MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

EVALUACION DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO DEL CAUCA MEDIO

ISA

VOLUMEN I

1974

Página

ISA Interconexión Eléctrica S.A.

EVALUACION DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO DEL CAUCA MEDIO

ALTERNATIVAS PARA SU DESARROLLO

VOLUMEN I - INFORME

NOVIEMBRE 1974

INTEGRAL LTDA.
Ingenieros Consultores-Medellín-Colombia.

ESTUDIO PARCIALMENTE FINANCIADO POR EL BIRF Y FONADE

TASA DE CAMBIO

Un Dóllar de los Estados Unidos, igual a 25.50 Pesos Colombianos
Un Peso Colombiano, igual a 4 centavos de dólar de los Estados Unidos.

SIGLAS

CORELCA	Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica.
CHEC	Central Hidroeléctrica de Caldas.
CVC	Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca.
CVM	Corporación Autónoma Regional de los Valles del Magdalena y el Sinú.
ELECTRAGUAS	Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico.
ICEL	Instituto Colombiano de Energía Eléctrica.
IGAC	Instituto Geográfico Agustín Codazzi.
INCORA	Instituto Colombiano de la Reforma Agraria.
INDERENA	Instituto para el Desarrollo de los Recursos Naturales Renovables.
INGEOMINAS	Instituto Nacional de Investigaciones Geológico - Mineras.
INGETRICA	Ingeniería Fotogramétrica Ltda.
ISA	Sociedad de Interconexión Eléctrica S. A.
MOP	Ministerio de Obras Públicas.
SCMH	Servicio Colombiano de Meteorología e Hidrología.

INTEGRAL

INTEGRAL LTDA.

INGENIEROS CONSULTORES

ED. BANCO INDUSTRIAL COLOMBIANO
CARRERA 52 No. 50 20
CONMUTADOR 31 54 00

APARTADO AEREO 30 36
CABLES: INTEGRAL
MEDELLIN COLOMBIA

Medellín, Noviembre 29, 1974

Doctor Germán Jaramillo Olano
Gerente, Interconexión Eléctrica S. A.
Bogotá

Estimado doctor Jaramillo:

En cumplimiento de nuestro contrato ISA No. 069 de Marzo 24, 1971, tenemos el agrado de presentar nuestro informe sobre la evaluación del potencial hidroeléctrico del río Cauca en su curso medio, con identificación de los mejores proyectos para iniciar su desarrollo, trabajo éste que se ejecutó entre Abril de 1971 y Octubre de 1974. El informe consta de los siguientes documentos:

Volumen	I	Informe
Volumen	II	Planos
Volumen	III	Apéndice Geológico
Volumen	IV	Anexos sobre Hidrología, usos de la tierra y estimativos de costo de las obras
Volumen	V	Información Hidrometeorológica

Los estudios ejecutados hasta la fecha permitieron establecer que el cauce medio del río Cauca tiene un potencial hidroeléctrico estimado conservativamente en unos 10 millones de kilovatios, y una generación anual promedia de 49.800 GWh, que equivale a cuatro y media veces la generación eléctrica total del país en el año de 1973. Además, del análisis de diversas alternativas de desarrollo se concluye que la más conveniente y la que con menores costos permitiría la óptima utilización del potencial del río sería la constituída por los siguientes cinco proyectos en serie a lo largo del río, entre La Virginia y Tarazá.

INDICE

Página

Página

Página

Página

Página

RESUMEN

RESUMEN

I. OBJETO Y ALCANCE DEL ESTUDIO

Como su título lo indica, el estudio encomendado a INTEGRAL LTDA tuvo como objetivo principal la evaluación del potencial hidroeléctrico del río Cauca entre las poblaciones de La Virginia y Caucasia, y la identificación de los proyectos de mayor prioridad para concentrar en ellos los estudios de factibilidad y los correspondientes diseños.

Como parte del trabajo se recolectó la información disponible sobre hidrología, cartografía, geología y suelos, sismología, uso de la tierra, navegación, etc., la que fue complementada con trabajos ejecutados dentro del presente estudio, entre los cuales cabe destacar la instalación de una red hidrometeorológica a lo largo del río y sus afluentes más importantes, el establecimiento de una red de control geodésico, el levantamiento de una poligonal nivelada siguiendo el cauce del río, la preparación de nuevos planos aerofotogramétricos a escala 1:10.000 para las áreas de embalse y a escala 1:2.000 para los sitios en donde estarían ubicadas las presas y centrales. Además, se hizo un levantamiento geológico de superficie de todos los sitios estudiados y una evaluación preliminar de la sismicidad de la zona, pero no se llevaron a cabo investigaciones detalladas del subsuelo mediante perforaciones profundas.

El alcance de los trabajos de ingeniería cubrió las siguientes actividades básicas: a) Análisis de la información obtenida y estudio de los caudales del río y del régimen de precipitación sobre la hoya para reconstruir los caudales mensuales en los sitios de interés durante el período histórico 1946-73, con base en los cuales y mediante un modelo matemático se simuló la operación conjunta de cada una de las alternativas analizadas para el desarrollo hidroeléctrico del Cauca Medio, a fin de establecer su potencial hidroeléctrico global y el de cada uno de los proyectos propuestos para su desarrollo. b) Reconocimiento y estudio de todos los posibles sitios para construcción de presas y centrales. c) Formulación de alternativas de desarrollo y preparación de anteproyectos y esquemas preliminares de las obras que las constituyen. d) Preparación de estimativos de costo de construcción de las obras, incluyendo costos de tierras, relocalización de obras existentes, poblados, etc.

e) Selección de la alternativa más económica y ventajosa. f) Análisis económico de las varias secuencias de construcción para las obras que constituyen la alternativa seleccionada, con base en el cual se definieron los proyectos prioritarios, que se identifican más adelante.

II. EL RIO CAUCA Y SU CAUCE MEDIO

El río Cauca forma parte principal del sistema hidrográfico del río Magdalena y recoge la escorrentía de la zona comprendida entre las cordilleras Occidental y Central, con un área tributaria de 58.510 km2. La cuenca es de forma muy alargada, con una amplitud media de 75 kilómetros entre cordilleras, pero con una extensión de unos 1.200 km, que va desde el paralelo 2º hasta el 9º al norte del Ecuador. El rio tiene su nacimiento en el Macizo del Buey, al sur de la ciudad de Popayán y corre en dirección general sur-norte hasta encontrar el río Magdalena en el Brazo de Loba.

La cuenca del río se divide en cuatro sectores de características bien definidas, así: a) el Alto Cauca que va desde las cabeceras del rio hasta la iniciación del Valle del Cauca, con una longitud de 170 km y un cambio de nivel de 4.000 a 1.000 metros sobre el nivel del mar. b) El Valle del Cauca, en el valle que lleva su nombre, en el cual recorre un trayecto de unos 360 km hasta el antiguo puerto de La Virginia, donde el río desciende solo 100 metros hasta la cota 900. c) El Cañón del Cauca o Cauca Medio en el cual el río inicia un fuerte descenso de unos 400 km desde La Virginia hasta Tarazá, en el norte del Departamento de Antioquia, con una cota de 90 metros sobre el nivel del mar. Este trayecto se caracteriza por la pronunciada pendiente de sus laderas y por la presencia de cañones estrechos y profundos a lo largo de su cauce, y d) El Bajo Cauca en donde el río abandona el cañón y se abre en una zona de suave topografía con terrenos ligeramente ondulados, planos o cenagosos, con una longitud de unos 260 km hasta su desembocadura en el río Magdalena. Las áreas aproximadas de las cuencas hidrográficas tributarias del Cauca se discriminan así:

	Hoya Hidrográfica (km2)	
	Parcial	Acumulada
Alto Cauca	5.451	5.451
Valle del Cauca	17.363	22.814
Cauca Medio	15.993	38.807
Bajo Cauca	19.703	58.510

Desde el punto de vista hidroeléctrico, indudablemente el sector de mayor interés es el del Cauca Medio, en donde el río desciende más de 800 metros en una distancia de 400 km y en el cual existen varios sitios de características favorables para la construcción de presas y centrales hidroeléctricas. Por otra parte, en ese sector y a la altura de Puerto Valdivia se acerca al Cañón del Cauca su más importante tributario, el río Nechí, lo que permite mediante una desviación de 11. 5 km utilizar un salto de 465 metros y un caudal promedio de 108 m3/s para instalar una central de unos 750 MW.

Geomorfología. La configuración del cauce medio del río Cauca permite dividirlo geomorfologicamente en cinco sectores, a saber: 1. Sector del Departamento de Caldas y sur de Antioquia, comprendido dentro de lo que se conoce como la provincia volcánico-sedimentaria, en donde el valle se caracteriza por laderas moderadamente empinadas y pendientes medias del río, con escasos meandros y algunos depósitos aluviales. En este sector se presentan algunos rápidos y saltos en cañones estrechos que se forman al atravesar el río los cuerpos volcánicos cristalinos. 2. Sector Bolombolo-Liborina, en el cual el valle ha sido cortado principalmente dentro de rocas metamórficas e ígneas muy fracturadas. La morfología del valle en esta zona obedece a un control estructural determinado por fallas, razón por la cual el río corre en tramos con alineamientos aproximadamente rectilíneos, en parte con laderas escarpadas, pero por regla general dentro de secciones más amplias que las del sector anterior. 3. Sector Liborina-Puerto Valdivia, comprendido dentro del núcleo de rocas metamórficas de la Cordillera Central, que se caracteriza como la porción más profunda y escarpada de todo el valle medio del río Cauca. 4. Sector Puerto Valdivia-Cáceres que cruza el mismo complejo de las formaciones metamórficas, pero debido a que éstas fueron afectadas tectónicamente por la Falla de Romeral (o posiblemente la gran falla como se explica en el Volumen III), el río ha podido labrar con mayor amplitud su valle; en casi todo su curso corre por tramos aproximadamente rectilíneos. 5. Sector al norte de Cáceres en el cual el río se interna en las formaciones sedimentarias, formando amplios meandros y extensas llanuras inundables.

El valle medio del Cauca corresponde a una fosa tectónica compleja, con fracturas producidas por los esfuerzos generados del relajamiento de las presiones orogénicas durante el tiempo Plioceno-Pleistoceno, en la cual se han identificado claramente varias fallas importantes con dirección longitudinal a lo largo del río, algunas con características activas, entre las cuales cabe mencionar las de Sabanalarga, Espíritu Santo, Romeral, Cauca, Santa Rita y Arma.

Hidrología. Sobre el régimen de caudales del río Cauca en su cauce medio influyen favorablemente dos factores que contribuyen a una óptima utilización de su potencial hidroeléctrico. En primer lugar, la máxima precipitación sobre la hoya del Cauca se presenta precisamente en el tramo correspondiente a su cauce medio, en donde la precipitación anual aumenta gradualmente hacia el norte, desde unos 1.600 mm en La Virginia, a 3.000 mm en Puerto Valdivia, en el extremo norte del cañón.

En segundo lugar, por razón de la gran extensión de la hoya del río y su forma alargada, orientada de sur a norte entre los paralelos 2° y 9°, existe sobre el régimen de escorrentía una marcada influencia del movimiento de la faja ecuatorial de baja presión, denominada Frente Intertropical de Convergencia, asociado con la convergencia de los vientos alisios norte y sur. La zona de baja presión da lugar a que se presente un período de alta precipitación sobre la región que atraviesa, a medida que se va desplazando, como se pudo comprobar al analizar los registros mensuales de precipitación en la ciudad de Medellín (latitud 6°15´N) y los de la estación La Manuelita, en la latitud 3°35´N, que cuentan con registros de lluvias desde principios del siglo. Como consecuencia de este régimen variable de precipitación a lo largo de la hoya del río Cauca, se presenta también una variación en el ciclo anual de escorrentía, que hace que cuando en el norte de la hoya del Cauca se presentan sequías a principios del año, éstas sean mucho menos severas en el sur de la hoya; lo mismo se presenta, pero en forma inversa, a mediados del año. Por esta razón existe una regulación natural de los caudales del río, que hace que no se presenten en el Cauca las fuertes sequías que se presentan en otras hoyas, en las cuales no existe esta diversidad hidrológica causada por el frente intertropical.

Para el río Cauca existen registros de caudales en varias estaciones, con diferentes períodos de observación, algunos desde 1934. Sin embargo, para su cauce medio, aparte de los valores registrados por la nueva red limnigráfica, que cubre el período 1971-1974, solo existen registros de mayor duración en dos estaciones, la de La Virginia, al sur de la hoya con datos desde 1946, y la de Puerto Valdivia, con registros desde 1961 a 1967 y de 1970 a la fecha. Por lo tanto, fue necesario reconstruir los caudales en los sitios de interés, con base en los caudales de la Virginia para el período histórico 1946-73, mediante un análisis completo de las características meteorológicas, fisiográficas e hidrográficas de la cuenca y una regionalización del período hidrológico anual para

reconstrucción de caudales mensuales, teniendo en cuenta el efecto del Frente Intertropical de Convergencia. La bondad de los procedimientos adoptados y de los resultados de los mismos se verificó mediante la comparación de caudales reconstruídos por dichos procedimientos para las estaciones de La Pintada y Puerto Valdivia, a partir de los registros de La Virginia, y los caudales registrados en aquellas durante el período 1970 a 1973, habiéndose encontrado una gran concordancia entre los valores estimados y los valores registrados, con errores que en general no pasan del 10%.

A título informativo, los caudales promedios anuales en los extremos del cauce medio del Cauca y en un sitio intermedio, durante el período 1946-73, son como se indica a continuación:

Sitio	Caudal promedio m3/s
La Virginia	555
Cañafisto (localizado entre La Pintada y Santa Fé de Antioquia)	1.035
Puerto Valdivia	1.218

Población y uso de la tierra. En términos generales, la densidad de población en el cauce medio del río Cauca es relativamente baja, siendo mayor en el extremo sur de la hoya y casi nula en la parte más encañonada del río,entre Santa Fé de Antioquia y Puerto Valdivia. Los mayores centros urbanos cercanos al río son, de sur a norte, La Virginia, La Pintada y Santa Fé de Antioquia, pero ninguno de ellos será afectado por los embalses propuestos.

Desde el punto de vista del uso actual que el hombre ha dado a la tierra a lo largo del cauce medio del río Cauca, y de la influencia que los proyectos propuestos tendrían sobre las tierras, cultivos, poblados y obras existentes, el cauce medio del río Cauca puede dividirse en las siguientes zonas:

a. Zona central de Caldas. Corresponde a una región ondulada, con partes escarpadas y valles aluviales, en la cual predominan los suelos de origen volcánico. El principal producto del área es el café, pero la mayoría de los sembrados está por fuera de las áreas inundables. Después del café, la industria más importante de la zona es la ganadería extensiva y algunos productos agrícolas, en su mayoría destinados al autoconsumo y a los mercados locales.

