por esta razón, más tarde se llega a un acuerdo con los contratistas principales para que negocien y paguen directamente los predios, facturando posteriormente a la empresa.

3.1.7 Los problemas encontrados con los procedimientos anteriores llevan a que a finales de 1981, por recomendación del Banco Mundial, la responsabilidad de la adquisición de predios pase a la División Proyecto Guavio, a través de la Dirección de Construcción. No obstante, en ese momento ya se ha configurado un retraso importante con respecto a la programación original, por lo cual la presión para la empresa se incrementa notablemente, reduciendo su capacidad de negociación y forzando el pago de precios muy superiores a los originalmente previstos. A pesar de esto, sigue sin plantearse una estrategia coherente de manejo del problema.

3.1.8 La ausencia de un marco regulador claro y de una estrategia por parte de la empresa, las expectativas económicas que se generan en la zona, la presencia de intermediarios con ánimo especulativo y la ausencia de un adecuado esquema de control, son factores concurrentes en la situación descrita. En este contexto es significativa la evolución de los precios de la tierra entre 1980 y 1984 y la explosión en el número de predios.

3.1.9 Mientras en las negociaciones realizadas por ISA entre 1978 y 1979 el promedio pagado por hectárea oscila entre \$ 30.000 y \$ 50.000, en 1981 el avalúo del Agustín Codazzi (teniendo en cuenta mejoras) arroja un promedio de \$ 500.000, para un incremento en un año del orden del 1150% con respecto al promedio de las negociaciones anteriores. En 1982 el promedio ha subido a \$ 600.000, en 1983 a \$ 1.050.000 y en 1984 a \$ 1.100.000, valor en el cual se estabiliza el valor de la tierra en la zona del proyecto. Esto significa que en el curso de 5 años, el precio de la tierra en la zona se incrementa en un 2650%. De otra parte, según los estimativos actuales, el número total de predios que finalmente terminará adquiriendo la empresa es de 2400, es decir, una cifra casi diez veces superior a la inicialmente prevista.

3.1.10 El incremento en el precio de la tierra y la falta de una estrategia que permita superar este problema, dadas

sus implicaciones potenciales, hacen que el proceso de adquisición de predios progrese muy lentamente, comenzando a interferir de manera grave con el cronograma del proyecto. Como consecuencia de esto, los contratistas sufren retrasos apreciables en la programación pactada, no imputables a su responsabilidad y, por otra parte, se hace necesario introducir variaciones importantes en los diseños originales y ejecutar obras no previstas. Esto a su vez da lugar a sobrecostos, representados en reclamaciones y nuevas obras de magnitud muy considerable³¹.

3.1.11 En el caso de la presa y obras anexas, el problema de los predios afecta de tal manera el programa de construcción, que ya a finales de 1981 el contratista presenta un nuevo programa, desplazando un año la desviación del río Guavio. Esta reprogramación es aceptada por la empresa en el primer semestre de 1982. A pesar de los esfuerzos realizados, el problema continúa agravándose durante 1982, por lo cual, a finales del año, se decide modificar el esquema general de construcción del proyecto. El frente principal es cambiado del sitio original (aguas abajo de la presa) al sitio de la bocatoma, desde el cual se comienzan a excavar los túneles de desviación y auxiliar. Este cambio tiene profundas repercusiones sobre el proyecto, ya que implica un alineamiento diferente para el túnel de desviación, y otras modificaciones de diseño y construcción pero, sobre todo, obliga a trabajar en una zona no suficientemente investigada desde el punto de vista geológico, al no estar prevista como frente principal sino como punto terminal en el programa original.

3.1.12 En cuanto a la central subterránea, la situación es todavía peor. La no disponibilidad de los predios determina un cambio importante en el alineamiento de la carretera, obliga a abrir un nuevo frente de trabajo no contemplado inicialmente y más tarde, cuando se encuentran problemas geológicos graves no previstos, lleva a ejecutar enormes cantidades de obra (entre otras actividades, remoción de más de 400.000 m³ de material encima del portal) y a paralizar completamente, durante más de seis meses, la excavación del túnel. Esta situación, como en el caso anterior, se debe en buena parte a la necesidad de trabajar sobre un terreno insuficientemente conocido.

³¹ En el Anexo III se presenta un Cuadro resumen de las reclamaciones de los dos contratistas principales.

3.1.13 Lo anterior se traduce en que, antes de finalizar el año de 1982 (es decir, menos de un año después de haberse iniciado el proyecto) los contratistas ya han presentado a la empresa reclamaciones por sobrecostos debidos a la no disponibilidad de predios por un valor (dólares de 1980) superior a los US\$ 22 millones; y la empresa debe reconocer costos por obras adicionales por un valor (dólares de 1980) superior a los US\$ 16.9 millones. En resumen, entonces, la no disponibilidad de predios determina, entre finales de 1981 y 1982 (primer año de trabajo del proyecto) un retraso aproximado de un año (100% de atraso en ese momento) y un sobrecosto cercano a los US\$ 39 millones, sin contar el sobreprecio mismo de la tierra.

3.1.14 Paralelamente a los problemas anteriores, la empresa enfrenta otros. De un lado, su iliquidez y la lentitud de sus trámites administrativos origina retrasos en la entrada de obras o en la disponibilidad de elementos requeridos por los contratistas principales para la ejecución oportuna de sus actividades; del otro, su situación de caja - derivada del retraso en los desembolsos del crédito, de los cuales depende totalmente el proyecto - genera incumplimientos en pagos acordados contractualmente, especialmente los anticipos.

3.1.15 Adicionalmente, en el mes de julio de 1983 el proyecto sufre una tragedia causada por un derrumbe rápido de gran volumen (aproximadamente 100.000 m³) ocurrido en el sitio de la bocatoma. El deslizamiento inicial causa numerosos muertos y pérdidas físicas, y otro, ocurrido unas catorce horas después, cuando se están desarrollando las actividades de rescate, incrementa las víctimas. Este accidente contribuye a tensionar más aún las relaciones entre la comunidad, la empresa y los contratistas principales, manteniendo un clima de trabajo muy difícil para todos los agentes participantes.

3.1.16 El conjunto de todos los factores anteriores acentúa los retrasos en la obra y la necesidad de variar diseños y construir obras no previstas, lo cual configura "paquetes" adicionales de reclamaciones. A finales de 1984 el porcentaje de avance de la central subterránea y la conducción es de apenas el 22.1%, en contraste con el 65.0% previsto en el programa original. Para el proyecto en su conjunto, en esa misma fecha el porcentaje de avance es del

32.1%, frente al 64% esperado según el programa original².

3.1.17 Entre 1983 y 1984, los contratistas principales presentan nuevas reclamaciones a la empresa, y ésta debe aprobar y pagar obras no previstas. En este lapso, los dos contratistas sumados solicitan el pago de US\$ 417.8 millones (dólares de 1980) por concepto de obras adicionales y sobrecostos causados por problemas imputables a la empresa. Como resultado de las negociaciones esta cifra se rebaja a US\$ 173.4 millones, reconociéndose US\$ 115 millones por concepto de obras y US\$ 58.4 millones por sobrecostos. Adicionalmente al costo económico de estas reclamaciones y reconocimientos, ellos dan lugar a que una parte desproporcionada de los estamentos directivos y personal ejecutivo de la empresa deba destinarse a su estudio, reduciendo efectivamente el tiempo disponible para manejar el proyecto propiamente dicho.

3.1.18 En este mismo periodo, además, se comienza a configurar una situación que posteriormente tendrá profundas implicaciones sobre la marcha del proyecto, cual es la aceleración en la rotación de los mandos superiores de la empresa. En 1979, el año en el cual se recibe el proyecto, se produce un cambio en la Gerencia. El nuevo Gerente ejerce funciones hasta 1982, año en el cual se produce un nuevo relevo. El Gerente nombrado en 1982 actúa como tal hasta el año de 1985. Los cambios en la Gerencia van acompañados, aunque no totalmente, por cambios en los mandos técnicos superiores. Esto significa que en el periodo crítico de la construcción, sus primeros años, se producen relevos en la Gerencia y los mandos técnicos superiores, perdiéndose en alguna medida la "memoria" institucional acumulada del proyecto y haciendo mucho más difícil un seguimiento coherente de su desarrollo.

3.1.19 Finalmente, en 1984 se hace una revisión de los pronósticos vigentes, la cual lleva a un ajuste en el plan de expansión para el periodo 1981 - 1990, reduciéndolo en un 50% y limitándolo a los proyectos en construcción en 1981. Con excepción de Río Grande II, el cual se espera comenzar en 1985, no se prevén nuevos desarrollos energéticos importantes en lo que resta de la década.

² EEB, "Informe de Progreso No. 38", Enero, Febrero, Marzo de 1991. Datos extraídos de los anexos gráficos y estadísticos del Informe.

Comentarios al Desarrollo del Proyecto en su Primera Etapa

3.1.20 Entre 1981 y 1984, el proyecto sufre incrementos efectivos en costos superiores a los US\$ 212 millones, primordialmente como resultado de la no disponibilidad de predios, y secundariamente por problemas administrativos y financieros de la empresa. Al mismo tiempo, como producto de la rotación del personal superior, el seguimiento sufre cortes importantes y las gestiones de alto nivel - absolutamente indispensables para minimizar los tropiezos que ya son importantes - se dificultan ante el cambio de interlocutores en la empresa. Este proceso, como se muestra más adelante, se agudiza en los años siguientes, complicando aún más el normal desarrollo del proyecto.

3.1.21 El impacto de los racionamientos ocurridos a comienzos de la década y otros factores inciden negativamente sobre el consumo de energía, produciéndose una reducción drástica con respecto a las expectativas existentes a finales de los 70s. Esto le quita presión al proyecto en cuanto a su fecha de entrada, pero al mismo tiempo impacta negativamente a la empresa a través de una reducción en sus ingresos.

3.1.22 Al final del periodo bajo estudio el proyecto ya muestra desviaciones notables con relación a las previsiones originales, pero ellas se encuentran dentro de límites tolerables. Los problemas se ven como algo coyuntural ya superado (predios e iliquidez inicial) y se asocian fundamentalmente con los aspectos financieros, por lo cual el énfasis se coloca en la obtención de nuevos recursos. El periodo termina con la obtención del segundo crédito BID (primer crédito complementario, 126-IC/CO) sin que se haya producido un replanteamiento de fondo.

3.2 Evolución en la Segunda Etapa (1985 - 1987)

3.2.1 En el año de 1985 suceden varios eventos que determinan el comienzo de una nueva fase en el desarrollo del proyecto y en su significación para la empresa. Algunos eventos tienen que ver con el proyecto como tal, mientras otros afectan a la empresa en su conjunto.

3.2.2 En primer lugar, ante la magnitud del retraso de las obras principales (28.4% de avance real contra 75.0% de avance esperado, según la programación inicial, para la central subterránea y la conducción, por ejemplo) se opta por reconocer la situación y reprogramar totalmente las obras, colocando como nueva fecha para la iniciación de pruebas el año de 1990. En segundo término, se reconoce que la organización del proyecto existente hasta la fecha no es la apropiada, por lo cual (con presión de la banca multilateral) dicha organización se eleva a la categoría de Sub-Gerencia (con tres divisiones, siete departamentos y ocho secciones) haciendo las modificaciones correspondientes en la planta de personal. En tercer lugar, en dicho año se logra una ejecución presupuestal fluida, como consecuencia de los créditos ya obtenidos, los primeros desembolsos provenientes del crédito complementario del BID, contratado a finales de 1984 (préstamo 126/IC-CO) y los aportes de ISA. Al final de ese año, con un nuevo cambio en la Gerencia de la empresa, se supone que el proyecto ya ha obtenido su perfil final.

3.2.3 Desafortunadamente, en forma paralela suceden otros hechos, por fuera del control de la empresa, que tienen un impacto negativo muy fuerte sobre sus finanzas y el desarrollo del proyecto. De un lado, la aceleración de la devaluación del peso con respecto al dólar (51.2% en 1985) determina que los gastos financieros de la empresa se tripliquen. Del otro, la pérdida de valor del dólar con respecto a otras monedas fuertes lleva a que, vía el mecanismo de la "canasta de monedas", la deuda de la empresa se incremente extraordinariamente por el simple efecto de la revaluación de la canasta, un efecto que viene de tiempo atrás pero que se ha agravado en los últimos años.

3.2.4 Fundamentalmente por el impacto de la devaluación, la deuda a largo plazo de la empresa pasa de \$ 74104 millones en 1984 a \$ 146939 en 1985 (98.3% de incremento) y a \$ 229952 millones en 1986 (56.5% de incremento adicional) afectando gravemente su situación de liquidez, a través de los mayores recursos en pesos necesarios para atender el servicio de la deuda.

3.2.5 El impacto de la revaluación de la canasta de monedas sobre la estructura financiera de la empresa puede

verse claramente a través de unas pocas cifras³³. En 1985, la revaluación de la deuda de la EEB es de US\$ 55.1 millones, un 6.3% del total. En 1986, dicha revaluación sube a US\$ 190.6 millones, un 19.6% del total. En 1987, la revaluación alcanza los US\$ 373.8 millones, representando el 34.1% del total de la deuda. En este último año, la revaluación de la deuda propia del proyecto alcanza la cifra de US\$ 275.8 millones, representando el 47.4% del total de la deuda imputable al proyecto.

3.2.6 Como resultado de lo anterior, el impacto de la deuda del proyecto sobre la estructura financiera de la empresa se incrementa rápidamente. Mientras en 1982 ella representa apenas el 12% de la deuda total de la empresa, en 1984 este porcentaje sube al 30.4% y en 1987 al 58.3%.

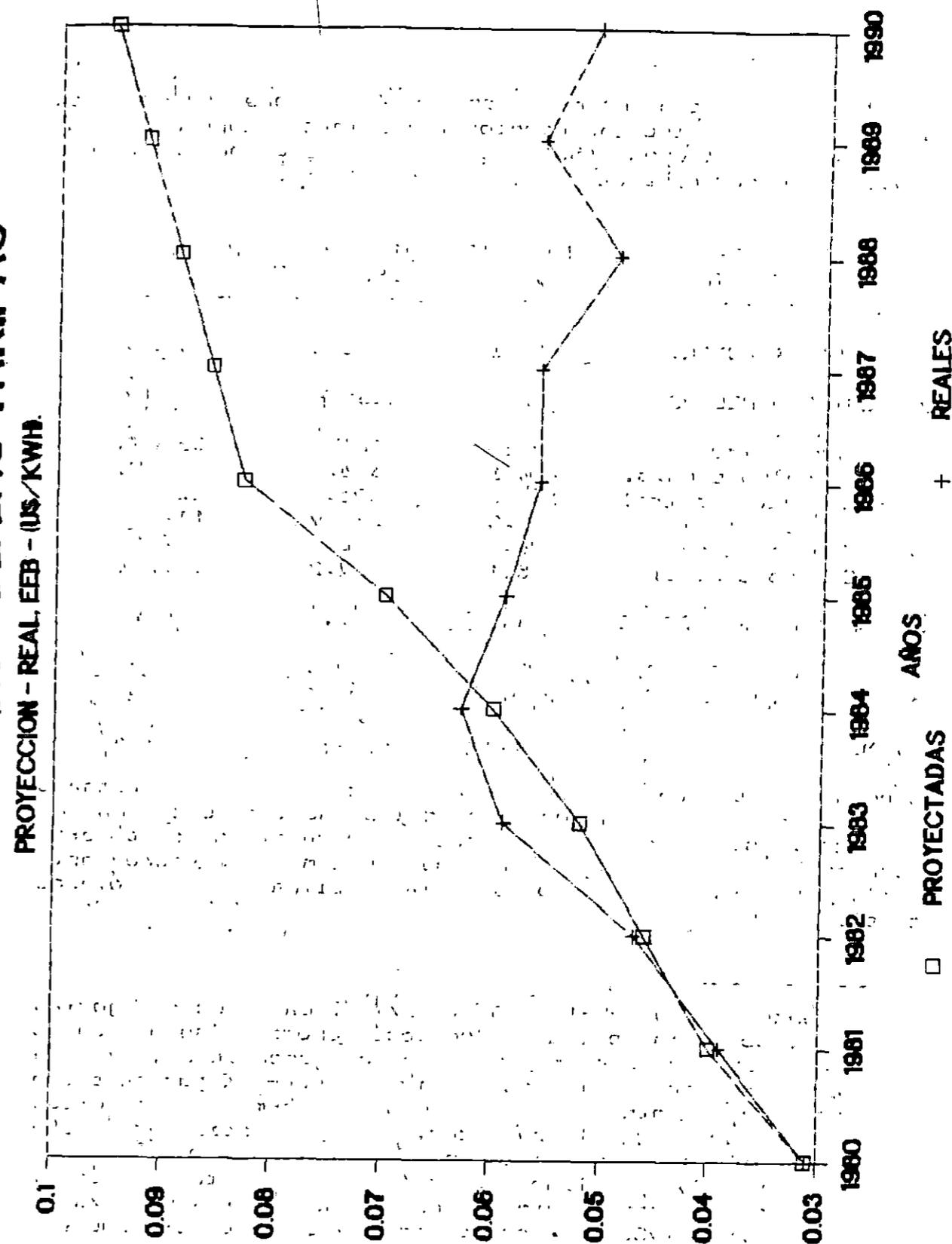
3.2.7 Adicionalmente a lo expuesto, la obligatoriedad de pagar los derechos de importación a partir de 1985, incrementa las presiones sobre la liquidez. Los trámites para la aprobación de los créditos de proveedores y la continuación de los problemas con los predios, tienen de nuevo una incidencia negativa sobre el cronograma. El crecimiento en términos reales de las tarifas, que se ha mantenido hasta 1984 (véase gráfica de la página siguiente) y que es clave dentro de las proyecciones de rentabilidad del proyecto, deja de existir, produciendo un efecto negativo importante sobre la estructura de ingresos. Finalmente, las pérdidas de energía que desde tiempo atrás han venido afectando significativamente las finanzas de la empresa continúan en niveles muy altos, deteriorando todavía más su situación financiera.

3.2.8 De los factores anteriores, el que posiblemente ha recibido mayor divulgación es el relativo a las demoras en la aprobación de los créditos de proveedores. Los contratos de suministro de los generadores, de las turbinas y los blindajes de alta y baja presión, requieren en promedio casi dos años para su aprobación, lo cual genera sobrecostos considerables, aún cuando muy difíciles de precisar exactamente³⁴.

³³ Véase el Capítulo sobre "Evolución del Endeudamiento de la EEB" presente en el Anexo III, para una descripción completa de la evolución completa en el periodo 1980 - 1990.

³⁴ Este punto es examinado en mayor detalle en el capítulo 4o. En el Anexo III se muestra una relación de las demoras en la contratación de algunos elementos.

COMPORTAMIENTO DE LAS TARIFAS



3.2.9 El hecho es que, en 1987, el presupuesto del proyecto ha sufrido incrementos (en dólares corrientes) de US\$ 739.9 millones (56.4% sobre el costo originalmente previsto) discriminados en la siguiente forma³⁶.

COMPONENTES DEL PROYECTO	SAR GUAVIDO (1981)	PR1607-A (1987)	VARIACION (%)
1. INGEN. & ADMON.	63.1	158.6	151.3%
2. COSTOS DIRECTOS	577.5	1235.6	114.0%
- Infraestruct.	27.3	186.0	581.3%
- Presa&Obrs.Anxs.	240.1	350.7	46.1%
- Conducc.&Central	174.3	395.1	126.7%
- Equipos (**)	94.0	227.9	142.4%
- Transmisión	26.7	36.7	37.4%
- Centro Control	15.1	39.2	159.6%
3. GASTOS CONCURRENTES	1.4	1.4	0.0%
4. SIN ASIGN. ESPECIF.	382.2	0.0	--
5. GASTOS FINANCIEROS	288.0	656.5	128.0%
TOTALES	1312.2	2052.1	56.4%

A pesar de que con frecuencia este incremento es mencionado como sobre-costo, en opinión del Consultor esto no es correcto, puesto que las cifras se encuentran en dólares corrientes de cada año. Para poder estimar el sobre-costo real; habría que trabajar las cifras en dólares constantes³⁷.

³⁶ Fuente: BID, PR-1607-A (1987). Las sub-categorías "equipos principales" y "equipos menores" se han unido para evitar distorsiones en la comparación, ya que algunos ítems incluidos en dichas sub-categorías pasan de una a otra en distintos informes y reportes realizados por el Consultor. La diferencia entre US\$ 2 millones que aparece en este caso con el valor US\$ 1303.1 millones expuesto en el capítulo segundo, se debe al reconocimiento de algunos costos realizados en 1979 y 1980 no tenidos en cuenta en el presupuesto manejado en 1981.

³⁷ Este punto se retomó en el capítulo 4o., en el cual se examinan los efectos del proyecto.

3.2.10 En este mismo año, dado el alto grado de apalancamiento financiero del proyecto y en general de la empresa; y el efecto combinado de la devaluación del peso y la revaluación de la canasta, el servicio de la deuda alcanza el 81% de los ingresos operacionales de la empresa, como se puede ver en la siguiente tabla³⁷:

AÑO	INGRESOS DE OPERACION (US\$ MILLONES)	SERVICIO DE LA DEUDA TOTAL	INDICE DE INGRESOS COMPROMETIDOS
1981	133.8	46.2	35.0 %
1982	174.1	89.9	52.0 %
1983	205.8	127.9	62.0 %
1984	224.9	106.6	47.0 %
1985	209.3	105.9	51.0 %
1986	214.3	169.6	79.0 %
1987	301.5	243.1	81.0 %

3.2.11 En cuanto al avance del proyecto, a finales de agosto de 1987 éste muestra un avance físico ponderado del 65%, con porcentajes mayores para las obras civiles principales (presa y obras anexas y conducción y central subterránea, 86% y 74%, respectivamente). De otra parte, el proceso de adquisición y puesta en obra de los equipos principales marcha muy lentamente, debido a las dificultades ya mencionadas en la aprobación de los créditos de los proveedores. Esto conduce a nuevas reprogramaciones del proyecto, las cuales determinan desde entonces que 1992 sea definido como el año de iniciación de las pruebas. En el Anexo III se presenta una descripción de la evolución del proyecto, con las distintas reprogramaciones de la fecha de entrada.

3.2.12 El cúmulo de problemas expuesto y su persistencia a pesar de los ajustes hechos a partir de 1985, así como la cada vez menor urgencia del proyecto desde el punto de vista energético, llevan a que en 1987 por primera vez se analice seriamente la posibilidad de no continuar las obras, para lo cual ISA y EEB emprenden el estudio correspondiente. Se trata de (...) analizar económicamente y dentro del programa de expansión del sistema interconectado colombiano, la conveniencia de continuar o no la construcción del proyecto y, para el caso positivo, determinar la fecha más oportuna

³⁷ EEB, "Proyecto Guavio. Análisis del estado del Proyecto". Octubre de 1987, Cuadro No. 6, página 21.

de su entrada en operación³⁰. El estudio toma como base para el análisis el plan de expansión aprobado por la Junta Directiva de ISA en junio de 1986, considerando dos escenarios, uno "normal" (tasa promedio de crecimiento anual del 5.8%) y otro "alto" (tasa de crecimiento del 6.2%).

3.2.13 Los resultados indican que la mejor alternativa entre todas las consideradas es continuar con la construcción del proyecto y que éste deberá entrar en 1993, para el escenario normal, y en 1992 para el escenario alto. Dado esto, las autoridades nacionales deciden solicitar un nuevo crédito al BID, dirigido a ISA, con el fin de que esta entidad pueda hacer sus aportes al proyecto y éste pueda continuar.

3.2.14 Simultáneamente, ante la crítica situación financiera de la EEB, desde 1986 se plantea la necesidad de reducir su coeficiente de propiedad en el proyecto, como una forma de atenuar las presiones sobre su liquidez. Al disminuir el coeficiente de propiedad, no sólo la empresa deberá hacer menores desembolsos en el futuro, sino que recibirá una inyección puntual de recursos, proveniente del reconocimiento de las mayores inversiones que ha hecho frente a las que le corresponden con el nuevo esquema accionario.

3.2.15 En octubre de 1986 (reunión de Paipa) el Ministerio de Minas y Energía manifiesta la intención del Gobierno de modificar la propiedad del Guavio. En enero de 1987, en la Junta Directiva de ISA, solicita que los socios se pronuncien sobre esta propuesta. En marzo del mismo año, la Asamblea General de Accionistas de ISA decide modificar el esquema de propiedad, dejando un 60% neto en cabeza de la EEB y repartiendo el 40% restante entre los demás miembros de ISA. Este esquema, que es el que se mantiene hasta la fecha³¹, es el siguiente:

³⁰ EEB, "Proyecto Guavio, Análisis de Estado del Proyecto", op. cit., página 14.

³¹ En el momento actual ya hay una decisión política para pasar a EEB el 60% de la propiedad del proyecto. La empresa compra a ISA sus acciones, aprovechando un esquema favorable ofrecido por el Gobierno Nacional. Esta operación hace parte del plan general de saneamiento del sector, en el cual se encuentra empeñada la actual Administración.

	ISA					TOTAL ISA
	EEB	EPM	CVC	ICEL	CORELCA	
ENERGIA	60.0%	2.0%	13.5%	12.6%	11.9%	40.0%
POTENCIA	60.0%	2.0%	10.7%	13.7%	13.6%	40.0%
COSTO	60.0%	2.0%	12.5%	13.0%	12.5%	40.0%

3.2.16 Como resultado de lo anterior, ISA debe pagar a EEB el equivalente a US\$ 99.2 millones, para compensar sus mayores inversiones hechas en los años anteriores, bajo el esquema anterior de propiedad. Estos recursos alivian la situación financiera de la empresa, así sea de manera temporal.

3.2.17 El BID envía una misión en 1987 para analizar la viabilidad del nuevo crédito. Como parte de sus actividades, la misión analiza la rentabilidad de la inversión incremental a partir de 1987, con diversas hipótesis sobre "costos recuperables", realizando algunos análisis de sensibilidad. Los resultados son esencialmente coincidentes con los del realizado por EEB/ISA. Esta conclusión, junto con los análisis complementarios sobre la entidad prestataria (ISA) y la ejecutora (EEB), dan lugar a la recomendación de un nuevo préstamo (CO-0216) por US\$ 360 millones a ISA, para financiar sus aportes al proyecto.

3.2.18 El DNP recomienda al CONPES aprobar el otorgamiento de la garantía de la Nación. Las cifras incluidas en este documento⁴⁰ muestran claramente la magnitud de las desviaciones ocurridas hasta la fecha (un presupuesto estimado a Mayo de 1988 de US\$ 2418.7 millones, incluidas las amortizaciones) así como el esfuerzo que deberán hacer los socios de ese año en adelante para completar el financiamiento requerido (US\$ 664 millones para EEB y US\$ 442.7 millones, para ISA), entre otros aspectos importantes.

3.2.19 No obstante, en lugar de exigir un replantamiento completo del proyecto, el documento se limita a plantear la creación de un Comité Directivo (...) conformado por los Gerentes de EEB, ISA e ICCEL, el Director de CORELCA y un representante de la Junta Directiva de la EEB. Los Gerentes y el Director de las empresas anteriormente mencionadas podrán delegar su representación en funcionarios del nivel jerárquico inmediatamente siguiente a la Gerencia o a la

⁴⁰ DNP-2373 UINF, Junio 2 de 1988.

Dirección, según sea el caso".⁴¹ El Comité queda investido de unas facultades que lo convierten, de hecho, en el Gerente del Proyecto⁴².

3.2.20 Aún cuando este esquema no se concreta exactamente en estos términos, si complica todavía más la estructura administrativa del proyecto. El "Gerente del Proyecto" en realidad es un Sub-Gerente de la empresa, sujeto por lo tanto a su jerarquía interna. La Junta Directiva de la EEB, de otra parte, no renuncia a sus prerrogativas o responsabilidades en cuanto a la aprobación de los contratos, por lo cual, en la práctica, el Comité Directivo se convierte en una instancia más, con el agravante de estar compuesto por personas que en general no conocen el proyecto y pueden dedicar a él apenas una fracción muy pequeña de su tiempo. El efecto neto de esta figura es, entonces, un alargamiento de los ya muy dispendiosos trámites que se deben realizar para implantar cualquier decisión relacionada con Guavio, sin que por ello se garantice una mejor gestión.

3.2.21 En conclusión, a pesar de que las acciones descritas aparentemente solucionan los problemas del proyecto, ello sólo ocurre en la superficie. Estructuralmente, Guavio ha perdido su atractivo inicial para la empresa y el país, dados sus sobre-costos y los

⁴¹ DNP, op. cit., página 12.

⁴² Dice el texto: "Corresponderá al Comité Directivo rendir concepto previo favorable sobre las siguientes materias:

- a) La celebración de toda clase de contratos para la administración y ejecución del proyecto.
- b) Las decisiones relativas a todo tipo de reclamaciones que formulen los contratistas.
- c) Las decisiones sobre la ejecución o cumplimiento de los contratos que hayan sido celebrados o se celebren por la EEB.
- d) Las decisiones sobre la administración financiera del Proyecto.
- e) El presupuesto del Proyecto y los programas de pago.
 -) La programación de obras y actividades.
 -) Las solicitudes de desembolso con cargo al empréstito BID-ISA.
- n) Todas las demás decisiones relacionadas con la ejecución del proyecto.
- i) La designación del Gerente del Proyecto.

efectos de éstos sobre la rentabilidad de la inversión. El PR-1607-A, con base en la nueva actualización del presupuesto, concluye que los sobre-costos del proyecto en términos reales alcanzan el 47% y que la tasa de rentabilidad ha pasado del 19.6%, calculada en 1981, al 7.8% en 1987.

3.2.22 De otra parte, en lugar de mejorar, el proyecto profundiza sus falencias desde el punto de vista de gestión. Durante el periodo 1985-1988, el fenómeno ya mencionado de la alta rotación gerencial se acentúa dramáticamente, sufriendo la empresa tres cambios en la Gerencia (casi exactamente uno por año) y pronunciándose todavía más la rotación en los mandos técnicos superiores, incluida la Sub-Gerencia Guavio. Esta situación contrasta con la existente entre 1951 y 1974, cuando solamente dos Gerentes estuvieron a cargo de la dirección de la EEB.

3.2.23 Este hecho, en opinión del Consultor, es muy grave, porque determina que la EEB pierda en la práctica el control real del proyecto, resignándose simplemente a continuar una obra muy gravosa que ya es prácticamente irreversible. En otras palabras, aunque la empresa continúa atendiendo el proyecto (porque no tiene alternativa) éste es visto por cada nuevo Gerente como un lastre que debe sortear de la mejor manera durante el tiempo que permanezca en el cargo, sin mayor interés (o tiempo) para conformar una verdadera estrategia integral de manejo.

Comentarios al Desarrollo del Proyecto en su Segunda Etapa

3.2.24 En contraste con lo esperado al finalizar la primera etapa, el proyecto, durante la segunda no mejora sino, por el contrario, empeora su situación. El impacto financiero de las demoras, cambios de diseño, reprogramaciones, etc., adquiere su verdadera magnitud, afectando gravemente las finanzas de la empresa, poniendo en peligro incluso su viabilidad financiera.

3.2.25 Tan grave como lo anterior, durante el periodo la empresa pierde la perspectiva y el manejo requeridos, debido a la continua rotación de su cuerpo gerencial. Uno de los efectos de esta situación es la dificultad para mantener en buen pie las relaciones interinstitucionales, ante el frecuente cambio de las autoridades de la empresa. El equipo

humano a cargo del proyecto se desdibuja, y es por tanto incapaz de realizar un replanteamiento de fondo. La EEB, consciente o inconscientemente, comienza a apoyarse cada vez más en soluciones externas, aprovechando la actitud que hasta ese momento ha mostrado el Gobierno Nacional.

3.2.26 A pesar de la problemática expuesta en los párrafos anteriores, el proyecto continúa. A finales de 1987, tanto la empresa como el gobierno nacional y la banca multilateral consideran que, una vez obtenido el financiamiento solicitado al BID, el proyecto queda definido totalmente, reconociéndose un atraso, con respecto a la fecha original, superior a los cinco y medio años. La decisión de continuar con el proyecto se toma con base en el criterio de rentabilidad incremental de los recursos que faltan por invertir, pues en ese momento ya es claro que la rentabilidad del proyecto en conjunto no es satisfactoria.

3.3 Evolución en la Tercera Etapa (1987-Actual)

3.3.1 A finales de 1987, una vez asegurado el crédito BID a ISA para financiar sus aportes al proyecto, éste entra en lo que puede considerarse como su etapa definitiva de terminación. No obstante, como consecuencia de los problemas financieros de la empresa y los problemas de gestión, el ritmo de trabajo es lento. El avance de las obras civiles principales se mantiene con respecto a las últimas previsiones, sin variaciones significativas. Los equipos, sin embargo, acusan el retraso originado en la demora para la aprobación de los créditos de proveedores. Finalmente, las obras complementarias, especialmente las relacionadas con la transmisión de la energía generada por el proyecto, reflejan el cambio en el cronograma, difiriéndose algunas de ellas para los años 90 y 91.

3.3.2 En junio de 1988, el avance físico ponderado general del proyecto se estima en un 63%; en junio de 1989 este avance sube al 71%; en junio de 1990 alcanza el 77.5%; y en junio de 1991 se llega al 81%. Es decir, en el curso de tres años, el proyecto avanza físicamente apenas un 21%. Desde el punto de vista financiero, el progreso del proyecto es más lento todavía. Mientras en 1988 la inversión acumulada con respecto a la inversión total esperada es del 69.7%, en 1991 (causado a julio) dicha inversión acumulada

sólo alcanza el 81.8%, para un avance en el período de apenas 12.1%. Esta lenta evolución de la inversión refleja el problema financiero, el cual a su vez explica la demora que se ha tenido para licitar las obras de transmisión y la adquisición de algunos equipos menores, por lo que estas inversiones tienen un grado de ejecución nulo o muy bajo. La evolución discriminada de las inversiones del proyecto en el período 1988-1991 se muestra en el Anexo III.

3.3.3 Aparte la lentitud con la cual se avanza, las novedades importantes en este último período se refieren al componente financiero. Tomando como "cifras finales" del proyecto las existentes en el mes de septiembre de 1991, entre 1987 y este año el presupuesto se incrementa en US\$ 442 millones, de los cuales US\$ 319.8 millones (el 72.3%) corresponden a intereses. Estos intereses reflejan básicamente nuevos créditos obtenidos para financiar pagos a contratistas (Convenios 9 y 10 y Acuerdo 13), el crédito BID-LCC por US\$ 200 millones y el efecto de la revaluación de la canasta de monedas, contabilizado a medida que se realizan las inversiones.