En este sector de río está localizada la central hidroeléctrica de San Francisco, pero ésta no sufrirá ningún perjuicio como resultado del desarrollo hidroeléctrico del Cauca. En esta zona se inundaría la vía férrea construída sobre la margen derecha del río y las estaciones correspondientes. También se inundaría el puente y la población de Arauca. Se estima que en esta área habría necesidad de relocalizar unos 1.500 habitantes.

b. Zona Irra-La Pintada. Esta zona está constituída por terrenos abruptos de cenizas volcánicas y suelos derivados de rocas ígneas y metamórficas. La mayoría de los suelos está en proceso de formación y la ganadería extensiva constituye su principal explotación económica, seguida por la agricultura que se practica en forma rudimentaria en parcelas cuya modalidad de tenencia es el minifundio. En esta zona se inundaría el ferrocarril existente en la margen derecha del río, la carretera Troncal de Occidente entre La Pintada y La Felisa, y la carretera en construcción entre La Felisa e Irra. Sin embargo, no se inundarían poblaciones importantes que impliquen un problema de movilización humana a grande escala, pero sí todas las estaciones del ferrocarril y otros asentamientos humanos que requerirían relocalizar una población del orden de 1.100 habitantes.

c. Zona La Pintada-Bolombolo. Esta zona es económicamente la región más importante del cañón del Cauca Medio y está constituída por suelos residuales entre ondulados y planos, en su mayoría de textura fina pero pedregosos. La principal actividad económica de la región es la ganadería, especialmente la de ceba. Los proyectos propuestos inundarían buenas tierras ganaderas y la línea férrea entre La Pintada y la quebrada Sinifaná, incluyendo sus estaciones, y los corregimientos de Bolombolo y El Golpe. También habría que reconstruir el carreteable que por la margen izquierda del río comunica a Puente Iglesias con Anzá y Santa Fé de Antioquia. La población total que habría que relocalizar se estima en unas 1.600 personas.

d. Zona Santa Fé de Antioquia. En las vecindades de Santa Fé de Antioquia existen algunos cultivos bien explotados con sistemas de riego, pero el resto de la zona corresponde a suelos degradados con topografía ondulada y susceptibles a la erosión, que se han dedicado a la ganadería y a una agricultura inadecuadamente explotada. Los embalses proyectados inundarían el carreteable que por la margen izquierda del río comunica a Santa Fé de Antioquia con Anzá, parte de la vía entre el corregimiento de Sucre y la población de Olaya y las obras de aproximación

al puente del paso real, en la carretera Medellín-Santa Fé de Antioquia. Se estima que habría que relocalizar menos de 800 personas, diseminadas a lo largo del río, al inundar la zona por los embalses propuestos.

e. Zona Santa Fé de Antioquia-Puerto Valdivia. Esta zona es fuertemente escarpada y sus suelos son de muy baja calidad. Con excepción de las tierras localizadas más cerca a Santa Fé de Antioquia, las cuales se dedican a ganadería extensiva, el resto de la zona está prácticamente inexplotada y en ella no existen carreteras ni poblados, a excepción de algunas viviendas aisladas de colonos que habitan la región. Solo se inundaría el puente de Pescadero y los accesos al mismo de la carretera que comunica a Medellín con Ituango. Se estima en unos 1.250 habitantes la población que habría que relocalizar.

f. Zona Puerto Valdivia-Tarazá. Corresponde a la zona de transición entre el Cañón del Cauca y el Bajo Cauca, con abundante precipitación y suelos de origen aluvial y sedimentario, con relieve plano u ondulado. La zona tiene un buen potencial para ganadería y desde el punto de vista agrícola, el área está en la etapa de colonización. Los proyectos propuestos inundarían parte de la Troncal de Occidente entre Puerto Valdivia y Tarazá, como también el corregimiento de Puerto Valdivia y el puente del mismo nombre para la carretera Troncal. En esta zona habría que relocalizar una población del orden de 2.100 habitantes.

g. Zona de Nechí. El área en donde se haría la desviación del río Nechí corresponde a una zona de bosque natural, completamente despoblada y deshabitada, con terrenos fuertemente escarpados, no aptos para agricultura.

Navegación y pesca. Aunque en el Bajo Cauca la navegación y la pesca son actividades socio-económicas importantes, en el cauce medio del río la navegación prácticamente no existe, y la pesca es muy limitada y se efectúa principalmente para fines deportivos y de subsistencia. Por lo tanto, es de esperar que la creación de presas para el desarrollo hidroeléctrico del cauce medio del río no producirá efectos adversos. Por el contrario, la creación de grandes lagos podrá servir para fomentar la navegación y para implantar y cultivar a escala industrial nuevas variedades de peces.

III. ALTERNATIVAS DE DESARROLLO Y ESTUDIOS DE ENERGIA

Para el estudio de las posibles alternativas para el desarrollo hidroeléctrico del río Cauca entre La Virginia y Caucasia se consideraron todos aquellos sitios de condiciones favorables para la construcción de presas y centrales hidroeléctricas. La escogencia preliminar de estos sitios se basó en la información topográfica y geológica disponible, en reconocimientos aéreos y terrestres, en las limitantes que existen para los niveles de inundación de los embalses, en las facilidades de acceso, etc. Posteriormente se fue restringiendo el número de los sitios inicialmente escogidos, y por lo tanto el número de proyectos alternativos, a aquellos con características más favorables, que siguiendo el curso del río fueron los siguientes:

Xarrapa
Bocache
Farallones
Cañafisto
Carquetá
Ituango
Bredunco
Apaví

Además de estos proyectos, se incluyó dentro del estudio la desviación del río Nechí hacia el Cauca, a la altura de Puerto Valdivia, mediante una presa en el río Nechí, túneles de conducción y la correspondiente central hidroeléctrica. Con esta desviación es posible aprovechar el potencial hidroeléctrico existente entre el río Nechí y el Cauca para instalar unos 750 MW, a más de que el caudal desviado servirá para aumentar la generación en la central de Apaví, en el extremo norte del cauce medio del río Cauca.

El estudio de alternativas se restringió finalmente a las cinco posibilidades más representativas, a las cuales se llegó después de haber analizado preliminarmente otras que posteriormente se encontró que no ofrecían ventajas comparativas. La primera alternativa considera la construcción de una central en cada uno de los ocho sitios mencionados atrás y en las alternativas siguientes se van sustituyendo dos centrales consecutivas por una sola con una presa más alta construída en el sitio de la de aguas abajo, a menos que existan limitaciones que no lo permitan. Así,

la alternativa No. 2 considera la sustitución de Bocache y Farallones por un solo proyecto en Farallones, en tanto que la alternativa No. 3 contempla la sustitución en la alternativa anterior de los proyectos de Carquetá e Ituango por una sola central de mayor salto en el sitio de Ituango. La alternativa No. 4 contempla las presas de mayor altura, o sea las de la alternativa No. 3 y una central alta en Apaví, en lugar de las centrales de Bredunco y Apaví. Finalmente, en la alternativa No. 5 se estudia el efecto de construir presas de menor altura en el extremo aguas arriba del río, en combinación con presas de mayor altura en su tramo inferior.

Asímismo, para el proyecto de Nechí se estudiaron cuatro alternativas de regulación mediante la construcción de presas de diferente altura, y se hizo un análisis económico para establecer la solución más aconsejable. Además, se consideró la influencia que sobre la cota de restitución del desarrollo hidroeléctrico de Nechí tenían presas de diferentes alturas en el río Cauca.

Por tratarse de un desarrollo escalonado, cuyas alternativas contemplan diferentes volúmenes de embalses y alturas de presas, para los análisis de energía fue necesario simular la operación total y conjunta del sistema, ya que cada proyecto tiene influencia sobre los restantes. A tal fin, se preparó un modelo matemático que simula mes a mes la operación de los embalses y calcula la energía producida en cada una de las centrales, con base en el regimen hidrológico del período 1946-1973, que incluye el mayor estiaje registrado en el país (1958-1959). Mediante esta simulación, en primer término se calculó para cada alternativa la "potencia primaria", o sea la potencia promedia continua que puede generarse durante el período crítico de estiaje, o la energía garantizable en cualquier época.

Después de haber determinado la potencia primaria de cada una de las centrales y de las alternativas globales de desarrollo, se procedió a establecer la "capacidad firme" de las mismas, para lo cual se supuso que en las condiciones más adversas de operación (embalses a mínimo nivel) el conjunto de plantas de cada alternativa debería operar con un factor de planta similar al factor de carga anual del sistema interconectado, o sea 0, 56. Definido lo anterior, la "capacidad nominal," o sea la potencia que dan las centrales con un salto equivalente a la altura media del embalse útil, será una consecuencia de la primera, en función de la variación de salto y de las características propias de las máquinas.

Finalmente y después de haber seleccionado la capacidad instalada de las centrales, se procedió a simular la operación de las plantas con los caudales mensuales del período histórico 1946-1973, para establecer la energía promedia que puede generarse en las plantas del Cauca.

En el Capítulo VII se presentan los resultados de los análisis de energía para cada una de las alternativas estudiadas y en el acápite siguiente se dan los datos para la alternativa recomendada.

IV ALTERNATIVA RECOMENDADA Y CARACTERISTICAS BASICAS DE LA MISMA

Para cada alternativa de desarrollo se prepararon anteproyectos de las presas y obras de cada central y de los trabajos complementarios, con base en los cuales se elaboraron los correspondientes estimativos de costo, que sirvieron para comparar las alternativas entre sí, para lo cual se utilizaron los siguientes criterios:

1. Producción de "potencia primaria" de las alternativas y costo relativo de la misma.
2. "Capacidad nominal" de cada alternativa y su respectivo costo unitario.
3. "Capacidad firme" del desarrollo y costo unitario de la misma.
4. Generación promedia de energía y costo relativo de la misma.

Mediante estos criterios se llegó a la conclusión de que la alternativa más conveniente sería la No. 4, constituída por los proyectos que se indican a continuación, con sus principales características.

PROYECTO	PRESA Tipo	Altura m	Cota embalse	CENTRAL Tipo	Cap. inst. MW	No. de unidades
Xarrapa	Lleno	66	887	Superf.	330	4
Farallones	Lleno	219	806	Superf.	2.120	10
Cañafisto	Lleno	110	573	Superf.	1.600	12
Ituango	Grav.	241	447	Subterr.	3.860	16
Apaví	Lleno	120	200	Superf.	1.920	14
TOTAL CAUCA					9.830	
Nechí	Lleno	110	680	Subterr.	750	6

Las características de salto y embalse de estos proyectos son las siguientes:

PROYECTO	Salto Máximo m	Salto Mínimo m	Salto de diseño m	Embalse total mill. m3	Embalse util mill. m3
Xarrapa	56, 9	56, 9	56, 9	230	0
Farallones	206, 0	133, 0	178, 0	4.560	3.290
Cañafisto	99, 2	64, 2	85, 2	2.940	1.720
Ituango	228, 0	171, 0	206, 0	4.500	2.720
Apaví	104, 5	78, 5	91, 5	3.000	1.310
TOTAL CAUCA	694, 6			15.230	9.040
Nechí	465, 0	394, 0	424, 0	250	210

Mediante los estudios de simulación hechos por medio del modelo matemático mencionado anteriormente se encontró que la generación de energía en estos proyectos sería como se indica a continuación:

PROYECTO	CAPACIDAD Nominal MW	CAPACIDAD Firme MW	POTENCIA Primaria MW	POTENCIA Promedia MW	FACTOR DE PLANTA Período Crítico	FACTOR DE PLANTA Promedio
Xarrapa	330	330	180	244	0, 55	0, 74
Farallones	2.120	1.270	710	1.247	0, 56	0, 59
Cañafisto	1.600	1.010	565	838	0, 56	0, 52
Ituango	3.860	2.800	1.570	2.170	0, 56	0, 56
Apaví	1.920	1.510	850	1.190	0, 56	0, 62
TOTAL CAUCA	9.830	6.920	3.875	5.689	0, 56	0, 58
Nechí	750	698	221	390	0, 32	0, 52
TOTAL	10.580	7.618	4.096	6.079	0, 54	0, 57

Conviene anotar que aún existen algunos interrogantes sobre la conveniencia de construir una presa alta en Apaví, dada la presencia en el sitio de algunas fallas que podrían ser activas, y la existencia de varias zonas bajas en la periferia del embalse, que requieren topografía y trabajos de campo para estimar su verdadero costo. De no encontrarse aconsejable la construcción de una presa alta en Apaví, habría que sustituir ésta por una presa más pequeña en la misma zona y otra presa en el sitio de Bredunco, cuyo embalse llegaría hasta la cota de restitución de la central de Ituango. Esto correspondería a la alternativa III, que sigue a la IV en orden de preferencia y cuyos costos no son sensiblemente mayores que los de ésta. Sería conveniente, por lo tanto, proceder en forma inmediata con el estudio de la evaluación de las fallas y con la topografía e investigación del subsuelo de las zonas bajas en la periferia del embalse, como también con una mejor investigación del subsuelo en el sitio de la presa, para definir de una vez por todas la posibilidad y conveniencia del proyecto de mayor altura.

Debe tenerse en cuenta que la capacidad que se ha adoptado en este informe para las diferentes centrales del río Cauca es la capacidad mínima económicamente instalable para fines de comparación de las alternativas y selección de los proyectos de mayor prioridad. Por lo tanto, los futuros estudios del río Cauca deberán revaluar las capacidades que aquí se proponen, a la luz de un conocimiento más avanzado en cuanto a las fechas en que podrían entrar los varios proyectos

y en cuanto a las necesidades de capacidad de pico y reserva del sistema, y a la economía relativa de instalar esta capacidad en las centrales del Cauca, en comparación con otros proyectos alternativos. De otro lado, no hay duda que en un futuro más lejano habrá que incrementar en forma apreciable la capacidad de las centrales del Cauca, cuando el sistema disponga de un mayor contenido de energía térmica que requiera o justifique la operación de estas centrales para atender los picos de carga.

V. ESTIMATIVO DE COSTOS

Los estimativos de costos de estos proyectos, expresados en dólares de los Estados Unidos con base en una tasa de cambio de 25,50 pesos por dólar y obtenidos de los anteproyectos elaborados para estas obras, son como se indica a continuación:

Central	Costo millones de US$
Xarrapa	224,05
Farallones	604,72
Cañafisto	484,22
Ituango	818,84
Apaví	619,97
Subtotal proyectos del Cauca	2.751,80
Nechí	263,10
Total del desarrollo	3.014,90
Líneas de interconexión entre centrales	61,68
TOTAL GENERAL	3.076,58

Los estimativos anteriores incluyen los costos de construcción de las obras y los de fabricación e instalación de los equipos, como también los costos de tierras, indemnizaciones y relocalización de poblaciones, vías y otras obras en las áreas inundables.

Estos estimativos incluyen un margen de imprevistos equivalente al25% del costo de las obras civiles y 15% de los equipos, y un margen adicional para ingeniería y administración del 10% del costo de las obras civiles y 8% de los equipos. Sin embargo, no incluyen costos financieros. Los estimativos anteriores fueron preparados a nivel de precios de mediados de 1974 y no contemplan márgenes para escalación de precios en el futuro.

En general y con excepción del proyecto de Xarrapa, que es un proyecto de alto costo relativo, en el momento actual, por razón de las limitantes topográficas y geológicas del sitio y del reducido tamaño de la central, los demás proyectos que se proponen a lo largo del río Cauca son proyectos económicos, si se juzgan a la luz de los actuales costos de centrales hidroeléctricas semejantes en el país.

VI. SECUENCIA DE CONSTRUCCION Y PROYECTOS PRIORITARIOS

Para definir el orden como deberían acometerse los diferentes proyectos a lo largo del río Cauca, y para determinar la prioridad relativa de los mismos, se analizaron desde un punto de vista económico las varias secuencias posibles de construcción de estos proyectos, como se explica en forma detallada en el Capítulo XIII de este informe.

Para el análisis se utilizó la curva de crecimiento eléctrico recientemente adoptada por ISA-CORELCA y se supuso que los proyectos del Cauca entrarían, a medida que los requiera el sistema, a partir de principios de 1985. En esta forma, la totalidad de los proyectos propuestos quedaría copada a principios de 1994. La entrada de plantas y unidades se programó en forma tal que atendieran permanentemente las necesidades de "potencia primaria" y "capacidad firme" del sistema, teniendo en cuenta que de acuerdo con el tiempo requerido para llevar a cabo los estudios de factibilidad, diseños y construcción de los proyectos, las únicas centrales que podrían entrar a principios de 1985 serían las del Nechí y Cañafisto. Las centrales de Farallones, Ituango y Apaví sólo podrían entrar en 1986, si se inician estudios de factibilidad a principios de 1975 y se procede sin dilación con la ejecución de estos proyectos. Además, por ser Xarrapa un proyecto relativamente costoso, se programó como el último de la serie en todas las secuencias analizadas.

La comparación de las diferentes secuencias se hizo con base en el "valor presente" o "valor capitalizado" de los desembolsos anuales requeridos para la ejecución de los proyectos. Además, como la generación de energía secundaria durante el período de construcción es diferente para las varias secuencias, se estimó también el "valor presente" del costo del combustible que podría ahorrarse entre 1985 y 1994 por sustitución de energía térmica por energía hidráulica, con base en la generación de energía secundaria de los proyectos del Cauca. En esta forma se encontró que la secuencia más conveniente sería la siguiente:

1. Nechí
2. Cañafisto
3. Ituango
4. Apaví
5. Farallones
6. Xarrapa

Si se pretende atender con las centrales del Cauca los requerimientos eléctricos del país a partir de 1985, es indispensable iniciar a principios de 1975 los estudios de factibilidad para los proyectos de Nechí, Ituango y Cañafisto, y simultáneamente profundizar un poco más los diseños de la presa de Apaví para fijar su altura, ya que el nivel de este embalse controla la cota de restitución de la central de Nechí. En esta forma, el cronograma de estudios y ejecución de los proyectos prioritarios podría ser como se indica a continuación:

PROYECTO	Termin. estudios factib., decisión proyecto	Licit. accesos y obras preparatorias	Licitación presa	Entrada en servicio
Nechí	Dic. 1977	Julio 1978	Oct. 1979	Ene. 1985
Cañafisto	Jun. 1978	--	Ene. 1980	Ene. 1986
Ituango	Oct. 1978	Oct. 1979	Julio 1980	Julio 1987

VII. RECOMENDACIONES

Los estudios realizados hasta el presente, permiten formular las siguientes recomendaciones:

1, Que dadas las favorables características de los proyectos que se proponen, conjuntamente con el gran potencial hidroeléctrico del río Cauca y la forma económica como estos proyectos pueden ser desarrollados, se consideren seriamente las centrales del Cauca como posibles fuentes de generación para atender el crecimiento eléctrico del país a partir de 1985. En la misma forma, se recomienda que en la formulación de políticas a largo plazo relacionadas con la electrificación del país se consideren los proyectos del Cauca como uno de los mejores recursos hidroeléctricos que tiene el país.

2. Que se continúe con la operación de la red de estaciones meteorológicas, hidrológicas y fluviométricas instaladas en la hoya del río Cauca y con la recopilación e interpretación de la información suministrada por ellas.

3. Que se proceda a la mayor brevedad con un estudio detallado de la sismicidad del cauce medio del Cauca, y específicamente del área de Apaví, conjuntamente con el estudio de las zonas bajas de este embalse, para definir en forma más precisa si es conveniente o no construir una presa alta en este sitio.

4. Que a principios de 1975 se proceda con los estudios de factibilidad para los proyectos de Nechí, Cañafisto e Ituango, paralelamente con los estudios que se recomiendan en el numeral anterior.

5. Que cualquiera que sea el sistema que adopte ISA para adelantar los estudios anteriores se establezca una cuidadosa coordinación entre las entidades que lleven a cabo dichos estudios, y una dirección general de los mismos, dadas las estrechas inter-relaciones que existen entre estos proyectos que utilizan un mismo recurso en forma escalonada. Asímismo, es necesario establecer criterios uniformes de diseño para los diferentes proyectos individuales y para la concepción global del desarrollo.

RECONOCIMIENTOS

Para este estudio se contó con la colaboración muy valiosa de varios subcontratistas, entidades, asesores especiales, y personal de ISA y de INTEGRAL LTDA. Sería difícil enumerarlos a todos, pero se considera de justicia mencionar por lo menos a los que más contribuyeron al éxito del trabajo.

Subcontratistas. El Servicio Colombiano de Meteorología e Hidrología-SCMH- se encargó del montaje y operación de las estaciones hidrometeorológicas en la hoya y de la organización de los datos correspondientes; el Instituto Geográfico Agustín Codazzi -IGAC- ejecutó la red de control geodésico; Levantamientos Planimétricos llevó a cabo la poligonal de control y nivelación a lo largo del río; e Ingeniería Fotogramétrica Ltda. estuvo a cargo de las restituciones aerofotogramétricas para las áreas de presas y embalses. También prestaron servicios ocasionales de helicópteros y avionetas las firmas Helicol, Aero-Quindío, Aerovías Regionales de Colombia y Maderas y Chapas de Nariño. Los señores Marcelino Palacio B., Guillermo Baena O. y Horacio Herrera colaboraron en la reproducción y edición del informe.

Entidades. Entre las entidades que suministraron datos hidrometeorológicos utilizados para el estudio cabe mencionar al SCMH, ICEL, CVC, Departamento de Antioquia, Empresas Públicas de Medellín, Federación Nacional de Cafeteros y Compañía Nacional de Chocolates. Las siguientes entidades suministraron planos geológicos, aerofotografías y datos sismológicos: IGAC, INGEOMINAS, Facultad Nacional de Minas y el Instituto Geofísico de los Andes. Planos agrológicos y de bosques y algunos datos relacionados se obtuvieron del IGAC y de la Secretaría de Agricultura de Antioquia. En cuanto a equipos electromecánicos se recibió la colaboración de los siguientes firmas y entidades: Escher Wyss, Nohab, Embajada de la URSS en Colombia, Franco Tosi, Kvaerner Brug A/S, Asgen, Boving & Co. Ltda., AEG, Westinghouse de España, Westinghouse Electric International, Brown Boveri, ASEA, Alsthom-Savoisienne, Alsthom Belfort, General Electric y Parsons Peebles.

Asesores especiales. Para la ejecución del trabajo se contó permanentemente con la colaboración de un grupo de asesores especiales formado por J. Barry Cooke, James L. Sherard y Richard E. Goodman quienes en grupo e individualmente hicieron revisiones periódicas del trabajo o de aspectos específicos del mismo. En los aspectos de ecología se contó con la colaboración del doctor César Pérez F, y en los de hidrología y simulación del sistema prestaron su asesoría los ingenieros Jaime Millán A. y José Manuel Mejía M.

ISA. En todo momento se contó con una estrecha y oportuna colaboración del personal de ISA, especialmente de los ingenieros José María Piedrahíta, anterior Gerente, Germán Jaramillo O., Subgerente Técnico, Javier Restrepo T. y Alvaro Ochoa M., jefes anterior y actual del Departamento de Plantas, Pedro Trillos N. jefe del Departamento Eléctrico, Elkín Molina E. y Rodolfo Oñoro C., Ingenieros del Departamento de Plantas.

INTEGRAL. Por otra parte de INTEGRAL, los ingenieros más vinculados al proyecto fueron los siguientes: José Tejada S., Gerente, quien tuvo la concepción inicial del proyecto y periódicamente aportó ideas sobre el mismo; Oscar Mejía V., Gerente Técnico encargado de la dirección técnica del proyecto; Hernando Cadavid C., Director del Proyecto, encargado de las relaciones con ISA, supervisión de subcontratistas y aspectos administrativos; Pablo Bravo R., encargado de estudios de energía y de la edición del informe; Fabio Villegas G., Jefe del Departamento de Presas, encargado de la escogencia de sitios y diseño preliminar de las presas y centrales para los diferentes proyectos del desarrollo y de la coordinación con los asesores especiales; Alvaro Villegas M., Jefe del Departamento Electromecánico, en la dirección del equipo a cargo del dimensionamiento y diseño preliminar de los equipos mecánicos y eléctricos; Jaime Millán A., quien dirigió los estudios hidrológicos y elaboró el modelo de simulación; Walter Botero L. y Roberto Dávila A., quienes dirigieron los diseños de las vías y obras anexas, y José Hilario López A., encargado de los reconocimientos y estudios geológicos.

En el diseño preliminar de presas y centrales trabajaron Luis Miguel Isaza U., Darío Ceballos B., Luis Yezith Arbeláez A., Marco Aurelio Paz V., Jesús Quintero Q., Gustavo López S., Oscar Londoño A. y Sergio Tejada J. En los aspectos relativos a selección y dimensionamiento de equipos colaboraron los ingenieros Roberto Hincapié R., Adrián Laverde G., Luis Eduardo Quiñonez Q., Allen Palacio P., Jorge Alberto Restrepo M., Alberto Salazar M. y Jaime Rosero H. Participaron además en los estudios hidrológicos, simulación del sistema y estudios de energía Raul Mesa S., Alonso Rhenals F. Fernando Arango I. y Pedro Juan Restrepo P. En los estudios geológicos participaron también Fernando Montero D., y Rodrigo Alvarez A. En el estudio de relocalización de vías y estructuras se contó con la colaboración de Rodrigo Foronda A., Tomás Castrillón O., Andrés Londoño G. y William Múnera T. En los trabajos de topografía, cartografía y supervisión de subcontratistas colaboraron Horacio López G., Luis Guillermo Agudelo C., David Horfan R. y Jesús Vallejo B. En los aspectos de uso de la tierra y consideraciones ecológicas se contó con la colaboración de Gustavo Barbotto M.

Además de los ingenieros mencionados, participó un importante grupo de auxiliares de ingeniería, topógrafos, personal administrativo y dibujantes entre los cuales pueden destacarse los siguientes: Raul Prieto M., Gabriel Cárdenas J., Jorge A. Zapata S., Marielena Sierra M., Beatriz Villa R., Guillermo Cadavid S., Orlando Jiménez T., Ernesto Chaparro H., Marlene Giraldo G., Francisco Lalinde V., Iván Osorno J., Peter Flandorffer, T. Hernán Vélez T., Jairo Yusti A., Jaurez Giraldo V. Ramiro Hernández T., Miguel Velásquez B., Humberto Fonnegra G., Luis Arboleda A., Jorge Betancur S., Antonio Quiróz G., Rodrigo Alvarez M., Lucy Amaya V., Carmenza Ruiz G., Aminta Alvarez de H., Amparo Vásquez G., Marielena Arango de D., Elkin Atehortúa R., Nubia Vergara J., Maria Victoria Mejía E., Jorge Enrique Delgado M., Marielena M. de Paz, Ana Dolly Arias de M., Miguel Blanco M., Elena María Jaramillo C. y Mario Rios V.

En la preparación y copia del texto del informe para su edición, participaron Carmenza Franco O., Beatriz Galvez de Monge, Adela Gutiérrez de Garcés, Luz María Muñoz de Vélez, Libia Rios A. y Luz Marina Restrepo R.

Es de justicia mencionar el nombre del cadenero primero Arnulfo Gracián H. quien pereció en el desempeño de su trabajo para este estudio.

CAPITULO I

ALCANCE DEL INFORME

CAPITULO I

ALCANCE DEL INFORME

I.1 INTRODUCCION

Al río Cauca y sus tributarios les corresponde más de la cuarta parte del potencial hidroeléctrico económicamente instalable que se ha asignado a todos los ríos de la nación. La mayor parte de este potencial está concentrado en el llamado Cañón del Cauca, o Cauca Medio, entre las poblaciones de la Virginia al extremo norte del Valle del Cauca, y el río Tarazá al norte del Departamento de Antioquia.

Si se exceptúan los estudios ejecutados por la C.V.C. en el curso alto del río, correspondientes a los sitios de Salvajina y de Timba, y la desviación Cauca-Dagua, como también los estudios de carácter preliminar relacionados con la llamada Central de La Pintada, es muy poco lo que se ha hecho en el pasado para evaluar las posibilidades hidroeléctricas del río Cauca.

En consideración a lo anterior, y dada la necesidad e importancia de esta evaluación, Interconexión Eléctrica S.A., mediante Contrato ISA No 069 de Marzo 24 de 1971, celebrado con INTEGRAL LTDA., acordó con esta firma la prestación de los servicios de ingeniería necesarios para llevar a cabo un estudio del posible desarrollo hidroeléctrico del río Cauca en su cauce medio, orientado a evaluar su potencial y a identificar los proyectos más ventajosos para iniciar su desarrollo.

I.2 OBJETO Y ALCANCE DEL ESTUDIO

Los estudios encomendados por Interconexión Eléctrica S.A. a INTEGRAL LTDA. tienen como objeto principal la evaluación del potencial hidroeléctrico del río Cauca entre las poblaciones de La Virginia y Caucasia y la presentación de un informe que permita a

ISA formarse un criterio acerca de las posibilidades de desarrollos hidroeléctricos a lo largo de la parte central del río Cauca, con el fin de establecer un orden de prioridades en los programas para construcción de centrales de generación de energía eléctrica durante la década del 80.

El estudio se dividió en dos partes básicas:

I. Evaluación general del potencial hidroeléctrico del Cauca y definición de Alternativas para su desarrollo.

II. Ingeniería preliminar de cada uno de los sitios seleccionados para definir las características generales de los proyectos, calcular la magnitud de costos de los mismos, seleccionar la alternativa más ventajosa para desarrollar el potencial del río y determinar las prioridades de construcción de las centrales analizadas.

Aunque en los términos de referencia se contemplaba la utilización de la información cartográfica disponible, durante la ejecución del estudio se llegó a la conclusión de que dada la limitada escala de los planos existentes y las discrepancias que se encontraron en ellos convenía obtener nuevas restituciones aéreas de las áreas de mayor interés. Por lo tanto y con aprobación de ISA se procedió con la toma de fotografías y restituciones a escala 1:10.000 de las zonas de embalses y a escala 1:2.000 de los sitios para presas y centrales hidroeléctricas. Dado el tiempo que requiere la preparación de nuevos planos aerofotogramétricos, sólo pudo utilizarse en un grado mínimo la nueva información para la elaboración de este informe. No obstante, las restituciones en proceso serán de gran utilidad y permitirán ahorrar tiempo considerable en los estudios posteriores que deberán iniciarse el próximo año.

El alcance de los trabajos ejecutados por INTEGRAL LTDA. para lograr los objetivos anteriores, que en general sigue los lineamientos de los términos de referencia del respectivo contrato, es el que se indica a continuación.

a. Hidrología. Recolección de la información disponible, ampliación de la red hidrometeorológica existente mediante subcontrato con el Servicio Colombiano de Meteorología e Hidrología, y análisis e interpretación de los datos hidrometeorológicos.

b. Cartografía. Recolección de la información existente relativa a la hoya del río Cauca Medio y confrontación de la bondad de la misma mediante reconocimientos y verificaciones con puntos de cota conocida a lo largo de carreteras, ferrocarriles y otras obras públicas. Como resultado de esta confrontación, se encontró que existían errores apreciables en los planos aerofotogramétricos existentes, que no permitían su utilización directa para efecto del trabajo que se había encomendado a INTEGRAL. Por este motivo, fue necesario ordenar, con aprobación de ISA, una red de control geodésico al Instituto Geográfico Agustín Codazzi y elaborar una poligonal de control a todo lo largo del río, mediante subcontrato con la firma Levantamientos Planimétricos, con base en la cual se levantó un nuevo perfil del río, todo lo cual sirvió para ajustar los planos existentes y hacerlos más confiables para los objetos del presente estudio. Por otra parte, como los volúmenes de embalse medidos de los planos aerofotogramétricos existentes y la elaboración de anteproyectos sobre ampliaciones de tales planos podrían dar lugar a errores considerables, se ordenaron con aprobación de ISA nuevas restituciones a escala 1:2.000 de los sitios de los proyectos más importantes y a escala 1:10.000 de los embalses más representativos, las cuales actualmente se encuentran en proceso de ejecución.

c. Geología y suelos. Recolección de la información geológica de suelos existentes sobre la zona. Estudios fotogeológicos de sitios tales como zonas de presas, casas de máquinas, vertederos y áreas de los embalses. Reconocimientos geológicos de superficie de las zonas de embalse, de los sitios de presas y estructuras principales y determinación de posibles fuentes de materiales de construcción.

d. Sismología. Definición tentativa de las características sísmicas del área del estudio en cuanto puedan afectar las estructuras principales de los proyectos. Para las próximas etapas de estudio, será necesario analizar en mayor detalle algunas de las fallas a lo largo del curso del río para establecer si tienen o no características potenciales de fallas activas.

e. Uso de la tierra. Recolección de la información relativa al uso actual y potencial de la tierra en la hoya del Cauca Medio, identificación de áreas cultivables, habitadas, ganaderas, bosques, etc.

f. Navegación. Recolección de la información disponible sobre navegación a lo largo del Cauca Medio.

g. Inundaciones. Identificación de las zonas afectadas en la actualidad por inundaciones del río.

h. Estudios físicos de las áreas afectadas. Investigación sobre otros proyectos de utilización del Cauca o de regulación del caudal del mismo, que puedan afectar el caudal aprovechable del río. Investigación sobre pueblos y caseríos; obras públicas, tales como carreteras, ferrocarriles, puentes, líneas de transmisión, etc. que puedan ser afectadas por las obras a ejecutar de acuerdo con las diferentes alturas de presas para cada proyecto y cada alternativa, con recomendaciones generales sobre soluciones a tales problemas. Investigación sobre explotaciones mineras, industriales o agrícolas que puedan ser afectadas al ejecutarse los proyectos.

i. Análisis hidrológico. Procesamiento de la información básica recopilada, determinación de las crecientes de diseño, reconstrucción del registro hidrológico para el período histórico en sitios no medidos, evaluación del potencial hidroeléctrico del río, y determinación de las energías primaria y promedia de cada una de las alternativas analizadas.

j. Esquemas de obras. Selección preliminar de tipos y alturas de presas, localización y dimensionamiento de vertederos; elaboración de esquemas preliminares para las distintas obras, tales como: desviaciones, casas de máquinas, etc. Definición preliminar de las características básicas de cada uno de los proyectos estudiados, a saber: tipo de central, capacidad instalada, tipo y tamaño apropiado de los equipos.

k. Estimación del orden de costo de los diferentes proyectos. Estimativos del orden de magnitud del costo de los varios proyectos que hacen parte de cada una de las alternativas, y recomendaciones sobre los más ventajosos.

l. Obras complementarias. Estudio preliminar de las vías que se deben construir, ya sea como acceso a las obras o para reemplazar otras existentes que sería necesario desplazar al ejecutar las diferentes obras.

m. Transmisión. Esquema tentativo de las redes de transmisión, incluyendo niveles de voltaje y patios de conexión para la transmisión de la energía generada en los proyectos del río Cauca en su etapa última.

Es conveniente hacer énfasis en que los esquemas de las obras que se presentan en este informe son de carácter preliminar, dadas las limitaciones de la información disponible en la fecha de elaboración del mismo. Entre estas limitaciones merecen especial atención las siguientes:

1. Hidrología. No existe información histórica suficiente sobre medidas de caudales, que permita determinar con buena precisión el caudal aprovechable por cada uno de los proyectos estudiados, por lo que fue necesario utilizar un modelo matemático para la reconstrucción de caudales en donde no se disponía de ellos con base en datos existentes.