3.3.4 La tendencia observada en los últimos años en cuanto a la rotación gerencial se revierte parcialmente con la elección popular de Alcaldes, pues, al menos, los Gerentes tienden a durar dos (2) años en el cargo. Esta ha sido la situación desde 1988⁴³. A pesar de que la rotación a los segundos niveles se acentúa - como una manifestación más de la alta ingerencia política a la cual ha estado sometida la empresa en los últimos diez años - con las implicaciones que esto tiene en una empresa con la magnitud y los problemas de la EEB, el efecto neto de la mayor estabilidad gerencial es un manejo más global del problema, permitiendo el análisis de soluciones de fondo con el alto Gobierno y posibilitando una mejor gestión operacional. Esta es, en opinión del Consultor, una de las razones por las cuales el período 1987-1991 es mucho menos nocivo, en términos de deterioro del proyecto, que cualquiera de los otros dos períodos reseñados en este documento.

⁴³ Véase en el Anexo IV un listado de los Gerentes de la empresa desde 1951, con sus períodos de tenencia del cargo.

Comentarios al Desarrollo del Proyecto en la Tercera Etapa

3.3.5 Como un resumen general de lo ocurrido hasta el momento en cuanto al desarrollo del proyecto, a julio de 1991⁴⁴, última fecha para la cual se obtiene información "oficial", la situación general, en términos de ejecución de inversión, se puede resumir de la siguiente manera⁴⁵:

ACTIVIDAD	US\$ MILES	% DE EJECUCION
GRUPO I : INGENIERIA Y ADMINISTRACION		
Diseño y Dir. Técnica	76137	9.4%
Interventoría	38577	80.9%
Administración	85005	91.7%
Sub-Total, Grupo I	199719	89.3%
GRUPO II : COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION		
Infraestructura y Equipos	81964	93.7%
Presa y Obras Anexas	439213	97.1%
Conducción y Central Subt.	412577	94.3%
Equipos Principales	63106	51.0%
Equipos Menores	52275	37.4%
Líneas de Transmisión	0	0.0%
Sub-Total Grupo II	1048636	80.5%
TOTAL PROYECTO	1248355	81.8%

3.3.6 Estas cifras de ejecución de obra deben adicionarse con las de ejecución financiera, para adquirir una visión completa sobre la verdadera evolución del proyecto. El cuadro siguiente resume la situación global para cada una de las tres etapas consideradas en este capítulo: Presupuesto a mayo de 1981, fecha de iniciación

⁴⁴ Las cifras utilizadas aparecen en el documento preparado por la EEB para sustentación del crédito BID por US\$ 200 millones. Los porcentajes de ejecución presentados en el cuadro incluyen la porción de cada, a julio de 1991 para los distintos elementos conformantes del proyecto.

⁴⁵ A esta fecha, se han adquirido 2324 predios, el 98.4% del total requerido.

PROYECTO HIDROELECTRICO DEL GUAVIDO

COMPARACION PRESUPUESTOS DE INVERSION DEL PROYECTO

MILLONES DE US\$ CORRIENTES

CATEGORIA	SAR 1981	1915.BID 1987	1915.BID (sept. 91)	DIFER. 87-SAR MONTO	%	DIFER. 91-SAR MONTO	%	DIFER. 91-87 MONTO	%
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	87.4	158.57	183.1	71.17	81%	95.7	109%	24.5	15%
Ingeniería (Diseño y Superv.)	77.3	119.02	125.3	41.72	54%	48	62%	6.3	5%
Administración	10.1	39.55	57.8	29.45	292%	47.7	472%	18.3	46%
2 COSTOS DIRECTOS	963.3	1235.58	1343.59	272.28	28%	300.29	30%	108.0	9%
Infraestructura	34.5	186.02	164.71	151.52	439%	130.21	377%	-21.3	-11%
Presa y Obras anexas	384.5	350.7	395.26	-34.8	-9%	9.76	3%	44.5	13%
Conducción y Central Sub.	319.5	395.15	409.15	75.65	24%	89.65	28%	14.0	4%
Equipos Principales	123.4	101.72	121.94	-21.68	-18%	-11.46	-1%	20.2	20%
Equipos Menores	30	126.15	142.73	96.15	321%	112.73	376%	16.6	13%
Transmisión	44.2	36.67	61.9	-7.53	-17%	17.7	40%	25.2	60%
Centro de Control	26.2	39.17	47.9	12.97	50%	21.7	83%	8.7	22%
3 GASTOS CONCURRENTES	2.4	1.4	-1.4	-1	-42%	-1	-42%	0.0	0%
Estudios y Entrenamiento	2.4	1.4	1.4	-1	-42%	-1	-42%	0.0	0%
4 GASTOS FINANCIEROS	250	656.48	965.9	406.48	163%	715.7	286%	309.4	47%
Intereses	250	612.78	932.6	362.78	145%	682.6	273%	319.8	52%
Comisiones	0	35.7	24.5	35.7	N.A.	24.5	N.A.	-11.2	-31%
Inspección y Vigilancia	0	8	8.2	8	N.A.	8.2	N.A.	0.2	10%
COSTO TOTAL	1303.1	2052.83	2493.99	748.93	57%	1190.89	91%	442.0	22%

FUENTE:

E.E.B., STAFF APPRAISAL REPORT, MAYO 1981.

E.E.B., COMPARACION DE ESTRUCTURAS DE COSTOS, SEPTIEMBRE 1991.

del proyecto, Presupuesto a noviembre de 1987, fecha del PR 1607-A, y Presupuesto a septiembre de 1991, después de haber terminado la misión del BID destinada a conceptuar sobre la factibilidad del último crédito solicitado. (BID-LCC), por US\$ 200 millones.

3.3.7 Del Cuadro puede verse que, en dólares corrientes, los costos directos del proyecto (incluyendo Ingeniería, Administración y Entrenamiento) pasan de US\$ 1053.1 millones en 1981, a US\$ 1528.1 millones en 1991, para un incremento del 45.1%. En cambio, los costos totales del proyecto (incluyendo gastos financieros) pasan de US\$ 1303.1 millones en 1981, a US\$ 2494.0 millones, un incremento del 91.4%. Esto significa que el sobrecosto fundamental del proyecto corresponde al componente financiero, el cual pasa de US\$ 250 millones en el estimativo de 1981, a US\$ 965.9 millones en 1991, un incremento en dólares corrientes del 286.4%.

3.3.8 De otra parte, del mismo cuadro puede verse que mientras entre 1981 y 1987 el presupuesto total del proyecto se incrementa en un 57.5% (un promedio de incremento anual del 8.21%), entre 1987 y 1991 el incremento es del 21.5% (para un promedio anual del 5.4%). Esto corrobora lo dicho anteriormente respecto de que el ritmo de deterioro del proyecto se logra frenar un poco en el último periodo, como consecuencia, entre otros factores, de la mayor continuidad y presencia del cuerpo gerencial.

3.3.9 A la fecha de este documento, el cronograma del proyecto establecido desde 1987 se mantiene, es decir, se espera que las pruebas de las primeras unidades se realicen en el mes de septiembre de 1992, para un atraso total acumulado, con respecto a la fecha inicial (julio de 1986) superior a los seis años.

3.3.10 Bajo la suposición de que el crédito solicitado al BID-LCC por US\$ 200 se obtenga oportunamente, y no ocurran imprevistos mayores, se puede pensar que dicha fecha de entrada del proyecto es factible. En este caso, las inversiones en el proyecto continuarán hasta el año de 1993, concentrándose en este último año en obras asociadas a las líneas de transmisión y la adquisición y montaje de algunos equipos menores. De cumplirse todo lo anterior, el proyecto comenzará a producir beneficios a finales de 1992, alcanzando un nivel cercano a su estado estable a partir de 1994.

3.3.11 Sin entrar a cuestionar las proyecciones realizadas, las cuales son mantenidas por la empresa y, hasta donde el Consultor conoce no han sido impugnadas por la misión del BID del mes de septiembre, es necesario reiterar que, a la fecha, el cronograma del proyecto ha perdido todas las holguras previstas, por lo cual la fecha de entrada mencionada supone un programa de ejecución muy rígido.

3.3.12 En efecto, algunos trabajos relacionados con el contrato para el montaje de los equipos en la zona de la presa, cierre del túnel de desviación, primer llenado del embalse, bocatoma y descarga de fondo, tienen una terminación prevista en el mes de septiembre de 1992. El montaje de los blindajes de alta presión y distribuidores es iniciado en septiembre de 1989 y su entrega total se espera para octubre de 1993. El montaje de los equipos eléctricos y mecánicos de la central subterránea es iniciado en marzo de 1990 y su entrega total se espera para febrero de 1994. Finalmente, la mayoría de las actividades asociadas con la construcción de las líneas de transmisión se encuentran apenas licitadas y algunas ni siquiera han surtido este trámite, en espera de la obtención del financiamiento requerido.

3.3.13 Dado lo expuesto en el párrafo anterior y el desempeño histórico del proyecto, el Consultor considera que, a pesar de que la fecha de segundo semestre de 1992 para la entrada del proyecto es posible, ella es poco probable, por lo cual puede presentarse todavía un deterioro adicional en el impacto económico del proyecto para la empresa y el sector eléctrico colombiano, considerado como un todo.

Véase "Memoria Sintética Proyecto Guavio". EEB, Septiembre de 1991.

4. RESULTADOS ESPERADOS Y ANALISIS DE EFECTOS

4.1 Introducción

4.1.1 En el momento de escribir este documento han transcurrido casi exactamente diez (10) años desde la fecha en la cual se dió la orden de iniciación de los trabajos para la construcción del proyecto y, según las proyecciones existentes, faltan dos (2) más para que él pueda considerarse terminado. Si las proyecciones existentes se cumplen, una vez el proyecto concluya habrán pasado doce (12) años desde la orden de iniciación, y más de catorce (14) desde el momento en que ISA inició las actividades de adquisición de tierras y construcción de la infraestructura de acceso a la zona.

4.1.2 En un lapso tan largo, muchas cosas cambian con respecto a las condiciones y circunstancias dentro de las cuales se formula originalmente el proyecto. De un lado, las proyecciones de demanda sufren múltiples modificaciones, siempre hacia abajo, reduciendo así la corriente de beneficios asociada con el proyecto. Del otro, los costos se han incrementado notablemente. Estos dos factores, actuando en forma simultánea, necesariamente deben llevar a una reducción drástica de la rentabilidad del proyecto, afectando la situación financiera de sus dueños.

4.1.3 De otra parte, el sector eléctrico como un todo se encuentra sumido en una profunda crisis. Aún cuando en este momento no se anticipan problemas para el suministro de energía en los próximos años, la situación financiera del sector es crítica en el corto plazo. Según las últimas proyecciones realizadas por FEN⁴⁷, por ejemplo, la

⁴⁷ FEN, "Análisis Financiero Sector Eléctrico Colombiano, Período 1991 - 2000", Octubre de 1991. Este documento hace un análisis completo de la situación financiera del sector, en forma consolidada y para cada una de sus empresas principales. Los resultados indican que aún cuando la situación consolidada es grave, ella es el producto de situaciones muy disímiles en las distintas empresas. Mientras la situación proyectada muestra que empresas como EPM y CVC están exentas de problemas y

generación interna neta del sector consolidado es de -US\$ 1164.2 millones en 1991, -US\$ 439.8 millones en 1992 y -US\$ 56.7 millones en 1993. A partir de 1994 dicha generación comienza a ser positiva, hasta alcanzar US\$ 863.5 millones en el año 2000. El VPN de la generación interna neta consolidada (calculado al 12%) para todo el período 1991 - 2000 resulta negativo e igual a -US\$ 194.3 millones.

4.1.4 Lo anterior, como muchas otras cosas comentadas en este documento, es el resultado de una organización deficiente del sector, la cual ha permitido un manejo desintegrado y decisiones que, en el agregado, no han sido las mejores para el país. Por esta razón, adicionalmente a una nueva política gubernamental, el sector eléctrico como un todo se encuentra inmerso actualmente en un amplio proceso de reestructuración, a partir de la cual la operación de sus empresas deberá realizarse dentro de un nuevo marco, con criterios de competencia y eficiencia claramente definidos, pero cuyos efectos concretos sobre las estructuras de ingresos y egresos aún no se pueden precisar.

4.1.5 En estas circunstancias, el análisis de efectos del proyecto se encuentra todavía hoy sujeto a un alto grado de incertidumbre. Por una parte, sus costos todavía pueden variar, ya que algunas condiciones financieras no se encuentran completamente definidas y las obras mismas pueden sufrir contratiempos no anticipables en 1991. Por la otra, los ingresos del proyecto no solamente dependen de la disponibilidad de alternativas para la provisión de energía, -lo que se verá afectado con el nuevo marco institucional - sino del impacto que tales alternativas y los nuevos esquemas permitidos de mercadeo tengan sobre las tarifas efectivas.

4.1.6 Consecuentemente, al tratar de hacer una evaluación de "resultados" y "efectos" del proyecto, es inevitable hacer suposiciones, entre otras cosas, sobre el comportamiento futuro de los costos remanentes y de los beneficios esperados a partir de 1993. Por esta razón, especialmente en lo que se refiere a la evaluación económico-financiera del proyecto que se presenta más adelante, se hace una enunciación explícita de las premisas

que CORELCA puede superar su situación actual más o menos rápidamente, otras como ISA, EEB, ICEL y especialmente CHB, enfrentan una situación complicada, algunas de ellas en todo lo que resta de la década, y posiblemente más allá.

sobre las cuales descansan los cálculos y los resultados incluidos en el texto⁴⁶.

4.2 El Efecto Energético del Proyecto

4.2.1 A la fecha, las proyecciones existentes sobre demanda de energía y potencia para el periodo 1991 - 2000 (ISA-OPUN-146-E-09/09/91)⁴⁷ muestran un contraste dramático con respecto a aquellas que motivan el plan de expansión de 1977, dentro del cual se plantea originalmente el proyecto Guavio.

4.2.2 En 1981 (cifras tomadas del SAR Guavio, 1981) las proyecciones anteriores (1977) continúan siendo válidas. Según ellas, las necesidades de energía y potencia para el país deben crecer a tasas del 10.2% y 10.3% anual, respectivamente, hasta el año de 1990. Para este último año, las proyecciones arrojan unas necesidades de generación bruta de energía de 51.7 TWH y una demanda pico de potencia de 9739 MW.

4.2.3 El documento del BIRF no hace mención explícita de las proyecciones sectoriales más allá de este año, pero, por la tendencia observada, estas aparentemente se estabilizan en una tasa de crecimiento cercana al 9% anual para la generación de energía eléctrica.

4.2.4 Como se puede ver en el cuadro siguiente, en 1991, las últimas proyecciones existentes establecen una tasa

⁴⁶ Los supuestos utilizados para el cálculo en general coinciden con los utilizados por la FEN en sus proyecciones, ya que ellos son los que se encuentran vigentes hoy, tanto desde el punto de vista del escenario macroeconómico, como del manejo tarifario y los demás aspectos.

⁴⁷ "Sistema Eléctrico Colombiano. Balance de Energía e Intercambio de Potencia. Escenario de demanda con sustitución de electricidad por gas propuesto por el Departamento Nacional de Planeación. Tasa de crecimiento de 3.4%, Regla 50%-50%". ISA-OPUN-146-E-09/09/91.

promedio de crecimiento anual del 4.6%, la cual, suponiendo que las metas de sustitución de electricidad por gas se cumplen, lleva a una tasa de crecimiento del 3.4% para la demanda de energía eléctrica, es decir, tres veces menor que la proyectada originalmente para el mismo periodo. En el cuadro se incluyen las cifras ejecutadas en 1990, 34.1 TWH y 5915 MW para energía y potencia, respectivamente. La proyección indica que en el año 2000 se requerirá una generación de 47.6 TWH y una potencia instalada de 7940 MW, para lo cual, además de Guavio (1992), deberán entrar Rio Grande II (322.5 MW) en 1993 y Urrá I (340 MW) en el año 2000, y además deberán ejecutarse otras acciones relacionadas con el reacondicionamiento de algunas plantas hidráulicas y térmicas.

PROYECCIONES DE ENERGÍA Y POTENCIA, 1991 - 2000

AÑO	PROYEC. INICIAL (1981)		PROYEC. ACTUAL (1991)	
	ENERGIA (GWH)	POTENCIA (MW)	ENERGIA (GWH)	POTENCIA (MW)
1990	51700	9739	34089	5915
1991			35428	6067
1992			36662	6226
1993			38052	6443
1994			38798	6547
1995			39925	6719
1996			41293	6936
1997			42864	7182
1998			44469	7435
1999			46074	7694
2000			47574	7940

4.2.5 Lo anterior es ilustrativo del desfase de las proyecciones iniciales con respecto a las que hoy se consideran adecuadas. La demanda real de energía en 1990, apenas alcanza el 66% de la esperada en las proyecciones iniciales y la potencia sólo llega al 61%. Las cifras proyectadas originalmente para 1990 no serán alcanzadas siquiera en el año 2000. En este año, la demanda proyectada resulta ser el 92.1% de la esperada para 1990 en las proyecciones vigentes en 1981.

4.2.6 La evolución real de la demanda lleva entonces a que el retraso sufrido por el proyecto no incida críticamente en la disponibilidad de energía en el país. Este hecho, anticipado desde 1987, es el que en buena medida permite al gobierno nacional en ese año tomar la decisión de reducir el ritmo de construcción del proyecto. En este

sentido, el lento crecimiento del consumo experimentado por el país en general y la zona central en particular desde mediados de la década anterior, actúa en favor del proyecto, ya que de haberse producido un crecimiento como el anticipado, Guavio, además de los sobre-costos sufridos, debería correr con el costo adicional imputable a un racionamiento severo.

4.2.7 Según las proyecciones actuales⁸⁰, en el periodo 1992-2000 la generación incremental conjunta del sistema interconectado con respecto a 1991, es de 59.5 TWH. De este total, 33.5 TWH corresponden al Guavio, lo que significa que el proyecto, en último término, proveerá aproximadamente el 56.3% de la energía incremental generada por el sistema como un todo en este periodo.

AÑO	EEB		GUAUVIO		SISTEMA	
	Energ. (Twh)	Potenc. (Mw)*	Energ. (Twh)	Potenc. (Mw)*	Energ. (Twh)	Potenc. (Mw)*
1991	5.1	913.5	-	-	35.1	7389.4
1992	5.5	963.5	0.5	50.0	36.5	7810.1
1993	8.9	1603.1	3.7	639.6	38.0	8380.8
1994	9.3	1873.5	4.2	960.0	38.8	8920.6
1995	9.7	1896.2	4.2	982.7	39.9	9065.2
1996	9.9	1896.2	4.2	982.7	41.3	9081.2
1997	10.2	1896.2	4.2	982.7	42.9	9081.2
1998	10.5	1896.2	4.2	982.7	44.5	9081.2
1999	10.7	1896.2	4.2	982.7	46.1	9081.2
2000	10.8	1896.2	4.2	982.7	47.5	9145.0

* Capacidad efectiva, potencia media mensual - valores promedios.

4.2.8 Ahora bien, como se dice en el capítulo 2 (numerales 2.3.9 a 2.3.15) en el momento de iniciar el proyecto sus objetivos en términos energéticos se pueden resumir diciendo que él proveerá aproximadamente el 13.3% de la energía y potencia requeridas por el sistema en el año de entrada (1987) y que, desde el punto de vista de la EEB, permitirá reducir las compras al sistema interconectado de manera apreciable, llegando en 1990 a una generación propia con Guavio del 64%, en lugar del 42%, sin Guavio.

⁸⁰ ISA, OPUN-146-E-09/09/91, cuadros 1 y 9, cálculos del Consultor.

4.2.9 En realidad, como se desprende del cuadro anterior, suponiendo que el proyecto entra plenamente en 1994 y que las proyecciones actuales se cumplen, el proyecto representará, en el año de su entrada plena, aproximadamente el 10.8% de la energía total generada por el sistema y el 11.0% del total de potencia.

4.2.10 En cuanto a su impacto sobre la auto-suficiencia energética de la EEB, como se puede ver en el cuadro siguiente sobre el balance energético de la EEB en el periodo 1991 - 2000, el efecto del proyecto es muy grande ya que desde 1994, la EEB se convierte en una exportadora neta de energía, gracias a su capacidad ampliada de generación⁸¹.

BALANCE ENERGETICO EEB, 1991 - 2000
(AÑOS SELECCIONADOS)

	1991	1995	2000
GENERACION	5079.6	9699.0	10794.2
HIDRAULICA	4665.6	9203.7	10126.9
TERMICA	414.0	495.3	667.3
COMPRAS	3410.9	1011.7	1392.1
INTERC.L.P.	0.0	0.0	0.0
ESTACIONALES	2726.7	0.0	1057.1
RESERVA	63.3	394.9	179.9
CORTO PLAZO	620.9	616.8	155.1
VENTAS	8.0	1571.8	2278.0
ESTACIONALES	0.0	1305.6	444.1
RESERVA	0.0	0.0	1.0
CORTO PLAZO	8.0	266.2	1832.9
PEDI. ASIG.	168.9	192.0	72.5
DEFICIT	11.3	0.0	7.2
ENERGIA DISP.	8313.6	8946.9	9835.8
DEMANDA	8325.0	8947.0	9843.0
CONSUMO PROPIO	93.0	137.1	125.9
PERDIDAS PROP.	1866.0	1709.8	1476.8
VENTAS CONS.	6370.2	7103.5	8233.1

⁸¹ El Cuadro completo, con información detallada para todos los años del periodo 1991 - 2000, se presenta en el Anexo IV.

4.2.11 En conclusión, entonces, puede decirse que el proyecto se queda corto en cuanto a su efecto energético sobre el sistema nacional con respecto a los objetivos originales. Por el contrario, su impacto sobre la auto-suficiencia energética de la EEB es mucho mayor que el previsto en la proyección original, disminuyendo las necesidades de compra de energía al sistema a cero, e incrementando la confiabilidad del servicio en la zona de influencia de la EEB⁵².

4.2.12 Este efecto positivo, sin embargo, no es imputable al proyecto como tal, sino más bien a la drástica disminución de la demanda en la zona de influencia de la EEB, frente a las proyecciones iniciales. De haberse cumplido éstas, el proyecto habría fallado gravemente, ya que su retraso - sólo imputable en un porcentaje pequeño a decisiones deliberadas de política macroeconómica - hubiese hecho prácticamente imposible superar los problemas de racionamiento general del país y más concretamente de la zona de influencia de la empresa.

⁵² Es necesario tener en cuenta que el esquema de propiedad del proyecto varía entre la fecha de la proyección original y la actual. Las últimas proyecciones suponen un 100% de propiedad del Guavio para la EEB. Consecuentemente, el mayor impacto del proyecto en la auto-suficiencia energética de la EEB no solamente se debe a una disminución en las necesidades de energía de la zona de influencia, sino al incremento en su coeficiente e propiedad sobre el proyecto. En todo caso, aún descontando este incremento de propiedad, el impacto del proyecto sobre la auto-suficiencia de la empresa es muy superior al previsto originalmente. Para una visión completa de la evolución de la situación en el período 1991-2000, véase el cuadro correspondiente en el Anexo IV.

4.3 El Efecto Económico-Financiero del Proyecto

A. Los Sobrecostos del Proyecto

4.3.1 Uno de los temas que ha recibido mayor atención a lo largo de la vida del proyecto es el de sus sobre-costos. De hecho, la imagen pública de la EEB se ha visto seriamente afectada por la magnitud de las cifras ventiladas en la prensa y otros medios sobre esta materia. Desafortunadamente, el tratamiento dado a este problema se ha caracterizado por su falta de rigor, ya que normalmente las comparaciones se han hecho tomando las cifras vigentes en los distintos años y obteniendo a partir de ellas los porcentajes de incremento, concluyendo que tales porcentajes constituyen el sobre-costos del proyecto.

4.3.2 Lo anterior, por supuesto, es incorrecto. Al proceder en esta forma se está desconociendo el efecto de los cambios de precios, el cual ha sido considerable en el período cubierto por el desarrollo del proyecto. Por esta razón, para poder hacer un estimativo de los sobre-costos verdaderos, es necesario trabajar en cifras constantes, ya que sólo de esta manera pueden compararse apropiadamente los presupuestos vigentes en épocas distintas.

4.3.3 Consecuentemente con lo expuesto, en el Cuadro de la página siguiente se presentan los presupuestos vigentes en 1981 y 1991, expresando éste último en dólares constantes de 1980.

4.3.4 Del cuadro puede verse, entonces, que aún cuando es cierto que el proyecto ha sufrido sobre-costos muy apreciables, éstos no son de la magnitud usualmente mencionada en la prensa u otros estudios dirigidos a crear "hechos de opinión". En efecto, el sobre-costos total del proyecto, suponiendo que las cifras vigentes en septiembre de 1991 se mantienen, es de US\$ 639.0 millones de 1980, es decir, un 52.9%.

4.3.5 En este sobre-costos total a su vez es necesario separar dos componentes que tienen un comportamiento muy distinto: el componente de costos directos y el componente financiero. El componente de costos directos muestra un sobre-costos relativamente pequeño (US\$ 153.7 millones de

PROYECTO HIDROELECTRICO DEL GUAVIO

COMPARACION DE PRESUPUESTOS
PRECIOS CONSTANTES DE 1980.

MILLONES DE US

CONCEPTO	PRESUPUESTO	PRESUPUESTO	DIFERENCIAS 91-81	
	SAR 81	SEPT. 1991	MONTO	% (1)
11. INGENIERIA Y ADMINISTRACION	87.4	152.5	65.1	74.5
Ingenieria (Diseño y Superv.)	77.3	104.6	27.3	35.3
Administracion	10.1	47.9	37.8	374.1
12. COSTOS DIRECTOS	965.3	1054.3	89.0	9.4
Infraestructura	34.5	145.0	110.5	314.5
Presas y Obras anexas	385.5	337.5	(48.0)	-12.5
Conduccion y Central Sub.	319.5	341.9	22.4	7.0
Equipos Principales	123.4	88.9	(34.5)	-28.0
Equipos Menores	30.0	101.3	71.3	237.6
Transmision	44.2	41.7	(2.5)	-5.5
Centro de Control	25.2	47.9	21.7	82.8
SUBTOTAL COSTO (1+2)(2)	1,050.7	1206.8	156.1	14.9
13. GASTOS FINANCIEROS	250.0	736.0	486.0	194.4
SUBTOTAL (1+2+3)	1,300.7	1942.8	642.1	49.4
TOTAL (3)	1,303.1	1992.1	689.0	52.9

(1) % VARIACION FRENTE AL SAR 1981.

(2) EL SUBTOTAL NO INCLUYE CENTRO DE CONTROL.

(3) TOTAL CON CENTRO DE CONTROL Y GASTOS CONCURRENTES

FUENTE:

WORLD BANK, STAFF APPRAISAL REPORT, MAYO DE 1981
CEX, PROYECTO GUAVIO, INFORME DE COSTOS, SEPT. 1991.

1980, el 14.6%), mientras el componente financiero muestra un sobre-costo muy grande (US\$ 486 millones de 1980, el 194.4%). El peso de este último en el presupuesto general del proyecto es lo que determina, en último análisis, que éste haya sufrido un sobre-costo total cercano al 50%, ya que del total de sobre-costos un 76% corresponde a gastos financieros y únicamente un 24% a costos directos de construcción.

4.3.6 Que el sobre-costo en el componente de costos directos sea tan bajo, frente a las cifras que usualmente se han publicado, puede resultar sorprendente. Sin embargo, ello se explica por el comportamiento real de algunos parámetros utilizados en la proyección original, los cuales evolucionan de manera más favorable en la realidad. Por ejemplo, mientras la inflación externa proyectada en 1981 para el período 1980-1990 implica un factor de composición total del 113.2%, éste resulta ser apenas del 35.9% en la realidad. Puesto que en el presupuesto original la escalación de precios se contempla en dólares corrientes, esto significa que la escalación efectivamente causada resulta menor que la proyectada inicialmente, originando en la práctica una reducción de las cifras totales.

4.3.7 En consecuencia, puede decirse que los incrementos reales en el componente de costos directos, son causados por los retrasos, las variaciones en diseños, y obras, y los reclamos, y no por un incremento real generalizado en los precios unitarios de construcción. En otras palabras, de no haberse producido los problemas ampliamente reseñados en este documento, el costo ex-post del proyecto Guavio hubiese resultado menor que el inicialmente previsto. Esta es una triste conclusión porque demuestra que, de haberse dado un manejo más adecuado al proyecto, éste hubiese superado incluso las expectativas iniciales, en sí mismas muy buenas.

4.3.8 La magnitud relativa del sobre-costo financiero (76% del sobre-costo total) refuerza lo dicho reiteradamente en este documento respecto del descuido con el cual se maneja este importante aspecto desde el comienzo del proyecto. De haberse tenido en cuenta seriamente este componente, y su efecto sobre la rentabilidad, seguramente se habría dado un manejo distinto al proyecto una vez detectados los primeros retrasos, y la empresa habría sido mucho menos pasiva en su interacción con las autoridades

centrales⁸³.

4.3.9 Este punto tiene que ver además con el inmoderado nivel de riesgo financiero con el cual se plantea la ejecución. La empresa inicia actividades sin ninguna disponibilidad de fondos propios. Esto determina que se adquieran compromisos financieros muy grandes desde el comienzo, permitiendo que los grandes retrasos iniciales tengan un impacto pleno sobre los costos financieros. Esto puede verse claramente al examinar las fechas de efectividad de los distintos créditos externos contratados.

CREDITO CONTRATADO	FECHA DE EFECTIVIDAD	MONTO (US\$ MILLONES)	MONTO ACUMULADO
Bank of America	22-12-81	95.0	95.0
BIRF 2008	12-11-82	359.0	454.0
BID 77	13-04-83	100.0	554.0
BID 126	08-05-85	340.0	894.0
BID 540	20-12-88	360.0	1254.0
PROVEEDORES	varias	65.8	1319.8

⁸³ Debe anotarse que en todos los análisis realizados por el DNP a propósito del proyecto, el incremento de los costos se trata como algo ex-post, es decir, ya causado. Algo similar sucede con los documentos de la empresa revisados por el Consultor. Aún cuando éste no puede afirmar que revisó todos los documentos preparados por la EEB a propósito de aquellas decisiones externas que resultan afectando el proyecto, es sintomático que en ninguno de los análisis aparezca un análisis ex-ante que advierta sobre los efectos de tales decisiones sobre el proyecto y la propia empresa; antes de que ellos se materialicen. Esta falta de capacidad de anticipación por parte de la EEB es, sin duda, uno de los aspectos que más negativamente influyen en el desarrollo del proyecto. A su vez, esto se explica por una situación de tipo organizativo que todavía subsiste en la empresa: la Oficina de Planeación no asume completamente el problema de la planeación del proyecto, porque existe una Sub-Gerencia a cargo. Pero, al mismo tiempo, esta Sub-Gerencia carece de los medios suficientes para hacer una planeación adecuada, presumiblemente porque para eso existe en la empresa una Oficina de Planeación. Este círculo vicioso deja expuesto el proyecto desde el punto de vista proyectivo, determinando que la empresa se enfrente siempre a hechos cumplidos, haciendo imposible en la práctica un manejo gerencial adecuado.

4.3.10 Un problema que merece atención especial en el marco del análisis de los sobre-costos del proyecto, es el relacionado con las demoras ocurridas en la aprobación de los créditos de proveedor para la adquisición de los equipos mayores y con la decisión de reducir el ritmo de ejecución en 1986-1987. Un reciente estudio de Ingetec⁸⁴, estima que las demoras en la aprobación de los créditos generan un atraso neto de 18 meses y un sobre-costos agregado de US\$ 227 millones, el 20% del sobre-costos total del proyecto según sus cifras.

4.3.11 Esta posición, sin embargo, no es compartida por la empresa. Según ésta, el retraso real es producido por "(...) la reprogramación de licitaciones solicitada por el gobierno central a través del Departamento Nacional de Planeación". La demora causada por la reprogramación, siempre según la empresa, "(...) es especialmente importante porque representó perder la holgura que tenía el programa inicial de más de 240 días entre la fecha de iniciación de llenado del embalse y la iniciación de pruebas de la primera unidad. (...) La implantación de medidas adicionales para solucionar las demoras en la legalización de los contratos, tras que eran difíciles de llevar a cabo, no hubieran contribuido para que el proyecto entrara en operación con anticipación a lo estimado actualmente"⁸⁵.

4.3.12 Dada la insistencia de la empresa respecto de que es la reprogramación solicitada por el gobierno nacional la que genera este atraso y sobre-costos⁸⁶, el Consultor busca la documentación que permita analizar el punto en mayor detalle. No obstante, ni en la empresa ni en el DNP encuentra documentación oficial sobre este caso, obteniendo siempre referencias verbales. Ciertamente, como resultado de la programación macroeconómica, en esta época el gobierno nacional establece la necesidad de reducir el ritmo de

⁸⁴ "Proyecto Hidroeléctrico del Guavio. Demoras y Sobrecostos, 1990". Ingetec, Septiembre de 1990.

⁸⁵ "Proyecto Hidroeléctrico del Guavio. Causas Atrasos Obras Civiles y Montajes Equipos Electromecánicos". Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, Octubre de 1990.

⁸⁶ Esta posición es reiterada por la empresa en numerosos documentos relativos a los atrasos y sobre-costos del proyecto, especialmente aquellos preparados para replicar opiniones externas con respecto al manejo del proyecto.

inversión, como única forma de lograr las metas macroeconómicas. Sin embargo, las reprogramaciones efectuadas en general están basadas en los propios "records" de ejecución de las empresas afectadas, por lo cual ellas no pueden desligarse completamente de la responsabilidad que les cabe en esta situación.

4.3.13 Concretamente, puesto que las necesidades de inversión de los proyectos en curso en todos los sectores superan con creces la disponibilidad de recursos y están por fuera de las metas agregadas de desembolsos previstas por la banca multilateral, el Gobierno de la época se vio forzado a reprogramar el plan global de inversiones. El criterio principal utilizado es ampliar el "record" de ejecución de las entidades en los años anteriores, como medida aproximada de su verdadera capacidad de inversión para, sobre esta base, repartir los recursos existentes y lograr el mayor impacto posible en términos agregados para el país. En el caso de la EEB, habiendo mostrado niveles tan bajos de ejecución en los años inmediatamente anteriores, y siendo claro ya que desde el punto de vista energético el Guavio no se requerirá hasta comienzos de la década de los 90s, la decisión del Gobierno Nacional de reducir el ritmo del proyecto parece lógica. Lo que sí es necesario reconocer es que en esta decisión tampoco se tiene en cuenta el impacto financiero sobre el proyecto, vía intereses durante la construcción y eventuales reclamos, por lo cual no se toman las acciones concurrentes para proteger las finanzas de la empresa⁵⁷.

B. La Rentabilidad del Proyecto

4.3.14 Para calcular la rentabilidad ex-post del proyecto, se parte de las siguientes bases:

a) Escenario Macroeconómico

	1991	1992	1993	1994	1995	1999
INFL. INTERNA	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
INFL. EXTERNA	28	22	18	14	14	14
TASA CAMBIO	648.8	810.8	972.3	1128.3	1286.2	...	2172.4

⁵⁷ No obstante los comentarios interiores, extractados de conversaciones del Consultor con funcionarios y ex-funcionarios del DNP, ante la ausencia de documentación, es difícil precisar si efectivamente esto tiene el impacto atribuido por la empresa.

b) Tarifas

Para las ventas en bloque, son las definidas por la JNT en enero de 1991. Para las ventas a usuarios finales, son las preparadas por la JNT en junio 24 y 25 de 1991. Se ajustan para alcanzar la meta del 85% del CIPLP en 1994. A partir de 1994 se mantienen constantes con el índice de precios del sector, definido con una participación de costos externos del 44.6%.

	1991	1992	1993	1994
Energía LP	9.9680	14.7340	20.9100	28.6870
Energía CP	1.9974	2.4960	2.9948	3.4734
Potencia	28.7446	40.6574	55.2155	72.4859

c) Balance Energético

Se utiliza el enviado por ISA a FEN el 15 de julio de 1991, con un escenario de crecimiento de la demanda de energía eléctrica del 3.4% anual y con un programa de entrada revisado para las centrales en construcción o diseño.

d) Costos de Inversión

Se toman de los datos suministrados por el Departamento de Contabilidad de la EEB hasta 1990. De allí en adelante se utilizan los suministrados por la Sub-Gerencia Guavio para el período 1991 - 1993.

e) Gastos de Operación

Los gastos de operación efectivos se toman de la última proyección para Guavio disponible en FEN.

Adicionalmente, en el Anexo IV se presentan todos los demás parámetros utilizados como fundamento del cálculo.

4.3.15 Los supuestos anteriores constituyen el "Caso Base". Las cifras y los flujos de caja resultantes se presentan en el Anexo IV. Tomando como año "cero" 1980, y llevándolo a dólares de este año los costos y beneficios del proyecto, se llega a una Tasa Interna de Retorno del 6.98%.

4.3.16 El Valor Presente Neto del Proyecto, utilizando una tasa de descuento del 12%, resulta ser de - US\$ 319.1 millones de 1980. Esta cifra, a su vez, traída a su equivalente en 1991, lleva a que el valor presente neto del proyecto Guavio hoy es de - US\$ 453.1 millones de 1991.

4.3.17 Si se tienen en cuenta los intereses durante la construcción, una forma mucho más estricta de medir la rentabilidad del proyecto, la tasa interna de retorno baja al 5.05% y el VPN evaluado al 12% resulta ser de -US\$ 576.7 millones de 1980. De nuevo, trasladando esta cifra a su equivalente en 1991, el VPN actual del proyecto resulta ser de -US\$ 818.9 millones de 1991⁹⁰.

4.3.18 Alrededor de este "caso base" se realiza algún análisis de sensibilidad. En el primer caso (SensMacro.) se supone que, a partir de 1991, no hay devaluación real del peso. En el segundo (SensEnerg.) se supone una venta de energía superior en un 10% a la del caso base⁹¹. En el tercero (SensGasto.) se supone que los gastos operativos son del 3.5% de las ventas de energía y potencia, una posición algo más conservadora que la del caso base. En el cuarto (SensTari1.) se supone que la tarifa se mantiene constante en dólares y no con respecto al índice de costos del sector. En el quinto y último (SensTari2.) la tarifa se incrementa en un 100% a partir de 1994.

4.3.19 Un caso especial del análisis de sensibilidad está constituido por la posibilidad de que el proyecto se retrase un año más, dada la inexistencia de holgura para la ruta crítica. El análisis hecho supone simplemente que la primera unidad entre a finales del '93 y no a finales del '92, manteniendo igual el flujo de allí en adelante.

⁹⁰ En general, para el cálculo de la rentabilidad se excluyen los costos financieros, por considerar que ellos se contemplan a través de la tasa de descuento. Sin embargo, cuando el costo efectivo del financiamiento es mucho mayor que la tasa de descuento (consecuencia, por ejemplo, de la revaluación de la canasta de monedas) — como claramente sucede en el proyecto bajo estudio — la suposición anterior deja de ser válida. En el caso del Guavio, además, no considerar los intereses durante la construcción constituye una sobrevaloración de la rentabilidad del proyecto ya que muy buena parte de la reducción de tal rentabilidad se debe, precisamente, al incremento extraordinario de estos gastos frente a las previsiones originales.

⁹¹ En realidad, lo que se supone es que las ventas en bloque se incrementan en un 10%, a expensas de una reducción equivalente en las ventas de corto plazo.

4.3.20 Los resultados del análisis de sensibilidad anterior se resumen en el cuadro siguiente.

	TIR	VPN (US\$ millones de 1980)			
		6.0%	8.0%	10.0%	12.0%
CASO BASE	6.98%	187.7	-129.0	-265.5	-319.1
SensMacro.	7.65%	331.3	-46.9	-215.7	-287.5
SensEnerg.	7.26%	246.3	-95.2	-244.8	-305.8
SensGasto.	6.96%	182.3	-130.3	-265.8	-318.9
SensTari1.	5.57%	-64.0	-251.0	-328.0	-353.3
SensTari2.	10.52%	1143.3	411.4	58.0	-116.4
SensRetra.	6.42%	80.8	-199.2	-313.8	-353.5

4.3.21 Como puede verse, dada la magnitud de la corriente de costos y la postergación en el tiempo de los ingresos como efecto de los retrasos, el proyecto resulta mínimamente sensible a variaciones que, con algún grado de realismo, puedan afectar la corriente neta de beneficios. El único caso en el cual hay un incremento significativo sobre la rentabilidad del caso base, es aquel en el cual se supone un crecimiento del 100% de la tarifa a partir de 1994. Lo más grave es que aún en este caso extremo, que obviamente no tiene factibilidad alguna, la tasa interna del proyecto sigue siendo inferior al 12% y el VPN evaluado a esta tasa de referencia sigue siendo negativo en una cuantía muy apreciable (US\$ 116.4 millones).

4.3.22 El caso más preocupante es, por supuesto, el atraso de un año adicional. Si esto ocurre, la rentabilidad del proyecto (sin intereses durante la construcción) desciende al 6.42%, para un VPN (12%) de -US\$ 353.5 millones. Si se incluyen los intereses durante la construcción, la rentabilidad baja al 4.6%, para un VPN (12%) de -US\$ 611.0 millones. A precios de 1991, este último caso llevaría a un VPN (12%) de -US\$ 867 millones.

4.3.23 Lo que demuestran las cifras anteriores es que el proyecto ya no tiene viabilidad alguna desde el punto de vista económico. En otras palabras, la construcción del Guavio representa en definitiva una pérdida muy cuantiosa para la EEB, imposible de absorber en una forma distinta a su amortización en los años futuros, con algún impacto positivo vía reducción de impuestos de renta en caso de que la empresa quede finalmente sujeta al régimen impositivo normal. Desde un punto de vista práctico, por supuesto, el proyecto comienza a tener un impacto financiero positivo sobre las finanzas de la empresa a partir de 1992.

C. Los Efectos Económicos y Financieros sobre la EEB

4.3.24 Los efectos económicos y financieros sobre la empresa de un proyecto con las características que finalmente muestra Guavio, obviamente son catastróficos. A pesar de que la empresa, gracias a la ayuda del Gobierno, ha crecido en forma paralela a su mercado, el impacto económico de un proyecto con un VPN negativo del orden de US\$ 800 millones, necesariamente es enorme.

4.3.25 Como consecuencia de lo anterior, la EEB, que según las proyecciones originales ha debido disfrutar desde 1987 de una situación económica y financiera boyante como resultado de la entrada de Guavio, en 1991 se encuentra en una situación crítica.

4.3.26 En 1991, la generación interna neta de EEB es de -US\$ 172 millones. En 1992, la cifra es -US\$ 77.5 millones. En 1993, aunque modesta, la generación interna neta de la empresa es positiva (US\$ 4.3 millones) y en 1994 vuelve a descender, prácticamente a cero. El valor de la generación interna en el periodo 1991 - 1994 es de - US\$ 244.6 millones. De otra parte, el servicio de la deuda^{oo} en 1991 representa el 171% de los ingresos operacionales.

4.3.27 El Cuadro de la página siguiente muestra en forma clara el efecto del Guavio sobre la generación interna neta de EEB en los próximos años. Mientras sin Guavio el valor presente (al 12%) de la generación interna neta en el periodo 1991 - 2000 es de + US\$ 894.5 millones, con Guavio dicho valor presente, evaluado a la misma tasa, resulta ser apenas de US\$ 81 millones, para un efecto negativo superior a los US\$ 810 millones. La misma situación se ilustra en la gráfica que se presenta a continuación.

4.3.28 Ante una situación tan crítica, el Gobierno Nacional está considerando la posibilidad de apoyar nuevamente a la empresa, mediante un conjunto de medidas entre las cuales sobresalen la compra de sus acciones en ISA, con la consiguiente inyección de recursos, el otorgamiento de un crédito transitorio de FE, la

^{oo} Véanse las proyecciones de FEN ya citadas, especialmente los Módulos 4 y 7 del Volumen de Anexos.

SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO CONSOLIDADO
GEN. INTERNA NETA (GIN)*
MILLONES DE DOLARES

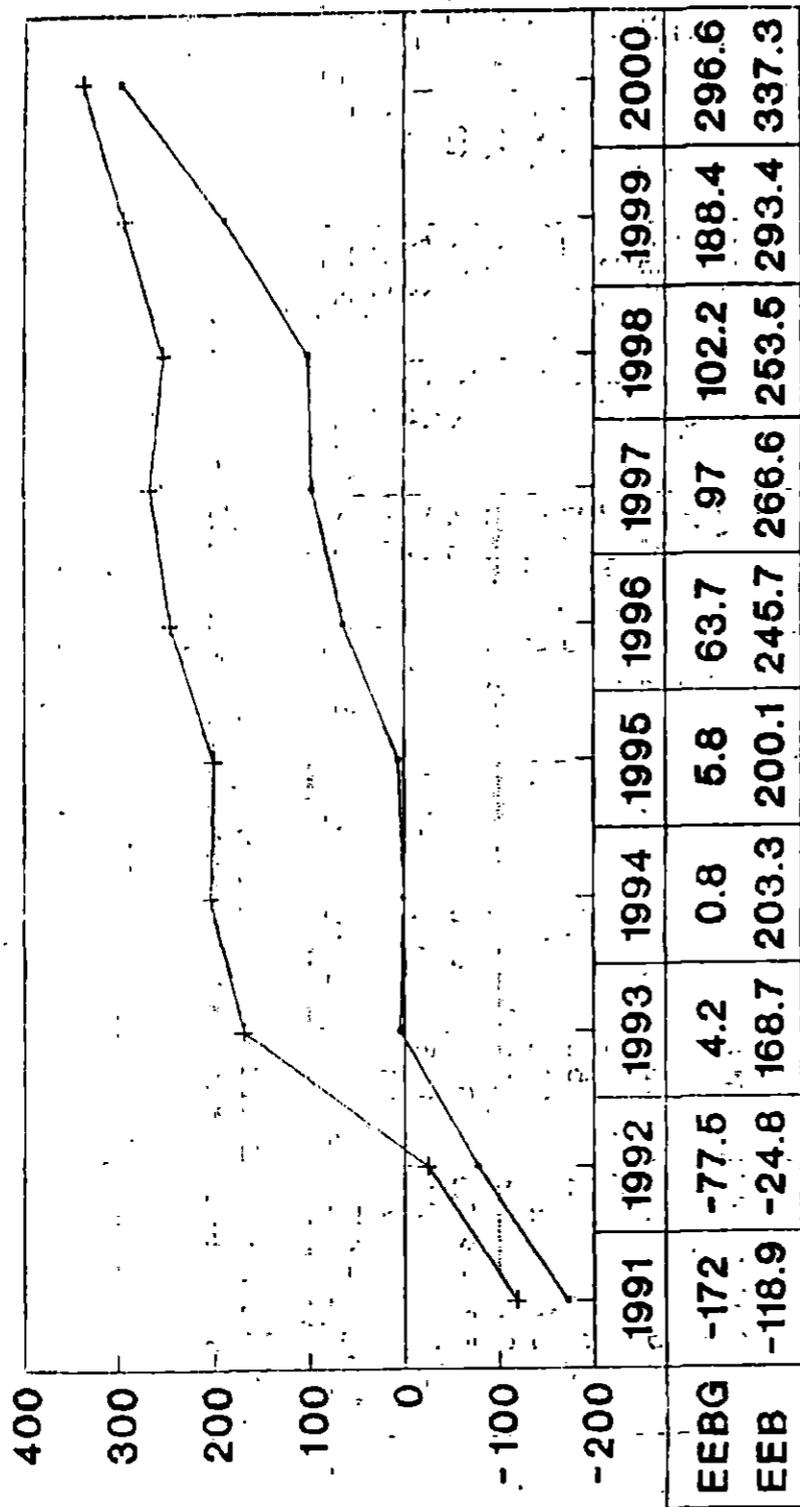
CASO REFERENCIA - SEPT./1991

EMPRESA	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	91-94
ISA	-519.9	-107.3	-81.8	-68.2	-10.4	7.0	37.9	38.6	49.6	54.4	-777.1
EEB	-172.0	-77.5	4.2	0.8	5.8	63.7	97.0	102.2	188.4	296.6	-244.6
EPM	0.6	50.8	70.4	114.9	128.1	131.4	144.5	156.8	125.1	145.1	236.7
CVC	-8.1	28.3	34.2	57.1	59.2	81.9	101.0	120.8	136.1	151.9	111.6
EMCALI	10.0	10.1	5.5	-8.4	-2.3	-2.8	-5.1	-10.9	-15.2	-19.1	17.2
CORELCA	-115.7	-36.4	33.3	74.3	92.7	134.5	154.7	190.6	204.6	218.6	-44.5
ICEL	-192.2	-73.1	-51.5	-36.4	-49.3	-35.3	-37.1	-36.2	-31.6	-20.8	-353.2
CHB	-156.8	-246.3	-67.4	-81.0	-47.2	-53.9	-51.9	-28.4	-25.2	-18.0	-551.4
Ecore	-15.7	-2.1	-12.5	-14.7	-5.8	4.9	17.6	19.0	27.7	41.8	-44.9
Eicel	2.8	14.0	16.0	17.3	24.3	26.3	29.2	23.0	30.6	40.5	50.1
CONSOLIDADO	-1164.2	-439.8	-56.7	45.8	179.1	339.4	468.2	554.6	666.8	863.5	-1614.9

* Generación Interna Neta sin incluir el servicio de deuda entre empresas

FUENTE: FEN, " Análisis Financiero Sector Eléctrico-Colombiano Período 1991 - 2000". Oct. 11. 1991

**COMPARACION GENERACION INTERNA NETA -GIN
EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA**
(Millones de US\$)



NOTA: "EEB" corresponde a una simulación de la empresa tratando de separar el efecto del servicio de deuda de este proyecto.

FUENTE: FEN, "Análisis Financiero Sector Eléctrico Colombiano Período 1991 - 2000" Oct. 11 1991

refinanciación de las deudas existentes con esta entidad y el traspaso de la propiedad del Guavio en un 100% a la empresa.

4.3.29. Con las medidas anteriores - que en la práctica significan un nuevo e importante refinanciamiento de la deuda de la empresa - las proyecciones indican que aun cuando esta continuará en una situación muy delicada durante 1991 y 1992, (lo que resta para que Guavio entre en forma parcial) a partir de 1993 su situación evoluciona de manera favorable. La generación interna neta pasa de US\$.8 millones en 1994, a US\$ 296.6 millones en el año 2000. Por su parte, el servicio de la deuda evoluciona muy favorablemente, llegando en el año 2000 a representar solamente el 30% de los ingresos operacionales proyectados. En general, todos los indicadores de la empresa muestran la misma evolución positiva⁴¹.

4.3.30. De resultar ciertas estas proyecciones, bastante optimistas respecto de lo que puede lograrse en términos de reajuste de tarifas, al terminar el siglo la empresa habrá finalmente superado los problemas derivados del proyecto hidroeléctrico del Guavio.

4.4 Las Externalidades del Proyecto

4.4.1. Las externalidades del proyecto, desde la óptica inicial, se pueden agrupar en cuatro grandes bloques: a) el impacto regional, representado en todos los desarrollos físicos y sociales imputables directamente o inducidos por el proyecto; b) el impacto institucional sobre la empresa, es decir el conjunto de efectos diferentes a los puramente energéticos y económico-financieros; c) el impacto sobre el sistema energético nacional; y d) el impacto macro-económico.

⁴¹ Para un análisis detallado de la evolución financiera de la EEB en el período 1991 - 2000, véase el documento ya citado de la FEN, especialmente el volumen de Anexos.

El Impacto Regional

4.4.2 Ya prácticamente terminado el proyecto, el grupo que sobresale en cuanto a resultados obtenidos es el de las externalidades regionales. En primer término, en la etapa de mayor actividad de construcción (1982 - 1988) el proyecto genera cerca de 4500 empleos directos, un 35% de los cuales proviene de mano de obra de la región y un número similar de empleos indirectos, buena parte del cual también proviene de la zona. Adicionalmente a los ingresos generados a través de las remuneraciones, el proyecto induce un proceso de capacitación significativo sobre una base humana previamente carente de calificación técnica, cuyo impacto a largo plazo sobre los ingresos de las familias es mucho mayor que el de las remuneraciones directas.

4.4.3 En segundo lugar, como consecuencia de la Ley 56 y la dinámica que se da alrededor del proceso de negociación de los predios, al terminar el proyecto la empresa habrá ejecutado obras de beneficio económico y social en la zona por un valor aproximado de \$ 27740 millones (corrientes) cubriendo frentes en los sectores de infraestructura rural (\$ 22690 millones, 81.8%) infraestructura urbana (\$ 1523 millones, 5.5%) electrificación (\$ 2004 millones, 7.2%) salud (\$ 31 millones, 0.1%) educación (\$ 832 millones, 3.0%) y recreación, mejoramiento ambiental y otros (\$ 660 millones, 2.4%). Muchos de estos aspectos, pero especialmente el último, tendrán un impacto duradero incluso desde el punto de vista económico, a través de la capacitación y posteriormente el desarrollo de las actividades de reforestación de la cuenca y siembra y aprovechamiento de recursos pesqueros.

4.4.4 Aún cuando las acciones anteriores tienen un impacto claro sobre el proceso de desarrollo socio-económico de la zona (mayor grado de escolaridad media, menores índices de morbi-mortalidad, especialmente infantil, etc.) no existe hasta la fecha un estudio detallado sobre esta materia.

4.4.5 Existe otra externalidad regional importante, aunque no local: da en la misma zona del proyecto. Ella se refiere al efecto que la operación del proyecto Guavio - en combinación con el proyecto Chivor - tendrá sobre la regulación del río Upiá. Al permitir una mayor regulación, el riesgo de inundaciones para la zona del pie de monte llanero será mucho menor.

El Impacto Institucional

4.4.6 El impacto institucional sobre la empresa, desafortunadamente, no es positivo. Tal vez el beneficio más importante en esta materia, previsto en el momento de acometer el proyecto, es la posibilidad de formar un cuerpo técnico de muy alto nivel, capaz de asimilar y proyectar la experiencia de dos proyectos "grandes" en áreas tan diversas como administración de proyectos, diseño, interventoría, construcción, montaje, negociación de tecnología, negociación económica, manejo de crédito (externo e interno), manejo ambiental, manejo jurídico, etc., etc.

4.4.7 No obstante, ya en el momento actual - dos años antes de la terminación del proyecto - no hay en la empresa ningún funcionario de alto nivel que haya trabajado en él desde su iniciación, ni mucho menos existe algún equipo humano que, por su experiencia acumulada y conjunta, pueda asimilar y transferir un "know how" integral hacia el futuro. Por supuesto, muchas de las personas participantes se encuentran activas, bien como Consultores o en otras entidades, por lo cual, de alguna manera, el conocimiento adquirido puede ser utilizado por el país. Pero desde el punto de vista estrictamente institucional, es necesario concluir que los objetivos iniciales no se han alcanzado.

4.4.8 En realidad, el impacto del proyecto en esta materia es recuperable en alguna medida, dependiendo de la forma en que la empresa maneje su organización interna en lo que resta del proceso de construcción. Actualmente existe una propuesta interna de reorganización de la Sub-Gerencia Guavio, en la cual se tiene en cuenta el estado del proyecto y las actividades restantes hasta su terminación⁶². En general, la propuesta busca fortalecer la organización para el proceso de montaje de las diferentes clases de equipos (clave de aquí hasta la terminación del proyecto), reduciendo la importancia de aquellas actividades que ya se encuentran en su fase terminal (como son las actividades asociadas con la apertura de licitaciones y el control de contratos) y manteniendo esencialmente la misma organización para la dirección de construcción.

⁶² EEB, "Información para Crédito BID - LCC, US\$ 200 millones". Propuesta de Organización del Proyecto. Revisión II, Julio 10 de 1991.

4.4.9 Sin entrar a analizar detalladamente esta propuesta de reorganización - lo cual desborda el alcance de este Estudio - puede decirse que, aún cuando en general la propuesta apunta en la dirección correcta, peca de una excesiva "compartimentalización", pasando de 22 reparticiones administrativas en la organización actual, a 32 en la organización propuesta. En opinión del Consultor, la empresa, antes que una división del trabajo tan marcada, debe buscar la conformación de equipos con responsabilidad más integral, de tal manera que, al menos a los niveles superiores y aún cuando tardíamente, se logre desarrollar un grupo humano con una perspectiva global sobre el proyecto.

4.4.10 Desde la perspectiva del desarrollo interno de la empresa, tampoco los efectos son buenos. Aún cuando es muy difícil precisar una cifra, con base en el análisis de Actas de Junta Directiva y en las entrevistas sostenidas con funcionarios de diversos niveles, se estima que en los últimos 10 años la capacidad de dirección y gerencial de la empresa ha sido absorbida por el proyecto entre un 40% y 50%. Uno de los efectos de este hecho ha sido la imposibilidad de concentrar estos recursos en otras áreas claves para la empresa, por lo cual es poco lo que ésta ha logrado en términos del mejoramiento de su eficiencia general. Como consecuencia, en adición a su situación crítica en materia financiera, el desempeño de la EEB en el control de pérdidas, incremento en la confiabilidad de su sistema, mejoramiento del servicio, eficiencia administrativa, etc., no ha sido ni es el que se podría esperar para una empresa con su trayectoria. Aún cuando, se reitera, es muy difícil saber en qué medida esto es atribuible al proyecto, no hay duda que los continuos problemas experimentados en su desarrollo a lo largo de 10 años, han incidido de manera muy significativa en la situación que hoy enfrenta la EEB.

4.4.11 Otra faceta de los beneficios institucionales contemplados inicialmente es la relacionada con el fortalecimiento relativo de la EEB frente al sector. En esta materia, por lo indicado en los párrafos anteriores, tampoco el resultado obtenido es bueno. Por el contrario, el pobre desempeño de la empresa en casi todas las áreas, como producto de la combinación de problemas ya descrita, determina que hoy su imagen frente al sector y a las entidades internacionales de crédito se encuentre muy deteriorada, aún cuando en proceso de recuperación.

4.4.12 Este no es un impacto menor. Aún cuando suene como un lugar común, se debe recalcar que el principal activo de

toda organización es su equipo humano, siempre y cuando él se encuentre en una posición de desarrollar su potencial. Esto, sin embargo, depende de un conjunto de factores, entre los cuales está el grado de motivación y el sentimiento de orgullo de pertenecer a una institución "de excelencia". Mientras este es claramente el caso de la EEB a finales de la década de los 70s, cuando ejerce un papel de liderazgo en el sector eléctrico colombiano, es dudoso que ello se mantenga hoy, cuando la importancia de la empresa en el sector es más un resultado de su peso bruto relativo (ventas, generación, deuda, pérdidas, etc.) que de su liderazgo técnico y su acción orientadora en términos de eficacia y eficiencia. A pesar de que es muy difícil determinar con exactitud hasta qué punto este cambio es atribuible al proyecto, es obvio que este es altamente responsable del deterioro sufrido por la empresa en los últimos diez años, al exigir una atención desproporcionada de sus autoridades, en detrimento de otros frentes igualmente importantes, pero no tan urgentes.

4.4.13 Dado lo expuesto, la empresa debe aprovechar el proceso de reorganización en marcha para, de manera prioritaria, recuperar el espíritu de excelencia que la ha caracterizado. Este factor, más que cualquiera otro, es el que permitirá que, una vez estabilizada su situación financiera, la EEB pueda entrar a cumplir su objeto social con el nivel de competencia esperable de una entidad con sus atributos y potencialidad.

El Impacto sobre el Sistema Eléctrico Colombiano

4.4.14 En cuanto a los efectos del proyecto sobre el sistema eléctrico nacional, puede decirse que los objetivos iniciales se cumplen, así sea aproximadamente. Suponiendo que, tal como está programado hoy, la primera unidad del proyecto entra a operar a finales de 1992 y que las proyecciones incluidas en el último balance energético realizado por ISA para el período 1992 - 1996 se mantienen, el proyecto efectivamente entra a suplir las necesidades de energía y potencia del país. No obstante, puesto que los beneficios energéticos tienen verdadero sentido sólo en la medida en que se obtengan a un costo razonable, aún en este aspecto el proyecto hidroeléctrico del Guavio falla frente a las expectativas que le dieron origen.

El Impacto Macro-económico

4.4.15 Otra dimensión que es importante considerar es la que se refiere a los efectos macroeconómicos del proyecto. Aún cuando es muy difícil precisarlos, es indudable que el impacto negativo del proyecto sobre la EEB, cuyo tamaño relativo dentro del sector eléctrico (aproximadamente 20%) es muy grande, tiene a su vez efectos sobre el sistema como un todo.

4.4.16 La situación de la empresa, en buena medida causada por los problemas del proyecto, lleva primero a que ésta deje de pagar a ISA, una práctica que se generaliza, iniciando así un ciclo negativo para las finanzas de esta última, el cual se refleja a su vez en el resto del sector. Ante la profundización de la crisis, el sector como un todo entrará en problemas, por lo cual el Gobierno Nacional tiene que entrar a respaldarlo, obligando a que la Nación se endeude más allá de lo previsto como única forma de sortear los problemas existentes.

4.4.17 Esta acción, por supuesto, no es gratuita. El apoyo brindado por el Gobierno tiene costos directos para algunos sectores de la economía (los cafeteros, por ejemplo) e indirectos para todos, a través del creciente endeudamiento externo al cual se debe recurrir.

4.4.18 Lo que es peor, a pesar de las acciones tomadas, el problema del sector en general y de la EEB en particular no muestra señales de mejora. El efecto agregado de esta situación es lo que lleva a que, en el momento actual, la generación interna neta consolidada del sector sea negativo en - US\$ 1614.9 millones para el periodo 1991-1994, y que el valor presente de dicha generación interna neta (evaluado al 12%) sea negativo en - US\$ 194.3 millones para todo el periodo 1991 - 2000. Si bien es cierto que los problemas anteriores no son todos atribuibles al Guavio, no lo es menos que éste sí ha contribuido de manera significativa a generarlos.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Introducción

5.1.1 Toda evaluación ex-post, especialmente cuando el proyecto bajo estudio no se ha terminado todavía, tiene dos propósitos principales. De un lado, obtener conclusiones sobre el proyecto mismo. Del otro, aprender para el futuro. En el cuanto a lo primero, las conclusiones deben permitir, en la medida posible, tomar decisiones que lleven a maximizar los efectos positivos (y/o minimizar los negativos) de la inversión pasada y de aquella que no se ha causado aún, buscando en todo caso que el efecto final del proyecto sea el mejor posible. En cuanto a lo segundo, se trata de rescatar aquellos elementos de la experiencia que, debidamente asimilados, lleven a mejorar el proceso de asignación de recursos en el futuro.

5.1.2 La evaluación del proyecto hidroeléctrico del Guavio lleva a varias conclusiones que valdría la pena intentar generalizar. No se trata de hacer teoría alrededor de un caso. Más bien se busca que, con los resultados de la evaluación y lo que se conoce de otras inversiones públicas en Colombia, se puedan extrapolar algunos conceptos que a la luz de lo aprendido son plausibles.

5.1.3 En este contexto, las conclusiones y recomendaciones que se presentan en este capítulo no necesariamente son un corolario estricto de lo expuesto a lo largo del documento. Ellas incorporan opiniones del Consultor que, en su concepto, están razonablemente sustentadas por la experiencia analizada y pueden ser útiles para los procesos decisionales que deberán surtirse en el futuro para la asignación de los recursos del Estado.

5.2 El Proyecto Guavio

5.2.1 Desde el punto de vista de su formulación teórica, Guavio es un buen proyecto. Su impacto energético es muy significativo, tanto a nivel nacional como de las empresas

propietarias, y se produce en el momento oportuno. El impacto económico es igualmente atractivo, con una tasa interna de retorno esperada más del 50% por encima de la tasa de oportunidad de referencia en el momento de tomar la decisión. El proyecto presenta además externalidades interesantes, tanto para la entidad ejecutora, como para la región donde se va a desarrollar y la economía nacional. Consecuentemente, la evaluación ex-ante indica de manera clara la conveniencia de adelantarlo.

5.2.2 No obstante lo anterior, la evaluación ex-post indica que Guavio resulta ser un mal proyecto, incapaz de lograr sus objetivos. En algunos aspectos (como en el energético) la deficiencia del proyecto es parcial, ya que, finalmente, el proyecto proveerá la energía prevista inicialmente, pero lo hará con un enorme retraso y a un costo muy alto. En otros (como en el económico) el efecto es completamente contrario al esperado. En lugar de incrementar el valor de las empresas propietarias, el proyecto las deprecia de manera significativa, obligándolas a reconocer una pérdida neta muy considerable. Finalmente, en el componente de externalidades el proyecto también falla, aunque en este caso hay efectos distintos dependiendo de la perspectiva.

5.2.3 Ante una situación como ésta, la pregunta que inmediatamente surge es: ¿Qué pasó? ¿Cómo es posible que un proyecto con las características mostradas por la evaluación ex-ante llegue al estado que muestra la evaluación ex-post? Una posibilidad obvia es pensar que los elementos de juicio utilizados en la evaluación ex-ante hayan estado equivocados, o que ésta haya sido mal hecha. La otra es que, siendo razonable esta evaluación, la ejecución del proyecto se haya apartado tanto de lo previsto, que haya modificado por completo el escenario dentro del cual se tomó la decisión de adelantar el proyecto. La tercera alternativa es, por supuesto, que haya ocurrido una mezcla de las dos cosas anteriores.

5.2.4 Para examinar la primera alternativa, es conveniente separar los dos elementos básicos conformantes del proyecto, es decir, sus costos y beneficios. En cuanto a los costos, de lo expuesto en este documento es claro que la estimación original fué adecuada, ya que los costos directos del proyecto se incrementan en un porcentaje cercano al 15% en términos reales, una desviación perfectamente normal en una obra con las características del Guavio. Aún cuando el incremento total en costos es muy considerable (49% en términos reales) él se debe fundamentalmente al sobre-costo

financiero, el cual está mucho más ligado con los retrasos en la construcción, que con la estimación del tamaño de la inversión.

5.2.5 En cuanto a los beneficios, en cambio, es preciso reconocer que la estimación inicial se equivocó. Las proyecciones de demanda utilizadas resultan excesivas frente al comportamiento real, por lo cual la corriente de beneficios necesariamente se reduce. Este hecho, sin embargo, no es el producto de un error de los formuladores del proyecto, sino del uso de unas cifras que, en el momento de ser utilizadas, son razonables a la luz del comportamiento histórico y que, en todo caso, son las cifras "oficiales" del sector.

5.2.6 Por lo anterior es posible decir que lo ocurrido con Guavio no es el producto de una decisión equivocada, o que haya sido un error inducido por una evaluación mal hecha. Como se menciona en este documento, ciertamente la evaluación ex-ante no tuvo en cuenta en la medida recomendable los factores de riesgo, específicamente aquellos relacionados con el impacto financiero de eventuales retrasos. Pero es obvio que ningún análisis de sensibilidad puede razonablemente suponer desviaciones en el cronograma de más del 100% y tomar en cuenta este resultado para propósitos decisionales.

5.2.7 Lo que sí puede hacerse a partir de un análisis de sensibilidad como el descrito, dada la experiencia histórica conocida, es establecer un esquema financiero en el cual el impacto de las desviaciones de los primeros años, en caso de presentarse, sea leve. Una manera de lograr esto es no apalancar tanto la inversión o, si es indispensable, hacerlo pero procurando utilizar los fondos propios al principio, cuando los factores de incertidumbre son mayores, dejando que los compromisos financieros externos se causen cuando el desarrollo del proyecto entre a depender más de factores controlables por la administración.

5.2.8 En el caso de Guavio, desafortunadamente, el esquema financiero es el opuesto. Todo el desarrollo inicial del proyecto se basa en los desembolsos del crédito externo, adquiriendo desde muy temprano los compromisos y permitiendo que las demoras ocurridas entren a impactar plenamente los costos financieros de la empresa. Como se muestra en el capítulo cuarto, la empresa inicia el proyecto con base en un crédito por US\$ 95 millones, ya que carece de recursos propios para pagar los anticipos pactados. En 1982, la deuda

contratada es de US\$ 454 millones. En 1985, cuando el porcentaje de avance de la obra es del orden del 30%, la empresa ya tiene préstamos efectivos por US\$ 894 millones. Finalmente, en 1988, cuatro años antes de terminar el proyecto, el monto de los préstamos efectivos es de US\$ 1319.8 millones.

5.2.9 Teniendo en cuenta lo anterior, puede concluirse que la formulación integral del proyecto muestra deficiencias, no en cuanto a la evaluación ex-ante como tal, sino en el excesivo optimismo con el cual se interpretan sus resultados. Al desestimar el riesgo financiero implícito en el proyecto, se adopta un esquema de apalancamiento que es excelente si las cosas salen bien (ya que genera una muy alta rentabilidad sobre fondos propios), pero que es nefasto si las cosas resultan mal. Una actitud más prudente por parte de la EEB debería haber llevado a adoptar un esquema de financiamiento distinto o, en último caso (como lo sugieren algunos documentos de la propia empresa) tomar un porcentaje de participación menor para repartir el riesgo.