2. Topografía. Los distintos esquemas de las obras que se presentan en este informe, excepción hecha de Farallones, fueron preparados sobre ampliaciones de los

planos topográficos a escala 1:25.000 elaborados por IGAC, los cuales presentan inexactitudes especialmente en las vecindades del cauce del río aunque fueron corregidas en lo posible mediante los resultados de la red de control geodésico y la nivelación del cauce del río. Sobre estos mismos planos se determinaron las áreas cubiertas por los embalses, y la capacidad de los mismos, valores que es necesario revisar en etapas posteriores de estudios con base en los nuevos planos a escala 1:10.000. Hasta el momento se ha completado la elaboración de una parte de los planos 1:10.000, mediante los cuales se ha podido observar que los errores cometidos al estimar los volúmenes de embalse a partir de los planos 1:25.000 son inferiores al 10%. Además se ha comprobado que las topografías detalladas de los sitios son bastante similares a las utilizadas en el estudio, lo cual da una mayor confianza en los resultados del análisis de alternativas para el desarrollo del Cauca Medio.

3. Geología. La investigación geológica sobre la cual se ha hecho el estudio de los sitios considerados es de tipo superficial, pues no se consideró justificable un programa de investigación del subsuelo en esta etapa de reconocimiento e ingeniería preliminar. Aunque la información así obtenida permite un conocimiento general de las formaciones que se presentan en las diversas zonas, en etapas futuras será necesario ejecutar una investigación geológica de detalle con el fin de definir la localización y características de los distintos proyectos y la viabilidad de su ejecución.

4. Tamaño de los equipos. La selección de los equipos requeridos por cada uno de los desarrollos estudiados se ha hecho con base en las limitaciones de transporte existentes en la actualidad en el país, por lo cual en muchas de las centrales estudiadas ha sido necesario considerar un número elevado de grupos generadores, a fin de ajustarse a la capacidad total instalable en cada una de ellas. Lo anterior no excluye la posibilidad de revisar este criterio en etapas posteriores de diseño.

CAPITULO II

DESCRIPCION GENERAL DE LA HOYA E INFORMACION DISPONIBLE

CAPITULO II

DESCRIPCION GENERAL DE LA HOYA E INFORMACION DISPONIBLE

II.1 DESCRIPCION GENERAL DE LA HOYA HIDROGRAFICA DEL RIO CAUCA

El río Cauca forma parte principal del sistema hidrográfico del río Magdalena y recoge la escorrentía de la zona comprendida entre las cordilleras Occidental y Central, con un área de 58.510 km2. La cuenca tributaria es de forma muy alargada, con una amplitud media de 75 km entre cordilleras, pero con una extensión de unos 1.200 km, que va desde el paralelo 2º hasta el 9º al norte del Ecuador. El Cauca tiene su nacimiento en el Macizo del Buey, al sur de la ciudad de Popayán, y corre en dirección sensiblemente sur-norte hasta encontrar el río Magdalena en el brazo de Loba. La cuenca tributaria del río se divide en cuatro sectores de características definidas, así:

a. El Alto Cauca. Comprende desde las cabeceras del río hasta la iniciación del Valle del Cauca, cerca a la población de Timba. En este tramo el río tiene unos 170 kilómetros de longitud, y desciende desde unos 4.000 metros hasta cerca de 1.000 metros sobre el nivel del mar.

b. El Valle del Cauca. En el Valle que lleva su nombre el río recorre un trayecto de unos 360 kilómetros hasta el antiguo puerto de La Virginia. En este trecho el río desciende solo 100 metros hasta la cota 900 en La Virginia; su pendiente es menor del 3 por 10.000 y es muy baja la velocidad de sus aguas.

c. El Cañón del Cauca o Cauca Medio. En este tramo el río inicia un fuerte descenso que se prolonga a lo largo de unos 400 km desde La Virginia hasta cerca de

Tarazá al norte del Departamento de Antioquia, en donde el nivel del río es de unos 90 metros sobre el mar. Este trayecto se caracteriza por la pronunciada pendiente de sus laderas y por la presencia de cañones estrechos y profundos a lo largo de su cauce.

d. El Bajo Cauca. Este tramo se inicia un poco al sur de Tarazá, en donde el río abandona el Cañón y se abre en una zona de suave topografía caracterizada por terrenos ligeramente ondulados, planos o cenagosos. El curso del río se extiende en este sector en una longitud de unos 260 km hasta su confluencia con el río Magdalena en el brazo de Loba. En el trayecto encuentra por la margen derecha al río Nechí, su tributario más importante.

La longitud total del cauce del río Cauca es de unos 1.200 km, de los cuales corresponde al Medio y Bajo Cauca un poco más de la mitad. El sector de mayor interés para el estudio de su potencial hidroeléctrico corresponde al Cauca Medio en el cual el río desciende más de 800 metros en una distancia de 400 km; en este sector el río presenta sitios con características favorables para la construcción de presas y centrales hidroeléctricas.

Las áreas aproximadas de las cuencas hidrográficas tributarias, según datos del SCMH, se discriminan así:

	Parcial	Acumulada
Alto Cauca	5.451 km2	5.451 km2
Valle del Cauca	17.363 km2	22.814 km2
Cauca Medio	15.993 km2	38.807 km2
Bajo Cauca	19.703 km2	58.510 km2

II.2 INFORMACION DISPONIBLE Y EN PROCESO DE OBTENCION

Con anterioridad a la iniciación de los trabajos encomendados a INTEGRAL LTDA, se contaba con alguna información hidrometeorológica, cartográfica, geológica y de suelos, relacionada con la hoya del Cauca Medio, con base en la cual se iniciaron los trabajos y se determinó la información que era necesario obtener a fin de realizar el programa de trabajo que se ha descrito en el Capítulo anterior.

El plano 573-G-01 muestra la zona considerada por el estudio, desde La Virginia hasta las vecindades de Tarazá en el Departamento de Antioquia. Los apartes siguientes describen en forma resumida la información disponible con anterioridad a la iniciación de los trabajos y la labor ejecutada en este aspecto durante el desarrollo del proyecto hasta la fecha del presente informe.

Hidrometeorología

a. Caudales. La mayor parte de los registros disponibles a la iniciación del trabajo correspondía a información obtenida y recopilada por la CVC en el Valle del Cauca y en la parte alta de la hoya del río; existen registros de caudales del río desde 1934 en Juanchito, desde 1946 en las estaciones limnigráficas de Suárez (hoy Salvajina), La Balsa y La Virginia, y otras con un menor tiempo de registro tal como se describe en la Tabla 1 al final de este capítulo.

En 1966 y 1967 se instalaron en el Bajo Cauca, entre Caucasia y la desembocadura del río Magdalena, algunos limnígrafos y miras para medida de niveles y varias estaciones pluviográficas y climatológicas. Este trabajo se ejecutó por INTEGRAL LTDA para la CVM, actualmente INDERENA.

El Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico, actualmente ICEL, estableció algunos sitios de aforo en el Cauca Medio y obtuvo registros no continuos de niveles en las estaciones de Irra, El Pintado, La Pintada y Puerto Valdivia, además de algunos aforos en estas dos últimas.

Las estaciones para medida de caudales pertenecientes a las Empresas Públicas de Medellín instaladas sobre algunos afluentes del río Nechí, tributario del Cauca, tales como el Guadalupe, Riogrande, Tenche y Concepción, aportan valiosa información para el estudio de una posible desviación del Nechí al Cauca a la altura de Puerto Valdivia.

Existen también registros de temperatura y humedad relativa en algunos sitios. En cuanto a los datos fisiográficos necesarios para complementar el análisis hidrológico, tales como áreas, perfiles, altura promedia de la cuenca y longitud del río, se presentan en la publicación aperiódica No. 14 del SCMH, "Proyectos de Redes Hidrométricas en la Cuenca Hidrográfica del río Cauca."

La Tabla 1, al final de este capítulo, presenta las estaciones de registro de caudales confiables en el cauce del río Cauca, y la Tabla 2 algunas estaciones existentes en los tributarios del río Nechí.

b. Lluvias. Los registros de lluvias existentes en la cuenca han sido obtenidos de diferentes entidades como la CVC, la Federación Nacional de Cafeteros, el ICEL, el Departamento de Antioquia (Anuario Estadístico), las Empresas Públicas de Medellín, los Ferrocarriles Nacionales y otros. Estas entidades han compilado durante períodos de alguna extensión, datos de lluvias en unas 160 estaciones, de las cuales setenta fueron seleccionadas para este estudio con base en la duración y confiabilidad de los registros. Las referencias de estas estaciones y los registros mensuales disponibles se indican en el Volumen V.

Debe destacarse que dos de las estaciones consideradas: La Manuelita y Medellín cuentan con registros de alrededor de 70 años, siendo ellos así, de gran importancia en el análisis del macroclima de la cuenca.

Con el fin de establecer una red hidrometeorológica confiable que aportase la información necesaria para elaborar los estudios del desarrollo hidroeléctrico del Cauca Medio, ISA promovió

y autorizó la celebración del subcontrato 0016 de 1971 entre INTEGRAL LTDA y EL SERVICIO COLOMBIANO DE METEOROLOGIA E HIDROLOGIA, entidad ésta de servicio público y adscrita al Ministerio de Agricultura.

El objeto del subcontrato mencionado es la prestación de los servicios necesarios para el diseño, montaje, operación y sostenimiento de las estaciones fluviométricas, pluviométricas y meteorológicas destinadas a obtener la información básica relacionada con el proyecto. Además de lo anterior, el SCMH recolecta, ordena y procesa mensualmente todos los registros de cada una de las estaciones de las redes fluviométricas, pluviométricas y meteorológicas y se encarga de la ejecución de un programa de aforos que incluye medidas de caudal y toma de muestras de agua y de sedimentos en cada una de las estaciones hidrométricas del proyecto.

El plano 573-G-07 muestra la red hidrometeorológica establecida por el SCMH y la información suministrada por esta entidad, la cual ha servido para la elaboración del presente informe y se presenta en el Volumen V.

Cartografía. A la iniciación del proyecto se disponía de planchas topográficas en escala 1:25.000 correspondiente a restituciones ejecutadas por el IGAC de 1960 a 1966, con intervalos de nivel de 25 ó 50 metros, a más de algunas planchas de una pequeña parte de la hoya en escala 1:10.000. También se disponía de fotografías a diferentes escalas y que sirvieron para la restitución de las planchas mencionadas.

Fue necesario establecer en la zona un control geodésico y topográfico basico, para lo cual se celebró con el Instituto Geográfico Agustín Codazzi y con la debida aprobación de ISA un contrato por el cual la primera entidad se hizo cargo del trabajo requerido para la determinación horizontal de ocho puntos de control geodésico, con características de segundo orden, en los sitios denominados La Virginia, Xarrapa (San Francisco), Bocache, La Pintada, Cañafisto, Ituango, Bredunco (Puerto Valdivia) y Apaví.

Por otra parte, la firma Levantamientos Planimétricos mediante subcontrato con INTEGRAL LTDA previa licitación y autorización de ISA, determinó con una exactitud correspondiente a segundo orden, la cota de los ocho puntos del control geodésico y topográfico definido horizontalmente por el IGAC, partiendo de los ejes de nivelación de primer orden establecidos por la misma entidad. Además, y también como parte del mismo subcontrato, se ejecutó el levantamiento de una poligonal de tercer orden a lo largo del río Cauca, incluyendo la determinación de la cota trigonométrica de los diferentes puntos. Esta poligonal, que se apoya y controla en los ocho puntos que constituyen el control geodésico y topográfico de la zona, es básica para la localización horizontal y altimétrica de las obras que comprenderán los diferentes proyectos del estudio.

Es importante destacar el hecho de que al ejecutar levantamientos topográficos de verificación en las zonas de interés para el estudio, aparecieron discrepancias importantes entre las cotas obtenidas con apoyo en la poligonal de tercer orden antes mencionada y las del perfil del río deducidas de los planos del IGAC a escala 1:25.000. Estas diferencias alcanzan valores hasta de 45 metros en la estación La Miranda, 30 metros en la zona de Farallones y 28 metros en la zona de Ituango. Estas dificultades fueron sometidas a la consideración de ISA la que aprobó, en consecuencia, acometer el levantamiento del perfil del río desde La Virginia hasta el sitio de Apaví, con apoyo total en la mencionada poligonal de tercer orden. En esta forma se solucionaron las dificultades que se habían presentado con motivo de las diferencias de nivel detectadas. Este trabajo y los correspondientes a levantamientos topográficos detallados requeridos por el estudio de las obras mayores en la zona de Farallones, fueron ejecutados directamente por INTEGRAL LTDA.

Los planos del IGAC a escala 1:25.000, permiten el análisis preliminar de las alternativas estudiadas, pero no son suficientes para estudiar en detalle, en una etapa posterior, las áreas para ubicación de las obras de los diferentes aprovechamientos hidroeléctricos. Lo anterior, hizo necesario la celebración de un subcontrato con la firma Ingeniería Fotogramétrica Ltda. por medio del cual esta entidad se comprometió a ejecutar los

trabajos de aerofotografía y restitución fotogramétrica requeridos por el proyecto. Estos trabajos incluyen restituciones a escala 1:2.000 de las zonas para construcción de los proyectos de Xarrapa (San Francisco), Bocache, Farallones, Cañafisto, Carquetá, Ituango, Bredunco, Apaví y Nechí, como también restitución, a escala 1:10.000 de las áreas cubiertas por los embalses de Bocache (San Francisco-Irra), Farallones (Irra-La Pintada), Ituango (Cañafisto-Ituango). A la fecha de este informe estos trabajos se encuentran en proceso de ejecución.

Además, recientemente se contrataron con la misma firma las restituciones a escala 1:5.000 de la zona en donde estarán localizadas las obras civiles del proyecto hidroeléctrico de Nechí y a 1:10.000 de la zona de embalse; la restitución a escala 1:10.000 del área cubierta por el embalse de Cañafisto (La Pintada-Cañafisto), y una ampliación de 600 has. de la zona de Apaví.

Geología y suelos

A la iniciación del proyecto se dispuso de la información sobre geología y suelos que se encuentra en las publicaciones que se detallan en el Capítulo IV, página IV-5.

Dicha información es de tipo muy general y solo permitió un conocimiento preliminar de algunas de las áreas en donde está localizado el desarrollo, por lo que se hizo necesario emprender una serie de reconocimientos geológicos de cada una de las zonas en donde podrían estar ubicados los aprovechamientos hidroeléctricos y sus obras mayores. Estos reconocimientos fueron complementados mediante la interpretación de aerofotografías y planchas a escala 1:25.000, publicadas por el IGAC.

En el Capítulo IV se describe el trabajo realizado y se presentan los resultados en cada uno de los sitios estudiados. El anexo sobre geología contiene la descripción en detalle de los sitios de Xarrapa, Bocache, Farallones, Cañafisto, Carquetá, Ituango, Bredunco, Apaví y Nechí.

TABLA II-1

ESTUDIO HIDROELECTRICO DEL CAUCA MEDIO
REGISTRO DE CAUDALES Y NIVELES
EN EL CAUCA Y SUS AFLUENTES

I - ESTACIONES INSTALADAS EN EL RIO CAUCA

Estación	Long. (km) (hasta cada estación)	Area tribut. (km2) el sitio de	Período de registros	Fuente
Coconuco (1)	52	548	1956 - 1963	ICEL
Salvajina (2)	148	3.980	1946 - 1974	CVC
La Balsa	173	5.480	1946 - 1974	CVC
La Bolsa	208	6.564	1967 - 1974	CVC
Hormiguero	232	8.570	1962 - 1974	CVC
Juanchito	254	9.060	1934 - 1974	CVC
Media Canoa	323	12.580	1965 - 1974	CVC
Río Frío	372	13.770	1959 - 1974	CVC
Guayabal	435	15.690	1959 - 1974	CVC
La Victoria (3)	459	17.112	1959 - 1968	CVC
Anacaro	507	17.650	1962 - 1974	CVC
La Virginia (4)	531	22.440	1946 - 1974	ICEL-CVC-SCMH
Irra (5)	601	25.472	1971 - 1974	SCMH
La Pintada (6)	658	27.452	1965 - 1974	ICEL-SCMH
Paso Real (7)	775	34.610	1972 - 1974	SCMH
Pto. Valdivia (8)	907	37.966	1965 - 1974	ICEL-SCMH
Apaví (9)	935	39.800	1972 - 1974	SCMH
Caucasia (10)	1.005	41.699	1968 - 1974	SCMH

II - ESTACIONES EN LOS AFLUENTES

PRESENTA UNICAMENTE DATOS DE NIVELES EN INSTALACIONES DEL SCMH PARA ESTE ESTUDIO

Estación	Afluente	Long. (km) (hasta el sitio de cada estación)	Area tribut. (km2)	Período de registros
La Bananera	Otún	26	198	Oct. 1971-Sept. 1974
Buenos Aires	Risaralda	41	686	Oct. 1971-Sept. 1974
Quitasueño	Arma	55	940	Nov. 1971-Sept. 1974
Remolino	San Juan	52	1.450	Abril 1972-Julio 1974
Peñalta	Aurrá	29	230	Nov. 1971-Agost. 1974
Las Camelias	Tarazá	55	650	Mayo 1973-Julio 1974
Palmira	Man	24	290	Mayo 1972-Dic. 1972
Buenos Aires	Man	35	396	Dic. 1972-Julio 1974
La Esperanza	Nechí (11)	317	14.750	Abril 1971-Sept. 1974

NOTAS:

1. Controlada por ELECTRAGUAS (Hoy ICEL). Suspendida en 1963
2. Denominada SUAREZ hasta 1956
3. Parte de los datos han sido tomados de: Cauca River Regulation Project-Feasibility Report. Vol. II., Appendix, presentado en marzo de 1970. Electric Power Development Co. Ltd. - Overseas Technical Agency - Government of Japan.
4. Datos hasta agosto de 1974
5. Datos de niveles desde 1971 a agosto de 1974; datos de caudales únicamente en noviembre y diciembre de 1973.
6. Datos de caudales hasta septiembre de 1974
7. Unicamente datos de niveles desde abril 1972 a agosto 1974
8. Datos de caudales hasta julio de 1974
9. Solamente datos de niveles hasta julio de 1974
10. Datos incompletos en 1968 y 1969
11. Datos de caudales para noviembre y diciembre de 1973.