5.2.10 Dicho lo anterior, resta examinar la segunda posibilidad, es decir, que la ejecución del proyecto se haya apartado tanto de las previsiones iniciales, que el escenario inicial haya dejado de ser válido. A la luz de la experiencia analizada, este claramente es el caso de Guavio.

5.2.11 Un año después de haberse iniciado la construcción del proyecto, éste muestra un año de atraso. En 1984, la fecha prevista para iniciación de pruebas implica un retraso de 2.5 años. En 1986, el retraso es ya de cuatro años, en 1987, de 5 años y en 1988 de 6.2 años, cifra que en 1991 se mantiene vigente. Esto significa que si se cumple el último estimativo, el proyecto tendrá un retraso efectivo del 100%, obviamente muy alto para cualquier estándar.

5.2.12 Ahora bien, cuál o cuáles son las causas de este retraso tan grande? En opinión del Consultor, no hay duda que el problema de la consecución de predios es la causa principal, aún cuando hay posiciones encontradas con respecto a este punto. Mientras para Ingetec⁴³ el atraso imputable al problema de los predios es de 36 meses, el cual implica un sobre-costos (en dólares corrientes) de US\$ 454

⁴³ Ingetec, "Proyecto Hidroeléctrico del Guavio, Demoras y Sobre-Costos, 1990". Bogotá, Septiembre de 1990.

millones, para la empresa⁴⁴ dicho problema sí genera atrasos, pero no implica sobre-costos. En parte, la razón de la discrepancia estriba en que la empresa no considera como sobre-costos del proyecto los financieros. Por lo expuesto a lo largo del documento, en opinión del Consultor los sobre-costos financieros sí deben considerarse del proyecto, ya que, de no hacerlo, se estaría subestimando el verdadero costo de éste⁴⁵.

5.2.13 Pero, además, el hecho es que los retrasos derivados de la adquisición de predios afectan el cronograma de la obra no solamente al principio, sino a lo largo de casi todo el periodo de construcción, dando lugar a reclamos (aceptados) de los contratistas y obligando a pagar gastos financieros por un tiempo mucho mayor que el previsto inicialmente. Dado esto, no se entiende bien la posición de la empresa al aceptar los retrasos causados por los predios, pero al mismo tiempo negar la existencia de sobre-costos por este motivo.

5.2.14 Aceptando entonces que el problema de los predios explica una porción importante de los sobre-costos del proyecto, es necesario preguntarse a quién cabe la responsabilidad de este hecho. El Consultor considera que esta responsabilidad es fundamentalmente de la empresa, aunque existen algunos atenuantes. En efecto, como se menciona reiteradamente en el texto, la empresa no se prepara adecuadamente para adelantar al proyecto, y subestima el problema de los predios, por no conocerlo bien. Esto lleva, como dice Ingetec en su Informe citado, a que se presente "desorden en esta actividad". En opinión del Consultor, este desorden obedece a la falta de una estrategia integrada, lo cual lleva, entre otras cosas, a que la organización encargada de manejar el problema sea cambiada cuatro veces a lo largo del periodo de construcción.

⁴⁴ Carta No. 330258 del Gerente de la Empresa, Dr. Lázaro Mejía Arango, a los Dres. Carlos Quintero O. y José H. Díaz V., Procuradores Provinciales para la Contratación Administrativa, con fecha 30 de julio de 1991.

⁴⁵ Además, en caso de no asignarlos al proyecto, a qué o a quién serían imputables los mayores costos financieros, cuando ellos están atados a una deuda contraída específicamente para construir el proyecto?

5.2.15 Tratando de concluir algo positivo, Ingetec dice que "(...) la lección en este caso es que los predios deben adquirirse antes de licitar las obras principales y que se debe establecer un procedimiento para administrar y controlar los predios comprados⁴⁶. Más que esto, que no siempre es posible o deseable, en opinión del Consultor lo que debe buscarse es un marco legal apropiado, a efecto de evitar que el interés privado se imponga sobre el interés público⁴⁷.

5.2.16 En la época en que se inicia la negociación de los predios, sin embargo, tal marco no existe, por lo cual la empresa debe surtir un dispendioso proceso que en buena parte explica los retrasos, y carece de mecanismos legales para forzar la adquisición, a pesar del daño evidente que intereses particulares causan a la sociedad como un todo. El Consultor opina que este hecho atenúa la responsabilidad de la empresa pero no la libera, pues de haberse hecho un análisis juicioso de la situación, se habría llegado a una estrategia coherente desde el principio, incluyendo la posibilidad de retrasar el inicio de las obras.

5.2.17 Es la falta de esta estrategia la que lleva a la empresa a mantener a toda costa el cronograma inicial, perdiendo cada día más su capacidad de negociación, ya que para los dueños o los intermediarios es evidente que el tiempo juega a su favor y por tanto procuran dilatar al máximo la negociación.

5.2.18 Pero adicionalmente a los retrasos y sobre-costos directamente imputables a los predios, en opinión del Consultor hay otros que generalmente no se tienen en cuenta. Como se menciona en el capítulo 3, el retraso originado por los predios es lo que obliga a cambiar el programa de construcción. A su vez, este cambio lleva a que en la práctica se trabaje sobre los (nuevos) frentes principales sin el nivel de conocimiento geológico previsto originalmente, pues las investigaciones en esta materia lógicamente se han concentrado sobre los frentes principales iniciales. De esta manera, los sobre-costos derivados de la necesidad de hacer nuevas obras, o mayor cantidad,

⁴⁶ Ingetec, op. cit., página 2.

⁴⁷ Esta posibilidad, por fortuna, ya es una realidad en el país, como resultado de normas legales aprobadas a finales de la década pasada y los mandatos de la nueva Constitución.

indirectamente son debidos (al menos en una proporción importante) al retraso originado por los predios.

5.2.19 Las otras tres causas de atraso reconocidas por la empresa y/o Ingetec, son la demora en la aprobación de los créditos de proveedor, la reprogramación del proyecto por razones macro-económicas y las demoras imputables a los contratistas.

5.2.20 Las dos primeras están relacionadas, ya que ocurren casi simultáneamente y se traslapan en el tiempo. En este sentido el Consultor concuerda con la empresa cuando afirma que el atraso real es debido a la reprogramación y no a la demora en la aprobación de los créditos, ya que habiendo sido diferida la fecha de entrada, la aprobación más ágil de éstos no habría reducido el tiempo de ejecución. En este punto la empresa se exime de responsabilidad, con el argumento de que esta es una decisión exógena, sobre la cual ella no tiene control. No obstante, como se menciona en el texto, ello no es enteramente así, pues la decisión del Gobierno Nacional se toma con base en los "records" de ejecución de las entidades afectadas. Puesto que EEB ha mostrado hasta ese momento niveles de ejecución tan bajos, es su propio desempeño el que sustenta la decisión tomada. En este sentido es importante recordar que en 1986, el proyecto, que según la proyección inicial debería tener un grado de avance superior al 90%, apenas lleva un 49%.

5.2.21 Con respecto a las demoras en la aprobación de los créditos, el Consultor considera que ellos no se deben, como dice Ingetec, a que "(...) aparentemente el Ministerio de Hacienda no está organizado para tramitar rápidamente la aprobación de los contratos (...) y que el proceso es de una lentitud increíble⁴⁸". En su concepto, el problema se presenta porque, en el momento de tramitar los créditos, no es claro si el proyecto debe continuar. De hecho, en esta época ISA y EEB realizan un estudio para determinar, precisamente, si se debe continuar el proyecto o, por el contrario, es mejor abandonarlo, estudio que posteriormente es retomado por el BID. En consecuencia, sin desconocer la existencia de problemas burocráticos, para el Consultor es claro que la demora es más el resultado de una indefinición sobre el proyecto mismo por parte del alto Gobierno, que un problema de eficiencia en el trámite.

⁴⁸ Ingetec, op. cit., página 2.

5.2.22 Lo que si es evidente en los dos casos anteriores es que no se analiza el impacto financiero de las decisiones sobre el proyecto, la empresa y la macro-economía, por lo cual no se toman medidas de protección. Pero aquí, de nuevo es evidente la falta de manejo por parte de la empresa ya que, aparentemente, no se presentan estudios que demuestren claramente el impacto de tales decisiones.

5.2.23 En conclusión, entonces, la transformación de Guavio de un excelente proyecto ex-ante a un mal proyecto ex-post, es el resultado de errores o imprevisiones administrativas de la EEB, que se inician al aceptar la responsabilidad de adelantar el proyecto sin estar preparada para ello y sin tener una visión adecuada de sus características. La ausencia de una organización adecuada para gerenciar una obra que representa una porción muy apreciable del total de los activos de la empresa, la lentitud para reaccionar ante los primeros problemas, la falta de continuidad de manejo y control ante los frecuentes cambios en la Gerencia de la empresa y los mandos técnicos superiores, etc., son causas unas y manifestaciones otras del poco rigor con que la empresa asume su responsabilidad de ejecución.

5.2.24 No obstante, a lo largo de todo el proceso intervienen las autoridades nacionales (DNP, Ministerio de Hacienda, Comisión Interparlamentaria de Crédito Público) y estas fallan también en su obligación de analizar la situación de manera rigurosa. Esto permite que, sin exigir ningún replanteamiento de fondo, el país como un todo se vea involucrado en un proyecto que no tiene por qué haber salido del ámbito de las empresas dueñas, por lo que, en último término, la responsabilidad por lo sucedido es conjunta. Esta falta de delimitación de las responsabilidades de los distintos niveles del Estado, que en la práctica lleva a que muchas entidades adquieran compromisos mucho más allá de lo que sus propios recursos les permiten, es algo que debe ser erradicado o al menos regulado de manera mucho más clara. Lo sucedido con Guavio debe servir para aprender esta lección.

5.3 Otras Conclusiones y Recomendaciones

La Formulación del Proyecto

5.3.1 La formulación de un proyecto de inversión no debe limitarse al planteamiento de sus características técnico-económicas en abstracto, sino que debe contemplar integralmente todos sus componentes. Un proyecto sigue teniendo este carácter hasta tanto no produzca sus primeros resultados. Pero para pasar de la etapa conceptual a la etapa productiva, es indispensable la existencia de una capacidad de gestión acorde con la naturaleza y magnitud de la inversión. En opinión del Consultor, una formulación adecuada de un proyecto debe tener en cuenta, con la misma rigurosidad con que se consideran los aspectos técnicos y económicos, la capacidad de gestión de la entidad ejecutora. Esto significa que, adicionalmente al análisis global de esta entidad, debe prestarse atención especial a la organización gerencial prevista para el manejo directo del proyecto. El esquema organizacional, el perfil de los cargos requeridos, el grado de autonomía y el consiguiente nivel de responsabilidad, etc., son elementos que deben hacer parte de la formulación del proyecto.

La Evaluación Ex-ante

5.3.2 La evaluación ex-ante debe ampliarse para incluir elementos distintos de los puramente económicos. En particular, la introducción del componente financiero es esencial, especialmente cuando el grado de apalancamiento es muy alto o cuando, por las condiciones financieras posibles, se introducen factores de riesgo fuera del control de la entidad ejecutora. Uno de los aspectos claves a considerar en el análisis de sensibilidad debe ser la evolución de los costos financieros con distintos escenarios de ejecución y distintos esquemas de financiamiento. Debe tenerse en cuenta que el apalancamiento opera en los dos sentidos: si la rentabilidad global del proyecto es superior a la tasa de interés de oportunidad, la rentabilidad sobre fondos propios crecerá más que proporcionalmente con el grado de apalancamiento. Pero si sucede lo contrario, también el impacto negativo será más que proporcional, al generar un componente de costo fijo financiero que no guarda relación con las posibilidades de generación interna de la empresa.

5.3.3 El análisis de sensibilidad no debe ser el producto de un ejercicio mecánico. El debe estar orientado por el estudio de las experiencias pasadas relevantes al caso. La extraordinaria coincidencia entre las causas de atraso mencionadas por el Informe del Banco Mundial en 1972 (véase numeral 2.6.5) y los problemas que finalmente ocurrieron en Guavio, demuestra claramente que toda la experiencia acumulada por el país no fué tenida en cuenta en absoluto ni por las empresas dueñas, ni por las autoridades nacionales ni por propio Banco, en el momento de realizar la evaluación ex-ante del Guavio y tomar la decisión de adelantar el proyecto en las condiciones dadas por el programa inicial. De haberse tenido en cuenta, el análisis de sensibilidad se hubiera orientado de manera muy distinta a la que aparentemente se hizo.

5.3.4 Uno de los resultados principales del análisis de sensibilidad debe ser la configuración de un conjunto de "señales" que permitan alertar sobre las condiciones en las cuales el proyecto pierde su deseabilidad. Este "Tablero de Control" debe servir como marco de referencia para el análisis del avance del proyecto. La ausencia de este marco facilita que las decisiones se tomen de manera puntual, sin poder medir sus efectos sobre el resultado final.

5.3.5 El análisis de riesgo en la evaluación debe ir mucho más allá que una simple variación de cifras alrededor de un "caso base", suponiendo que los resultados derivados se quedan al nivel del proyecto como tal. Este análisis debe, en primer lugar, tener en cuenta el peso relativo del proyecto frente a la entidad ejecutora, examinando los efectos que sobre ésta puede tener un fracaso. En segundo lugar, el análisis debe contemplar la posibilidad de que las desviaciones trasciendan incluso el ámbito de la propia empresa. Para cada una de estas eventualidades, se deben prever las acciones concurrentes en términos de intervención decisional.

La Ejecución del Proyecto

5.3.6 Un proyecto no debe comenzar hasta tanto la organización gerencial destinada a manejarlo esté debidamente conformada. Proceder de otra manera lleva a que tal organización sea rápidamente desbordada por los problemas diarios de trámite y manejo, impidiendo que se disponga del tiempo necesario para dirigir realmente el desarrollo del proyecto, que es su responsabilidad

fundamental. Una entidad que permita esta situación, queda condenada en la práctica a perder muy rápidamente el control del proyecto.

5.3.7 De conformidad con lo expuesto anteriormente sobre el nivel de riesgo financiero, no es recomendable iniciar un proyecto - especialmente si éste compromete una porción apreciable de los activos de la empresa - sin una base de recursos propios. Los proyectos físicos de inversión tienen su mayor nivel de riesgo al principio, cuando los imprevistos se deben a eventos de la naturaleza, siempre difíciles de predecir. En las etapas posteriores, cuando las actividades se concentran en el componente manufacturado, el grado de control sobre el riesgo es mucho mayor. Dado esto, la aplicación de fondos propios al principio, minimizando el componente financiero externo, es una posición prudente.

5.3.8 El control del proyecto debe estar basado en su contabilidad de costos. La existencia de tal contabilidad debe ser un requisito previo a la iniciación de actividades, al menos cuando se solicite la ayuda del Gobierno Nacional. En el caso del Guavio, a pesar de su tamaño relativo frente a la empresa, no se lleva una contabilidad de este tipo. De hecho, hoy no existe total claridad respecto de las deudas que son realmente imputables al proyecto. Los análisis de FEN citados en el capítulo cuarto "tratan" de separar el efecto del proyecto, pero ellos mismos reconocen que este es un ejercicio aproximado, ya que la EEB carece de registros que muestren inequívocamente qué parte de la deuda corresponde estrictamente al proyecto.

5.3.9 La administración de un proyecto físico de inversión debe ser hecha en la medida posible "in situ". Durante mucho tiempo, la EEB manejó Guavio desde Bogotá, teniendo una presencia mínima en la obra, a pesar de su magnitud. Esto permitió la extensión de problemas que habrían podido controlarse al principio, e impidió que se anticiparan otros. Por supuesto, los niveles decisionales deben mantenerse donde corresponda según la estructura establecida, pero, por eso mismo, debe darse gran importancia al esquema de delegación adoptado, de tal manera que la organización como un todo resulte funcional.

5.3.10 Un componente fundamental de la ejecución debe ser la elaboración de la memoria técnica e institucional del proyecto. El mayor problema encontrado por el Consultor para la elaboración de este estudio, fué la ausencia de tal memoria. La Sub-Gerencia Guavio en los últimos años ha

procurado recoger la información, pero sólo lo ha logrado parcialmente. El hecho de que no se tenga el estudio de factibilidad económica (o lo que es peor, no se sepa siquiera si tal documento existe) es una muestra patética de la situación del proyecto en este aspecto.

5.3.11 El seguimiento del proyecto debe hacerse con base en el Tablero de Control ya mencionado. De esta manera se logra mantener siempre una perspectiva correcta sobre el estado de avance y el verdadero significado de las eventuales desviaciones que se presenten.

El Marco Institucional y la Responsabilidad

5.3.12 La existencia de un marco claro para la ejecución de proyectos de inversión en el sector público es capital. Este marco debe cubrir todos los niveles, desde el relativo a la gerencia del proyecto, hasta aquel en el que se inserta el sector al cual pertenece la entidad ejecutora. En opinión del Consultor, gran parte de los sobre-costos que ha tenido que pagar el país a propósito de numerosos proyectos realizados por entidades públicas, es debido precisamente a la ausencia de este marco institucional. El caso del sector eléctrico es una muestra fehaciente de lo anterior.

5.3.13 Al nivel inferior, referido a la administración del proyecto, debe existir una Gerencia con facultades y atribuciones bien definidas, de tal manera que sea posible establecer inequívocamente su grado de responsabilidad. Tratar de suplir una estructura ejecutiva sólida mediante la creación de una superestructura de supervisión, es posiblemente el peor error. Esto, desafortunadamente, ocurre con mucha frecuencia en el país. Una superestructura de este tipo generalmente está compuesta por personas de muy alto nivel, pero que carecen del conocimiento pormenorizado y del tiempo requerido para ejercer una supervisión efectiva. En estas circunstancias, la creación de estos cuerpos generalmente resulta en una instancia tramitacional adicional que complica el manejo administrativo sin mejorar el control, con el agravante de que diluye la responsabilidad que en principio cabe al Gerente del proyecto. Por esta razón, es recomendable que para proyectos de inversión grandes se trabaje siempre bajo el concepto de "Gerencia de Proyecto", estableciendo una organización desligada de la organización interna de la entidad ejecutora que permita manejar y supervisar el proyecto como una empresa aparte. Esto facilita la supervisión real y hace

posible tomar medidas oportunas cuando el desarrollo del proyecto lo haga aconsejable.

5.3.14 De manera similar, el proyecto debe ser una responsabilidad exclusiva de la entidad ejecutora y debe estar sujeto a las posibilidades de ésta. Si por sus características el proyecto desborda las posibilidades de la empresa, debe optarse por uno de tres esquemas: uno, no hacer el proyecto hasta tanto la entidad ejecutora adquiera la capacidad para adelantarlo; otro, en caso de que el proyecto trascienda la empresa (tanto por su importancia para el país como por su tamaño) y proceder en consecuencia a establecer una estructura decisional en la cual tengan asiento las entidades que deben prestar su concurso; el tercero, que es el recomendado por el Consultor, establecer claramente desde el principio las condiciones en las cuales el proyecto deja de tener el respaldo de la Nación, quedando la entidad ejecutora expuesta a las consecuencias de su propia gestión.

5.3.15 Si este último camino se hubiese tomado en el caso del Guavio, la suerte del proyecto y de la empresa hubiese sido distinta. En este caso, muy rápidamente la EEB se habría enfrentado a la necesidad de reestructurarse drásticamente como única forma de no desaparecer, o de vender el proyecto, o ambas cosas. Puesto que en la práctica lo que ha sucedido en este caso es que la empresa ha contado con una línea de crédito abierta por el Gobierno Nacional, en el fondo nada ha pasado. La EEB continúa hoy con sus mismos problemas administrativos, de pérdidas, de costos operacionales, de ingerencia política local, etc., que la han caracterizado en los últimos diez años.

Una Conclusión Final

5.3.16 La problemática financiera del sector eléctrico colombiano ha desbordado ampliamente su propio ámbito, haciendo que sus problemas deban ser asumidos por toda la Nación. En este sentido, las externalidades negativas de sus proyectos de inversión han afectado en una u otra forma el desarrollo del país. En la actualidad el problema es de tal magnitud, que el Gobierno Nacional considera que ha llegado la hora de cambiar por completo la estructura del sector, buscando que él opere dentro de un marco de competencia y deslinde de responsabilidades. Se busca minimizar la

posibilidad de que los efectos negativos de sus decisiones afecten en forma directa los demás sectores de la economía. Aún cuando el problema es generalizado, con algunas excepciones, no hay duda que el proyecto Guavio ha contribuido significativamente a la toma de esta decisión. Si ello es así y si, como consecuencia de lo ocurrido en el proyecto el país logra cambiar efectivamente el marco dentro del cual ha estado trabajando el sector eléctrico en los últimos quince o veinte años, evitando que en el futuro se puedan repetir experiencias como la analizada, paradójicamente las externalidades negativas de Guavio se habrán convertido en su mejor aporte al desarrollo nacional.

A N E X O S

CUADRO No 1.1

SECTOR ELECTRICO

DEMANDA DE ENERGIA, POTENCIA Y PRODUCTO INTERNO BRUTO

ANOS	DEMANDA (GWH)	POTENCIA (MW) (1)	CRECIMIENTO (DEMANDA %)	TASA ACUMULADA DE CRECIMIENTO	TASA CRECIMIENTO PIB %
1970	7,450				
1971	8,129	1,623	10.0	10.0	6.0
1972	9,225	1,774	12.6	11.3	7.7
1973	10,263	1,979	11.3	11.3	6.7
1974	11,251	2,158	9.6	10.9	5.7
1975	12,192	2,305	8.4	10.4	2.3
1976	13,540	2,584	11.1	10.5	4.7
1977	14,610	2,683	7.9	10.1	4.2
1978	16,190	3,046	10.8	10.2	2.5
1979	17,875	3,319	10.4	10.2	5.4
1980	19,481	3,568	8.6	10.2	4.1

(1) DEMANDA DE POTENCIA MAXIMA.

FUENTE:

BID, PR 1607, NOVIEMBRE DE 1987.

CUADRO No 1.2

E. E. B.

ENERGIA REQUERIDA, VENTAS Y PERDIDAS TOTALES DE ENERGIA
(1971 - 1981)

AÑOS	ENERGIA REQUERIDA	VENTAS	PERDIDAS REGISTRADAS	PERDIDAS REGISTRADAS
	(TWH)	(TWH)	% (1)	% (2)
1971	2.16	1.83	15.2	14.1
1972	2.37	1.98	16.5	15.5
1973	2.63	2.18	16.8	15.9
1974	2.91	2.45	15.7	14.4
1975	3.2	2.66	16.8	15.9
1976	3.54	2.96	15.8	14.4
1977	3.8	3.17	16.3	14.8
1978	4.2	3.48	17.2	15.7
1979	4.68	3.71	20.7	19.3
1980	5.01	3.9	22.1	21.0
1981	4.67	3.77	19.3	18.2

(1) PERDIDAS EXPRESADAS COMO PORCENTAJE DEL TOTAL DE LA ENERGIA REQUERIDA

(2) PERDIDAS EXPRESADAS COMO PORCENTAJE DEL TOTAL DE LA ENERGIA PROPIA DISPONIBLE

FUENTE:

WORLD BANK, COLOMBIA THE POWER SECTOR 1970 - 1987

CUADRO No 1.3

E. E. B.

VENTAS Y GENERACION BRUTA DE ENERGIA (1973 - 1980)
(GWH)

AÑOS	(1)		(1)		(1)		GOBIERNO Y ALUMB. PUBL.	TOTAL VENTAS	PERDIDAS CONS. PROP.	(2)	TOTAL (REQUERIM.)	
	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL									
1973	782	36	367	17	742	34	292	13	2183	433	17	2616
1974	923	38	411	17	809	33	305	12	2448	426	15	2874
1975	1042	39	450	17	855	32	316	12	2663	495	21	3158
1976	1175	39	513	17	945	32	347	12	2990	625	17	3605
1977	1237	39	589	19	995	31	353	11	3174	836	21	4010
1978	1392	40	628	18	1104	32	351	10	3475	787	18	4262
1979	1549	42	622	17	1168	31	374	10	3713	968	21	4681
1980	1672	42	673	17	1263	32	401	10	4009	1137	22	5226

(1) PARTICIPACION EN LAS VENTAS TOTALES DE ENERGIA

(2) PORCENTAJE SOBRE LA ENERGIA REQUERIDA

FUENTE:

WORLD BANK, STAFF APPRAISAL REPORT, MAYO 1981.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA
PROGRAMA DE EXPANSION 1981 - 1987

GENERACION

1. Compra a ISA de la termoeléctrica de Zipaquirá IV. (Termozipa IV) que será terminada en 1981.
2. Terminación de la Hidroeléctrica de Mesitas en 1982.
3. Compra a ISA de la termoeléctrica de Zipaquirá V. (Termozipa V), que será terminada en 1983.
4. Terminación de expansión de la estación de bombeo de Sesquilé, en 1984.
5. Terminación del reforzamiento de la presa de Sesquilé en 1985.
6. Aumento de altura de la presa del Muña (iniciación de la construcción en 1982 y terminación en 1985.)
7. Construcción de la primera etapa (1,000 Mw) de la Planta Hidroeléctrica del Guavio (iniciación de construcción en 1981 entrada en funcionamiento en 1987).

TRANSMISION

8. Terminación de los componentes de transmisión, asociados con la hidroeléctrica de Mesitas. (Aprox. 100 km de línea de 230 kv), en 1983.
9. Componentes del sistema de transmisión, asociados con la planta hidroeléctrica del Guavio, incluyendo cerca de 200 Kms de líneas de transmisión de doble circuito de 230 Kv. La subestación elevadora de Guavio y cuatro entradas para las subestaciones del Circo y el Tunal. (Iniciación de la construcción en 1984 y puesta en funcionamiento en 1987).

SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION

10. Terminación de los trabajos en curso en 1981.
11. Terminación del proyecto de distribución de Bogotá (crédito 1807 -CO), EN 1984.
12. Programas de subtransmisión y distribución (1985-1987).
13. Terminación del programa de electrificación rural (1980 - 1985).
14. Parte del programa de expansión de Subtransmisión y Distribución, para el período 1987 - 1990.
15. Parte del programa de electrificación rural, del período 1986 - 1990.

OTRAS INVERSIONES

16. Construcción de la regional del centro de despacho y telecomunicaciones. Iniciación de construcción en 1982 y puesta en funcionamiento en 1985.
17. Construcción central de mantenimiento (iniciación de construcción en 1983 y terminación en 1985).
18. Terminación de la nueva sede principal de la EEB., en 1982.
19. Terminación construcción del Centro de Procesamiento de Datos, en 1985.
20. Planta general en el período 1981 - 1987, y
21. Estudios y entrenamientos.

CUADRO No 11.2

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA
GENERACION, DEMANDA REAL DE ENERGIA Y ENERGIA MAXIMA (MW)

AÑOS	PROYEC. (1)	GENERACION	DEMANDA	DIFERENCIA	PROYECTO	DEMANDA	CAPACIDAD
	GENERACION	TOTAL	REAL	GENER. %	IDEN. MAX	MAX REAL	INSTAL. MW
1981	4108	3277	4673	(20.23)	1069	875.0	
1982	4777	3568	5221	(25.31)	1179	984.0	
1983	4842	3934	5358	(18.75)	1298	1006.0	702
1984	5347	2777	5653	(48.06)	1427	1047.0	894
1985	5611	2771	5999	(50.61)	1569	1100.0	700
1986	5635	3308	6482	(41.30)	1727	1204.0	894
1987	7597	4416	6969	(41.87)	1898	1332.0	1260
1988	8791	3866	7255	(56.02)	2090	1397.0	1260
1989	9086	3519	7539	(61.27)	2301	1464.0	1260
1990	8788	3944	7893	(55.12)	2532	1496.0	1260

(1) PROYECCIONES SEGUN STAFF APPRAISAL REPORT 1981.

INCLUYE GUAVIO DESDE 1987, ASI:

1987	1,797	GMW
1988	3,015	GMW
1989	3,192	GMW
1990	3,012	GMW

CUADRO No 11.3

SECTOR ELECTRICO CONSOLIDADO

DEMANDA PROYECTADA Y REAL DE ENERGIA

(GMW)

AÑOS	PROYECCION	PROYECCION	PROYECCION	PROYECCION	PROYECCION	DEMANDA	DESVIACION	PROYECCION	PROYECCION	PROYECCION	DEMANDA REAL
	1977 (1)	1981 (2)	1984 (3)	1987 (4)	1991 (5)	REAL	1977	1981	1984	1987	
1981	23829	17500				19519	(18.1)	11.5			
1982	26239	19396				21549	(17.9)	11.1			
1983	28884	22201				23073	(20.1)	3.9			
1984	31464	24330	24586	24586		24588	(21.9)	1.1	0.0	0.0	
1985	34602	27370	25653	25739		25738	(25.6)	(6.0)	0.3	(0.0)	
1986	37777	29687	27117	27526		27551	(27.1)	(7.2)	1.6	0.1	
1987	41130	32679	28640	29368		29493	(28.3)	(9.7)	3.0	0.4	
1988	44807	35829	30252	31469		31152	(30.5)	(13.0)	3.0	(1.0)	
1989	48722	32595	31877	33202		32575	(33.1)	(0.1)	2.2	(1.9)	
1990	52050	36100	33799	35196		34089	(33.7)	(3.6)	0.9	(3.1)	
1991	57795		35690	37260	35428						
1992	62927		37862	39497	36662						
1993	68562		40195	41648	38052						
1994	74754		42485	43876	38798						
1995	81600		45122	46287	39925						
1996			47841	48744	41293						
1997			50633	51384	42864						
1998			53727	54245	44469						
1999			57056	57346	46074						
2000			60481	60442	47574						

(1) PROYECCIONES SEGUN PROGRAMA DE EXPANSION DEL SISTEMA

INTERCONECTADO 1984-1988. TASA DE CRECIMIENTO 11.1%

(2) PROYECCION SEGUN BANCO MUNDIAL - STAFF APPRAISAL REPORT, 1981

TASA DE CRECIMIENTO 1980-1990 8.6

(3) PROYECCION VIGENTE HASTA 1987.

TASA DE CRECIMIENTO 1984-1992 5.55

1984-2000 3.79

(4) PROYECCION PROPUESTA DESDE 1987.

TASA DE CRECIMIENTO 1984-1992 6.10

1984-2000 3.78

(5) PROYECCION DE DEMANDA CON SUSTITUCION DE ELECTRICIDAD POR GAS

TASA DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL 3.4% 1991-2000.

CUADRO No II.4

EXTRACTOS DE ACTAS JUNTA DIRECTIVA EEB.

ACTA No. 790 DE LA JUNTA DIRECTIVA DEL 21 DE FEBRERO DE 1979

CONSTRUCCION: PLANTAS DE GENERACION DE BETANIA Y EL GUAVIO

Sobre este asunto, continuo el señor Gerente, ICEL basándose en estudios técnicos y económicos que ha realizado, ha planteado la posibilidad de encargarse de la construcción del proceso hidroeléctrico de BETANIA, el cual tendrá una capacidad de 500 MW, y estará localizado sobre el río Magdalena en el Departamento del Huila, cerca de la ciudad de Neiva. La participación económica que le correspondería a la empresa en este proyecto, en caso que fuera ejecutado por ISA, sería del 47%.

El Señor ministro de Minas y Energía, creó una comisión coordinada por el ministerio e integrada por delegados de Corelca, CVC, Empresas Públicas de Medellín y la Empresa para analizar el problema desde el punto de vista técnico y económico y llevar a la junta directiva de ISA una recomendación sobre el particular. La decisión final, la cual tomará en cuenta aspectos de política en el sector eléctrico, será tomada por el Señor Presidente de la República.

Es un principio aceptado, agregó el Señor Gerente, que debe existir un equilibrio entre la capacidad instalada y la demanda de una entidad de suministro de energía eléctrica. En la actualidad la Empresa tiene una demanda de 850 MW y una capacidad instalada de solamente 685 MW; este desequilibrio se aumentará hasta 1982 cuando entre un servicio el proyecto Mesitas de 600 MW., momento en el cual la empresa quedará con un ligero sobrante por un periodo de aproximadamente un año. De ahí en adelante, de acuerdo con el programa de generación previsto, el cual en su gran mayoría sería ejecutado por ISA - la Empresa quedará con una insuficiencia de capacidad instalada cada vez mayor. La única alternativa posible para solucionar esa deficiencia sería - como consecuencia de los planteamientos de ICEL con respecto a BETANIA - que la empresa asumirá directamente como propietaria y constructora, el proyecto GUAVIDO que tendrá una capacidad de 975 MW y estará ubicada en un sitio intermedio entre Chivor y Chingaza.

ACTA No. 791 SESIÓN DEL DIA 7 DE MARZO DE 1979
CONSTRUCCION POR PARTE DE ISA DE UNA PLANTA TURBO-GAS

El Doctor Hernando Durán Dussan, Alcalde mayor del Distrito, expresó que probablemente era más aconsejable que ese proyecto lo realizara directamente ISA, previa fijación de las proporciones en que deban contribuir los diferentes socios. Sin embargo, el Señor Alcalde manifestó que la política de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, entidad autónoma del Distrito Especial de Bogotá responsable del suministro de electricidad a la Ciudad Capital, debía ser la del "auto-abastecimiento", esto es, equilibrio entre su capacidad de generación y su demanda. Dentro de ese marco, expresó su opinión de que la Empresa sea la entidad propietaria y ejecutora del proyecto Guavio.

ACTA No. 793 - ABRIL 4 DE 1979
PROYECTO "GUAVIDO"

Intervino el Gerente General para preguntar a los señores Directores si habían tenido oportunidad de estudiar el documento "Análisis de la Expansión de la generación 1979 - 1988" relativo al proyecto "Guavio", que oportunamente les había remitido, y si tenían alguna observación o reparo sobre su contenido, ó si por el contrario estaban de acuerdo con los planteamientos allí expuestos, con el fin de tomar una posición frente a la Sociedad de Interconexión Eléctrica.

Los Señores Directores presentes manifestaron haber recibido el documento en gestión y que después de haberlo estudiado estaban plenamente de acuerdo con lo que allí se planteaba.

ACTA No. 799 - JUNIO 20 DE 1979
INFORME DE GERENCIA
PROYECTOS HIDROELECTRICOS "ISA"

Informó el Doctor Roberto Cáceres Bolaños que en la última reunión de la Junta Directiva de ISA, después de un proceso de discusión y análisis que se adelantó durante varios meses a través de varios mecanismos, fue acogida favorablemente la solicitud del ICEL de ser propietarios y hacerse cargo de la construcción del proyecto "BETANIA". Sin embargo, el voto afirmativo de la E.E.E.B. se formuló mediante constancia escrita en la que se resaltó:

1. El compromiso del Gobierno Nacional, manifestado por la boca del Señor Ministro de Minas y Energía, Doctor Alberto Vásquez Restrepo, de asegurar la financiación del proyecto, tanto a través de los aportes de presupuesto nacional,

como mediante la implementación de una política tarifaria adecuada por parte del ICEL y de sus electrificadoras.

2. La necesidad de acordar previamente la parte operativa del proyecto, y de convenir entre el ICEL y la E.E.E.B. tarifas de intercambio satisfactorias.
3. La importancia y la urgencia de tomar una decisión en torno a la solicitud formulada por la E.E.E.B. el 16 de Abril para que se le asigne la construcción y propiedad del proyecto Guavio, a fin de evitar retrasos en su ejecución.

La Junta Directiva manifestó su satisfacción con el voto de la Empresa dado en la forma en que se acaba de explicar, y destacó de nuevo la trascendencia que para la Empresa tiene la construcción y propiedad del proyecto Guavio, reiterando su posición firme y decidida de obtenerlo. En estas condiciones, consideró conveniente la Junta autorizar al Gerente General para organizar un equipo de trabajo que profundice en el estudio de los documentos ya existentes relativo al proyecto y prospecto de las actividades necesarias para el futuro. El Gerente General quedó autorizado para conformar este equipo, y la junta ratificará en el momento oportuno la creación de cargos que sean necesarios para el efecto.

ACTA 801 - JULIO 11 DE 1979
SELECCION DE FIRMAS CONSULTORAS

A. INGENIERIA SEXTO PROGRAMA DE ENSANCHES

...Anota el Doctor Llano que la administración presenta a consideración de la honorable junta, una vez recibida la información de los diversos consultores, tres alternativas:

1. Considerar la información recibida como un Concurso de Méritos.
2. Seleccionar las firmas a "Salgado Meléndez" e "INGETEC" como "cabezas de grupo" para las dos actividades más importantes que requieren mayor experiencia: Estudios especiales y Especificaciones Técnicas.

Las consultorias para las otras actividades se asignarán a las firmas restantes de acuerdo con la experiencia de cada una, buscando un reparto equitativo.

ACTA 803 - AGOSTO 1 DE 1979

INFORMES DE GERENCIA

B. PROYECTO "GUAVIO"

El Gerente General hace entrega a los señores Directores de un extracto del documento "Análisis de las alternativas de distribución del Programa de Expansión 1984-1988" elaborado por la Administración de la Sociedad Interconexión Eléctrica S.A. Se trata de un documento de estudio que se somete a consideración de las Empresas socias. A continuación el Gerente General procede a hacer ante la junta una breve presentación del documento.

Terminada la exposición del Gerente, toma la palabra el señor Alcalde Mayor de la ciudad, quien como presidente de la junta manifiesta: "Hemos venido reiterando como posición firme y decidida de la Empresa ante los demás socios de ISA, la de que el proyecto Guavio sea en su totalidad de propiedad de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá y construida por ella. Con esto simplemente estamos defendiendo la supervivencia de la Empresa, y creemos que en este propósito nos acompañan las Empresas Públicas de Medellín, interesadas también en ser propietarias y construir totalmente el proyecto Playas. En el seno de ISA, tiene que ser un objetivo permanente el conservar en las diversas regiones un sano equilibrio entre la demanda y la capacidad instalada".

Prosigue el Señor Alcalde manifestando cómo ISA no puede convertirse en un monopolio gigantesco y absorbente, a costa de las Empresas socias, sino que, al contrario, para el desarrollo armonioso del país es bueno preservar la importancia y autonomía de las regiones. La Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá debe conservarse autosuficiente para cubrir la prestación del servicio en la ciudad, siguiendo el ritmo de su crecimiento, y para ello es conveniente que su capacidad instalada de propiedad exclusiva se mantenga dentro de proporciones que aseguren la confiabilidad del servicio. "Sin embargo, esa capacidad de generación no la buscamos para nuestro provecho exclusivo, sino que como lo hemos ido demostrando en la operación corriente y de modo especial en situaciones de emergencia como la de comienzos de 1977, la tendremos a disposición de todo el país. Ni el Valle del Cauca ni ninguna otra región del país tendrá que tener una menor confiabilidad en el suministro de energía si el proyecto Guavio es de la Empresa o si lo hace ISA. Le he pedido al Señor Gerente General que asuma una posición muy firme ante ISA en relación con el proyecto Guavio, y he obtenido ya el apoyo del Señor Presidente de la República en ese mismo propósito. Pero antes de recurrir a ese argumento, estoy seguro de obtener el apoyo de las Empresas Públicas de Medellín, del ICEL y de los demás socios de ISA. Dentro de nuestra concepción de repartición de los proyectos, le hemos dado nuestro apoyo al ICEL en el proyecto

Betania, y posiblemente daremos también nuestro apoyo a la Empresas Públicas de Medellín en el proyecto Playas. Si a la Empresa de Energía de Bogotá se le negara el proyecto Guavio, ello podría crear en el seno de ISA una situación de consecuencias imprevisibles. La Empresa no puede renunciar a la experiencia, a la capacidad técnica y operativa que ha acumulado durante tantos años, a los equipos de profesionales que ha venido formando en cada área. Nosotros somos partidarios de ISA, pero a condición de que los derechos de la empresa se preserven.

"Por todas estas razones concluyó el Señor Alcalde Mayor, quiero solicitar la solidaridad de la Junta Directiva en este propósito de la Empresa de ser propietario de la totalidad del Proyecto Guavio, y de construirlo autónomamente".

Intervino a continuación el Doctor Carlos Rodado Noriega, Gerente General de ICEL, para expresar su solidaridad y total apoyo a la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá. Explicó como los argumentos expuestos por el señor Presidente de la Junta Directiva fueron los mismos en los que se basó ICEL para solicitar el proyecto Betania. Subrayó la conveniencia del equilibrio de los sistemas y la necesidad de que las Empresas, para conservarse sanas y vigorosas, mantengan ciertos porcentajes de generación exclusiva propia. El Doctor Rodado concluyó diciendo que en su carácter no sólo de miembro de la Junta Directiva de la Empresa sino también de Gerente General del ICEL, daba su voto afirmativo a la aspiración de la Empresa de construir y poseer el ciento por ciento del proyecto Guavio, y que en consecuencia, anunciará el voto favorable del ICEL para la Empresa en el seno de la Junta Directiva de ISA, con lo cual él sigue siendo simplemente consecuente con planteamientos que en repetidas ocasiones ha hecho allí.

Intervino de nuevo el Señor Alcalde para manifestar que aprecia hondamente y agradece la posición muy clara que ha asumido el Doctor Rodado Noriega. Expresa que en el caso de la Empresa, además de las razones filosóficas para respaldar la tesis, él tiene que añadir también ciertos condicionamientos. La Empresa apoya para que nos apoyen, y apoya si nos apoyan.

El Doctor Alejandro Uribe Escobar, además de adherir a los argumentos anteriormente expuestos, manifiesta, en su doble condición de concejal de Bogotá y miembro de la Junta Directiva de la Empresa, su respaldo total a la posición asumida por el Señor Alcalde Mayor de la Ciudad. Hace el Doctor Uribe Escobar un breve recuento de la historia de ISA, a la cual él ha estado vinculado desde un principio. Explica cómo en otros países la interconexión no se ha hecho a base de una entidad que entre a generar. En el caso Colombiano, el dar alguna capacidad de generación a ISA, fue un elemento que sirvió para crearla y luego para robustecerla, pero hoy, obtenido ya ese objetivo, es necesario entrar a replantear el papel de ISA, por los

desequilibrios que se puedan presentar con relación a las demás Empresas del país. Considera el Doctor Uribe que se debe ir más allá de la simple definición de un programa, y revisar a fondo el concepto sobre ISA, que debe ser una entidad complementaria pero no absorbente de las demás.

Interrogada la Junta por el Señor Presidente sobre la posición que debe asumir la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá con respecto al proyecto Guavio, los señores Directores por unanimidad se pronunciaron a favor de la propiedad y ejecución total del mismo por parte de la Empresa, y manifestaron su irrestricto apoyo a esta posición.

ACTA 804 - AGOSTO 13 DE 1979
D. PROYECTO "GUAVIDO"

A una pregunta al Doctor Jorge Cubides Camacho, sobre el estado en que se encuentra la discusión de este proyecto, el Doctor Roberto Cáceres Bolaños, Gerente General, informa que en la próxima reunión de la Junta Directiva de ISA se establecerá el mecanismo para llegar a una decisión sobre la ejecución y propiedad del proyecto.

El Señor Alcalde Mayor sugiere la conveniencia de que la Junta Directiva de la Empresa solicite una audiencia al Señor Presidente de la República a fin de poder exponer ante él, personalmente, las razones que asisten a Bogotá y a la Empresa en su propósito de tener la construcción y propiedad total del proyecto.

ACTA 805 - AGOSTO 22 DE 1979
B. PROYECTO "GUAVIDO"

El Señor Gerente mencionó que de acuerdo con la autorización impartida por la honorable Junta Directiva, según consta en el ACTA No. 799 del 20 de Junio, en relación con la organización del equipo de trabajo que atenderá el proyecto Guavio, inicialmente consideraba la creación de seis (6) cargos entre Ingenieros y Auxiliares de Ingenieros, mientras se define la planta de personal que debe integrar esa dependencia.

La Junta Directiva por unanimidad, aprueba la creación de los seis cargos solicitados, y autoriza al Gerente General para la vinculación del personal respectivo.

ACTA 806 - AGOSTO 29 DE 1979
B. PROYECTO "GUAVIDO"

El Gerente General hace entrega a los señores Directores del memorando elaborado por la administración con base en la posición

asumida unánimemente por la Junta Directiva en misiones anteriores en torno a la propiedad y ejecución por parte de la Empresa del proyecto Guavio. La proposición con que termina dicho memorando será finalmente presentada ante la Junta de ISA en su reunión de esta tarde.

ACTA 811 - SESION DEL DIA 10 DE DICIEMBRE DE 1979

INFORMES DE GERENCIA

B. PROYECTO "GUAVIO"

El Gerente General, Doctor Roberto Cáceres Bolaños, informa a los honorables miembros que en la Junta Directiva de ISA, en relación con el Proyecto Guavio, se acordó que será construido por la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá y será de su propiedad y que ésta a su vez otorgará a ISA unos derechos de participación de Energía y Potencia hasta por una cantidad del 40%; así quedó contemplado en el Proyecto de Resolución que el Ministro de Minas y Energía, Doctor Alberto Vásquez Restrepo presentó a la consideración de la Junta de ese organismo.

El Señor Presidente, Doctor Hernando Durán Dussan pidió al secretario de la Junta se sirviera leer el texto completo del Proyecto de Resolución, que dice así:

"LA JUNTA DIRECTIVA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. - ISA CONSIDERANDO:

1. Que en el programa de Generación 1984 - 1988 no se han definido aún las entidades ejecutoras de los proyectos de Playas, Guavio, Urrá I y Urrá II.
2. Que ISA tiene actualmente bajo su responsabilidad la construcción de obras de vital importancia para el país, tales como: Segunda Etapa de Chivor; Desviaciones de los ríos Tunjita, Negro y Rucio al Embalse de Chivor; Termozipa IV; Primera Etapa de San Carlos; Segunda Etapa de San Carlos; Jaguas e interconexión del sistema del centro del país con la Costa Atlántica.
3. Que las Empresas Públicas de Medellín y la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá han presentado solicitudes para construir y ser propietarias de las Centrales de Playas y Guavio respectivamente, manteniendo la energía proveniente de estas centrales al servicio del sistema interconectado a través de ISA en lo referente al despacho y estructura tarifaria.
4. Que dichas Empresas tienen amplia capacidad técnica, financiera y administrativa y que las mencionadas centrales

se encuentran en su área de influencia.

5. Que no es aconsejable y lógico dejar en estado de inactividad la capacidad operativa, técnica y financiera de las E.P.M. y E.E.E.B., requiriéndose una obra que dé continuidad a esta capacidad humana para desarrollar las experiencias adquiridas en proyectos hidroeléctricos importantes.
6. Que la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica -CORELCA- ha presentado solicitud para ser propietaria del 50% de las centrales de Urrá I y II y participar con ISA en la construcción del proyecto, manteniendo estas centrales al servicio del Sistema interconectado a través de ISA en lo referente a su despacho y estructura tarifaria.
7. Que la Corporación Autónoma Regional del Cauca -CVC- ha indicado su deseo de construir para su propiedad un próximo proyecto de significación para el Sistema Nacional en el suroccidente Colombiano.
8. Que se ha acordado la construcción y propiedad de la Central de Betania para el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica -ICEL.
9. Que es conveniente mantener y fortalecer la capacidad regional de estas y otras entidades regionales con lo cual se logra evitar una excesiva concentración de la construcción y propiedad de proyectos de generación de una sola entidad.
10. Que la Planeación integrada del sistema que viene realizando Interconexión Eléctrica S.A., desde su creación es ampliamente satisfactoria y necesaria para óptima utilización de los recursos energéticos del país.
11. Que es necesario fortalecer el concepto de operación coordinada como lógico paso siguiente a un planeamiento integrado y que dicha operación y optimización de los intercambios viene siendo realizada con éxito por Interconexión Eléctrica S.A., desde el comienzo de la operación del Sistema de Interconexión.
12. Que es altamente conveniente ratificar a ISA como entidad coordinadora del sector eléctrico.
13. Que es necesario garantizar a todas las Empresas del Sector el acceso a la Energía y potencia proveniente de todos los proyectos futuros.
14. Que el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica y la

Central Hidroeléctrica de Caldas, ha solicitado autorización para iniciar la etapa de diseños en el proyecto LA MIEL I, y que el proyecto sea de su propiedad cuando en ISA se programe su construcción.

15. Que ISA ha demostrado a través de la construcción de los grandes proyectos a ella encomendados, su eficiente capacidad operativa, técnica y financiera.

RESUELVE

1. Ratificar y apoyar ampliamente los principios y la política de planeación integrada y operación coordinada de la generación y la transmisión en el Sistema Interconectado por parte de Interconexión Eléctrica S.A.
2. Que ISA continúa adelantando proyectos de su propiedad en tal forma que en su capacidad generadora, operativa, técnica y financiera actual mantenga su crecimiento lógico y normal en relación con el incremento de la capacidad generadora nacional.
3. En los proyectos futuros que entren en operación a partir de la entrada en servicio de San Carlos - Jaguas, Interconexión Eléctrica S.A., coordinará el despacho de la energía lo mismo que la estructuración y fijación de las respectivas tarifas de intercambio independientemente de qué entidad sea la propietaria de tales proyectos.
4. ISA tendrá funciones generales de coordinación del sector en áreas como:
 - Interconexiones nacionales e internacionales
 - Recursos Naturales directamente relacionados con el sector eléctrico.
 - Información estadística eléctrica.
5. El Proyecto Playas será construido por las Empresas Públicas de Medellín y será de su propiedad. Así mismo, llevará a cabo su operación, sin embargo, el despacho de su energía será coordinado por ISA.
6. El proyecto Guavio será construido y será de propiedad de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, quien otorgará a ISA derechos de participación de energía y potencia hasta por un 40%. ISA reglamentará las características de estos derechos de participación de energía y potencia. El despacho de la energía del proyecto será coordinado por ISA.

7. Se otorga a CORELCA el derecho para adquirir el 50% de la propiedad de las Centrales de URRÁ I y II, derecho que tendrá urgencia una vez CORELCA demuestre al Gobierno Nacional la capacidad financiera para asumir tal compromiso. Se ratifica que estos proyectos serán construidos por ISA, con participación de CORELCA, y su propiedad será de ISA con un 50% en caso de que CORELCA tenga el otro 50%, o del 100% en cualquier otra eventualidad.
8. Se otorga una primera opción a CVC para construir y ser propietaria de un próximo proyecto que se defina para el programa de generación para ser desarrollada en el suroeste Colombiano.
9. El proyecto TERMO-CERREJON II será construido por CORELCA y será de su propiedad.
10. ISA mantendrá un sistema de información sobre el avance de la construcción de las centrales a cargo de sus accionistas con el fin de contribuir a garantizar el adecuado suministro de la energía requerido por las Empresas del sector. Las Empresas garantizan el acceso a dicha información.
11. ISA propondrá una repartición de los proyectos de propiedad conjunta y de los derechos en Guavio definidos en esta resolución.
12. ISA presentará a la aprobación de una próxima Asamblea General de Accionistas, el programa de generación 84 - 88.
13. En el próximo futuro se estudiarán y se presentarán para aprobación de la Asamblea General de Accionistas, las modificaciones estatutarias de ISA que esta resolución pueda requerir.
14. Autorizar al ICEL y CHEC para iniciar la etapa de diseños del proyecto hidroeléctrico de la MIEL I. La propiedad del proyecto será de la CHEC quien lo ejecutará cuando se defina su construcción dentro del programa nacional de generación.

CUADRO No 11.6

INDICADORES FINANCIEROS E. E. B.

(1971 - 1980)

INDICADOR	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1978-80
RAZON DE AUTOFINANCIAMIENTO %	65.57	70.4	52.47	54.1	60.17	60.03	109.19	91.13	65.58	35.71	64.14
RAZON CORRIENTE	168.62	192.87	130.56	158.81	177.39	173.74	239.74	203.87	128.9	76.76	136.51
RELACION DEUDA/CAPITAL	1.66	1.54	1.47	1.51	1.58	1.44	1.20	1.06	0.92	1.02	1.00

FUENTE:

WORLD BANK, COLOMBIA - THE POWER SECTOR AND THE WORLD BANK, 1970 -1987, JUNIO 1990.

TIEMPO DE CONTRATACION Y CONSTRUCCION
DE LOS PROYECTOS DE GENERACION ELECTRICA

PROYECTO	AÑO DE DECISION	INICIACION DE OBRAS PRINCIPALES		ENTRADA EN OPERACION		TIEMPO DE CONSTRUCCION (MESES)		TIEMPO TRANSCURRIDO DESDE DECISION HASTA ENTRADA EN OPERACION (MESES)		ATRASOS EN INICIA-CION OBRAS EN CONSTRUCCION (MESES)		TOTAL (MESES)
		Prevista	Real	Prevista	Real	Previsto	Real					
ALTO ANCHICAYA	Ago-68	Ene-70	Jun-70	Ene-74	Dic-74	48	54	76	5	6	11	
QUIVOR I	Abr-69	Jun-70	Ago-70	Jun-75	Jul-77	60	83	99	2	23	25	
QUIAPE II	Abr-69	Nov-72	Dic-72	Ago-77	Feb-79 (1)	57	74	110	1	17	18	
QUIVOR II	Nov-71	Sep-73	Jul-76	Jul-78	Jul-83 (2)	58	85	140	11	27	60	

PROYECTO HIDROELECTRICO DEL GUAVIO

RECLAMACIONES Y ACUERDOS

FECHA	DESCRIPCION	V R . SOLIC.	V R . ACORDA.
	RECLAMACIONES VIANINI - ENTRECANALES.		
4-FEB-82	ACUERDO No. 1 Mayores costos por la no disponibilidad oportuna de predios.	\$ 8,632	\$ 4,846
ENERO-82 FEB-82	ACUERDO No. 3 Mayores costos por la no disponibilidad oportuna de predios para la construcción de las vías de acceso y otras obras del proyecto. Acta No. 1 para la aplicación Ac.3. Acta No. 2 para la aplicación Ac. 3. Acta No. 3 para la aplicación AC. 3.	-----	\$ 8,089
17-NOV-82	ACUERDO No. 4 Falta de suministro de energía eléctrica entre Abril y Noviembre de 1982, como consecuencia de la dificultad en la negociación de las servidumbres para la construcción de la línea de transmisión a 115 KV.	\$ 2,928	\$ 1,908
05-JUN-83	ACUERDO No. 5 Sobrecostos como consecuencia de condiciones geológicas imprevistas.		\$10,581
22-MAR-84	ACUERDO No. 6,7 Aplicación del Acta de Acuerdo 5 (extensión del plazo de ejecución de obras y ampliar plazo de deducción del avance dado a VIANINI- ENTRECANALES.		
26-SEP-83	ACUERDO No. 8 Falta suministro de energía eléctrica entre Diciembre de 1982 y Agosto de 1983.	\$ 3,888	\$ 3,212

15-NOV-83	ACUERDO No. 9 Demora en el pago del anticipo.	\$ 5,899	\$ 5,554
15-NOV-83 17-DIC-83	ACUERDO No. 10 Hechos imprevistos en el desarrollo del proyecto. (Predios, eventos geológicos, cambios y demoras en la tramitación de importaciones, telecomunicaciones, improductividad y descapote en la cantera Batatas y construcción de la carretera San Pedro-Ataguia).	\$39,867	\$22,701
17-DIC-83	ACUERDO No. 11 Nuevo programa de construcción, costos indirectos por mayor permanencia en la obra, costos adicionales en las importaciones, mayores instalaciones de talleres y almacenes.	\$99,447	\$66,150
19-OCT-84	ACUERDO No 12 Pavimentación vía principal de acceso.		\$ 3,100
03-DIC-87	ACUERDO No. 13 Hechos imprevistos en el desarrollo del Contrato, cambios en el régimen de importaciones, demora en los pagos, mayor permanencia.	100,780	\$30,648
	ACUERDO No. 20 Ampliación del plazo y vigencia contractual, se revocan las resoluciones de imposición de multas. Se estableció la creación de un comité para solucionar asuntos pendientes. Acuerdos financieros para cancelar deuda al Contratista.		
	ACUERDO No. 22 El comité estableció en el Acuerdo 20 resolvió: Paros Civicos y Ley 33 de 1985.		

**RECLAMACIONES CAMPENON BERNARD SPIE
BATIGNOLLES**

23-may-83	CONVENIO No. 2 Problemas predios, cambio sistema de pago, acceso ventana 3.		\$10,030
15-JUL-82	CONVENIO No. 3 Dificultades en accesos a la obra, falta oportuna de predios y problemas en la importación de equipos y materiales.	\$ 8,407	\$ 4,626
07-JUN-83	CONVENIO No. 4 No suministro oportuno de energía eléctrica, como consecuencia de la dificultad en las negociaciones de las servidumbres para la construcción de la línea de transmisión de 115 KV.	\$ 2,130	\$ 1,510
04-AG-83	CONVENIO No. 5 Indemnización por disponibilidad de maquinaria.		\$ 1,843
26-OCT-83	CONVENIO No. 6 Tunel superior de carga, frente V1 y V3.		\$ 4,600
13-SEP-83	CONVENIO No. 7 Mayores costos entre Junio y Diciembre de 1982 como consecuencia de importantes derrumbes ocurridos en la carretera de acceso y falta de entrega oportuna de predios.	\$ 6,069	\$ 2,973
06-ABR-84	CONVENIO No. 8 Mayores costos ocurridos entre el 1o. de Enero y el 31 de Diciembre de 1983 en los frentes de obra, con excepción de los frentes de palomas Ventana 3 y Ventana 1, por mayores costos en la construcción de los campamentos de Mámbita, costos de importaciones, atraso en los pagos.	44,154	\$21,220

23-JUL-84
09-ABR-85
22-MAY-85

CONVENIO No. 9
Mayores costos año 1984, costos financieros por atrasos en pago, importaciones, costos indirectos y gastos generales, reprogramación en algunos frentes de trabajo.

216,372 \$67,970

16-FEB-87
02-JUN-87
28-MAZ-88
29-MAZ-88
10,14,19-
MAY-88

CONVENIO No. 10
Mayores costos Julio de 1985-Marzo de 1988 cambios en la secuencia de construcción del túnel superior de carga Ventana 2, Ventana 3, galería de la almenara, paros cívicos, modificaciones al régimen de importación, mayor permanencia, costos financieros por obras extras.

118,625 41,540

TOTAL RECLAMACIONES Y ACUERDOS 665,205 313,099

TOTAL VIANINI 269,448 156,789

TOTAL CAMPENON BERNARD 395,757 156,310

RECLAMACIONES PRESENTADAS POR
CONTRATISTAS DE OBRA CIVIL Y
SUMINISTRO DE EQUIPOS
(MILLONES DE DOLARES)

16-FEB-87	CONTRATO No. 3561		
28-MAZ-88	CAMPENON BERNARD SPIE BATIGNOLLES		
29-MAZ-88	Mayores costos 1985-1988 en 118,63		
14-MAY-88	diferentes frentes de trabajo		
19-MAY-88	(CONVENIO 10)		
10-MAY-89	CONTRATO No. 4079	CDN	
	DISTRITAL - G.E. CANADA	\$ 4,99	\$ 0,75
	Mayores costos por demoras en la mas		
	aprobación de la financiación.	U\$ 5,38	
		(3)	
15-FEB-89	CONTRATO No. 4562		
	IMPESA FERTECNICA		
	Mayores costos por demoras en la \$ 13,67		\$ 3,19
	aprobación de la financiación.	(4)	
15-FEB-89	CONTRATO No. 4563		
	IMPESA FERTECNICA		
	Mayores costos por demoras en la \$ 4,11		\$ 1,44
	aprobación de la financiación.	(5)	

NOTAS:

- (1) Valores a precios de Octubre de 1980.
Incluye reclamo y obra.
- (2) Valor estimado por reclamo.
El costo de los impuestos no se ha terminado de facturar.
- (3) Valor reclamado hasta Mayo de 1988.
- (4) Valor reclamado hasta Octubre 31 de 1988.
- (5) Valor reclamado hasta Octubre 31 de 1988.

FUENTE:

EEB, ESTADO DE FACTURACION Y RELACION DE ACTAS DE ACUERDO
CONTRATOS 3554 Y 3561, OCTUBRE 1989, JULIO 1988.

CUADRO No 111.2

EVOLUCION DEL ENDEUDAMIENTO DE LA EEB.
(DEUDA EXTERNA + INTERNA)

Millones de U\$.

AÑO	E-E B (1)		REV/BASE		GUAVIO (2)		REV/BASE		T. GUAV/EEB	
	BASE	REVALUACI	TOTAL	I	BASE	REVALUACI	TOTAL	I	I	E
1980	160.8	16.2	177.0	10.1	0	0	0.0	0.0	0	0
1981	335.3	6.0	339.3	1.8	34.1	0.0	34.1	0.0	10.1	
1982	470.2	6.9	477.1	1.5	57.0	0.2	57.2	0.4	12.0	
1983	504.1	(9.7)	494.4	(1.6)	110.9	(3.1)	107.8	(2.3)	13.1	
1984	739.3	(37.3)	701.6	(5.1)	231.3	(17.8)	213.5	(7.7)	30.4	
1985	874.6	55.1	929.7	6.3	383.6	47.2	430.8	12.3	46.3	
1986	971.2	190.6	1,161.8	19.6	473.9	137.6	611.5	29.0	52.6	
1987	1097.4	373.8	1,471.2	34.1	582.4	275.3	857.7	47.4	59.3	
1988	1077.4	279.3	1,356.7	25.9	675.1	220.9	896.0	32.7	66.0	
1989 (3)	1175.9	224.6	1,400.5	19.1	781.6	175.8	957.4	22.5	62.4	
1990	1158.7	253.1	1,421.8	21.7	744.5	226.4	970.9	30.4	68.3	

FUENTE:

- (1) BALANCES ANUALES EEB.
- (2) BALANCES ANUALES PROYECTO GUAVIO.
- (3) BALANCE DE LA EEB A DICIEMBRE 1989, INCLUYE FINANCIAMIENTO A LARGO PLAZO DE LOS CONTRATISTAS POR US 87.9 MILLONES.

PROYECTO HIDROELECTRICO DEL GUAYO
EVOLUCION INVERSION DEL PROYECTO COSTOS DIRECTOS, INGENIERIA Y ADMINISTRACION
(M usd Corrientes)

CONCEPTO	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	TOTAL (2)											
	PREV. REAL	REAL	REAL	REAL	REAL	REAL	REAL	PREVISTO																		
11. INGENIERIA Y ADMINISTRACION	4.5	0.0	0.1	2.1	11.7	3.4	14.5	32.1	16.1	20.2	15.6	19.3	13.1	18.2	13.1	13.5	10.8	10.6	4.7	163.4	87.4					
Ingenieria (Diseño y Su)	4.0	0.0	0.0	0.0	6.7	0.0	7.6	0.0	0.2	0.0	7.2	0.0	4.5	0.0	3.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	43.4				
Ingenieria (Superv.)	0.5	0.0	1.4	0.0	3.5	1.2	5.2	25.2	6.2	14.0	6.6	14.1	7.1	13.1	3.9	12.5	11.1	8.7	7.7	6.1	7.7	4.1	125.4			
Administracion	0.0	0.0	0.9	2.1	1.4	2.2	1.8	6.9	1.0	6.2	1.8	5.2	1.5	5.1	0.9	6.9	7.1	4.4	5.9	4.7	2.8	0.6	58.0	10.0		
12. COSTOS DIRECTOS	5.6	0.0	191.3	55.6	174.9	34.8	1134.1	74.4	1462.6	147.7	1291.2	143.3	1135.2	127.9	47.0	109.7	1161.6	80.0	91.7	1155.5	93.3	23.1	1293.0	936.4		
Infraestructura	5.6	0.0	7.9	4.3	1.5	18.6	7.8	33.5	8.2	27.5	8.5	17.8	0.5	22.3	14.9	8.9	3.3	1.7	4.7	4.2	4.2	2.4	2.4	164.0	34.3	
Impresa y Obras auxiliares	0.0	0.0	147.8	30.1	138.3	12.1	68.5	26.8	82.3	72.5	95.7	52.9	53.0	40.0	52.9	71.4	15.4	5.8	19.6	5.0	0.0	0.0	0.0	395.3	383.5	
Conduccion y Central Su	0.0	0.0	135.5	21.1	135.2	4.2	49.3	14.1	60.2	47.8	67.0	72.5	47.0	61.4	24.8	39.0	72.7	32.3	18.8	17.3	7.7	0.1	0.1	409.2	319.0	
Equipos Principales	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.6	0.0	0.9	0.0	77.7	0.1	17.2	4.2	20.0	2.9	5.5	16.4	23.7	56.2	6.9	4.1	4.1	122.0	123.4	
Equipos Menores	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	5.8	0.0	12.9	0.0	8.2	0.0	2.2	0.0	3.1	8.8	39.7	57.8	23.2	8.0	8.0	142.6	36.0	
Transmision	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.3	0.0	29.5	0.0	9.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.1	44.3	8.5	8.5	8.5	61.8	44.2	
Centro de Control												1.5		6.1	1.1	5.9	3.8	7.4	0.0						47.9	29.6
SUBTOTAL COSTO (1+2)	11.0	0.0	199.4	57.6	186.6	38.2	1148.5	106.5	1178.8	167.9	1306.8	162.6	1148.3	146.1	55.3	127.1	1179.8	93.1	1105.3	1166.3	1103.9	27.7	27.7	1478.3	1023.7	
13. GASTOS FINANCIEROS																										
SUBTOTAL (1+2+3)																										
TOTAL CON CENTRO DE CONTROL Y GASTOS CONCURRENTES																										

(1) EL SUBTOTAL NO INCLUYE CENTRO DE CONTROL

(2) PREV - PREVISTO DE ACUERDO CON STAFF APPRAISAL REPORT.

FUENTE:

- WORLD BANK, STAFF APPRAISAL REPORT, MAYO 1991
- EEB, PROYECTO GUAYO, INFORME DE COSTOS, SEPT. 1991
- BID, PROGRAMA DE UTILIZACION DE LOS RECURSOS DE FINANCIACION - ESTADISTICAS, FAX, SEPT., 1991.

PROYECTO HIDROELECTRICO DEL GUAYO

COMPARACION PROGRAMA INICIAL DE CONSTRUCCION DEL PROYECTO Y SU DESARROLLO REAL

AÑO	PROGRAMA INICIAL (1)		DESARROLLO REAL (2)		DIFERENCIAS (3)		INIC. OPER. (4)
	ANUAL	ACUMUL	ANUAL	ACUMUL	ANUAL	ACUMUL	
Hasta							
1980	5.0	6.0	3.4	3.4	-2.6	-2.6	
1981	9.5	15.5	4.7	8.1	-4.8	-7.4	1987
1982	14.2	29.7	9.3	17.4	-4.9	-12.3	
1983	14.1	43.8	8.1	25.5	-6.0	-18.3	
1984	19.4	63.2	6.6	32.1	-12.8	-31.1	1989
1985	23.3	86.5	11.2	43.3	-12.1	-43.2	
1986	12.3	98.8	7.7	51.0	-4.6	-47.8	1990
1987	1.2	100.0	9.0	60.0			1991
1988			6.6	66.6			1992
1989			9.0	75.6			
1990			5.0	80.6			

FUENTE:

- (1) PROYECCION INICIAL, ISA, PROGRAMA DE EXPANSION DEL SISTEMA INTERCONECTADO 1984-1988.
- (2) EEB-INGETEC, INFORME DE PROGRESO No 33, Enero-Marzo 1991.
- (3) DIFERENCIAS ANUALES Y ACUMULADAS CON RESPECTO A LA PROGRAMACION INICIAL.
- (4) FECHA DE INICIACION DE PRUEBAS

CUADRO No IV.1

E. E. B.
BALANCE PROYECTADO DE ENERGIA
(GWH)

CONCEPTO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
GENERACION	5079.6	5531.5	5949.8	6338.2	6699.0	7074.8	7484.8	7913.2	8374.2	8794.2
HIDRAULICA	4645.6	5138.5	5382.3	5654.2	5923.7	6247.5	6646.5	7041.3	7490.7	7912.9
TERMICA	414.0	393.0	487.5	484.0	495.3	527.5	538.3	571.9	643.5	667.3
COMPRAS	3410.9	3477.9	3117.3	3146.2	3011.7	321.3	489.8	531.7	605.7	1392.1
INTERC. L. PLAZO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESTACIONALES	2726.7	2757.1	331.4	0.0	0.0	0.0	97.1	78.4	260.0	1057.1
RESERVA	63.3	512.9	522.1	432.3	394.9	105.7	121.0	145.5	115.0	179.9
CORTO PLAZO	620.9	207.9	265.8	713.9	616.8	415.6	262.7	307.8	230.7	155.1
VENTAS	0.0	0.0	940.0	1900.7	1571.8	1238.2	1327.4	1524.5	1631.1	2278.0
ESTACIONALES	0.0	0.0	541.0	1191.2	1305.6	927.8	738.6	974.0	994.8	444.1
RESERVA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	64.8	31.8	24.4	3.1	1.0
CORTO PLAZO	0.0	202.7	399.0	209.5	266.2	245.6	357.0	526.1	633.2	1832.9
PERDI. ASIGNADAS	168.9	215.3	188.9	195.0	192.0	48.0	55.9	54.8	55.1	72.5
DEFICIT	11.3	9.7	2.0	0.0	0.0	1.7	1.5	1.2	3.4	7.2
ENERGIA DISPONIBLE	8313.6	8991.4	8860.2	8888.7	8946.9	9109.9	9282.3	9465.6	9653.7	9838.8
DEMANDA	8325.0	8601.0	8862.0	8989.0	8947.0	9111.6	9283.8	9466.8	9657.1	9843.0
CONSUMO PROPIO	93.0	97.1	131.9	136.3	137.1	141.2	140.1	144.2	140.1	125.9
PERDIDAS PROPIAS	1866.0	1839.0	1834.9	1769.8	1709.8	1667.7	1624.9	1571.7	1525.8	1476.8
VENTAS CONSUMIDORE	6370.2	6649.1	6897.9	6984.5	7103.5	7301.0	7515.3	7749.7	7987.8	8235.1

FUENTE:

ISA, SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO, BALANCE DE ENERGIA E INTERCAMBIOS DE POTENCIA - ESCENARIO DE DEMANDA CON SUSTITUCION DE ELECTRICIDAD POR GAS PROPUUESTO POR EL D.N.P. - TASA DE CRECIMIENTO DE 3.4 %, NEDELLIN, SEPT. 1991.