TABLA II-2

ESTUDIO HIDROELECTRICO DEL CAUCA MEDIO

REGISTRO DE CAUDALES DISPONIBLES
EN LA CUENCA DEL RIO NECHI

Estación	Area tributaria km2 (hasta el sitio de cada estación)	Período de Registro
Río Grande RG2	1.078	1942 - 1955 (1)
Río Grande RG8	1.056	1955 - 1973 (1)
Guadalupe G1	420	1937 - 1953 (2)
Guadalupe G2	406	1954 - 1960 (3)
Guadalupe G8	276	1960 - 1973
Tenche TC2	90	1955 - 1973 (4)
Concepción TC4	135	1955 - 1973
Nechí-Media Luna	1.700	-- -- (5)

Fuente de datos: Empresas Públicas de Medellín

(1) RG8 reemplazó a RG2 unos 3 km aguas arriba y no requirió ajustes por no existir tributarios de importancia entre ellas.

(2) Localizada 300 m aguas arriba de la bocatoma de la Central de Guadalupe. Reemplazada por G2.

(3) Localizada en sitio próximo al eje de la presa de Troneras. Reemplazada por G8.

(4) En la fecha se están procesando los datos de 1962 a 1967.

(5) A instalar por el SCMH

CAPITULO III

ESTUDIO HIDROLOGICO DE LA CUENCA

CAPITULO III

ESTUDIO HIDROLOGICO DE LA CUENCA

III. 1 INTRODUCCION

Como se indicó en el Capítulo anterior, a la iniciación de este estudio no existían suficientes medidas de caudales en los sitios de los posibles desarrollos hidroeléctricos a lo largo del cauce medio del río Cauca, y las estaciones que instaló y operó el SCMH a partir de 1970 tienen una duración muy limitada para, con base en ellas, hacer un completo estudio hidrológico de la cuenca. Ante esta situación, que no es rara en hidrología, fue necesario utilizar técnicas modernas para establecer relaciones regionales entre los parámetros estadísticos básicos del proceso hidrológico y las variables de tipo morfológico y meteorológico de la cuenca, que permitan por correlación con otras estaciones existentes con largos registros, reconstruir los caudales históricos en cada uno de los sitios en donde se proponen desarrollos a lo largo del río Cauca.

En el Anexo I del Volumen IV de este informe se describe la metodología adoptada para el análisis y los resultados del mismo, tanto en lo referente a la reconstrucción de caudales mensuales del río Cauca durante el período histórico 1946-73, como a la estimación de crecientes de diseño para el dimensionamiento de las obras de desviación y vertederos. En este capítulo se hace un breve resumen de tales análisis y se presenta la información más pertinente para objeto del estudio del potencial hidroeléctrico del cauce medio del río Cauca.

III. 2 METODOLOGIA ADOPTADA PARA LA RECONSTRUCCION DE CAUDALES

A lo largo del río Cauca sólo existen registros de interés para el estudio en las siguientes estaciones fluviométricas:

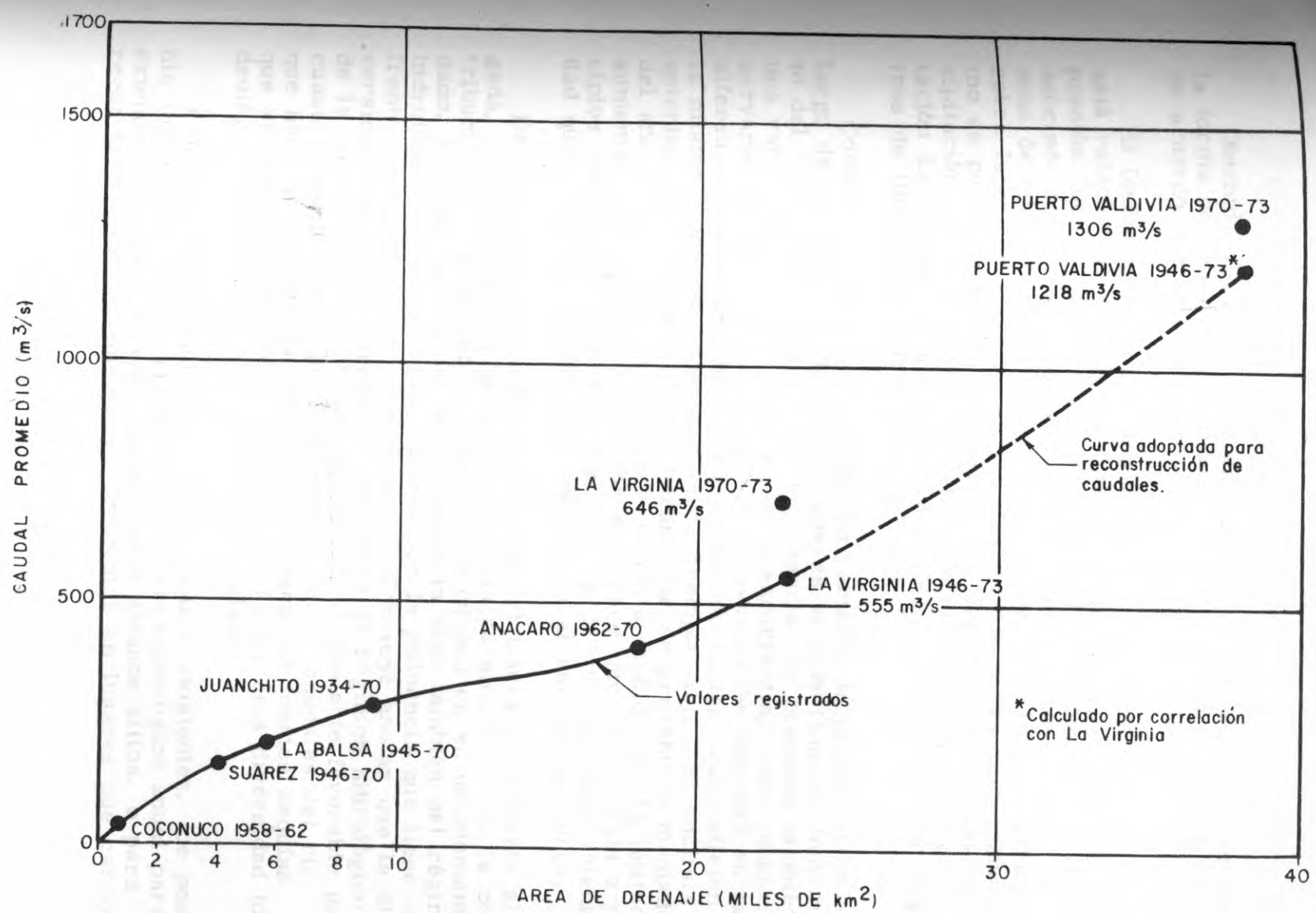
Nombre de la estación	Período de registro utilizado
Coconuco	1958-62
Suárez	1946-70
La Balsa	1945-70
Juanchito	1934-70
Anacaro	1962-70
La Virginia	1946-73
Puerto Valdivia	1961-67 1970-73

Como puede apreciarse en la Figura No. 2 en la cual se indica la ubicación de estas estaciones, sólo las dos últimas están localizadas en el cauce medio del río Cauca, La Virginia en su parte superior y Puerto Valdivia en su extremo de aguas abajo. Para la primera estación se cuenta con 28 años de registro, en tanto que para la segunda sólo se cuenta con 12 años, correspondientes a dos períodos diferentes, por lo que fue necesario extender los registros de esta última estación por correlación con la estación de La Virginia, mediante un análisis completo de las condiciones meteorológicas, fisiográficas e hidrológicas de la cuenca, como se describe más adelante. El siguiente cuadro muestra la correlación existente entre los caudales registrados en las estaciones de La Virginia y de Puerto Valdivia para diferentes períodos:

ESTACION	Caudales promedios anuales para varios períodos (m3/s)			
	1961-67(a)	1961-73(b)	1970-73(c)	1946-73
La Virginia	520	572	646	555
Puerto Valdivia	1.130	1.261	1.306	1.218(d)
Relación de caudales	0,460	0,453	0,494	0,455

(a) Registro de 69 meses
(b) Registro de 117 meses
(c) Período de abundante precipitación
(d) Registro actual de 11 años ampliado por correlación con La Virginia

El caudal promedio de 1.218 m3/s para Puerto Valdivia durante el período 1946-73 se obtuvo mediante un análisis de los datos de precipitación y escurrimiento en la cuenca, considerando la precipitación sobre las hoyas parciales y la variación de las pérdidas con la elevación promedia de la hoya hidrográfica. Un análisis similar se hizo para determinar el caudal promedio anual para el período 1946-73 en cada uno de los sitios de posible ubicación de presas en el Cauca Medio. En la Tabla No. 1 se muestra el caudal promedio anual estimado para cada uno de estos sitios, como también los datos pertinentes para la obtención del mismo. Estos valores promedios anuales se utilizaron para extrapolar la curva de caudal anual promedio vs. área de drenaje que se muestra en la Figura No. 2, o sea la curva de caudal específico.



INTERCONEXION ELECTRICA S.A. (ISA)
DESARROLLO HIDROELECTRICO DEL RIO CAUCA MEDIO
CAUDAL ANUAL PROMEDIO vs AREA DE DRENAJE

FIGURA Nº 2

Obtenido el caudal promedio anual, se procedió a determinar la forma como éste se distribuye en los diferentes meses del año, de acuerdo con la localización geográfica de cada sitio en estudio.

El fenómeno de los ciclos anuales de precipitación en Colombia está relacionado con el movimiento de la faja ecuatorial de baja presión, denominada Frente Intertropical de Convergencia (FIC), asociado con la convergencia de los vientos alisios norte y sur. La zona de baja presión da lugar a un período de alta precipitación sobre la región que atraviesa a medida que se va desplazando, como se pudo comprobar al analizar los registros mensuales de precipitación en la ciudad de Medellín (latitud 6°15'N) y los de la estación La Manuelita, en la latitud 3°35'N, que cuentan con registros de lluvia desde principios del siglo.

Como consecuencia del régimen variable de precipitación a lo largo de la hoya del río Cauca, que es el resultado del movimiento del frente intertropical de convergencia, se presenta también una variación en el ciclo anual de la escorrentía, como pudo observarse al analizar los registros mensuales de caudales en las diferentes estaciones fluviográficas del río Cauca, que reflejan la misma tendencia observada en la precipitación. El análisis anterior mostró que el fuerte verano que se presenta a mediados del año en el Valle del Cauca se atenúa a medida que la latitud aumenta, y lo mismo sucede con el verano que se presenta a principios del año al norte del país, que es de mucha mayor intensidad que el que se presenta en esa época al sur de la cuenca.

Dada la gran extensión de la hoya del Cauca y su forma alargada, orientada de sur a norte entre los paralelos 2 y 9, la contribución de las diferentes zonas de la cuenca es en un momento dado, no solo función del área tributaria sino también del régimen hidrológico propio de cada subárea por la influencia que tiene el frente intertropical de convergencia. Conviene anotar que la diversidad que existe durante el año entre el régimen hidrológico de la cuenca norte y sur del río Cauca es bastante favorable por cuanto permite una regulación natural de los caudales del río, que hace que no se presenten en el Cauca las fuertes sequías que se presentan en hoyas en donde no existe esta diversidad hidrológica causada por el frente intertropical.

Con base en el análisis de los registros existentes, fue posible lograr una regionalización del período hidrológico anual para extender registros de corta duración en algunos sitios, o para reconstruir caudales mensuales promedios en lugares que carecen

TABLA 1

ESTUDIO HIDROELECTRICO DEL CAUCA MEDIO
CAUDALES ANUALES (PROMEDIOS ESTIMADOS)

Sitio	Abscisa km	Area Tributaria propia km2	Area Tributaria acumulada km2	Caudal mm	Promedio m3/s	Precipitación Media Hoya Total mm	Precipitación Media Hoya Propia mm	Rendimiento Lts/seg/km2 Hoya Propia	Rendimiento Lts/seg/km2 Hoya Acumulada
Xarrapa	568	23440	23440	780	580	1620	1620	24,74	24,74
Bocache	613	2590	26030	835	690	1685	2380	42,47	26,50
Farallones	658	1420	27450	870	755	1740	2460	45,77	27,50
Cañafisto	765	6520	33970	960	1035	1850	2320	42,94	30,46
Carquetá	815	1400	35370	980	1095	1865	2150	42,85	30,95
Ituango	865	1500	36870	985	1155	1870	1870	40,00	31,32
Bredunco	907	1090	37960	1000	1218	1890	2500	41,28	31,61
Apaví	938	930	38890	1010	1245	1920	3000	48.38	32,01

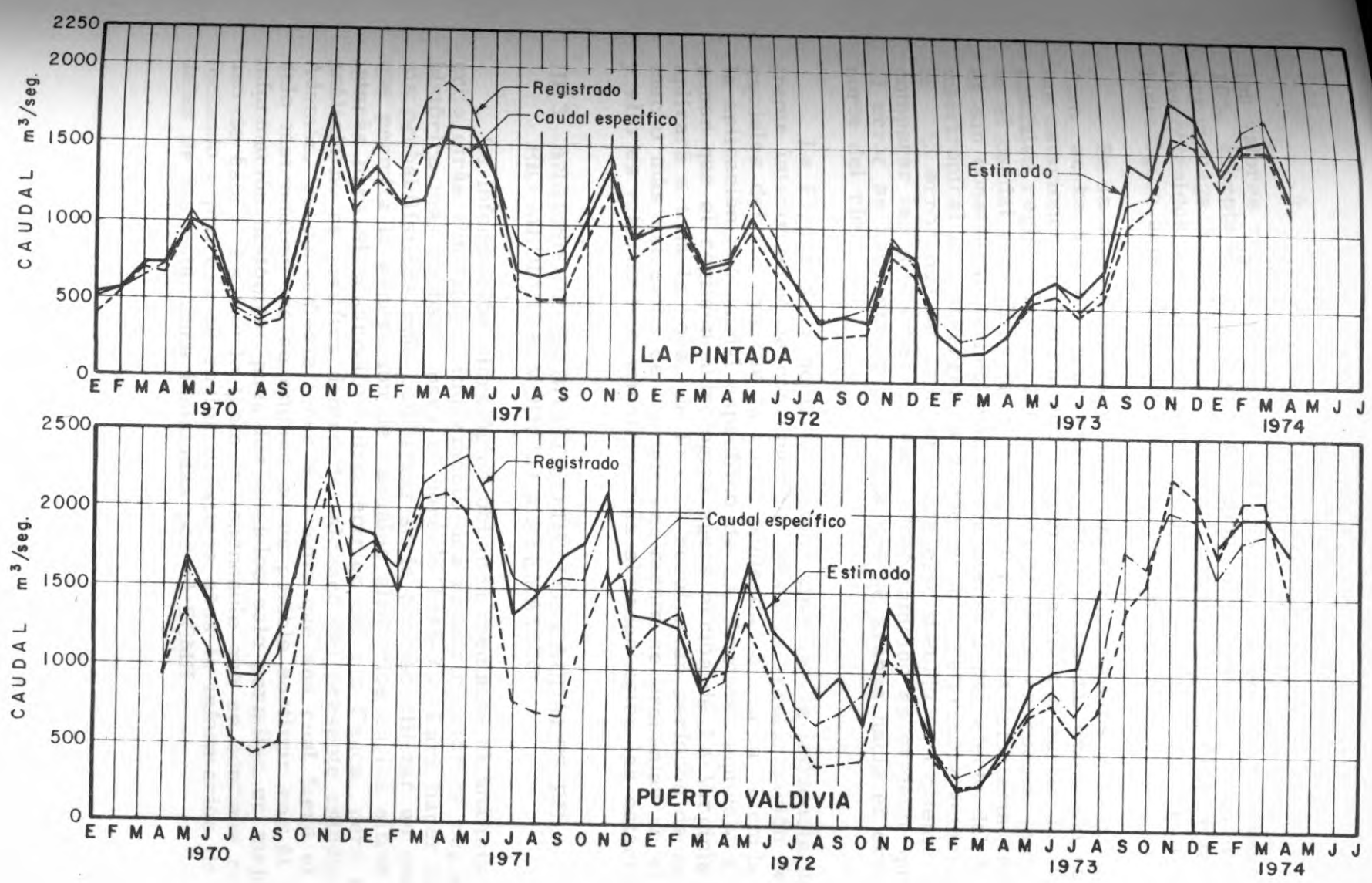
de medidas, a partir de los caudales anuales promedios de las diferentes estaciones. Para ello y mediante interpolación entre las curvas que muestran los promedios mensuales normalizados de las estaciones de La Virginia y Puerto Valdivia se obtuvieron curvas de valores mensuales normales aplicables a cada uno de los sitios de interés, de acuerdo con su área tributaria y su localización geográfica. Con estas curvas fue posible distribuir mes a mes el caudal promedio anual.

Definidas la regionalización del caudal promedio anual y la forma como éste se distribuye durante los meses del año en cada sitio de interés, fué posible reconstruir los caudales del río Cauca para el período 1946-73 en cada uno de los sitios en estudio, a partir de una estación piloto, que en este caso fué la de La Virginia, la cual tiene registros largos y confiables. En el Anexo No. I del Volumen IV se muestran los caudales mensuales reconstruídos para el período 1946-73 en los diferentes sitios de interés para el estudio del desarrollo hidroeléctrico del Cauca Medio.

Para el río Nechí se hizo un estudio semejante al anterior, con base en los registros disponibles de las hoyas de sus tributarios los ríos Tenche y Concepción, y de la hoya vecina del río Guadalupe, mediante el cual se encontró que el caudal promedio anual del río Nechí en el sitio de la desviación propuesta es de unos 108 m3/s. A este río se aplicó también una regionalización del caudal anual a caudales promedios mensuales durante el período 1938-68, con base en la cual se obtuvieron los caudales mensuales que se tabulan en el Anexo I, Volumen IV.

Para verificar la bondad de los procedimientos adoptados y de los resultados de los mismos, se compararon los caudales registrados por el SCMH durante el período 1970 a 1973 en las estaciones de La Pintada y Puerto Valdivia, con los valores de caudales reconstruídos para estas mismas estaciones por el método propuesto, mediante correlación con la estación de La Virginia, pero sin tener en cuenta en dicha reconstrucción los valores registrados por el SCMH en las estaciones mencionadas atrás.

En la Figura No. 7 se muestran tanto para la estación de La Pintada como para la de Puerto Valdivia las curvas de caudales registrados entre 1970 y 1973 por el SCMH, y las curvas de los caudales reconstruídos por el método indicado en este informe para el mismo período. Una comparación de estas dos curvas muestra una gran concordancia entre los valores estimados y



INTERCONEXION ELECTRICA S.A. (ISA)
DESARROLLO HIDROELECTRICO DEL RIO CAUCA MEDIO
COMPARACION DE METODOS DE ESTIMACION DE CAUDALES

los valores registrados, con errores que en general no pasan del 10%, excepto en meses excesivamente lluviosos en los cuales el error llega a un 16%. Lo anterior confirma la bondad de los datos obtenidos mediante reconstrucción o extensión del registro hidrológico a partir de la estación de La Virginia.

En la misma figura y para fines informativos y de comparación, se ha dibujado con línea punteada el caudal calculado para las estaciones de La Pintada y Puerto Valdivia a partir de los caudales registrados en La Virginia, teniendo en cuenta únicamente el caudal específico de esta última y el área tributaria, esto es sin considerar la regionalización mensual por efecto del frente intertropical de convergencia a que se hizo referencia anteriormente. El error que se cometería con este método es evidente al comparar las diferentes curvas, como también es evidente que el error se hace mayor a medida que se avanza hacia el extremo norte del río.

La Figura No. 7 permite además apreciar la influencia del frente intertropical de convergencia sobre la regularización de los caudales del río, ya que la curva punteada, o sea la obtenida de la aplicación del caudal específico de La Virginia, equivale a suponer que el régimen hidrológico aguas arriba de La Virginia se aplicará a toda la hoya, de lo cual resultarían períodos de sequía mucho más extremos de los que realmente se presentan en el río, y ello es más notorio mientras más alejadas estén las estaciones.

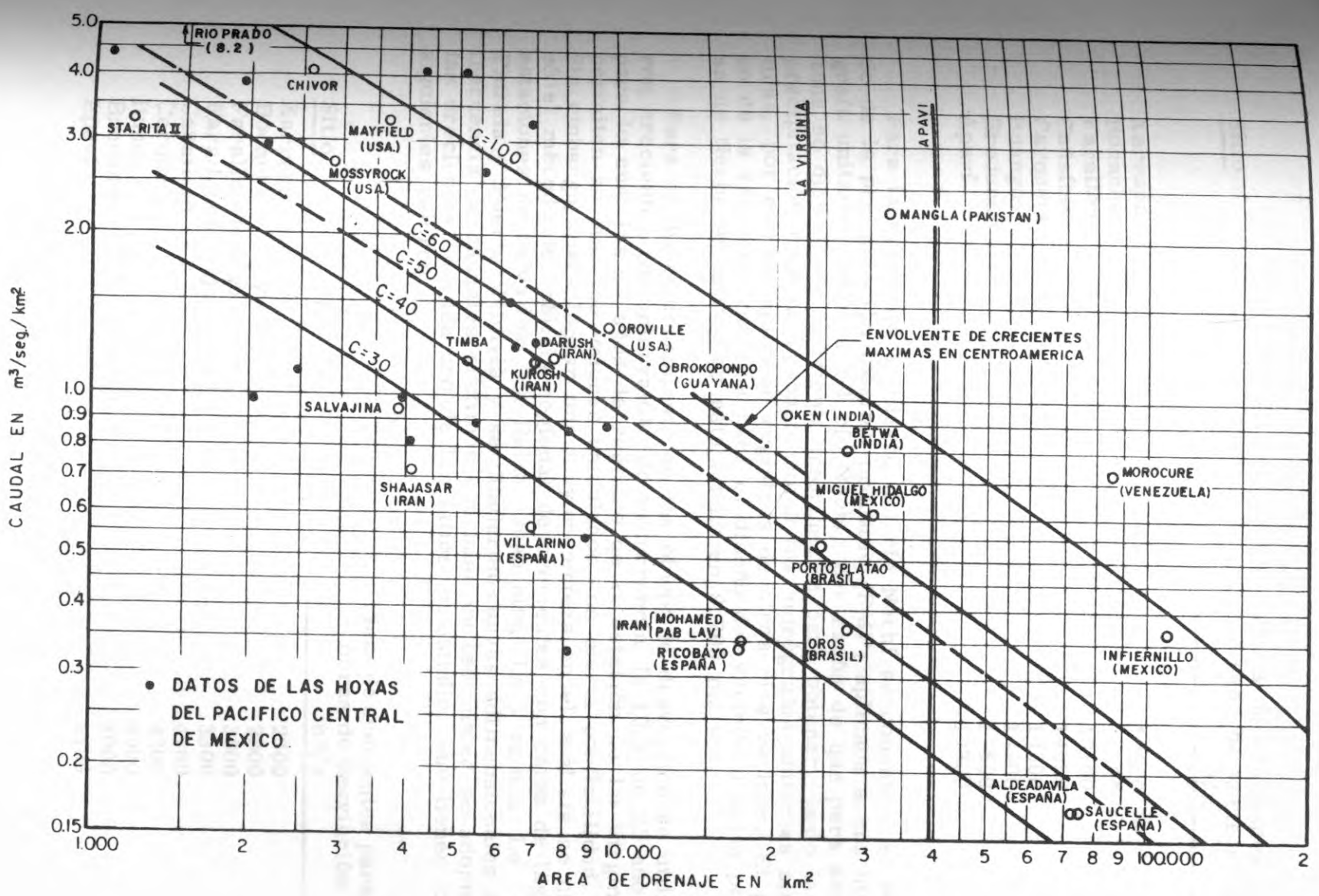
III. 3 ANALISIS PROBABILISTICO DE LOS CAUDALES DEL RIO MEDIANTE MODELO MATEMATICO

La información hidrológica obtenida mediante el análisis descrito atrás constituye simplemente una reconstrucción de registro histórico más probable para el período 1946-73. Para hacer análisis probabilísticos más completos sería preciso utilizar un modelo que permita la generación de caudales aleatorios en los sitios de interés para el desarrollo hidroeléctrico del río Cauca, pero este análisis no se justifica dentro del alcance del presente estudio. Además, es conveniente tener en cuenta que sea cual fuere el modelo matemático que se emplee no es posible sustituir con él la información histórica, pues los modelos solo permiten un mejor uso de ésta. Es por lo tanto indispensable que se continúe recolectando y procesando en los próximos años la información de caudales de las estaciones instaladas por el SCMH.

III. 4 DETERMINACION DE CRECIENTES PARA DISEÑO DE LAS ESTRUCTURAS

Lo corto y limitado de los registros del río Cauca no permite hacer extrapolaciones confiables para obtener estadísticamente crecientes de diseño para intervalos largos de recurrencia. Además, tampoco se cuenta con suficientes datos de lluvia e información sobre las características hidraúlicas del río para hacer un análisis que permita obtener hidrógrafas de diseño confiables en los sitios de interés para la aplicación de lluvias a hidrógrafas unitarias y para traslación de dichas hidrógrafas a lo largo del río. Por otra parte, dado el alcance limitado de este informe, no se consideró necesario ejecutar un análisis del tipo de creciente máxima probable, ya que tampoco se cuenta con datos meteorológicos suficientes para un estudio adecuado.

En su defecto, se hizo un análisis aproximado de crecientes basado en comparación con otras hoyas hidrográficas del país y del exterior, para las cuales se han hecho determinaciones cuidadosas de las crecientes de diseño. Se reunieron datos de 152 hoyas hidrográficas de características y extensiones diferentes, con áreas entre 10 y 108.000 km2 y con una amplia distribución geográfica, las cuales se dibujaron sobre un gráfico de crecientes de Creager que relaciona el caudal máximo por unidad de área con el área de drenaje de la hoya, para varios valores del parámetro C (Ver Figura 8). Sobre este gráfico se analizaron los puntos correspondientes a hoyas comparables a las del río Cauca en cuanto a su hidrología y meteorología, habiéndose adoptado para el Cauca en forma conservativa un valor C de 50, que se utilizó para el cálculo de los picos de crecientes para el diseño preliminar de los vertederos de los varios proyectos hidroeléctricos. Conviene anotar que los valores adoptados son bastante conservativos, si se considera la forma tan alargada de la hoya, su gran longitud y su poco ancho que hacen que de una tormenta centrada sobre toda la hoya solo se precipite una parte limitada de la misma, en contraste con otros ríos con hoyas tributarias de la misma extensión y de forma más redondeada, que recibirían un alto porcentaje de una tormenta que se centre sobre ellas. Por otra parte, y también en forma conservativa, no se consideró la atenuación que sobre los picos de las crecientes podría tener un proyecto sobre otro de más abajo, entre otras cosas porque aún no se ha definido cual de los proyectos deberá construirse en primer término. Los picos adoptados para las crecientes de diseño de los vertederos de los diferentes sitios de posible construcción de presas fueron:



INTERCONEXION ELECTRICA S.A. (ISA.)
DESARROLLO HIDROELECTRICO DEL RIO CAUCA MEDIO

PICOS DE CRECIENTES PARA DISEÑO PRELIMINAR DE LOS VERTEDEROS

Sitio	Picos de crecientes para diseño de vertederos m3/s
Xarrapa	12500
Bocache	12900
Farallones	13100
Cañafisto	14000
Carquetá	14300
Ituango	14400
Bredunco	14600
Apaví	14800

Para la creciente de diseño del río Nechí se consideró el método de la precipitación máxima probable (PMP) aplicada a una hidrógrafa unitaria sintética del río Nechí, por razón de que para esta zona se dispone de suficiente información para obtener, tanto la precipitación máxima probable como las hidrógrafas unitarias sintéticas, por extrapolación de registros de otros ríos vecinos. El pico de la creciente máxima para el diseño del vertedero de la presa de Nechí se estimó en esta forma en 9.700 m3/s.

Para el dimensionamiento de las obras de desviación se utilizaron crecientes con intervalos de recurrencia de 10 y de 25 años, para lo cual los 28 años de registro de la estación de La Virginia permiten adoptar los valores calculados con cierta confiabilidad. Sin embargo, para lograr una mayor certeza en el análisis se utilizó el método de análisis regional de crecientes con datos de las estaciones de Salvajina, La Balsa, Juanchito, La Virginia, La Pintada y Puerto Valdivia y se dibujaron curvas adimensionales de frecuencia de caudales máximos con base en las cuales se adoptaron las crecientes en cada uno de los sitios en estudio, que tienen los siguientes valores:

Sitio	Picos de crecientes para diseño obras de desviación m3/s
Xarrapa	2300
Bocache	2800
Farallones Alto	3600
Farallones Bajo	3300
Cañafisto	4100
Carquefá	4200
Ituango	3900
Bredunco	4000
Apaví	4450

Es interesante anotar que las crecientes máximas registradas en La Virginia, La Pintada y Puerto Valdivia, con períodos de registro de 28, 9 y 12 años respectivamente, han sido de 2.250, 3.010 y 3.800 m3/s. Como en el caso de los vertederos, para el diseño de los anteproyectos de las diferentes obras no se consideró la atenuación que sobre los picos de la creciente produciría un proyecto sobre otro situado aguas abajo del mismo, criterio éste que aunque conservativo se consideró conveniente en esta etapa de los estudios.

Para el diseño de las obras de desviación del río Nechí se consideró una creciente producida por una lluvia de 25 años de intervalo de recurrencia, con base en los datos de frecuencia de precipitación de la estación Guadalupe, mejorada por medio de curvas adimensionales regionales de frecuencia de lluvias en varias estaciones de Antioquia, aplicada a una hidrógrafa unitaria sintética. En esta forma se obtuvo una hidrógrafa de diseño para las obras de desviación con un pico de 1.140 m3/s.

III. 5 SEDIMENTOS

Dentro del programa de investigaciones hidrometeorológicas iniciadas como parte de este estudio mediante subcontrato con el SCMH, se han estado tomando datos de concentración y granulometría de los sedimentos suspendidos en todas las estaciones de registro de caudales del río Cauca y en algunos de sus tributarios. Hasta el momento, se han reunido datos de sedimentos desde Marzo de 1972, pero esta información no es lo suficientemente extensa como para determinar con razonable precisión la carga de sedimentos del río en diferentes sitios. Por este motivo, en esta etapa del estudio se han previsto embalses muertos de capacidad relativamente alta para que permitan una operación segura del sistema durante un período de tiempo apreciable, pero la definición más precisa de la vida útil de los embalses solo podrá hacerse cuando se cuente con más información sobre el régimen de acarreo de sedimentos del Cauca.

III. 6 CONTINUACION DE LOS TRABAJOS DE HIDROLOGIA

Siendo tan limitada la información disponible sobre caudales medidos entre La Virginia y Caucasia, y habiéndose montado y empezado a operar durante el período de ejecución de este estudio

una completa red de estaciones limnigráficas y pluviográficas, es indispensable que se continúe la operación de estas estaciones y la recopilación y análisis de los datos que se obtengan, en relación con caudales del río, precipitación, climatología y sedimentología.

CAPITULO IV

GEOLOGIA

CAPITULO IV

GEOLOGIA

IV.1 INTRODUCCION

Los reconocimientos geológicos hechos por INTEGRAL LTDA en el sector medio del río Cauca se iniciaron hacia finales del año de 1971. El programa de estudios contempló la evaluación de las condiciones geológicas y geotécnicas en el área de ocho sitios previamente escogidos como potencialmente aptos para desarrollos hidroeléctricos. Estos sitios, ordenados de sur a norte, fueron denominados: Xarrapa (o San Francisco), Bocache, Farallones, Cañafisto, Carquetá, Ituango, Bredunco y Apaví. Además, por fuera del río Cauca, se estudió el sitio para desviación del río Nechí al Cauca. La localización de cada uno de los sitios mencionados se muestra en el plano No. 573-G-01.