CUADRO No IV.2

CALCULO DE DEFLACTORES A PARTIR DE 1980
CIFRAS UTILIZADAS PARA EL ANALISIS DE SENSIBILIDAD

AÑO	INFLACION LOCAL		INFLACION EXTERNA		DEVALUACION PROM. (TASA DEVAL)	
	REAL	FACTOR	REAL	FACTOR	REAL	FACTOR (PROMEDIO)
1980	26.0%	100.0%	10.5%	100.0%	11.1%	100.0%
1981	26.4%	126.4%	9.0%	109.0%	15.3%	115.3%
1982	24.0%	156.7%	0.5%	109.5%	17.6%	135.6%
1983	16.6%	182.8%	-3.2%	106.0%	23.1%	166.9%
1984	18.3%	216.2%	3.3%	109.5%	27.9%	213.5%
1985	22.5%	264.8%	5.0%	115.0%	41.2%	301.4%
1986	21.0%	320.5%	1.4%	116.6%	36.5%	411.5%
1987	24.0%	397.4%	4.4%	121.8%	24.9%	513.9%
1988	28.0%	508.6%	3.2%	125.7%	37.2%	705.1%
1989	26.1%	641.4%	3.5%	130.1%	28.9%	903.9%
1990	32.4%	849.2%	4.5%	135.9%	31.0%	1190.6%
1991	28.0%	1087.0%	4.5%	142.0%	28.0%	1524.0%
1992	22.0%	1326.1%	4.5%	148.4%	22.0%	1857.3%
1993	18.0%	1564.8%	4.5%	155.1%	18.0%	2193.9%
1994	14.0%	1783.9%	4.5%	162.1%	14.0%	2501.1%
1995	14.0%	2033.6%	4.5%	169.4%	14.0%	2851.2%
1996	14.0%	2319.3%	4.5%	177.0%	14.0%	3250.4%
1997	14.0%	2642.9%	4.5%	184.9%	14.0%	3705.5%
1998	14.0%	3012.9%	4.5%	193.3%	14.0%	4224.2%
1999	14.0%	3434.7%	4.5%	202.0%	14.0%	4815.6%
2000	14.0%	3915.6%	4.5%	211.1%	14.0%	5489.8%

FUENTE:

DNP, INVESTIGACIONES ECONOMICAS, FACTORES DE ESCALACION DNP, MAYO 1991.

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO FINANCIERO DEL PROYECTO HIDROELECTRICO DEL GUAVIO.

CASO BASE

SUPUESTOS:

a) Escenario Macroeconómico

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Inflación Externa (%)	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Inflación Interna (%)	28	27	18	14	14	14	14	14	14	14
Tasa de cambio promedio	648.87	810.79	972.81	1128.29	1286.25	1466.33	1671.61	1905.64	2172.43	2476.57

b) Tarifas son las elaboradas por la Junta Nacional de Tarifas en Enero de 1991

	1991	1992	1993	1994
Energía L.P. (\$/KWH)	9.968	14.734	20.91	28.637
Energía C.P. (\$/KWH)	1.9974	2.496	2.9948	3.4734
Potencia (\$/MW-Año)	22.7446	40.6574	55.2155	72.4859

A partir de 1994 se mantuvieron constante con el índice de precios del sector definido con una participación de un 44.6% de costos externos.

c) Balance Energético se utilizó el enviado por ISA a la FEN en el Fax del 15 de Julio de 1991 con un escenario de crecimiento de la demanda del 3.4% anual y con un programa de entrada en operación revisado de las centrales en construcción y diseño.

d) Los costos de inversión anuales del proyecto Guavio fueron suministrados por el departamento de contabilidad de la EEX hasta 1990. A partir de ahí fueron suministrados por la Subgerencia Guavio de una Proyección para 1991, 1992 y 1993.

e) Los gastos de operación efectivos fueron tomados de una proyección de Guavio realizada en FEN.

RESULTADOS CASO BASE			RESULTADOS CASO BASE INCLUYENDO IDC		
TASA DESCUENTO	VPN	TIR	TASA DESCUENTO	VPN	TIR
0.02	2653.9	6.96%	0.02	2046.3	5.05%
0.04	918		0.04	412.8	
0.06	487.8		0.06	-235.0	
0.08	-129		0.08	-485.3	
0.10	-265.5		0.10	-567.5	
0.12	-319.1		0.12	-576.7	
0.14	-335.2		0.14	-554.1	

RESULTADOS SENSIBILIDADES

	TIR	VPN			
		0.06	0.08	0.1	0.12
CASO BASE	6.96%	187.8	-129.0	-265.5	-319.1
Sens. Macro (1)	7.85%	331.3	-46.9	-215.7	-287.5
Sens. Energía (2)	7.26%	246.3	-95.2	-244.8	-305.8
Sens. Gastos (3)	6.96%	182.3	-130.3	-265.8	-318.9
Sens. Tarifa 1 (4)	5.57%	-64.0	-251.0	-328.0	-353.3
Sens. Tarifa 2 (5)	10.52%	1143.3	411.4	58.0	-116.4
Sens. Retraso (6)	6.62%	119.9	-177.1	-300.1	-345.3

Notas:

- 1) La sensibilidad Macro asume que a partir de 1991, la tasa de devaluación evoluciona de tal manera que no hay devaluación real del peso.
- 2) La sensibilidad energía asume una mayor venta de energía de largo plazo por un 10% más que el caso base.
- 3) La sensibilidad gastos consiste en definir estos como el 3.5% de las ventas de energía y potencia.
- 4) La sensibilidad Tarifa 1 consiste en mantener la tarifa constante en términos reales y no con respecto al índice de costos del sector.
- 5) La sensibilidad Tarifa 2 consiste en incrementar la tarifa un 100% a partir de 1994.
- 6) La sensibilidad Retraso consiste en que el proyecto entre en operación a partir de 1993.

CUADRO No IV.3
-FLUJO DE FONDOS PROYECTADO SUAVIO - CASO BASE.

HOJA 1/2

AÑO	INVER.	IDC	INV.+IDC	BENEFICIOS				COSTOS				BENEFICIOS NETOS	
				VENTA ENERGIA		VENTA POTENCIA		OTROS		TOTAL		GENS. (CASO BASE)	
				US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M
1981	52.9	9.3	53.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-53.2	-52.9	
1982	34.9	11.2	46.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-46.1	-34.9	
1983	100.4	38.3	138.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-138.7	-100.4	
1984	153.3	24.0	177.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-177.3	-153.3	
1985	141.4	37.8	179.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-179.2	-141.4	
1986	121.7	55.6	177.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-177.4	-121.7	
1987	104.4	68.2	172.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-172.6	-104.4	
1988	143.1	70.9	214.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-214.0	-143.1	
1989	71.6	71.9	143.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-143.5	-71.6	
1990	77.5	76.2	153.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-153.7	-77.5	
1991	117.1	92.9	210.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-210.0	-117.1	
1992	70.0	99.5	169.4	271.8	3.3	43.0	1.5	-0.1	4.7	1.1	-165.9	-66.4	
1993	17.9	49.1	67.0	3324.8	46.1	505.8	18.5	-0.1	64.5	3.7	-6.3	42.8	
1994				14738.7	74.3	728.0	28.9	-0.1	103.1	6.0	6.0	97.1	
1995				14348.8	69.6	736.2	29.8	2.1	101.5	5.1	5.1	96.4	
1996				13804.8	62.1	787.0	32.5	2.1	96.7	4.0	4.0	92.8	
1997				13966.7	66.1	813.7	34.2	2.2	102.5	3.9	3.9	98.6	
1998				14199.0	71.3	841.1	36.1	2.2	109.7	3.9	3.9	105.8	
1999				14370.9	75.7	869.3	38.1	2.3	116.1	3.7	3.7	112.4	
2000				14370.9	77.3	869.3	38.8	2.3	118.4	3.6	3.6	114.7	
2001				14370.9	78.8	869.3	39.6	2.4	120.8	3.6	3.6	117.1	
2002				14370.9	80.4	869.3	40.4	2.4	123.2	3.6	3.6	119.5	
2003				14370.9	82.0	869.3	41.2	2.5	125.7	3.6	3.6	122.0	
2004				14370.9	83.6	869.3	42.0	2.5	128.2	3.6	3.6	124.5	
2005				14370.9	85.3	869.3	42.9	2.6	130.8	3.6	3.6	127.1	
2006				14370.9	87.0	869.3	43.7	2.6	133.4	3.6	3.6	129.7	
2007				14370.9	88.8	869.3	44.6	2.7	136.1	3.6	3.6	132.4	
2008				14370.9	90.6	869.3	45.5	2.7	138.8	3.6	3.6	135.1	
2009				14370.9	92.4	869.3	46.4	2.8	141.6	3.6	3.6	137.9	
2010				14370.9	94.2	869.3	47.4	2.8	144.4	3.6	3.6	140.8	
2011				14370.9	96.1	869.3	48.3	2.9	147.3	3.6	3.6	143.7	
2012				14370.9	98.1	869.3	49.3	2.9	150.3	3.6	3.6	146.6	
2013				14370.9	100.0	869.3	50.3	3.0	153.3	3.6	3.6	149.6	

CUADRO No IV.3
FLUJO DE FONDOS PROYECTADO SUAVIO - CASO BASE.

HOJA 2/2

AÑO	INVER.	IDC	INV.+IDC	BENEFICIOS				COSTOS				BENEFICIOS NETOS	
				VENTA ENERGIA		VENTA POTENCIA		OTROS		TOTAL		GENS. (CASO BASE)	
				US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M
2014				14370.9	102.0	869.3	51.3	3.1	156.4	3.6	3.6	152.7	
2015				14370.9	104.1	869.3	52.3	3.1	159.5	3.6	3.6	155.9	
2016				14370.9	106.2	869.3	53.4	3.2	162.7	3.6	3.6	159.1	
2017				14370.9	108.3	869.3	54.4	3.3	166.0	3.6	3.6	162.3	
2018				14370.9	110.5	869.3	55.5	3.3	169.3	3.6	3.6	165.7	
2019				14370.9	112.7	869.3	56.6	3.4	172.7	3.6	3.6	169.1	
2020				14370.9	115.0	869.3	57.8	3.5	176.2	3.6	3.6	172.5	
2021				14370.9	117.3	869.3	58.9	3.5	179.7	3.6	3.6	176.1	
2022				14370.9	119.6	869.3	60.1	3.6	183.3	3.6	3.6	179.7	
2023				14370.9	122.0	869.3	61.3	3.7	187.0	3.6	3.6	183.3	
2024				14370.9	124.5	869.3	62.5	3.7	190.7	3.6	3.6	187.1	
2025				14370.9	127.0	869.3	63.8	3.8	194.6	3.6	3.6	190.9	
2026				14370.9	129.5	869.3	65.1	3.9	198.5	3.6	3.6	194.8	
2027				14370.9	132.1	869.3	66.4	4.0	202.5	3.6	3.6	198.8	
2028				14370.9	134.8	869.3	67.7	4.0	206.5	3.6	3.6	202.9	
2029				14370.9	137.5	869.3	69.1	4.1	210.7	3.6	3.6	207.0	
2030				14370.9	140.2	869.3	70.5	4.2	214.9	3.6	3.6	211.2	
2031				14370.9	143.0	869.3	71.9	4.3	219.2	3.6	3.6	215.6	
2032				14370.9	145.7	869.3	73.3	4.4	223.6	3.6	3.6	220.0	
2033				14370.9	148.8	869.3	74.8	4.5	228.1	3.6	3.6	224.5	
2034				14370.9	151.8	869.3	76.3	4.6	232.7	3.6	3.6	229.0	
2035				14370.9	154.9	869.3	77.8	4.6	237.3	3.6	3.6	233.7	
2036				14370.9	158.0	869.3	79.4	4.7	242.1	3.6	3.6	238.5	
2037				14370.9	161.1	869.3	81.0	4.8	247.0	3.6	3.6	243.3	
2038				14370.9	164.4	869.3	82.6	4.9	251.9	3.6	3.6	248.3	
2039				14370.9	167.7	869.3	84.3	5.0	257.0	3.6	3.6	253.3	
2040				14370.9	171.0	869.3	86.0	5.1	262.1	3.6	3.6	258.5	
2041				14370.9	174.5	869.3	87.7	5.2	267.4	3.6	3.6	263.8	

CUADRO No IV.4

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD
FLUJO DE FONDOS PROYECTADO GUAYITO - SUPONE NO DEVALUACION REAL DEL PESO DESDE 1991

HOJA 1/2

AÑO	INVER. (US\$M)	IDC (US\$M)	INV.+IDC (US\$M)	BENEFICIOS				COSTOS				BENEFICIOS NETOS	
				VENTA ENERGIA		VENTA POTENCIA OTROS		TOTAL		TOTAL		GENS. (CASO BASE)	
				GEN	US\$M	MW	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M
1981	52.9	0.3	53.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-53.2	-52.9	
1982	34.9	11.2	46.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-46.1	-34.9	
1983	109.4	38.3	138.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-138.7	-109.4	
1984	153.3	24.0	177.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-177.3	-153.3	
1985	141.4	37.8	179.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-179.2	-141.4	
1986	121.9	55.6	177.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-177.4	-121.9	
1987	104.4	48.2	172.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-172.6	-104.4	
1988	143.1	70.9	214.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-214.0	-143.1	
1989	71.6	91.9	163.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-163.5	-71.6	
1990	77.5	96.2	173.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-173.7	-77.5	
1991	117.1	92.9	210.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-210.0	-117.1	
1992	70.0	99.3	169.4	271.8	3.6	43.0	1.6	-0.1	5.0	-1.1	-165.6	-66.1	
1993	17.9	49.1	67.0	13324.8	50.9	505.8	20.5	-0.1	71.3	3.9	0.4	-49.3	
1994			14738.7	85.1	728.0	33.9	-0.1	118.1	6.0	5.1	112.1	112.1	
1995			14348.8	79.7	736.2	34.1	2.4	116.2	5.1	5.1	111.1	111.1	
1996			13804.8	71.2	707.0	37.2	2.5	110.8	4.0	4.0	106.8	106.8	
1997			13366.7	75.6	813.9	37.2	2.5	117.3	3.9	3.9	113.5	113.5	
1998			14199.0	81.7	841.1	41.3	2.6	125.6	3.9	3.9	121.7	121.7	
1999			14370.9	86.7	869.3	43.6	2.6	132.9	3.7	3.7	129.2	129.2	
2000			14370.9	88.5	869.3	44.5	2.7	135.6	3.6	3.6	131.9	131.9	
2001			14370.9	90.2	869.3	45.3	2.7	138.3	3.6	3.6	134.6	134.6	
2002			14370.9	92.0	869.3	46.3	2.8	141.1	3.6	3.6	137.4	137.4	
2003			14370.9	93.9	869.3	47.2	2.8	143.9	3.6	3.6	140.2	140.2	
2004			14370.9	95.8	869.3	48.1	2.9	146.8	3.6	3.6	143.1	143.1	
2005			14370.9	97.7	869.3	49.1	2.9	149.7	3.6	3.6	146.1	146.1	
2006			14370.9	99.7	869.3	50.1	3.0	152.7	3.6	3.6	149.1	149.1	
2007			14370.9	101.7	869.3	51.1	3.1	155.8	3.6	3.6	152.1	152.1	
2008			14370.9	103.7	869.3	52.1	3.1	158.9	3.6	3.6	155.3	155.3	
2009			14370.9	105.8	869.3	53.2	3.2	162.1	3.6	3.6	158.5	158.5	
2010			14370.9	107.9	869.3	54.2	3.2	165.4	3.6	3.6	161.7	161.7	
2011			14370.9	110.1	869.3	55.3	3.3	168.7	3.6	3.6	165.0	165.0	
2012			14370.9	112.3	869.3	56.4	3.4	172.1	3.6	3.6	168.4	168.4	
2013			14370.9	114.5	869.3	57.6	3.4	175.5	3.6	3.6	171.9	171.9	

CUADRO No IV.4

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD
FLUJO DE FONDOS PROYECTADO GUAYITO - SUPONE NO DEVALUACION REAL DEL PESO DESDE 1991

HOJA 2/2

AÑO	INVER. (US\$M)	IDC (US\$M)	INV.+IDC (US\$M)	BENEFICIOS				COSTOS				BENEFICIOS NETOS	
				VENTA ENERGIA		VENTA POTENCIA OTROS		TOTAL		TOTAL		GENS. (CASO BASE)	
				GEN	US\$M	MW	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M
2014			14370.9	116.8	869.3	58.7	3.5	179.0	3.6	3.6	175.4	175.4	
2015			14370.9	119.2	869.3	59.9	3.6	182.6	3.6	3.6	179.0	179.0	
2016			14370.9	121.6	869.3	61.1	3.6	186.3	3.6	3.6	182.7	182.7	
2017			14370.9	124.0	869.3	62.3	3.7	190.0	3.6	3.6	186.4	186.4	
2018			14370.9	126.5	869.3	63.6	3.8	193.9	3.6	3.6	190.2	190.2	
2019			14370.9	129.0	869.3	64.8	3.9	197.7	3.6	3.6	194.1	194.1	
2020			14370.9	131.6	869.3	66.1	4.0	201.7	3.6	3.6	198.1	198.1	
2021			14370.9	134.3	869.3	67.5	4.0	205.8	3.6	3.6	202.1	202.1	
2022			14370.9	137.0	869.3	68.8	4.1	209.9	3.6	3.6	206.2	206.2	
2023			14370.9	139.7	869.3	70.2	4.2	214.1	3.6	3.6	210.5	210.5	
2024			14370.9	142.5	869.3	71.6	4.3	218.4	3.6	3.6	214.8	214.8	
2025			14370.9	145.4	869.3	73.1	4.4	222.8	3.6	3.6	219.1	219.1	
2026			14370.9	148.3	869.3	74.5	4.5	227.3	3.6	3.6	223.6	223.6	
2027			14370.9	151.3	869.3	76.0	4.5	231.8	3.6	3.6	228.2	228.2	
2028			14370.9	154.3	869.3	77.5	4.6	236.5	3.6	3.6	232.8	232.8	
2029			14370.9	157.4	869.3	79.1	4.7	241.2	3.6	3.6	237.6	237.6	
2030			14370.9	160.6	869.3	80.7	4.8	246.1	3.6	3.6	242.4	242.4	
2031			14370.9	163.8	869.3	82.3	4.9	251.0	3.6	3.6	247.4	247.4	
2032			14370.9	167.1	869.3	84.0	5.0	256.0	3.6	3.6	252.4	252.4	
2033			14370.9	170.4	869.3	85.6	5.1	261.2	3.6	3.6	257.5	257.5	
2034			14370.9	173.8	869.3	87.4	5.2	266.4	3.6	3.6	262.8	262.8	
2035			14370.9	177.3	869.3	89.1	5.3	271.8	3.6	3.6	268.1	268.1	
2036			14370.9	180.9	869.3	90.9	5.4	277.2	3.6	3.6	273.6	273.6	
2037			14370.9	184.5	869.3	92.7	5.5	282.8	3.6	3.6	279.1	279.1	
2038			14370.9	188.2	869.3	94.5	5.6	288.5	3.6	3.6	284.8	284.8	
2039			14370.9	192.0	869.3	96.5	5.8	294.2	3.6	3.6	290.6	290.6	
2040			14370.9	195.9	869.3	98.4	5.9	300.2	3.6	3.6	296.5	296.5	
2041			14370.9	199.8	869.3	100.4	6.0	306.2	3.6	3.6	302.5	302.5	

CUADRO No IV.4

ANALISIS DE SENSIBILIDAD
FLUJO DE FONDOS PROYECTADO BUAVIO - GASTOS COMO EL 3.5% DE LAS VENTAS DE ENERGIA Y POTENCIA.

HOJA 1/2

AÑO	INVER.			BENEFICIOS				COSTOS				BENEFICIOS NETOS	
	INVER.	IDC	INV.+IDI	VENTA ENERGIA	VENTA POTENCIA	OTROS	TOTAL	GEN	ADM	OTROS	TOTAL	SENS.	CARGO BASE
	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	MM	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M
1981	52.9	0.3	53.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-53.2	-52.9
1982	34.9	11.2	46.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-46.1	-34.9
1983	100.4	38.3	138.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-138.7	-100.4
1984	153.3	24.0	177.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-177.3	-153.3
1985	141.4	37.8	179.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-179.2	-141.4
1986	121.9	55.6	177.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-177.4	-121.9
1987	104.4	68.2	172.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-172.6	-104.4
1988	143.1	70.9	214.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-214.0	-143.1
1989	71.6	91.9	163.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-163.5	-71.6
1990	77.3	96.2	173.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-173.7	-77.3
1991	117.1	92.9	210.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-210.0	-117.1
1992	70.0	99.5	169.4	271.8	3.3	43.0	1.3	-0.1	4.7	0.2	0.2	-164.9	-65.4
1993	17.9	49.1	67.0	3324.8	46.1	505.8	18.5	-0.1	64.5	2.3	2.3	-4.7	44.4
1994				14738.7	74.3	728.0	28.9	-0.1	103.1	3.6	3.6	99.5	99.5
1995				14348.8	69.4	735.2	29.8	2.1	101.5	3.6	3.6	97.9	97.9
1996				13906.8	62.1	787.0	32.5	2.1	94.7	3.4	3.4	93.4	93.4
1997				13966.7	66.1	813.9	34.2	2.2	102.5	3.6	3.6	98.9	98.9
1998				14199.0	71.3	841.1	35.1	2.2	109.7	3.8	3.8	105.8	105.8
1999				14370.9	75.7	869.3	38.1	2.3	116.1	4.1	4.1	112.0	112.0
2000				14370.9	77.3	869.3	38.8	2.3	118.4	4.1	4.1	114.3	114.3
2001				14370.9	78.8	869.3	39.6	2.4	120.8	4.2	4.2	116.5	116.5
2002				14370.9	80.4	869.3	40.4	2.4	123.2	4.3	4.3	118.9	118.9
2003				14370.9	82.0	869.3	41.2	2.5	125.7	4.4	4.4	121.3	121.3
2004				14370.9	83.6	869.3	42.0	2.5	128.2	4.5	4.5	123.7	123.7
2005				14370.9	85.3	869.3	42.9	2.6	130.8	4.6	4.6	126.2	126.2
2006				14370.9	87.0	869.3	43.7	2.6	133.4	4.7	4.7	128.7	128.7
2007				14370.9	88.8	869.3	44.6	2.7	136.1	4.8	4.8	131.3	131.3
2008				14370.9	90.6	869.3	45.5	2.7	138.8	4.9	4.9	133.9	133.9
2009				14370.9	92.4	869.3	46.4	2.8	141.6	5.0	5.0	136.6	136.6
2010				14370.9	94.2	869.3	47.4	2.8	144.4	5.1	5.1	139.4	139.4
2011				14370.9	96.1	869.3	48.3	2.9	147.3	5.2	5.2	142.2	142.2
2012				14370.9	98.1	869.3	49.3	2.9	150.3	5.3	5.3	145.0	145.0
2013				14370.9	100.0	869.3	50.3	3.0	153.3	5.4	5.4	147.9	147.9

CUADRO No IV.4

ANALISIS DE SENSIBILIDAD
FLUJO DE FONDOS PROYECTADO BUAVIO - GASTOS COMO EL 3.5% DE LAS VENTAS DE ENERGIA Y POTENCIA.

HOJA 2/2

AÑO	INVER.			BENEFICIOS				COSTOS				BENEFICIOS NETOS	
	INVER.	IDC	INV.+IDI	VENTA ENERGIA	VENTA POTENCIA	OTROS	TOTAL	GEN	ADM	OTROS	TOTAL	SENS.	CARGO BASE
	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	MM	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M
2014				14370.9	102.0	869.3	51.3	3.1	156.4	5.5	5.5	150.9	150.9
2015				14370.9	104.1	869.3	52.3	3.1	159.5	5.6	5.6	153.9	153.9
2016				14370.9	106.2	869.3	53.4	3.2	162.7	5.7	5.7	157.0	157.0
2017				14370.9	108.3	869.3	54.4	3.3	166.0	5.8	5.8	160.2	160.2
2018				14370.9	110.5	869.3	55.5	3.3	169.3	5.9	5.9	163.4	163.4
2019				14370.9	112.7	869.3	56.6	3.4	172.7	6.0	6.0	166.7	166.7
2020				14370.9	115.0	869.3	57.8	3.5	176.2	6.2	6.2	170.0	170.0
2021				14370.9	117.3	869.3	58.9	3.5	179.7	6.3	6.3	173.4	173.4
2022				14370.9	119.6	869.3	60.1	3.6	183.3	6.4	6.4	176.9	176.9
2023				14370.9	122.0	869.3	61.3	3.7	187.0	6.5	6.5	180.4	180.4
2024				14370.9	124.5	869.3	62.5	3.7	190.7	6.7	6.7	184.1	184.1
2025				14370.9	127.0	869.3	63.8	3.8	194.6	6.8	6.8	187.8	187.8
2026				14370.9	129.5	869.3	65.1	3.9	198.5	6.9	6.9	191.5	191.5
2027				14370.9	132.1	869.3	66.4	4.0	202.5	7.1	7.1	195.4	195.4
2028				14370.9	134.8	869.3	67.7	4.0	206.5	7.2	7.2	199.3	199.3
2029				14370.9	137.5	869.3	69.1	4.1	210.7	7.4	7.4	203.3	203.3
2030				14370.9	140.2	869.3	70.5	4.2	214.9	7.5	7.5	207.4	207.4
2031				14370.9	143.0	869.3	71.9	4.3	219.2	7.7	7.7	211.5	211.5
2032				14370.9	145.9	869.3	73.3	4.4	223.6	7.8	7.8	215.8	215.8
2033				14370.9	148.8	869.3	74.8	4.5	228.1	8.0	8.0	220.1	220.1
2034				14370.9	151.8	869.3	76.3	4.6	232.7	8.1	8.1	224.5	224.5
2035				14370.9	154.9	869.3	77.8	4.6	237.3	8.3	8.3	229.0	229.0
2036				14370.9	158.0	869.3	79.4	4.7	242.1	8.5	8.5	233.6	233.6
2037				14370.9	161.1	869.3	81.0	4.8	247.0	8.6	8.6	238.3	238.3
2038				14370.9	164.4	869.3	82.6	4.9	251.9	8.8	8.8	243.1	243.1
2039				14370.9	167.7	869.3	84.3	5.0	257.0	9.0	9.0	248.0	248.0
2040				14370.9	171.0	869.3	86.0	5.1	262.1	9.2	9.2	253.0	253.0
2041				14370.9	174.5	869.3	87.7	5.2	267.4	9.4	9.4	258.0	258.0

CUADRO No 19.4

ANALISIS DE SENSIBILIDAD
FLUJO DE FONDOS PROYECTADO GUAYTO - CON MAYOR VENTA DE ENERGIA DE L.P.

HOJA 1/2

AÑO	INVER.	IDC	INV.(ID)	BENEFICIOS					COSTOS				BENEFICIOS NETOS			
				BENEFICIOS					COSTOS				BENEFICIOS NETOS			
				US\$M	US\$M	US\$M	VENTA ENERGIA	VENTA POTENCIA	OTROS	TOTAL	GEN.	ADM	OTROS	TOTAL	SENS.	CASO BASE
				GM	US\$M	MW	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M
1981	32.9	0.3	33.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-53.2	-52.9		
1982	34.9	11.2	46.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-46.1	-34.9		
1983	100.4	38.3	138.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-138.7	-100.4		
1984	133.3	24.0	177.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-177.3	-133.3		
1985	141.4	37.8	179.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-179.2	-141.4		
1986	121.9	55.6	177.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-177.4	-121.9		
1987	104.4	68.2	172.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-172.6	-104.4		
1988	143.1	70.9	214.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-214.0	-143.1		
1989	71.6	91.7	163.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-163.3	-71.6		
1990	77.5	96.2	173.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-173.7	-77.5		
1991	117.1	92.9	210.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-210.0	-117.1		
1992	70.0	99.5	169.4	299.0	3.7	47.3	1.5	-0.1	5.2	1.1	1.1	1.1	-165.4	-65.9		
1993	17.9	49.1	67.0	5657.3	50.7	505.8	18.3	-0.1	87.1	3.9	3.9	3.9	-17.7	47.4		
1994				5212.6	81.8	728.0	28.9	-0.1	110.6	6.0	6.0	6.0	104.5	104.5		
1995				4783.7	76.6	736.2	29.8	1.3	107.6	5.1	5.1	5.1	102.5	102.5		
1996				4187.5	68.4	787.0	32.5	1.4	102.2	4.0	4.0	4.0	98.3	98.3		
1997				4343.4	72.7	813.9	34.2	1.4	108.3	3.9	3.9	3.9	104.4	104.4		
1998				4618.9	78.5	841.1	36.1	1.4	115.9	3.9	3.9	3.9	112.0	112.0		
1999				4808.0	83.3	869.3	38.1	1.4	122.7	3.7	3.7	3.7	119.0	119.0		
2000				4808.0	85.0	869.3	38.8	1.4	125.2	3.6	3.6	3.6	121.5	121.5		
2001				4808.0	86.7	869.3	39.6	1.4	127.7	3.6	3.6	3.6	124.0	124.0		
2002				4808.0	88.4	869.3	40.4	1.4	130.3	3.6	3.6	3.6	126.6	126.6		
2003				4808.0	90.2	869.3	41.2	1.5	132.9	3.6	3.6	3.6	129.2	129.2		
2004				4808.0	92.0	869.3	42.0	1.5	135.5	3.6	3.6	3.6	131.9	131.9		
2005				4808.0	93.9	869.3	42.9	1.5	138.3	3.6	3.6	3.6	134.6	134.6		
2006				4808.0	95.7	869.3	43.7	1.6	141.0	3.6	3.6	3.6	137.4	137.4		
2007				4808.0	97.7	869.3	44.6	1.6	143.9	3.6	3.6	3.6	140.2	140.2		
2008				4808.0	99.6	869.3	45.5	1.6	146.8	3.6	3.6	3.6	143.1	143.1		
2009				4808.0	101.6	869.3	46.4	1.7	149.7	3.6	3.6	3.6	146.1	146.1		
2010				4808.0	103.7	869.3	47.4	1.7	152.7	3.6	3.6	3.6	149.1	149.1		
2011				4808.0	105.7	869.3	48.3	1.7	155.8	3.6	3.6	3.6	152.1	152.1		
2012				4808.0	107.9	869.3	49.3	1.8	158.9	3.6	3.6	3.6	155.2	155.2		
2013				4808.0	110.0	869.3	50.3	1.8	162.1	3.6	3.6	3.6	158.4	158.4		

CUADRO No 19.4

ANALISIS DE SENSIBILIDAD
FLUJO DE FONDOS PROYECTADO GUAYTO - CON MAYOR VENTA DE ENERGIA DE L.P.

HOJA 2/2

AÑO	INVER.	IDC	INV.(ID)	BENEFICIOS					COSTOS				BENEFICIOS NETOS			
				BENEFICIOS					COSTOS				BENEFICIOS NETOS			
				US\$M	US\$M	US\$M	VENTA ENERGIA	VENTA POTENCIA	OTROS	TOTAL	GEN	ADM	OTROS	TOTAL	SENS.	CASO BASE
				GM	US\$M	MW	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M
2014				4808.0	112.2	869.3	51.3	1.8	165.3	3.6	3.6	3.6	161.7	161.7		
2015				4808.0	114.5	869.3	52.3	1.9	168.7	3.6	3.6	3.6	165.0	165.0		
2016				4808.0	116.8	869.3	53.4	1.9	172.0	3.6	3.6	3.6	168.4	168.4		
2017				4808.0	119.1	869.3	54.4	1.9	175.5	3.6	3.6	3.6	171.8	171.8		
2018				4808.0	121.5	869.3	55.5	2.0	179.0	3.6	3.6	3.6	175.4	175.4		
2019				4808.0	124.0	869.3	56.6	2.0	182.6	3.6	3.6	3.6	179.0	179.0		
2020				4808.0	126.4	869.3	57.8	2.1	186.3	3.6	3.6	3.6	182.6	182.6		
2021				4808.0	129.0	869.3	58.9	2.1	190.0	3.6	3.6	3.6	186.4	186.4		
2022				4808.0	131.6	869.3	60.1	2.1	193.8	3.6	3.6	3.6	190.2	190.2		
2023				4808.0	134.2	869.3	61.3	2.2	197.7	3.6	3.6	3.6	194.1	194.1		
2024				4808.0	136.9	869.3	62.5	2.2	201.7	3.6	3.6	3.6	198.0	198.0		
2025				4808.0	139.7	869.3	63.8	2.3	205.7	3.6	3.6	3.6	202.1	202.1		
2026				4808.0	142.5	869.3	65.1	2.3	209.9	3.6	3.6	3.6	206.2	206.2		
2027				4808.0	145.3	869.3	66.4	2.4	214.1	3.6	3.6	3.6	210.4	210.4		
2028				4808.0	148.2	869.3	67.7	2.4	218.4	3.6	3.6	3.6	214.7	214.7		
2029				4808.0	151.2	869.3	69.1	2.5	222.8	3.6	3.6	3.6	219.1	219.1		
2030				4808.0	154.2	869.3	70.5	2.5	227.2	3.6	3.6	3.6	223.6	223.6		
2031				4808.0	157.3	869.3	71.9	2.6	231.8	3.6	3.6	3.6	228.1	228.1		
2032				4808.0	160.5	869.3	73.3	2.6	236.4	3.6	3.6	3.6	232.8	232.8		
2033				4808.0	163.7	869.3	74.8	2.7	241.2	3.6	3.6	3.6	237.5	237.5		
2034				4808.0	167.0	869.3	76.3	2.7	246.0	3.6	3.6	3.6	242.4	242.4		
2035				4808.0	170.4	869.3	77.8	2.8	251.0	3.6	3.6	3.6	247.3	247.3		
2036				4808.0	173.8	869.3	79.4	2.8	256.0	3.6	3.6	3.6	252.3	252.3		
2037				4808.0	177.3	869.3	81.0	2.9	261.1	3.6	3.6	3.6	257.5	257.5		
2038				4808.0	180.8	869.3	82.6	2.9	266.4	3.6	3.6	3.6	262.7	262.7		
2039				4808.0	184.5	869.3	84.3	3.0	271.7	3.6	3.6	3.6	268.1	268.1		
2040				4808.0	188.2	869.3	86.0	3.1	277.2	3.6	3.6	3.6	273.5	273.5		
2041				4808.0	191.9	869.3	87.7	3.1	282.7	3.6	3.6	3.6	279.1	279.1		

CUADRO No IV.4

ANALISIS DE SENSIBILIDAD
FLUJO DE FONDOS PROYECTADO GUAYO - TARIFA INCREMENTADA 100% A PARTIR DE 1994.