Para los levantamientos geológicos se dispuso de aerofotografías y planchas topográfícas del IGAC, a escalas 1:40.000 y 1:25.000, respectivamente. Algunos mapas geológicos, previamente publicados, especialmente por el Instituto de Investigaciones Geológico-Mineras, INGEOMINAS, sirvieron como fuente importante de información en varios sitios para completar el esquema geológico en los alrededores de las áreas de interés, aunque la veracidad de tales mapas fue verificada mediante transversas a lo largo de secciones típicas.

Cada uno de los sitios referidos en este informe fue inspeccionado además por los asesores de INTEGRAL LTDA: Geólogo Richard E. Goodman e Ingenieros James L. Sherard y J. Barry Cooke, cuyas opiniones y recomendaciones se presentan en el apéndice B adjunto. La investigación geológica detallada sobre cada sitio particular se presenta así mismo en el Apéndice Geológico anexo a este informe.

IV.2 GEOMORFOLOGIA DEL VALLE

El río Cauca al iniciar su cauce medio, o Cañón del Cauca como se le conoce tradicionalmente, presenta un fuerte descenso que se conserva a lo largo de 400 kilómetros aproximadamente, comprendidos entre La Virginia (cota 900) y la población de Tarazá, al norte del Departamento de Antioquia, localizada a solo 90 metros sobre el nivel del mar.

En general, en este trayecto el río se caracteriza por fuertes gradientes y rápidos en un valle con perfiles transversales en forma de V, con vertientes muy inclinadas y erosión más marcada hacia la vecindad del lecho del río. La acción erosiva del río se ha manifestado principalmente en el efecto de profundizar el cauce, por lo que sus tributarios aparecen colgados con respecto al nivel base del río. El paisaje presenta el aspecto general de un valle juvenil, formado en época tan reciente como el Plioceno, el cual apenas comienza a erodarse.

Los contrastes en la resistencia de las distintas unidades de roca que atraviesan el río en su curso a los agentes de meteorización se manifiestan muy marcadamente en su recorrido. Así, mientras que en las rocas ígneas y metamórficas el cañón se ha formado estrecho y con laderas escarpadas, en las formaciones sedimentarias y piroclásticas el valle es más amplio y ha permitido la formación de algunos meandros en el curso del río. La configuración del valle, determinada por su geología, permite dividirlo en cinco sectores, a saber:

1. Sector del Departamento de Caldas y sur de Antioquia. Este tramo está comprendido dentro de lo que se conoce como la provincia volcánico-sedimentaria que se extiende entre un poco más al norte de La Virginia y un sitio intermedio entre Bolombolo y Anzá. El valle se caracteriza en esta parte por laderas moderadamente empinadas y pendientes medias del río, con escasos meandros y algunos depósitos aluviales que se encuentran tanto en el río Cauca como en sus tributarios. Algunos rápidos y saltos en cañones estrechos se formaron al atravesar el río los cuerpos volcánicos cristalinos.

2. Sector Bolombolo-Liborina. Al norte de un punto intermedio entre Bolombolo y Anzá y hasta Liborina, el Valle ha sido cortado principalmente dentro de rocas metamórficas e ígneas muy fracturadas.

La morfología del valle a lo largo de este sector obedece a un control estructural determinado por fallas, de las que se hablará más adelante, razón por la cual el río corre en tramos con alineamientos aproximadamente rectilíneos, en parte con laderas escarpadas, pero por regla general lo hace dentro de secciones más amplias que las del sector anterior. En este sector el río presenta una baja gradiente.

3. Sector Liborina-Puerto Valdivia. Este sector está comprendido dentro del núcleo de rocas metamórficas de la Cordillera Central y se caracteriza como la porción más profunda y escarpada de todo el valle medio del río Cauca.

4. Sector Puerto Valdivia-Cáceres Hasta las vecindades de Puerto Antioquia el Cauca continúa a través del mismo complejo de las formaciones metamórficas, pero como éstas fueron afectadas tectónicamente por una gran zona de falla (la falla de Espíritu Santo), el río ha podido labrar con mayor amplitud su valle. En la mayor parte de su curso corre por tramos casi rectilíneos.

5. Sector al norte de Cáceres. Al norte de Cáceres el río se adentra en las formaciones sedimentarias terciarias formando amplios meandros y extensas llanuras inundables.

El río Nechí drena parte de la región septentrional del Macizo Antioqueño y junto con el río Porce, constituye el mayor aporte del Macizo al Cauca. En la zona de presa el cañón es un típico valle juvenil, posiblemente controlado por zonas de fracturas.

IV.3 ESTUDIOS GEOLOGICOS ANTERIORES

Aunque existen estudios geológicos de carácter regional que cubren la zona centro-occidental del país, la información geológica detallada sobre la hoya del Cauca es relativamente escasa.

De los estudios regionales consultados, vale la pena destacar los siguientes:

1. Estudio de Tulio Ospina, titulado Reseña Geológica de Antioquia y publicado en 1911, en el cual se presenta una visión general de la geología del país con énfasis en la zona de Antioquia, y se describen las distintas formaciones de la Cordillera Central.

2. Estudio de Roberto Scheibe (1933), titulado Informe sobre los Resultados de la Comisión Científica Nacional en Antioquia. El estudio cubre la parte sur del Departamento de Antioquia y confirma las clasificaciones del anterior.

3. Estudio sobre el Terciario Carbonífero Antioqueño de Emile Grosse (1926) quien investigó la vertiente occidental de la Cordillera Central, entre La Pintada al sur y Olaya al norte. Este autor presentó nuevas subdivisiones geológicas y estratigráficas.

4. Estudios de Juan de la Cruz Posada publicados en 1936, bajo el título Bosquejo Geológico de Antioquia.

5. Estudios de H. Wolfgan Nelson(1957), tanto de campo como de laboratorio, sobre la Cordillera Central (entre Ibagué y Armenia) y la Cordillera Occidental (entre Cali y Buenaventura), con los cuales se describe la estratigrafía del metamórfico Paleozóico y del Mesozóico que constituyen respectivamente los núcleos de ambas cordilleras.

6. Los trabajos de Gerardo Botero (1963) quien ha unificado gran parte de la información geológica dispersa, los cuales han servido de guía en la agrupación de las distintas unidades y formaciones en la hoya del río Cauca.

7. Los estudios de James E. Case (1971) y Earl M. Erving (1971) sobre aspectos estructurales y tectónicos que constituyen un aporte importante al conocimiento de la evolución geológica de la parte noroccidental de Colombia.

8. Mapa tomado del informe "Ocurrencias Minerales del Departamento de Caldas" (José H. López, 1971), el cual fue originado en un estudio fotogeológico con comprobaciones de campo. Este mapa cubre la fracción del valle del río comprendida dentro del Departamento de Caldas.

IV.4 GEOLOGIA GENERAL

A. Resumen de la Geología Regional

La geología del valle del río Cauca se debe analizar dentro del marco geológico más general de las cordilleras Central y Occidental que encierran dicho valle.

El núcleo de la Cordillera Central está constituído por un complejo de metamorfismo regional dinámico-térmico sobre materiales sedimentarios y volcánicos que habían sido depositados en un gran eugeosinclinal paleozóico de dirección Norte-Sur. La Cordillera desde finales del Paleozóico fue un área positiva o al menos una barrera submarina, que separó la cuenca miogeosinclinal (sin volcanismo) de la Cordillera Oriental, del eugeosinclinal (con volcanismo) de la Cordillera Occidental, y siguió operando como área emergida por lo menos hasta el Cretáceo Inferior, según se comprueba por la presencia de clastos, provenientes de las rocas metamórficas paleozóicas, en los sedimentos continentales y marinos de edad Jura-Triásica que se han encontrado en el borde oriental de la Cordillera, especialmente en el Departamento del Tolima.

En ambos flancos de la Cordillera Central se encuentran rocas sedimentarias y volcánicas del Mesozóico, pero éstas últimas abundan más hacia la vertiente occidental. En la Cordillera Occidental los derrames de lavas andesíticas y basálticas se desarrollaron ampliamente durante esta era geológica.

Algunos cuerpos intrusivos de composición ácida a intermedia se emplazaron durante fines del Paleozóico y durante el Triásico especialmente hacia ambos bordes de la Cordillera Central, tales como el Batolito de Ibagué en el borde oriental y los plutones de Amagá y de Puerto Valdivia-Apaví, en el lado occidental.

Plutones de composición básica y ultrabásica intruyeron las rocas volcánicas del Mesozóico. Hacia finales del Cretáceo se emplazaron el Batolito Antioqueño y otros cuerpos menores, de composición cuarzodioritica en general, los cuales se destacan como los intrusivos más importantes de la Cordillera Central. Posteriormente algunos plutones dioríticos situados en el borde occidental de la Cordillera Central y en la Occidental, se emplazaron durante el Terciario Inferior a Medio (Oligoceno temprano a Mioceno temprano).

La fase magmática final, iniciada en el Mioceno, se presentó como una gran actividad volcánica efusiva y explosiva de lavas, tobas, brechas, etc, principalmente de composición andesítica.

Los valles de los ríos Patía y Cauca se desarrollaron a lo largo de la gran depresión o fosa tectónica que separa las Cordilleras Central y Occidental y que está delimitada por dos grandes fallas, la Falla del Cauca al Oeste y la Falla de Romeral al Este (véase Mapa Geológico, plano 573-G-02).

Esta fosa del Cauca fue rellenada en su mayor parte con sedimentos terciarios, en su mayoría de origen continental y por materiales de origen volcánico.

B. Estratigrafía

A continuación se tratará de correlacionar estratigraficamente las diferentes unidades de roca que afloran a lo largo de la

hoya del Cauca Medio. Para ello vale la identificación de las épocas en las cuales el tectonismo y magmatismo fueron más destacados en diferentes regiones del noroccidente colombiano. Un esquema preliminar de la distribución de las formaciones se muestra en el mapa geológico adjunto (Plano No. 573-G-02), el cual es el resultado del estudio y correlación estratigráfica, y se considera satisfactorio para los alcances de este trabajo.

Se han agrupado así las formaciones rocosas de acuerdo con las grandes divisiones del tiempo estratigráfico: Paleozóico, Mesozóico y Cenozóico.

1. Paleozóico

Mediante los trabajos de campo más recientes en la Cordillera Central, con el hallazgo de fósiles del Paleozóico Inferior, por resultados de mediciones radiométricas y por la presencia de clastos metamórficos en formaciones Jura-Triásicas, se puede asignar una edad paleozóica a las formaciones más antiguas de la hoya del Cauca. La edad del metamorfismo de tales rocas es Paleozóico superior a Triásico inferior.

En el mapa geológico que se muestra en el plano No. 573-G-02 se relacionan las siguientes unidades o grupos dentro del complejo de rocas paleozóicas:

a. Grupo Metasedimentario. Este conjunto comprende: El grupo de Valdivia (Ingeominas, 1970), la formación Ayurá-Montebello (Botero, 1963) y la formación de los Esquistos Verdes y de las Pizarras Arcillosas (Grosse, 1926). El conjunto metasedimentario está constituído por esquistos cloríticos, esquistos-sericíticos, esquistos cuarzo-feldespáticos y cuarzo sericíticos, mármoles y neises feldespáticos y micáceos.

b. Grupo Ortoneis. Este grupo comprende los neises-tonalíticos cataclásticos, los neises porfiroblásticos de Ingeominas y los intrusivos antiguos de

Grosse. Estas rocas provienen de plutones ácidos a intermedios metamorfizados contemporáneamente con el grupo metasedimentario.

c. Grupo Anfibolitas. Comprende las ortoanfibolitas, anfibolitas y esquistos anfibólicos.

d. Grupo de Plutones Antiguos. Está representado por rocas graníticas que afloran en la Cordillera Central en el área de Puerto Valdivia-Apaví y al occidente de Amagá. Cuerpos de esta actividad ígnea, de composición ácida a intermedia, se han determinado radiométricamente como Pérmico Superior a Triásico Inferior.

2. Mesozóico

Como se mencionó atrás, las condiciones eugeosinclinal persistieron durante el mesozóico hacia el borde occidental de la Cordillera Central y sobre toda el área que ocupa la Cordillera Occidental. Bajo estas condiciones se presentaron enormes erupciones de lavas y tobas intercaladas dentro de sedimentos marinos. Estas rocas volcánicas han recibido diversas denominaciones, según las localidades típicas estudiadas. Así, Grosse las llamó Formación Porfirítica; Nelson, Formación de Diabasas y Botero, Rocas Verdes, nombre éste último que hemos acogido en este informe. Estas rocas están constituídas por metabasaltos, tobas y aglomerados de espilitas, porfiritas diabásicas y augíticas, diabasas de textura ofítica a veces propilitizadas; todo ello con intercalaciones de conglomerados y areniscas, a veces en bancos muy gruesos, filitas, pizarras y lutitas. En algunas áreas se manifiesta la ausencia de lavas interpuestas dentro de los sedimentos, como en el río Nechí al norte de la población de Campamento, entre Arma y Abejorral, etc.

Al oeste del río Cauca las formaciones mesozóicas se encuentran por lo general muy poco alteradas. En cambio, las mismas rocas en la Cordillera Central han sido sometidas a intenso metamorfismo.

Las Rocas Verdes forman una unidad muy importante del período Cretáceo dentro del Valle del río Cauca. La característica común a todas las rocas volcánicas de la formación es la cloritización de los minerales ferromagnesianos, lo que les imprime el distintivo color verde.

3. Cenozóico

Durante la era Cenozóica tuvieron lugar los eventos geológicos que han determinado la morfología actual de la cuenca media del río Cauca.

Los grupos de rocas que pertenecen a esta era geológica se han subdividido en sus dos grandes épocas: Terciario y Cuaternario.

a. Terciario. Las rocas sedimentarias de la cuenca, pertenecientes a los períodos Oligoceno y Mioceno, son de origen continental y fueron depositadas en medios lacustres. Esta formación fue estudiada en la región antioqueña por Grosse (1926), quien la subdividió en tres horizontes o pisos, a saber: Piso Inferior, compuesto por conglomerados, areniscas y arcillas; Medio, por areniscas, arcillas y mantos de carbón, y Superior por areniscas y arcillas.

Hacia el sur de La Pintada se encuentra la región carbonífera de Riosucio-Quinchía, donde la formación sedimentaria se mezcla con rocas volcánicas efusivas y explosivas. La cuenca terciaria se extiende, con algunas interrupciones, hasta un poco más al sur de la ciudad de Cali, en donde una transgresión marina del Terciario Inferior, depositó localmente formaciones marinas en el Valle del Cauca (Zona Vijes). Todo este conjunto de sedimentos continentales ha sido denominado en el mapa geológico general, como Grupo de Sedimentos Terciarios.

El plegamiento andino se inició durante el Mioceno pero el gran levantamiento epirogénico de los Andes empezó durante el Plioceno, tal como lo ha demostrado Van der Hammen en sus estudios de la Sabana de Bogotá. Intimamente asociada con esta Orogenia Andina ocurre la gran actividad volcánica del centro y márgenes de la hoya del Cauca en las regiones de Caldas y sur de Antioquia, marcada por erupción de lavas, intrusión de diques, silos y stocks porfiríticos y enormes cantidades de materiales piroclásticos, todo de composición predominantemente andesítica. Aunque el volcanismo final de la Cordillera Central se inició desde el Mioceno, su máxima intensidad se alcanzó durante el Cuaternario.

b Cuaternario. Dentro de las formaciones correspondientes a esta época, se consideran los siguientes grupos: Flujo de Lodos Aglomerados, Formación Combia, Pórfiros Andesíticos y los Depósitos Aluviales.

Como resultado de los levantamientos ciclícos de la Cordillera Central de finales del Plioceno y del deshielo de los glaciares (véase el Volumen III Geología Reconocimiento Geológico del Area de San Francisco), se formaron depósitos por flujos de los aglomerados compuestos por bloques y cantos de rocas volcánicas de composición andesítica y algo de rocas metamórficas, depósitos que en las cercanías de los ejes volcánicos se hallan interestratificados con flujos de lava. Esta formación se ha denominado Xarrapa, por ser la formación típica en el Area de la Central de Xarrapa. También se conocen exposiciones de materiales de este tipo en los flancos del Nevado del Ruiz.

La formación Combia incluye los materiales piroclásticos citados atrás, muy abundantes en el norte de Caldas y sur de Antioquia. Los cuerpos intrusivos porfiríticos se encuentran en esta misma zona.

Finalmente, los Depósitos aluviales están constituídos por terrazas antiguas y depósitos recientes en los cauces actuales de los ríos.