HOJA 1/2

AÑO	INVER.	IDC	INV.+IDI	BENEFICIOS				COSTOS				BENEFICIOS NETOS	
				US\$M				US\$M				US\$M	
				VENTA ENERGIA	VENTA POTENCIA	OTROS	TOTAL	GEN	ADM	OTROS	TOTAL	GENS.	ICASO BASE
				US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M
981	52.9	0.3	53.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-53.2	-52.9	
982	34.9	11.2	46.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-46.1	-34.9	
983	100.4	38.3	138.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-138.7	-100.4	
984	153.3	24.0	177.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-177.3	-153.3	
985	141.4	37.8	179.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-179.2	-141.4	
986	121.9	55.8	177.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-177.7	-121.9	
987	104.4	68.2	172.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-172.6	-104.4	
988	143.1	70.9	214.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-214.0	-143.1	
989	71.8	91.9	163.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-163.7	-71.8	
990	77.5	96.2	173.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-173.7	-77.5	
991	117.1	92.9	210.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-210.0	-117.1	
992	70.0	99.3	169.4	271.8	3.3	43.0	1.5	-0.1	4.7	1.1	1.1	-165.9	-66.4
993	17.7	49.1	67.0	3329.8	46.1	505.8	18.5	-0.1	64.3	3.9	3.9	-6.3	42.8
994			14738.7	148.7	728.0	28.9	-0.1	177.5	5.1	5.1	5.1	171.4	171.4
995			14348.8	139.2	736.2	39.5	4.2	202.9	4.0	4.0	4.0	197.8	197.8
996			13806.8	124.3	787.0	64.9	4.3	193.5	3.9	3.9	3.9	189.5	189.5
997			13966.7	132.1	813.9	68.5	4.4	205.0	3.9	3.9	3.9	201.1	201.1
998			14199.0	142.6	841.1	72.2	4.5	219.3	3.9	3.9	3.9	215.4	215.4
999			14370.9	151.5	869.3	76.1	4.5	232.1	3.7	3.7	3.7	228.4	228.4
000			14370.9	154.5	869.3	77.6	4.6	236.8	3.6	3.6	3.6	233.1	233.1
001			14370.9	157.6	869.3	79.2	4.7	241.5	3.6	3.6	3.6	237.9	237.9
002			14370.9	160.8	869.3	80.8	4.8	246.4	3.6	3.6	3.6	242.7	242.7
003			14370.9	164.0	869.3	82.4	4.9	251.3	3.6	3.6	3.6	247.7	247.7
004			14370.9	167.3	869.3	84.1	5.0	256.4	3.6	3.6	3.6	252.7	252.7
005			14370.9	170.6	869.3	85.8	5.1	261.5	3.6	3.6	3.6	257.9	257.9
006			14370.9	174.1	869.3	87.5	5.2	266.8	3.6	3.6	3.6	263.1	263.1
007			14370.9	177.6	869.3	89.2	5.3	272.1	3.6	3.6	3.6	268.5	268.5
008			14370.9	181.1	869.3	91.0	5.4	277.6	3.6	3.6	3.6	273.9	273.9
009			14370.9	184.8	869.3	92.9	5.5	283.2	3.6	3.6	3.6	279.5	279.5
010			14370.9	188.5	869.3	94.7	5.7	289.2	3.6	3.6	3.6	285.2	285.2
011			14370.9	192.3	869.3	96.6	5.8	294.8	3.6	3.6	3.6	291.0	291.0
012			14370.9	196.1	869.3	98.5	5.9	300.6	3.6	3.6	3.6	296.9	296.9
013			14370.9	200.0	869.3	100.5	6.0	306.5	3.6	3.6	3.6	302.9	302.9

CUADRO No IV.4

ANALISIS DE SENSIBILIDAD
FLUJO DE FONDOS PROYECTADO GUAYO - TARIFA INCREMENTADA 100% A PARTIR DE 1994.

HOJA 2/2

AÑO	INVER.	IDC	INV.+IDI	BENEFICIOS				COSTOS				BENEFICIOS NETOS	
				US\$M				US\$M				US\$M	
				VENTA ENERGIA	VENTA POTENCIA	OTROS	TOTAL	GEN	ADM	OTROS	TOTAL	GENS.	ICASO BASE
				US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M
2014				14370.9	204.1	869.3	102.5	6.1	312.7	3.6	3.6	309.1	309.1
2015				14370.9	208.2	869.3	104.6	6.2	319.0	3.6	3.6	315.4	315.4
2016				14370.9	212.3	869.3	106.7	6.4	325.4	3.6	3.6	321.8	321.8
2017				14370.9	216.6	869.3	108.8	6.5	332.0	3.6	3.6	328.3	328.3
2018				14370.9	220.9	869.3	111.0	6.6	338.6	3.6	3.6	335.0	335.0
2019				14370.9	225.4	869.3	113.3	6.8	345.4	3.6	3.6	341.8	341.8
2020				14370.9	229.9	869.3	115.5	6.9	352.3	3.6	3.6	348.7	348.7
2021				14370.9	234.5	869.3	117.9	7.0	359.4	3.6	3.6	355.8	355.8
2022				14370.9	239.2	869.3	120.2	7.2	366.6	3.6	3.6	363.0	363.0
2023				14370.9	244.0	869.3	122.6	7.3	374.0	3.6	3.6	370.3	370.3
2024				14370.9	248.9	869.3	125.1	7.5	381.5	3.6	3.6	377.8	377.8
2025				14370.9	253.9	869.3	127.6	7.6	389.1	3.6	3.6	385.5	385.5
2026				14370.9	259.0	869.3	130.2	7.8	397.0	3.6	3.6	393.3	393.3
2027				14370.9	264.2	869.3	132.8	7.9	404.9	3.6	3.6	401.3	401.3
2028				14370.9	269.5	869.3	135.4	8.1	413.1	3.6	3.6	409.4	409.4
2029				14370.9	274.9	869.3	138.2	8.3	421.3	3.6	3.6	417.7	417.7
2030				14370.9	280.4	869.3	140.9	8.4	429.8	3.6	3.6	426.1	426.1
2031				14370.9	286.1	869.3	143.8	8.6	438.4	3.6	3.6	434.8	434.8
2032				14370.9	291.8	869.3	146.6	8.8	447.2	3.6	3.6	443.6	443.6
2033				14370.9	297.7	869.3	149.6	8.9	456.2	3.6	3.6	452.5	452.5
2034				14370.9	303.6	869.3	152.6	9.1	465.4	3.6	3.6	461.7	461.7
2035				14370.9	309.7	869.3	155.7	9.3	474.7	3.6	3.6	471.0	471.0
2036				14370.9	316.0	869.3	158.8	9.5	484.2	3.6	3.6	480.6	480.6
2037				14370.9	322.3	869.3	162.0	9.7	493.9	3.6	3.6	490.3	490.3
2038				14370.9	328.8	869.3	165.2	9.9	503.9	3.6	3.6	500.2	500.2
2039				14370.9	335.4	869.3	168.5	10.1	514.0	3.6	3.6	510.3	510.3
2040				14370.9	342.1	869.3	171.9	10.3	524.3	3.6	3.6	520.6	520.6
2041				14370.9	349.0	869.3	175.4	10.5	534.8	3.6	3.6	531.2	531.2
2042				14370.9	356.0	869.3	178.9	10.7	545.5	3.6	3.6	541.9	541.9
2043				14370.9	363.1	869.3	182.5	10.9	556.5	3.6	3.6	552.8	552.8
2044				14370.9	370.4	869.3	186.1	11.1	567.7	3.6	3.6	564.0	564.0
2045				14370.9	377.8	869.3	189.9	11.3	579.0	3.6	3.6	575.4	575.4

CUADRO No IV.4

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD
FLUJO DE FONDOS PROYECTADO GUAYÍO - TARIFA CONSTANTE EN TÉRMINOS REALES

HOJA 1/2

AÑO	INVER.	IDC	INV.+IDC	BENEFICIOS				COSTOS				BENEFICIOS NETOS		
				VENTA ENERGIA	VENTA POTENCIA	OTROS	TOTAL	GEN	ADM	OTROS	TOTAL	SENS.	CASO BASE	
														US\$M
1981	78.3	0.4	78.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-78.8	-78.3
1982	47.6	15.3	62.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-62.9	-47.6
1983	132.1	50.4	182.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-182.5	-132.1
1984	215.2	33.7	248.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-248.9	-215.2
1985	201.7	33.9	235.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-235.7	-201.7
1986	167.9	76.6	244.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-244.5	-167.9
1987	148.1	76.8	224.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-244.9	-148.1
1988	200.7	99.4	300.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-300.2	-200.7
1989	100.7	129.3	230.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-230.0	-100.7
1990	110.0	136.7	246.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-246.7	-110.0
1991	166.3	132.0	298.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-298.3	-166.3
1992	99.4	141.2	240.6	271.8	4.7	43.0	2.1	-0.1	6.7	1.6	1.6	1.6	-235.6	-94.3
1993	25.4	69.7	95.1	3324.8	65.4	505.8	26.3	-0.1	91.6	5.5	5.5	5.5	-9.0	60.7
1994				14738.7	105.6	728.0	41.0	-0.1	146.5	8.6	8.6	8.6	137.9	137.9
1995				14348.8	76.9	736.2	41.4	2.9	141.3	7.2	7.2	7.2	134.0	134.0
1996				13286.8	84.8	787.9	44.3	2.9	132.0	5.6	5.6	5.6	126.4	126.4
1997				13766.7	88.4	813.9	45.8	2.9	137.1	5.5	5.5	5.5	131.6	131.6
1998				14199.0	93.6	841.1	47.4	2.9	143.8	5.5	5.5	5.5	138.3	138.3
1999				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.0	144.0
2000				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2001				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2002				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2003				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2004				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2005				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2006				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2007				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2008				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2009				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2010				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2011				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2012				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2013				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1

CUADRO No IV.4

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD
FLUJO DE FONDOS PROYECTADO GUAYÍO - TARIFA CONSTANTE EN TÉRMINOS REALES

HOJA 2/2

AÑO	INVER.	IDC	INV.+IDC	BENEFICIOS				COSTOS				BENEFICIOS NETOS		
				VENTA ENERGIA	VENTA POTENCIA	OTROS	TOTAL	GEN	ADM	OTROS	TOTAL	SENS.	CASO BASE	
														US\$M
2014				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2015				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2016				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2017				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2018				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2019				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2020				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2021				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2022				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2023				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2024				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2025				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2026				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2027				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2028				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2029				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2030				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2031				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2032				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2033				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2034				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2035				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2036				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2037				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2038				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2039				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2040				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1
2041				14370.9	97.4	869.3	48.9	2.9	149.2	5.2	5.2	5.2	144.1	144.1

CUADRO No IV.4

ANALISIS DE SENSIBILIDAD
FLUJO DE FONDOS PROYECTADO SUAVIO - CON RETRASO DE UN AÑO EN LA ENTRADA EN OPERACION

HOJA 1/2

AÑO	INVER.	IDC	INV.+IDC	BENEFICIOS					COSTOS				BENEFICIOS NETOS		
				VENTA ENERGIA		VENTA POTENCIA		OTROS	TOTAL	GEN	ADM	OTROS	TOTAL	SENS.	CASO BASE
				US\$M	US\$M	MM	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M
11981	52.9	0.3	53.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-52.2	-52.9	
11982	34.9	11.2	46.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-46.1	-34.9	
11983	100.4	38.3	138.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-138.7	-100.4	
11984	153.3	24.0	177.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-177.3	-153.3	
11985	141.4	37.8	179.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-179.2	-141.4	
11986	121.9	55.6	177.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-177.4	-121.9	
11987	104.4	68.2	172.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-172.6	-104.4	
11988	143.1	70.9	214.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-214.0	-143.1	
11989	71.6	91.9	163.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-163.5	-71.6	
11990	77.5	96.2	173.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-173.7	-77.5	
11991	117.1	92.9	210.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-210.0	-117.1	
11992	80.5	99.3	179.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-179.9	-80.5	
11993	20.6	49.1	69.7	271.8	3.3	43.0	1.5	-0.1	6.7	1.2	1.2	-66.1	-17.0	-17.0	
11994			3324.8	46.1	505.8	18.5	-0.1	64.5	3.9	3.9	60.7	60.7	60.7	60.7	
11995			14738.7	74.3	728.0	28.9	-0.1	103.1	6.1	6.1	97.1	97.1	97.1	97.1	
11996			14348.8	69.6	736.2	29.8	2.1	101.5	5.1	5.1	96.4	96.4	96.4	96.4	
11997			13906.8	62.1	787.0	32.5	2.1	96.7	4.0	4.0	92.8	92.8	92.8	92.8	
11998			13966.7	65.1	813.9	34.2	2.2	102.5	3.9	3.9	98.6	98.6	98.6	98.6	
11999			14199.0	71.3	841.1	36.1	2.2	109.7	3.9	3.9	105.8	105.8	105.8	105.8	
12000			14370.9	75.7	869.3	38.1	2.3	116.1	3.7	3.7	112.4	112.4	112.4	112.4	
12001			14370.9	77.3	869.3	38.8	2.3	118.4	3.7	3.7	114.7	114.7	114.7	114.7	
12002			14370.9	78.9	869.3	39.6	2.4	120.8	3.7	3.7	117.1	117.1	117.1	117.1	
12003			14370.9	80.4	869.3	40.4	2.4	123.2	3.7	3.7	119.5	119.5	119.5	119.5	
12004			14370.9	82.0	869.3	41.2	2.5	125.7	3.7	3.7	122.0	122.0	122.0	122.0	
12005			14370.9	83.6	869.3	42.0	2.5	128.2	3.7	3.7	124.5	124.5	124.5	124.5	
12006			14370.9	85.3	869.3	42.9	2.6	130.8	3.7	3.7	127.1	127.1	127.1	127.1	
12007			14370.9	87.0	869.3	43.7	2.6	133.4	3.7	3.7	129.7	129.7	129.7	129.7	
12008			14370.9	88.8	869.3	44.6	2.7	136.1	3.7	3.7	132.4	132.4	132.4	132.4	
12009			14370.9	90.6	869.3	45.5	2.7	138.8	3.7	3.7	135.1	135.1	135.1	135.1	
12010			14370.9	92.4	869.3	46.4	2.8	141.6	3.7	3.7	137.9	137.9	137.9	137.9	
12011			14370.9	94.2	869.3	47.4	2.8	144.4	3.7	3.7	140.7	140.7	140.7	140.7	
12012			14370.9	96.1	869.3	48.3	2.9	147.3	3.7	3.7	143.6	143.6	143.6	143.6	
12013			14370.9	98.1	869.3	49.3	2.9	150.3	3.7	3.7	146.6	146.6	146.6	146.6	

CUADRO No IV.4

ANALISIS DE SENSIBILIDAD
FLUJO DE FONDOS PROYECTADO SUAVIO - CON RETRASO DE UN AÑO EN LA ENTRADA EN OPERACION

HOJA 2/2

AÑO	INVER.	IDC	INV.+IDC	BENEFICIOS					COSTOS				BENEFICIOS NETOS		
				VENTA ENERGIA		VENTA POTENCIA		OTROS	TOTAL	GEN	ADM	OTROS	TOTAL	SENS.	CASO BASE
				US\$M	US\$M	MM	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M	US\$M
12014			14370.9	100.0	869.3	50.3	3.0	153.3	3.7	3.7	149.6	149.6	149.6	149.6	
12015			14370.9	102.0	869.3	51.3	3.1	156.4	3.7	3.7	152.7	152.7	152.7	152.7	
12016			14370.9	104.1	869.3	52.3	3.1	159.5	3.7	3.7	155.8	155.8	155.8	155.8	
12017			14370.9	106.2	869.3	53.4	3.2	162.7	3.7	3.7	159.0	159.0	159.0	159.0	
12018			14370.9	108.3	869.3	54.4	3.3	166.0	3.7	3.7	162.3	162.3	162.3	162.3	
12019			14370.9	110.5	869.3	55.5	3.3	169.3	3.7	3.7	165.6	165.6	165.6	165.6	
12020			14370.9	112.7	869.3	56.6	3.4	172.7	3.7	3.7	169.0	169.0	169.0	169.0	
12021			14370.9	115.0	869.3	57.8	3.5	176.2	3.7	3.7	172.5	172.5	172.5	172.5	
12022			14370.9	117.3	869.3	58.9	3.5	179.7	3.7	3.7	176.0	176.0	176.0	176.0	
12023			14370.9	119.6	869.3	60.1	3.6	183.3	3.7	3.7	179.6	179.6	179.6	179.6	
12024			14370.9	122.0	869.3	61.3	3.7	187.0	3.7	3.7	183.3	183.3	183.3	183.3	
12025			14370.9	124.5	869.3	62.5	3.7	190.7	3.7	3.7	187.0	187.0	187.0	187.0	
12026			14370.9	127.0	869.3	63.8	3.8	194.6	3.7	3.7	190.9	190.9	190.9	190.9	
12027			14370.9	129.5	869.3	65.1	3.9	198.5	3.7	3.7	194.8	194.8	194.8	194.8	
12028			14370.9	132.1	869.3	66.4	4.0	202.5	3.7	3.7	198.8	198.8	198.8	198.8	
12029			14370.9	134.8	869.3	67.7	4.0	206.5	3.7	3.7	202.8	202.8	202.8	202.8	
12030			14370.9	137.5	869.3	69.1	4.1	210.7	3.7	3.7	207.0	207.0	207.0	207.0	
12031			14370.9	140.2	869.3	70.5	4.2	214.9	3.7	3.7	211.2	211.2	211.2	211.2	
12032			14370.9	143.0	869.3	71.9	4.3	219.2	3.7	3.7	215.5	215.5	215.5	215.5	
12033			14370.9	145.9	869.3	73.3	4.4	223.6	3.7	3.7	219.9	219.9	219.9	219.9	
12034			14370.9	148.8	869.3	74.8	4.5	228.1	3.7	3.7	224.4	224.4	224.4	224.4	
12035			14370.9	151.8	869.3	76.3	4.6	232.7	3.7	3.7	229.0	229.0	229.0	229.0	
12036			14370.9	154.9	869.3	77.8	4.6	237.3	3.7	3.7	233.6	233.6	233.6	233.6	
12037			14370.9	158.0	869.3	79.4	4.7	242.1	3.7	3.7	238.4	238.4	238.4	238.4	
12038			14370.9	161.1	869.3	81.0	4.8	247.0	3.7	3.7	243.3	243.3	243.3	243.3	
12039			14370.9	164.4	869.3	82.6	4.9	251.9	3.7	3.7	248.2	248.2	248.2	248.2	
12040			14370.9	167.7	869.3	84.3	5.0	257.0	3.7	3.7	253.3	253.3	253.3	253.3	
12041			14370.9	171.0	869.3	86.0	5.1	262.1	3.7	3.7	258.4	258.4	258.4	258.4	

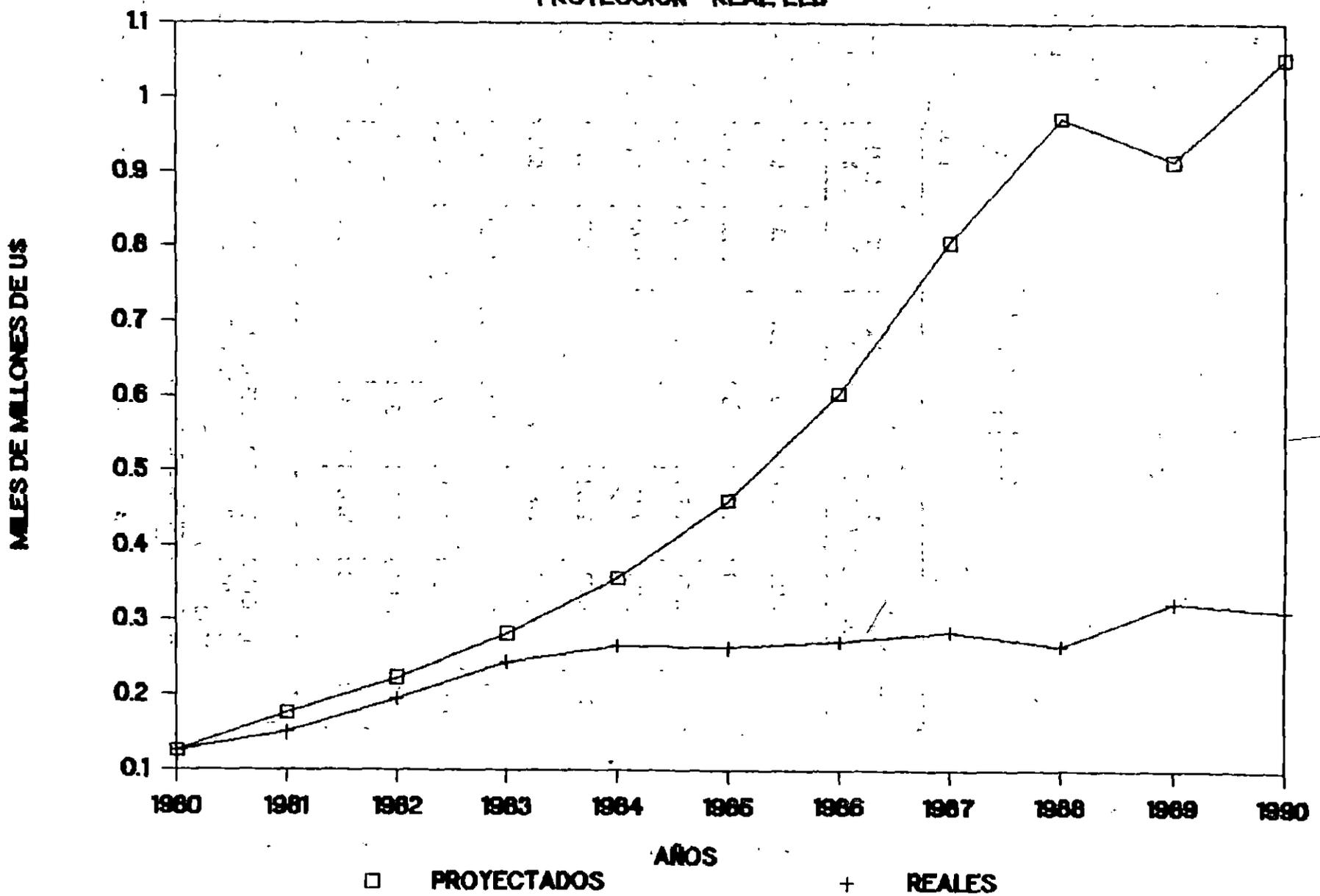
GERENTES EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA

NOMBRE	PERIODO
JAIME SAMPER ORTEGA	1945 - 1951
MANUEL MADERO PARIS	1951 - 1967
HERNAN BORRERO URRUTIA	1967 - 1974
ALBERTO VASQUEZ RESTREPO	1974 - 1976
SAMUEL NAVAS PINZON	1976 - 1979
ROBERTO CACERES BOLAÑOS	1979 - 1982
FABIO PUYO VASCO	1982 - 1985
ALVARO PACHON MUÑOZ	1985 - 1986
FRANCISCO GAVIRIA RINCON	1986 - 1987
JAVIER GARCIA BEJARANO	1987 - 1988
ALVARO VILLEGAS VILLEGAS	1988 - 1990
LAZARO MEJIA ARANGO	1990 -

ANEXO ESTADISTICO
CIFRAS FINANCIERAS.

COMPORTAMIENTO DE LOS INGRESOS

PROYECCION - REAL, EEB



EVOLUCION DE LA DEUDA PUBLICA EXTERNA
- SECTOR ELECTRICO -

Millones U\$.

ANOS	(1) DEUDA PUBL EXTER. TOTAL	(2) DEUDA EXTE S. ELECTRI	(3) DEUDA EXT EEB.	(2/1) %	(3/2) %	(3/1) %
1981	5,168	1,057	300	20.45	28.33	5.20
1982	6,078	1,525	416	25.09	27.30	6.85
1983	6,958	1,934	547	27.80	28.28	7.26
1984	8,090	2,457	615	30.37	25.03	7.60
1985	9,432	2,972	754	31.51	24.70	7.78
1986	11,754	3,516	1,011	29.91	28.75	8.60
1987	14,136	4,143	1,129	29.31	27.24	7.98
1988	14,953	4,036	917	26.99	22.72	6.13
1989	13,144	3,270	977	24.88	29.88	7.43
1990	14,078	3,536	1,074	25.12	30.37	7.63

FUENTE:

FEN, SITUACION FINANCIERA DEL SECTOR ELECTRICO, ABRIL 1990.
CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA, INFORMES FINANCIEROS
ANUALES
EEB, DOCUMENTO DE EVALUACION, JUNIO DE 1986

EVOLUCION DE LOS INDICADORES FINANCIEROS
EEB

INDICADOR	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
RAZON DE AUTOFINANCIAMIENTO	29.9	26.6	29.9	19.9	12.1	15.8	13.2	9.4	17.9	22.0
PASIVO TOTAL	0.79	0.75	0.74	0.79	0.83	0.84	0.84	0.84	0.84	0.86
ACTIVO TOTAL	0.68	0.70	0.75	0.81	0.80	0.75	0.74	0.69	0.72	0.69
PASIVO L.P.	0.68	0.70	0.75	0.81	0.80	0.75	0.74	0.69	0.72	0.69
ACTIVO FIJO NETO	0.39	0.45	0.54	0.66	0.74	0.59	0.65	0.64	0.70	0.74
OBRAS EN CONSTRUCCION	0.39	0.45	0.54	0.66	0.74	0.59	0.65	0.64	0.70	0.74
ACTIVO TOTAL	0.39	0.45	0.54	0.66	0.74	0.59	0.65	0.64	0.70	0.74
ACTIVO CORRIENTE	0.34	0.32	1.13	0.89	0.66	0.49	0.43	0.41	0.43	0.31
PASIVO CORRIENTE	0.34	0.32	1.13	0.89	0.66	0.49	0.43	0.41	0.43	0.31
INGRESOS NETOS DE OPERAC.	0.47	0.54	0.59	0.52	0.60	0.61	0.64	0.53	0.55	0.51
FACTURACION ANUAL	0.47	0.54	0.59	0.52	0.60	0.61	0.64	0.53	0.55	0.51
VENTAS DIRECTAS (KWH)	6720	6640	6140	6002	5959	6054	5985	5877	5982	5967
No DE SUSCRIPTORES	5.26	5.16	5.17	5.12	4.94	4.93	4.85	4.45	4.24	4.22
No EMPLEADOS	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
No SUSCRIPTORES	5.26	5.16	5.17	5.12	4.94	4.93	4.85	4.45	4.24	4.22
INGRESO NETO	0.45	0.61	0.90	0.86	0.99	0.45	0.11	0.16	0.18	0.16
ACTIVO FIJO PROM. EN SERV	0.45	0.61	0.90	0.86	0.99	0.45	0.11	0.16	0.18	0.16
TOTAL PASIVO	3.32	3.76	3.95	4.75	6.17	6.47	5.33	5.14	5.29	5.97
TOTAL PATRIMONIO	3.32	3.76	3.95	4.75	6.17	6.47	5.33	5.14	5.29	5.97
INGRESO NETO	1.68	1.25	1.25	1.13	1.29	1.30	0.69	0.79	0.78	0.77
SERVICIO DE DEUDA	1.68	1.25	1.25	1.13	1.29	1.30	0.69	0.79	0.78	0.77
CUENTAS POR COBRAR	0.46	0.43	0.38	0.37	0.40	0.42	0.33	0.38	0.37	0.30
INGRESO TOTAL	0.46	0.43	0.38	0.37	0.40	0.42	0.33	0.38	0.37	0.30

FUENTE:

1981 - 1986: WORLD BANK, COLOMBIA - THE POWER SECTOR AND THE WORLD BANK, 1970-1987.
1987 - 1990: CALCULADOS CON BASE EN ESTADOS FINANCIEROS ANUALES EEB.

PROYECTO HIDROELECTRICO DEL GUAVID
ESQUEMA DE FINANCIAMIENTO A SEPTIEMBRE DE 1991

Miles de U\$.

CONCEPTO	HASTA 1990	1991	1992	1993	TOTAL	%
FINANCIAMIENTO EXISTENTE						
BID 77/IC-CO	79,500	300	100	100	100,000	4.0
BID 126/IC-CO	284,400	33,000	21,000		340,000	13.6
BID 540/OC-CO	139,900	126,300	80,900	12,900	360,000	14.4
OTRAS FUENTES (1)	566,700	45,500	20,300	7,300	639,800	25.7
FINANCIAMIENTO PROPUESTO						
BID PROPUESTO		5,600	43,000	31,400	80,000	3.2
COFINANCIAMIENTO PR		91,000	20,200		120,000	4.8
APORTES PROPIOS	616,100	104,800	81,100	52,000	854,000	34.3
TOTAL	11,706,600	408,100	275,400	103,200	12,494,000	100.0
%	68.4	16.4	11.0	4.2	100.0	
% HASTA 1991		84.8				

(1) INCLUYE US357 MILLONES DE RM, US62,7 MILLONES DE PROVEEDORES; US138,1 DE PRESTAMOS SECTORIALES Y US79,8 MILLONES DE OTRAS FUENTES.

FUENTE:

BID, CROMOGRAMA DE UTILIZACION DE LOS RECURSOS DE FINANCIACION -ESTADISTICAS, FAX DE SEPTIEMBRE DE 1991.

PROYECTO HIDROELECTRICO DEL GUAVID
CROMOGRAMA DE INVERSIONES

MILES DE U\$

CATEGORIA	INVERSION HASTA 1988			INVERSION 1989			INVERSION 1990			INVERSION TOTAL ESTI:88/93:89/93:90/93:1990	CUMPLIMIENTO % HASTA			
	M.E.	M.L.	TOTAL	M.E.	M.L.	TOTAL	M.E.	M.L.	TOTAL					
INGENIERIA Y ADMINISTRACION	1,870	158,266	160,136	192	121,021	121,213	69	116,236	16,305	223,649	171.6	9.5	7.3	38.4
Ingenieria e interventori	1,206	94,787	96,593	83	8,806	8,891	69	7,554	7,623	130,984	173.7	6.8	5.8	26.4
Administracion	64	63,479	63,543	107	112,215	12,322		8,682	8,682	92,665	168.6	113.3	9.4	91.2
COSTOS DIRECTOS	1502,406	1337,654	2840,060	145,709	137,290	28,999	148,721	141,649	90,370	11,240,370	169.3	6.7	7.3	83.3
A. Infraestructura	18,578	98,415	76,973	683	1,994	2,679		1,344	1,344	86,944	188.6	3.1	1.5	93.2
B. Presa y Obras Anexas	1229,734	180,022	409,756	6,496	7,199	13,695	5,293	7,009	12,292	452,571	190.5	3.0	2.7	96.3
Presa y Obras Anexas	1229,734	180,022	409,756	6,496	7,199	13,695	2,360	3,335	5,715	429,168	195.5	3.2	1.3	100.0
Rocasona, Cierre Tunnel	0	0	0			0	2,923	3,654	6,577	73,405			128.1	23.1
C. Conduccion y Central	1245,050	114,557	359,607	116,558	115,979	32,537	9,651	9,677	19,328	437,468	182.2	7.4	4.4	94.1
Conduccion y Central	1245,050	114,557	359,607	116,558	115,979	32,537	7,954	6,410	14,364	414,254	186.7	7.2	3.5	98.0
Montajes electrocerám			0			0	1,697	3,267	4,964	22,614			122.0	22.0
B. Equipos Principales	7,295	3,292	10,587	114,349	6,458	20,827	121,098	4,080	25,178	123,743	8.6	116.8	120.3	45.7
Equipos Principales	7,295	3,292	10,587	110,950	6,458	17,408	121,076	4,080	25,156	73,512	114.4	123.7	134.2	72.3
Transformadores			0	3,399	20	3,419	22		22	50,231		5.8	0.0	6.9
E. Equipos Menores	1,749	1,368	3,117	7,621	5,640	13,261	12,889	119,539	32,229	139,644	2.2	9.5	123.1	34.8
Equipos Menores	1,749	1,368	3,117	6,983	4,241	11,224	10,392	115,835	26,827	88,344	3.5	113.4	130.4	47.3
Otros Equipos Menores			0	638	799	1,437	1,497	3,704	5,401	51,300		2.8	10.5	13.3
TOTAL	1504,276	1515,920	11,020,196	145,901	158,311	1104,212	148,790	157,895	1106,675	11,464,019	169.7	7.1	7.3	84.1

FUENTE:

EEB-INGETEC, INFORME DE PROGRESO No 38, ENERO, FEBRERO, MARZO, 1991, BOGOTA, 1991.

PROYECTO HIDROELECTRICO DEL GUAVIO

COMPARACION PRESUPUESTOS DE INVERSION DEL PROYECTO

MILLONES DE US CORRIENTES

CATEGORIA	SAR	1915.BID	1915.BID	DIFER. 87-SAR		DIFER. 91-SAR		DIFER. 91-87	
	1981	1987	(sept. 91)	MONTO	%	MONTO	%	MONTO	%
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	97.4	158.57	183.1	71.17	81%	35.7	109%	24.5	15%
Ingenieria (Diseño y Superv.)	77.3	119.02	125.3	41.72	54%	48	62%	6.3	32%
Administración	10.1	39.55	57.8	29.45	292%	47.7	472%	18.3	46%
2 COSTOS DIRECTOS	963.3	1235.58	1345.59	272.28	28%	380.29	39%	108.0	9%
Infraestructura	34.5	186.02	184.71	151.52	439%	130.21	377%	-21.3	-11%
Presa y Obras anexas	385.3	350.7	395.26	-34.8	-9%	9.76	3%	44.6	13%
Conducción y Central Sub.	319.5	395.15	409.15	75.65	24%	89.65	28%	14.0	4%
Equipos Principales	123.4	101.72	121.94	-21.68	-18%	-1.46	-1%	20.2	20%
Equipos Menores	30	126.15	142.73	96.15	321%	112.73	374%	16.6	13%
Transmisión	44.2	36.67	61.9	-7.53	-17%	17.7	40%	25.2	69%
Centro de Control	26.2	39.17	47.9	12.97	50%	21.7	83%	8.7	22%
3 GASTOS CONCURRENTES	2.4	1.4	1.4	-1	-42%	-1	-42%	0.0	0%
Estudios y Entrenamiento	2.4	1.4	1.4	-1	-42%	-1	-42%	0.0	0%
4 GASTOS FINANCIEROS	250	656.48	965.9	406.48	163%	715.9	286%	309.4	124%
Intereses	250	612.78	932.6	362.78	145%	682.6	273%	319.8	52%
Comisiones	0	33.7	24.5	35.7		24.5	N.A.	-11.2	-31%
Inspección y Vigilancia	0	8	8.8	8		8.8	N.A.	0.8	10%
COSTO TOTAL	1303.1	2952.03	2493.99	748.83	57%	1190.89	91%	442.0	22%

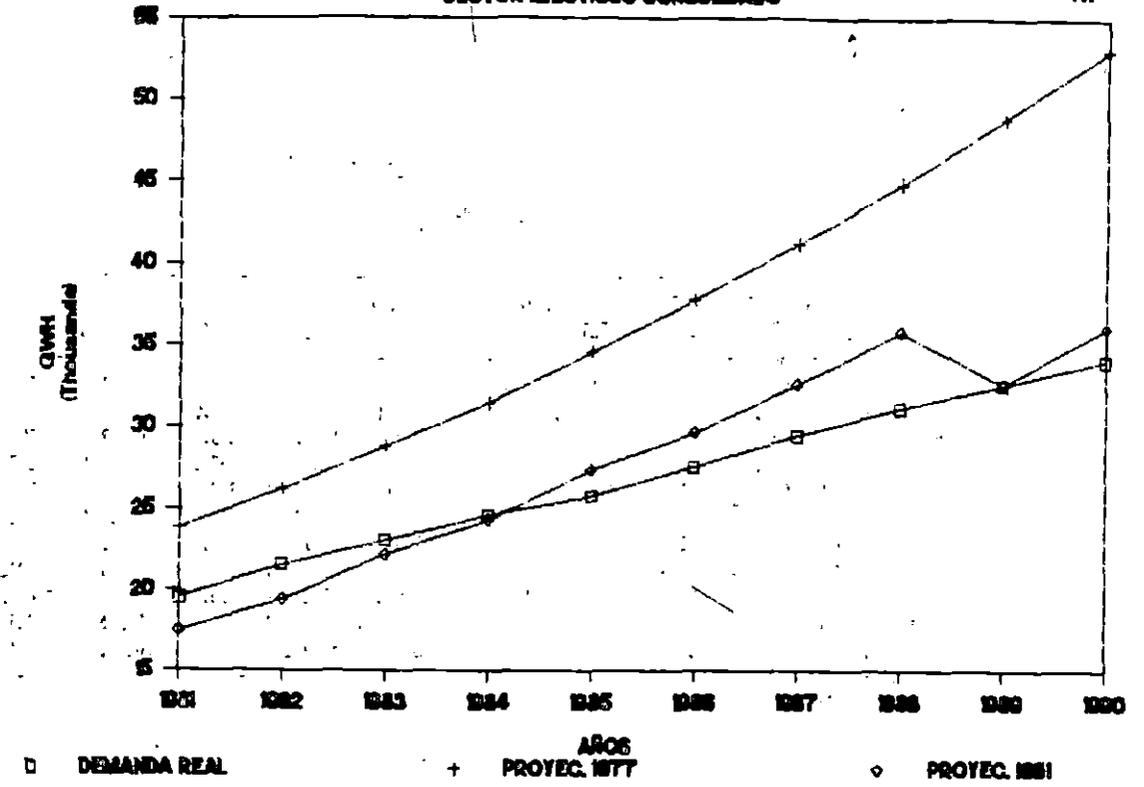
FUENTE:

S.M., STAFF APPRAISAL REPORT, MAYO 1981.

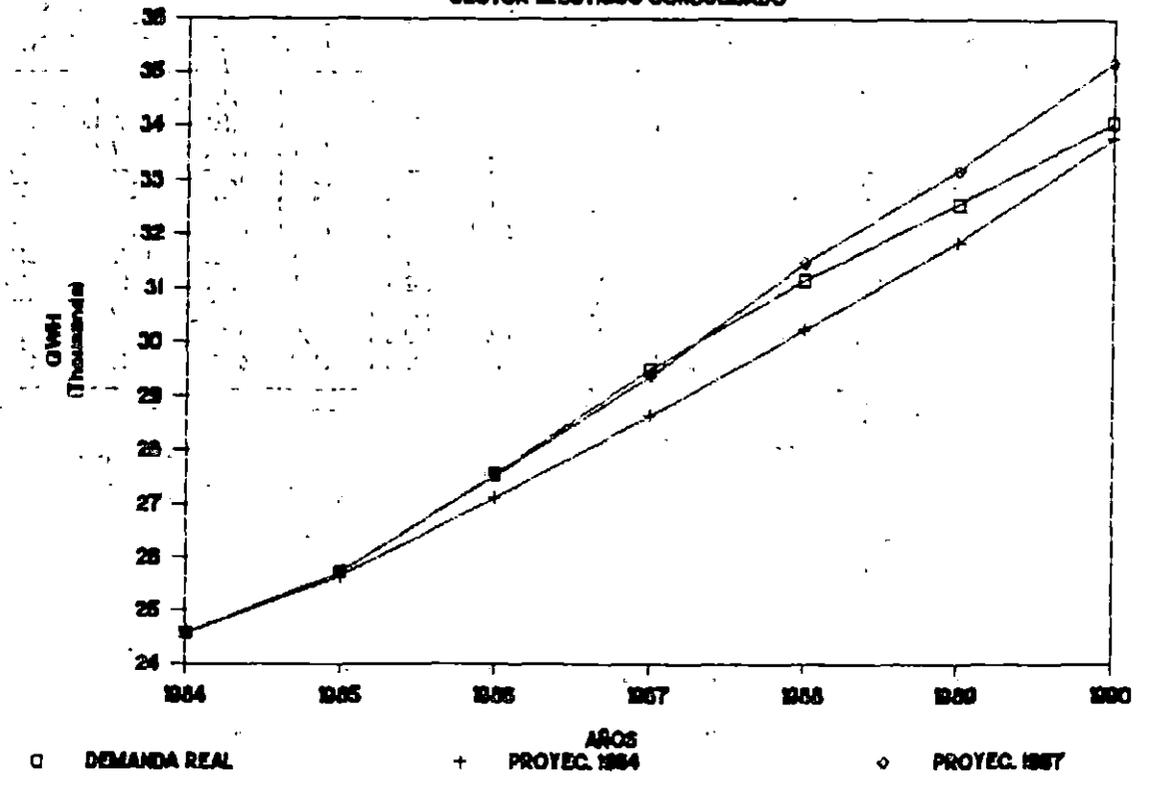
EEB, COMPARACION DE ESTRUCTURAS DE COSTOS, SEPTIEMBRE 1991.

ANEXO ESTADISTICO
ESTADISTICAS MACRO Y SECTOR ELECTRICO.

COMPORTAMIENTO DEMANDA REAL -PROYECCION SECTOR ELECTRICO CONSOLIDADO



COMPORTAMIENTO DEMANDA REAL -PROYECCION SECTOR ELECTRICO CONSOLIDADO



ESTADISTICAS EEB

PRECIOS CORRIENTES

AÑO	VENTAS ENERGIA GWH		TARIFAS (\$/KWH)		INGRESOS (\$MILL.)		USUARIOS (MILES)		No EMPLEADOS	
	PROYECT.	REAL	PROYECT.	REAL	PROYECT.	REAL	PROYECT.	REAL	PROYECT.	REAL
1980	4009	3957	1.476	1.486	5.917	5.820	590.0	560.4	2662	2729
1981	4410	3834	2.177	2.135	7.601	8.186	633.0	594.9	2822	3079
1982	4875	4127	2.861	3.002	12.947	12.476	690.0	621.9	2991	3216
1983	5393	4092	3.739	4.679	20.272	19.230	753.0	666.2	3170	3443
1984	5967	4164	4.940	6.349	29.477	26.734	822.0	709.6	3361	3636
1985	6605	4458	6.491	8.344	42.873	37.607	998.0	763.6	3562	3771
1986	7315	4204	8.529	10.897	62.390	52.752	980.0	805.3	3776	3972
1987	8104	5056	7.723	12.571	71.746	69.228	1,071.0	858.9	4003	4165
1988	8982	5373	11.084	16.429	121.724	88.674	1,170.0	914.1	4243	4064
1989	9960	5793	12.636	21.269	175.855	123.787	1,278.0	972.5	4498	4126
1990	11048	5921	14.045	25.672	139.146	157.768	1,396.0	1,023.0	4767	

FUENTES:
ISA, SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO 1974 - 1989
EEB, INFORMES ESTADISTICOS ANUALES

ESTADISTICAS EEB - PRECIOS REALES

AÑO	TASA DE CAMBIO		INCREMENTO TASA DE CAMBIO PROM.		TARIFAS (UN/KWH)		INGRESOS MILL. US.		
	PROYECT.	REAL	REAL/ANUAL	PROYECT.	REAL	REAL/ANUAL	PROYECT.	REAL	
1980	50.9	50.9	0.0	47.3	47.3	0.031	0.031	125	124
1981	57.9	59.0	15.9	54.4	54.5	0.040	0.039	176	150
1982	67.3	70.3	19.1	62.6	64.1	0.046	0.047	223	195
1983	76.7	88.8	26.3	72.0	78.9	0.052	0.059	282	244
1984	88.5	113.9	28.3	82.6	100.8	0.060	0.063	357	265
1985	98.1	172.2	51.2	93.3	142.3	0.070	0.059	460	264
1986	108.5	219.0	27.2	105.3	194.3	0.083	0.056	604	272
1987	118.9	263.7	20.4	113.7	242.6	0.086	0.056	807	285
1988	131.3	335.9	27.4	125.1	333.0	0.089	0.049	973	266
1989	143.9	433.9	29.2	137.6	382.6	0.092	0.056	915	324
1990	158.7	563.4	29.8	151.3	502.3	0.095	0.051	1052	314

FUENTES:
REVISTA BANCO DE LA REPUBLICA.
INFORMES ESTADISTICOS ANUALES EEB

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA
COMPORTAMIENTO GENERACION Y VENTAS DE ENERGIA.
(1980 - 1990)
(GWH)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
GENERACION TOTAL	3,403	3,277	3,568	3,934	2,777	2,771	3,308	4,416	3,866	3,519	3,944
HIDRAULICA	2,764	2,767	2,896	3,337	2,327	2,392	3,006	4,232	3,658	3,298	3,831
TERMICA	639	510	672	597	450	379	302	184	208	221	113
IMPORTACIONES	1,697	1,396	1,704	1,515	2,971	3,306	3,247	2,637	3,473	4,127	4,134
ENERGIA DISPONIBLE	5,100	4,673	5,272	5,449	5,748	6,077	6,555	7,053	7,339	7,646	8,078
EXPORTACIONES	139	0	51	91	95	78	73	84	84	87	185
DEMANDA	4,961	4,673	5,221	5,358	5,653	5,999	6,482	6,769	7,255	7,559	7,893
VENTAS CONSUMIDOR	3,956	3,853	4,127	4,092	4,164	4,458	4,804	5,036	5,373	5,793	5,921
RESIDENCIAL	1,658	1,592	1,891	1,895	1,744	2,114	2,300	2,404	2,640	2,828	3,009
COMERCIAL	638	577	601	583	535	547	543	558	536	603	611
INDUSTRIAL	1,226	1,168	1,182	1,157	1,191	1,286	1,453	1,555	1,611	1,722	1,720
OFICIAL Y A. PUBL.	432	494	453	457	491	511	505	535	542	618	581
NO DESAGREGADAS	2	2			3		3	4	2		
OTROS									22	22	
CONSUMO PROPIO	74	65	79	71	71	57	75	100	85	78	83
PERDIDAS TRANS. Y DI.	931	775	1,015	1,195	1,418	1,484	1,603	1,813	1,797	1,688	1,822
% PERDIDAS	18.8	16.6	19.4	22.3	25.1	24.7	24.7	26.0	24.8	22.3	23.4

FUENTE:
ISA, SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO, BALANCE ENERGETICO HISTORICO 1974 - 1989, NEBELLIN, 1990.
EEB, INFORMES ESTADISTICOS ANUALES, SUBGERENCIA TECNICA, 1985, 1987, 1990.

COMPARACION DE LAS VENTAS DE ENERGIA, TARIFAS, INGRESOS, NUMERO DE USUARIOS Y EMPLEADOS ENTRE LA EVOLUCION REAL Y LA PROYECTADA EN 1981 PARA LA EEB.

AÑO	VENTAS DE ENERGIA (GWH)		TARIFAS (\$/KWH)		INGRESOS (MILLONES \$)		USUARIOS (MILES)		No. DE EMPLEADOS	
	PROY (1)	REAL (2)	PROY (1)	REAL (2)	PROY (1)	REAL (2)	PROY (1)	REAL (2)	PROY (1)	REAL (2)
1980	4009.0	3957.0	1.5	1.5	5917.0	3880.0	580	560.4	2662	2729
1981	4410.0	3234.0	2.2	2.1	9651.0	8186.0	633	584.9	2822	3079
1982	4875.0	4178.0	2.9	3.0	13947.0	12476.0	690	621.9	2991	3210
1983	5393.0	4183.0	3.8	4.6	20272.0	19230.0	753	666.2	3170	3443
1984	5967.0	4259.0	4.9	6.3	29472.0	26734.0	822	709.6	3361	3636
1985	6605.0	4551.0	6.5	8.3	42873.0	37607.0	898	763.7	3562	3771
1986	7315.0	4876.0	8.5	10.9	62390.0	52756.0	990	806.4	3776	3972
1987	8104.0	5140.0	9.7	13.6	91746.0	69228.0	1071	859.4	4003	4185
1988	8982.0	5438.0	11.1	16.4	121724.0	88674.0	1170	914.1	4243	4064
1989	9960.0	5857.0	12.6	21.3	125855.0	123787.0	1278	972.5	4498	4126
1990	11048.0	5977.0	14.0	26.3	159146.0	157205.6	1396	1023.6	4767	4321

FUENTE:

- (1) WORLD BANK, STAFF APPRAISAL REPORT, MAYO DE 1981.
- (2) REVISTA BANCO DE LA REPUBLICA
- (3) INFORMES ESTADISTICOS EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA.

COMPARACION DE LA INFLACION EXTERNA E INTERNA, DEVALUACION PROMEDIO, CRECIMIENTO DE VENTAS E INCREMENTOS TARIFAS PROYECTADOS Y REALES DE 1980 A 1990

AÑO	PORCENTAJES									
	INFLACION LOCAL		INFLACION EXTERNA		DEVALUAC. PROMEDIO		CRECIMIENTO VENTAS		INCREMENTO EN TARIFAS	
	PROY (1)	REAL (2)	PROY (1)	REAL (3)	PROY (1)	REAL (2)	PROY (1)	REAL (4)	PROY (1)	REAL (4)
1980	25.0	26.0	10.5	10.5	11.1	11.1	3.0	6.5	29.0	32.5
1981	25.0	26.4	9.0	15.0	15.0	15.3	10.0	-3.1	47.5	43.7
1982	23.0	28.0	8.0	0.5	15.0	17.6	10.5	9.0	31.4	40.6
1983	21.1	16.6	7.0	-3.2	15.0	23.1	10.6	0.1	31.4	54.9
1984	19.0	18.3	7.0	3.3	14.7	27.9	10.6	18.0	31.4	36.6
1985	17.0	22.5	6.0	5.0	12.9	41.2	10.7	6.8	31.4	31.4
1986	14.0	21.0	6.0	1.4	10.7	36.5	10.8	7.2	31.4	30.6
1987	14.0	24.0	6.0	4.4	10.0	24.9	10.8	5.4	14.0	24.6
1988	14.0	28.1	6.0	3.2	10.0	37.2	10.8	5.7	14.0	21.1
1989	14.0	26.1	6.0	3.5	10.0	28.9	10.9	7.8	14.0	23.6
1990	14.0	32.4	6.0	5.0	10.0	31.0	10.9	3.6	14.0	25.9
PROMEDIO	18.2	24.1	7.0	4.4	12.2	26.8	10.4	6.1	26.3	33.7

FUENTE:

- (1) WORLD BANK, STAFF APPRAISAL REPORT, MAYO DE 1981.
- (2) REVISTA BANCO DE LA REPUBLICA
- (3) DATOS UTILIZADOS POR LA EEB, SEGUN INFORMACION DNP - INVESTIGACIONES ECONOMICAS.
- (4) INFORMES ESTADISTICOS EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA.

TASAS DE CAMBIO PROMEDIO Y DE FIN DE AÑO, TARIFAS E INGRESOS EN DOLARES
PROYECTADAS Y REALES (1980 - 1990)

AÑO	T.C. FIN AÑO COL\$/US\$		T.C. PROM. COL\$/US\$		TARIFAS US\$/KWH		INGRESOS (MILLONES US\$)		INCREMENT. TARIFAS (%)	
	PROY (1)	REAL (2)	PROY (1)	REAL (2)	PROY (1)	REAL (2)	PROY (1)	REAL (3)	PROY (1)	REAL (3)
1980	50.9	50.9	47.3	47.3	0.031	0.031	125	125	29.0	32.5
1981	57.9	59.0	54.4	54.5	0.040	0.039	176	150	47.5	43.7
1982	67.3	70.3	62.6	64.1	0.046	0.047	223	195	31.4	40.6
1983	76.7	80.3	72.0	78.9	0.052	0.059	282	244	31.4	54.9
1984	98.5	113.9	82.6	100.9	0.060	0.063	357	265	31.4	36.6
1985	98.1	172.2	93.3	142.3	0.070	0.059	460	264	31.4	31.4
1986	108.5	219.0	103.3	194.3	0.083	0.056	604	272	31.4	30.6
1987	118.9	263.7	113.7	242.6	0.086	0.056	807	285	14.0	24.6
1988	131.3	335.9	125.1	333.0	0.089	0.049	973	266	14.0	21.1
1989	143.9	433.9	137.6	382.6	0.092	0.056	915	324	14.0	28.6
1990	158.7	568.4	151.3	501.1	0.095	0.053	1052	315	14.0	25.9

FUENTE:

- (1) WORLD BANK, STAFF APPRAISAL REPORT, MAYO DE 1981.
- (2) REVISTA BANCO DE LA REPUBLICA
- (3) INFORMES ESTADISTICOS EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA.

ANEXO ESTADISTICO
PROGRAMACION Y CUMPLIMIENTO DEL PROYECTO Y DE LAS
LICITACIONES Y CONTRATOS.

PROYECTO SUAVIO
LICITACIONES Y CONTRATOS

HOJA 2/3

No	DESCRIPCION	FECHAS					DURACION			DIFERENCIA
		APERTURA	CIERRE	FIRMA	PERFECCION	INICIO	TERMINACION	TRAMITE ORIGINAL	TRAMITE REAL (2)	
EQUIPOS PRINCIPALES										
4107	TURBINAS, REGULADORES, VALVULAS	04-Mar-83	05-Sep-83	10-Oct-84	18-Dec-84	1Ene-87	10-Oct-90	9 MESES	34 MESES	+ 25 MESES
44079	GRUPO I - GENERADORES Y EQ. ASOCIADOS	04-Mar-83	02-Sep-83	10-Oct-84	07-Jun-86	1Jul-87	1Sep-91 (1)	10 MESES	51 MESES	+ 41 MESES
44108	GRUPO II - PUENTE GRUAS	04-Mar-83	02-Sep-83	10-Oct-84	18-Dec-84	1Sep-87	1Feb-89		54 MESES	
44953	GRUPO I - TRANSFORMADORES	17-Feb-88	30-Jun-88	1Abr-89	17-Oct-89	1Mar-90	1Sep-91 (1)	10 MESES	25 MESES	+ 15 MESES
45018	GRUPO II - SUBESTACIONES	17-Feb-88	30-Jun-88	1Jun-89	21-Sep-89	1Feb-90	1Nov-91 (1)		24 MESES	
EQUIPOS MENORES										
43283	GRUPO I - VALVULAS	19-Jul-84	18-Jan-85	1Abr-86	29-Ago-86	1May-90	1Ene-90	10 MESES	70 MESES	+ 60 MESES
44562	GRUPO II Y III - BLINDAJES DE LOS RAMALES DEL TUNEL INF. DE CARGA	19-Jul-84	18-Jan-85	1May-87	10-Dec-87	1Jun-88	10-Oct-92 (1)		47 MESES	
44563	BLINDAJES BAJA PRESION Y COMPUERTAS	11-Mar-85	25-Jul-85	1May-87	103-Dec-87	1Jun-88	1May-91	10 MESES	39 MESES	+ 29 MESES
45066	MONTAJES BLINDAJES ALTA PRESION	16-Ago-88	09-Dic-88	1Mar-89	24-Ago-89	1Sep-89	10-Oct-93 (1)		13 MESES	
44857	SISTEMA VENTILACION Y AIRE ACONDICION	13-Nov-87	17-Mar-88	1Sep-88	19-Dic-88	1Jul-89	1Mar-91		20 MESES	
45200	SISTEMA PROTECC. CONTRA INCENDIO	20-Sep-89	22-Nov-89	1Abr-90	29-Ago-90	10-Oct-90	1Ago-91		13 MESES	

PROYECTO SUAVIO
LICITACIONES Y CONTRATOS

HOJA 3/3

No	DESCRIPCION	FECHAS					DURACION			DIFERENCIA
		APERTURA	CIERRE	FIRMA	PERFECCION	INICIO	TERMINACION	TRAMITE ORIGINAL	TRAMITE REAL (2)	
45157	GRUPO I, IV Y V - BOMBAS, MOTORES Y TABLEROS DE CONTROL, SISTEMA HIDROELECTRICO	24-Apr-89	22-Jul-89	1Ene-90	24-May-90	1Ago-90	1Jun-91		15 MESES	
45155	GRUPO II - TUBERIAS, VALVULAS Y ACCESORIOS	24-Apr-89	22-Jul-89	1Ene-90	19-Ago-90	1Ago-90	1Mar-91	10 MESES	15 MESES	+ 5 MESES
45158	GR. III - PLANTA TRATAMIENTO AGUA	24-Apr-89	22-Jul-89	1Ene-90	27-Mar-90	1Jun-90	1Ene-91		13 MESES	
45148	GR. I - SERVICIOS AUX. DE CTE. ALTERNATIVA	23-Jan-89	25-May-89	1Dic-89	22-Mar-90	1Jul-90	1Abr-92 (1)		18 MESES	
45149	GR. II - CABLES Y ACCESORIOS	23-Jan-89	25-May-89	1Dic-89	22-Mar-90	1Ago-90	1Jul-91	10 MESES	17 MESES	+ 7 MESES
45150	GR. III - BANDEJAS PORTACABLES	23-Jan-89	25-May-89	1Dic-89	15-May-90	1May-90	1Mar-91		16 MESES	
45151	GR. V. - TRANSFORMADORES AUXIL. 15 Kv	23-Jan-89	25-May-89	1Dic-89	15-Mar-90	1Jul-90	1Ene-92 (1)	6 MESES	18 MESES	+ 12 MESES
45077	DUCTOS DE ALTA TENSION	24-Apr-89	23-Jun-89	1Nov-89	14-Dic-89	1Jul-90	10-Oct-91 (1)		15 MESES	
45020	GR. I - SIST. CONTROL Y PROTECCION C.C.	29-Feb-88	12-Oct-88	1Jun-89	31-Ago-89	1Mar-90	1Sep-91 (1)		25 MESES	
45021	GR. III - SIST. COMUNIC Y FIBRA OPTICA	29-Feb-88	12-Oct-88	1Jun-89	31-Ago-89	1Ago-90	1Feb-92 (1)		20 MESES	
45166	COBERTURA METALICA	20-Sep-89	20-Oct-89	1Ene-90	02-Feb-90	1Mar-90	1Ago-90		6 MESES	

(1) FECHA PROGRAMADA

(2) MESES, INCLUYE UNICAMENTE TRAMITES ADMINISTRATIVOS DESDE LA APERTURA DE LA LICITACION HASTA EL INICIO DE LA OBRA.

FUENTE: EEB-INGETEC, INFORME DE PROGRESO No 38, MARZO DE 1991.
EEB, ESTADISTICAS SUMINISTRADAS POR EL DEPARTAMENTO DE LICITACIONES Y CONTRATOS.

BIBLIOGRAFIA

- ACIEM, El Proyecto Guavio: Criticas y realidades, Bogotá, Mayo de 1991.
- BID, Colombia, Segundo Financiamiento Adicional para el Proyecto Hidroeléctrico del Guavio (CO-0215), Informe de Proyecto, PR 1607, Noviembre de 1987.
- Statement of Approved Loans, Diciembre 1990.
- Fax enviado a la EEB, Estadísticas de Costos y Financiamiento del Proyecto Guavio, Septiembre 13 de 1991.
- BID-E.E.B., Contrato de Préstamo entre el Banco Interamericano de Desarrollo y la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, préstamo No 77/IC-CO, 1982.
- BID - ISA., Contrato de Préstamo No 540/OC-CO, Septiembre de 1988.
- Segundo Financiamiento Adicional para el Proyecto Hidroeléctrico del Guavio, préstamo No 540/OC-10, PR 1607-A, Noviembre de 1987.
- COMISION NACIONAL DE ENERGIA, Capitalización del Sector Eléctrico - Valoración de ISA y CHB - Enero de 1991.
- CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA, Informes Financieros Anuales, 1985-1990.
- Informe Financiero, Febrero de 1989.
- E.E.B., Contratos Nos 3561 y 3554, órdenes de Iniciación de trabajos, Bogotá, Julio - Octubre de 1981.
- Proyecto Hidroeléctrico del Guavio, Documento de evaluación, Junio de 1986.
- Necesidad energética del Proyecto. Alternativas de terminación, Julio 1987.
- Proyecto Guavio, Análisis del Estado del Proyecto, Octubre de 1987.
- Proyecto Hidroeléctrico del Guavio, Dirección del Proyecto, revisión BIRF, Octubre de 1988.
- Convenios del contrato 3561. Consorcio CAMPENON BERNARD, SPIE BATIGNOLLES, Julio 1988.
- Premisas Empleadas para proyectar las inversiones en el Proyecto, Junio de 1989.
- Relación Actas de Acuerdo, Contrato 3554. VIANINI ENTRECANALES, Octubre 1989.
- Generalidades sobre Proyecto Guavio, Junio 1990.
- Resumen Reclamaciones Firmadas, P.H.G. hasta Junio de 1990.
- Causas Atrasos obras civiles y montajes equipos electromecánicos, Octubre de 1990.
- Revista el Observador Cívico, "90 años EEB", Bogotá, 1990.
- Informe de Legalización de Predios, Noviembre de 1990.
- Estadísticas, Estados de Resultados Históricas 1986 - 1990. S.F.
- Informe del Departamento de Adquisición de Predios Proyecto Guavio. Marzo de 1991.
- Información para Crédito BID-LCC U\$ 200 Millones, Bogotá, Julio 10 de 1991.
- P.H.G.- Organización y Dirección del Proyecto. Revisión II, Julio 10 de 1991.
- Informe de Comparación de Presupuestos, P.G. PR-1607 A 1987 y Actual Julio 1991, Bogotá, Julio 23 1991.
- Comparación de costos - Presupuesto inicial y actual, Proyecto Guavio, Julio 1991.
- Información para Crédito BID - LCC, U\$ 200 millones, Bogotá, Julio 1991.

Estadísticas, Proyección Estados de Resultados 1991 - 2000, Septiembre 12 de 1991.

Memoria Sintética Proyecto Guavio, Bogotá, Septiembre de 1991.

Proyecto Guavio, Comparación de Estructuras de Costos, versión preliminar, Revisión II, Bogotá, Septiembre de 1991.

Proyecto Guavio, Informe de Costos Visita BID Sep./1991 - Memoria de las Revisiones a los Presupuestos, Bogotá, Septiembre de 1991.

Evolución de la Deuda 1988 - 1992, Bogotá, S.F.

Informes Financieros Anuales, 1983 - 1990.
Informes Estadísticos Anuales, 1985 - 1990.

Resoluciones y Actas Junta Directiva, varios números, 1979-1980, 1982, 1984-1990.

E.E.B.-INGETEC Informe No. 1 de Adquisición de Predios. Bogotá, Enero, Febrero de 1981.

Proyecto Hidroeléctrico del Guavio, Costos, Financiación y Programa de Construcción - Programación General, Bogotá, Sept. 1980, Enero y Febr. 1981.

Informes de Progreso, Nos 1 - 38.

P.H.G. Demoras y Sobrecostos 1990, Bogotá, Septiembre de 1990.

D.N.P.,

Concepto del D.N.P. ante el Ministerio de Hacienda y Crédito público sobre la iniciación de gestiones por parte de la E.E.E.B. con entidades financieras internacionales de fomento, Bancos Comerciales y Proveedores para financiar parcialmente la hidroeléctrica del Guavio. Documento UIP-DL 627 P018, Bogotá, Mayo de 1980.

Concepto del D.N.P. sobre la garantía de la Nación para respaldar un crédito que suscribirá la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá con el BID para financiar parcialmente el Proyecto hidroeléctrico Guavio.

Documento D.N.P., 1857, VIP. Bogotá, Enero 20, 1982.

Garantía de la Nación para respaldar un crédito Externo que suscribirá la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá con el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento para financiar parcialmente el P.H.G. Documento D.N.P., 1861, VIP. Bogotá, Febrero 11 de 1982.

Crédito BID por US\$340 millones. Documento D.N.P. 2037, UINF. Bogotá, Septiembre 22 de 1983.

Consideraciones para un replanteamiento institucional del Sector Eléctrico. Documento UINF, División de Energía, Bogotá, Julio 18 de 1986.

Garantía de la Nación para respaldar una operación de Crédito Externo que adelanta la E.E.E.B. con OSTERREICHISCHE LANDERBANK ARTIENGESELLSCHAFT, Austria, con destino al Proyecto Hidroeléctrico del Guavio. Documento D.N.P., 2290, VIP. Bogotá, Diciembre 3 de 1986.

Garantía de la Nación para respaldar la operación de crédito que proyecta celebrar ISA con la banca multilateral por US\$360 millones para financiar sus aportes en el Proyecto Guavio. Documento D.N.P., 2373, UINF. Bogotá, Junio 2 de 1988.

Situación Actual del Proyecto Guavio y garantía de la Nación a los créditos que contratará la E.E.E.B hasta por US\$68 millones y FS\$6.5 millones. Documento D.N.P., 2443, UINF, Bogotá, Septiembre 13 de 1989.

D.N.P.-FONADE, Documento de Préstamo para la Realización del Estudio del desarrollo Hidroeléctrico del Proyecto Guavio. Documento D.N.P., 770, UPEC. Bogotá, Julio 9 de 1971.

FEN, Informe Anual 1989, Bogotá, Julio de 1990.

- Situación Financiera del Sector Eléctrico, Bogotá, Abril de 1990. - versión preliminar de Septiembre de 1991.
- Estados Financieros Sector Eléctrico Colombiano 1983-1990, (Avance consolidado, ISA, EEB), Bogotá, Julio de 1991.
- Estadísticas: Prestamos vigentes a 1990; Crédito Externo; Proyecciones deuda externa, interna y estados de resultados Sector Eléctrico, Septiembre de 1991.
- ISA, Programa de expansión del Sistema Interconectado, periodo 1984-1988. Generación y Transmisión, Informe General. Anexos I, II, III y IV. Bogotá, Junio de 1977.
- Sistema Eléctrico Colombiano, Balance Energético Histórico - 1974-1989, Medellín, Noviembre de 1990.
- Información Preliminar de Intercambio de Energía y Potencia para el periodo 1991-2001, correspondiente a la demanda del 3.4% y considerando el Proyecto Guavio en EEB, Fax.
- Sistema Eléctrico Colombiano - Balance de energía e intercambios de potencia, escenario de demanda con sustitución de electricidad por gas, tasa de crecimiento de 3.4% - periodo 1991 - 2000, Medellín, Septiembre de 1991.
- ISA, INGETEC., Proyecto del Río Guavio, Análisis de alternativas de aprovechamiento Hidroeléctrico, Bogotá, Agosto de 1974.
- Contrato No 859, Bogotá, Enero de 1979.
- OCHOA FRANCISCO, Incidencia de los Problemas Institucionales y Financieros en los racionamientos de Energía Eléctrica, Medellín, Mayo de 1985.
- PNUD - BIRF., Conceptos básicos del modelo de gerencia propuesto. HIDROSERVICE, ENGENHANIA DE PROYECTOS LTDA, Medellín, Abril 1985.

- TRUJILLO CARLOS, Sector Eléctrico Colombiano, Situación Financiera Consolidada 1983 - 2000, Febrero de 1991.
- WORLD BANK, Colombia, The Power Sector and The World Bank, 1970-1987, vols I,II y III. Junio de 1991.

333.7932/D419p/Ej. 1

Proyecto hidroeléctrico del Guavio evaluación
ex - post Departamento Nacional de
Planeación

333.7932 D419p Ej. 1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

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