Las terrazas antiguas se encuentran en una posición alta con respecto a los niveles actuales de los lechos de los ríos y por lo común, son cuerpos muy horizontales de gravas mezcladas con arenas y arcillas. Entre las más importantes terrazas vale citar, de sur a norte, las siguientes: las terrazas sobre los lechos de algunos ríos afluentes al Cauca como el Risaralda, Tapias, Llano Grande y Chinchiná-Guacaica; las del Cauca, abajo de Arauca, estación El Pintado, La Pintada, Anzá, San Nicolás-Santa Fe de Antioquia; las de la desembocadura del río San Andrés al Cauca; y las de Apaví-Puerto Antioquia (algunas de estas terrazas no aparecen en el mapa geológico general debido a la amplia escala de éste).

IV.5 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

Todas las secuencias Paleozóicas y Mesozóicas de las dos cordilleras aparecen intensamente plegadas, pero esta perturbación se desarrolló en menor grado sobre las formaciones Mesozóicas de la Cordillera Occidental. En general, los ejes de los plegamientos y la esquistosidad metamórfica coinciden con la dirección tectónica de la cordillera, es decir N-S con fuertes buzamientos al Este y al Oeste. Los buzamientos son algo más moderados en los sedimentos terciarios.

El complejo Paleozóico de la Cordillera Central sufrió la acción de un metamorfismo dinámico-térmico, bajo presiones moderadas; en cambio, el metamorfismo del complejo Mesozóico de la Cordillera Occidental parece ser de alta presión y baja temperatura.

El Terciario sedimentario se encuentra superpuesto a todas las formaciones más antiguas a lo largo de la cuenca del Cauca, lo que hace suponer que la Cordillera estaba terraplenada antes de iniciarse la sedimentación terciaria.

Después de la sedimentación terciaria debió haber ocurrido un nuevo plegamiento el cual persistió por todo el tiempo de la actividad volcánica Neoterciaria y tuvo su máxima intensidad a finales del volcanismo Cuaternario.

El valle medio del río Cauca, como se dijo atrás, es una fosa tectónica compleja (Botero A. 1963), con fracturas producidas por los esfuerzos generados al relajamiento de las presiones orogénicas durante el tiempo Plioceno-Pleistoceno.

Varias fallas inversas de fuerte ángulo han sido identificadas en la zona de Cali (W. L. Schwinn, 1969). Estas fallas se dirigen al norte siguiendo aproximadamente el lecho del río Cauca, hasta un punto cercano a la población de La Virginia. Desde este punto hacia el norte, las fallas continúan por la margen izquierda del río y posteriormente se pasan a la hoya del río San Juan. Al norte de la desembocadura de este río, de acuerdo con Grosse (1926), la zona de falla está compuesta por tres fracturas conocidas como los "Sobreescurrimientos del Cauca", los cuales condicionan en varios tramos el lecho actual del río hasta cerca del cruce de la carretera al mar en Antioquia. En este último tramo la falla más oriental sobreescurre los terrenos paleozóicos y mesozóicos sobre el Terciario Carbonífero y sobre las rocas piroclásticas de la Formación Combia; su buzamiento parece ser de moderado ángulo hacia el Este. El sobreescurrimiento medio buza con ángulo igualmente moderado hacia el Este y pone en contacto la formación de los esquistos verdes y de las pizarras arcillosas del tiempo Paleozóico; similarmente, la falla más occidental se inclina al Este y sobreescurre el Paleozóico sobre la Formación Combia, el Terciario Carbonífero y el Mesozóico.

Al norte del cruce de la carretera al mar, la Falla del Cauca se conoce como la Falla de Sabanalarga (Ingeominas, 1970) y corre cerca al lecho del río por su margen derecha hasta la desembocadura del río Peque, en donde el río Cauca cambia su dirección Norte-Sur, por un nuevo alineamiento aproximadamente Noreste. La Falla de Sabanalarga marca un contacto muy definido entre la Formación de las Rocas Verdes al Oeste y el Complejo Paleozóico de la Cordillera Central al Este.

Finalmente, entre las Fallas de rumbo norte a noreste, se considera la Falla de Romeral que se extiende de sur a norte a través de todo el país, proveniente del Ecuador, donde se conoce como Falla de Dolores (Campbell, 1968). Esta falla, de tipo inverso, bordea la cuenca del Cauca. Está conformada por numerosas fracturas, por lo que en algunos sitios alcanza a tener una zona de brecha de falla hasta de 2 km de espesor, (por ejemplo al oeste de Manizales). En varios sitios, a lo largo de su extensión, la falla ha puesto en contacto los estratos continentales terciarios y las rocas volcánicas cretáceas con las rocas metamórficas antiguas de la Cordillera Central. En la parte sur del país la falla tiene un rumbo norte sur y buza entre 50° y 70° al este (Barrero D., 1970). Al norte de la latitud 7° N (aproximadamente al norte de una línea que conecta las poblaciones de San Andrés de Cuerquia y Toledo), la falla toma un rumbo Noreste y captura el lecho del Cauca desde aguas arriba de la población de Puerto Valdivia. Sin embargo, según estudios más recientes, parece que éste último tramo de falla es distinto a la denominada Romeral en el centro y sur del país. En la parte más septentrional intercepta las formaciones metamórficas, de tal manera que sugiere ser del tipo de falla con movimiento lateral derecho; por otro lado, su marcado relieve estructural en relación con otras fallas de la Cordillera, hace pensar que Romeral sea una falla cuya actividad duró hasta tiempos tan recientes como finales del Terciario.

La Fosa (Graben) del Cauca, entonces, está delimitada por la Falla del Cauca y por la Falla de Romeral previamente descritas.

Otras fallas en la parte norte del Departamento de Antioquia, como la de Santa Rita, están claramente asociadas a la gran fractura de Romeral y de igual forma su desplazamiento parece ser lateral derecho.

Además, entre las fallas longitudinales en el Departamento de Antioquia, se insinúa morfológicamente una zona de falla de dirección norte a noreste siguiendo los cursos de los ríos Buey, Alto Rionegro y Porce.

Otra falla importante es la del río Arma de rumbo cercano al SE-NW. En un afluente del río Arma se ha reconocido esta falla (véase Reconocimiento Geológico del Area de Farallones, Volumen III Geología). Se puede deducir su continuidad hacia el oeste siguiendo el alineamiento de los cursos de los ríos Arma y Cauca (entre La Pintada y Bolombolo), el Penderisco y parte norte del brazo de Murindó en la cuenca del Atrato.

IV.6 SISMICIDAD

Es bien sabido que los sismos son causados principalmente por el movimiento de fallas; teniendo en cuenta que Colombia se halla situada dentro de lo que se ha llamado cinturón circumpacífico, zona en la cual ocurren aproximadamente el 80% de los sismos registrados en el mundo, es importante hacer un ligero repaso sobre la tectónica de los Andes Suramericanos, en su parte más septentrional.

La tectónica de los Andes en la región considerada es esencialmente una tectónica de fracturas y prácticamente todas las cordilleras están conformadas por pilares ("horsts") y sus grandes depresiones y valles por fosas de hundimiento ("Grabens").

El rumbo de los Andes en Argentina y Chile es aproximadamente N 10° E hasta llegar al paralelo 18° S donde giran y toman un rumbo N 55° W. Con esta orientación penetran al Perú, en donde la cordillera muestra dos nuevas deflexiones como consecuencia de dos grandes fracturas; la de Pisco al sur, la cual gira los Andes al rumbo N 15° E. Esta nueva tendencia al oriente se acentúa a medida que los Andes avanzan al norte penetrando en Colombia y ya en Venezuela, la orientación es casi este-oeste.

Las geofracturas de Pisco y Huancabamba delimitan la depresión de la cuenca del río Amazonas. Es de interés sobre todo la deflexión de Huancabamba porque ella aisla tectónicamente la parte norte de América del sur de los Andes Peruanos y siendo también importante anotar que Huancabamba está relacionada a una geofractura de dimensiones universales, como lo es la fosa del Amazonas que siguiendo al oriente penetra al Continente Africano, como puede verse en el diagrama de Loczy, Figura No. 9, del Apéndice Geológico.

La deflexión de Huancabamba coincide aproximadamente con el Ecuador terrestre y según se muestra en los mapas de sismicidad en la parte norte de Suramérica y vecindades de Barazangi y Dorman (1969) Figura No. 8, del Apéndice Geológico al norte de esta fractura se presenta una disminución en la cantidad de los epicentros registrados.

En la República del Ecuador se conocen algunas otras fallas transversales sobre todo en la zona del Golfo de Guayaquil. En el sur de Colombia estas fallas han sido poco estudiadas.

Al norte, ya ha sido citada la falla transversal del Arma, y Restrepo H. (1970) supone la presencia de una falla entre Ibagué y Bahía Solano. En la Sierra Nevada de Santa Marta existen importantes fallas transversales bien investigadas, entre las cuales están las de Oca y Cuisa.

Las fallas longitudinales, paralelas a los alineamientos de los Andes son las más destacadas en el noroeste de Suramérica. Estas fallas han sido bien identificadas en el Perú donde limitan cuencas de hundimiento y en el Ecuador y Colombia la información es aún más completa.

En el Ecuador y en Colombia los Andes se ramifican en los cuatro ramales de la gran Cordillera, todos ellos separados por depresiones, así:

a. La Cordillera de la Costa al oriente de la Fosa del Océano Pacífico y separada de ésta por la zona de Benioff o Falla Maestra del Pacífico.

b. La Cordillera Occidental separada de la Cordillera de la Costa por el "Graben" del Atrato.

c. La Codillera Central, separada de la Occidental por el "Graben" Interandino Colombo-Ecuatoriano en el Ecuador, y en Colombia por la fosa del Patía-Cauca.

d. La Cordillera Oriental, separada de la Central en Colombia por el "Graben" del Magdalena César y en el Ecuador por la cuenca Subandina. Al oriente de la Cordillera Oriental se encuentran los llanos y selvas orientales del continente, que se extienden hasta el Cratón de la Guayana.

En la actualidad casi todos los geólogos que han trabajado en esta parte de Suramérica, coinciden en explicar la fracturación de esta región del continente como resultado de la compresión del Escudo Guayanés contra las placas del Pacífico.

Un gran número de los epicentros de terremotos del cinturón circumpacífico se encuentra localizado a lo largo de fallas longitudinales (Norte a Noreste) tales como la Falla de Guayaquil, Cauca, Romeral y Palestina, conjunto de fallas que constituyen el Gran Cizallamiento de Dolores-Guayaquil ("Dolores-Guayaquil Mega Shear") de desplazamiento lateral derecho. Cerca de estas fallas y posiblemente asociados a ellas se conocen en el Cauca Medio epicentros de varios terremotos, entre ellos,

a. Epicentros posiblemente relacionados a la Falla de Cauca:

Septiembre 17, 1935
Diciembre 20, 1961
Julio 30, 1962
Febrero 24, 1965
Mayo 3, 1965
Enero 20, 1966
Mayo 10, 1966
Octubre 11, 1966
Abril 26, 1967

b Epicentros posiblemente relacionados a la Falla de Romeral:

Marzo 12, 1595
Enero 12, 1956
Febrero 9, 1958
Enero 26, 1963

c. Epicentros posiblemente asociados a la Falla de Palestina:

Mayo 29, 1930
Agosto 30, 1956
Junio 3, 1963
Enero 30, 1966
Octubre 5, 1966

En la Figura IV-1 se muestran las fallas principales del Cauca Medio y los epicentros de los terremotos registrados.

En la actualidad aunque se han identificado grandes masas de deslizamiento a lo largo de las fallas de Romeral y Cauca, es imposible definir si éstas fallas están en actividad o nó. De todas maneras se debe realizar un estudio muy detenido y especializado sobre la actividad de las fallas del Cauca antes de avanzar en los diseños del Proyecto.

Otra de las zonas sísmicas en Colombia se halla localizada a lo largo de la Falla de Santa Marta-Bucaramanga. Esta falla, según Campbell (1968) tiene un desplazamiento lateral izquierdo de 110 km y alrededor de ella se han concentrado los epicentros de los terremotos más destructivos en Colombia, especialmente en el eje Bucaramanga-Barrancabermeja. Este geofractura se considera en Colombia como una falla activa.

En el Apéndice Geológico se presentan los informes que durante la ejecución de este trabajo se han rendido en varias ocasiones como informes de trabajo.

FALLAS PRINCIPALES Y EPICENTROS DE TERREMOTOS REGISTRADOS EN LA HOYA DEL RIO CAUCA

INTEGRAL LTDA.
Noviembre 1974

IV-18

FIGURA Nº IV-1

CAPITULO V

FORMACIONES VEGETALES, BOSQUES, FAUNA, SUELOS Y USO DE LA TIERRA

CAPITULO V

FORMACIONES VEGETALES, BOSQUES, FAUNA, SUELOS Y USO DE LA TIERRA

V.1 INTRODUCCION

En el Volumen No. IV, como Anexo II, se presenta una descripción de las formaciones vegetales o zonas de vida, bosques, fauna, suelos y uso de la tierra rural en el cauce medio del río Cauca. Además, en el Capítulo X se describen los efectos de la construcción de los proyectos sobre asentamientos de población, obras y tierras que serían inundadas por los embalses propuestos. En este capítulo se presenta un breve resumen de las formaciones vegetales o zonas de vida, de las formaciones de bosques, de la fauna, suelos y uso de la tierra rural en el cauce medio del río Cauca.

V.2 FORMACIONES VEGETALES

En el Plano No. 573-G-03, tomado del mapa ecológico de Colombia preparado por el IGAC en el año de 1962 y actualizado por INTEGRAL LTDA, se muestran las diversas zonas de vida vegetal en la cuenca del cauce medio del río Cauca, desde La Virginia hasta un poco al norte de Tarazá. Este plano se elaboró con base en el sistema de clasificación propuesto por Holdridge, que permite clasificar la vegetación natural según los promedios anuales de bio-temperatura y precipitación, y la interacción de estos dos factores, o sea la relación de evapotranspiración potencial.

Como puede observarse en este plano, la mayor parte del lecho del río Cauca y la zona ocupada por la mayoría de los proyectos que se proponen en este informe para su desarrollo hidroeléctrico están localizadas en el piso tropical, en la zona correspondiente a bosque seco tropical (bs-T), que se presenta en donde la bio-temperatura promedia anual es igual o mayor de 24°C, lo que corresponde aproximadamente a una cota inferior a los 900 metros, con precipitación promedia anual entre 1000 y 2000 milímetros. Puesto que esta zona presenta condiciones climáticas adecuadas para la agricultura y la ganadería, de ella han desaparecido casi totalmente los bosques naturales y la tierra se ha dedicado preferiblemente a la ganadería, complementada por algunos cultivos.

En la parte baja de la cuenca, aguas abajo del sitio propuesto para el proyecto de Ituango, se encuentra la formación de bosque húmedo tropical (bh-T), que se presenta en donde el promedio de lluvias anuales está entre 2000 y 4000 mm. Las vegas del río y otras áreas relativamente planas de esta zona han permitido un desarrollo aceptable de pastos y algunos cultivos permanentes, por lo que el bosque natural ha desaparecido de ellas. Sin embargo, esta parte de la cuenca del Cauca Medio es la única en donde se encuentra aún en forma extensa la formación de bosque primario.

Como puede observarse en el plano 573-G-03, en la parte alta del cauce del río, entre La Virginia y Arauca, como también en las laderas de la cuenca entre cotas 900 y 1900 metros, a las cuales corresponde una bio-temperatura promedia anual entre 17° y 24°C, se presentan especialmente las formaciones de bosque húmedo premontano (bh-P) y la de bosque muy húmedo premontano (bmh-P). En estas zonas quedan algunos restos de bosque en estado natural, pero la mayoría ha sido destruído, especialmente en áreas de buenos suelos y topografía adecuada, en donde el bosque ha sido sustituído por cultivos y pastos. El cultivo predominante es el café, pero también se cultiva en menor escala caña de azúcar, maíz, árboles frutales y otros. El cultivo del café ha sido posible en esta zona tan húmeda debido a la presencia de cenizas volcánicas relativamente recientes que han dado origen a suelos con buenas características y mediana fertilidad. Aunque anteriormente los cafetales representaban en forma artificial las condiciones del bosque original, desafortunadamente con el incremento del cultivo del café caturra, que no requiere sombrío, esa protección del bosque ha desaparecido, con grave peligro para la conservación de los suelos y las aguas, como se observa en algunos lugares que presentan erosión con características de extrema gravedad.

Por sobre la cota 1.800 ó 1.900 se encuentra el piso montano bajo con formaciones de bosque húmedo montano bajo (bh-MB) y bosque muy húmedo montano bajo (bmh-MB), del cual ha desaparecido la mayoría de los bosques naturales como resultado de la tala para utilización agrícola de los suelos, en las llamadas tierras frías.

V.3 BOSQUES

Como se indicó, en la mayor parte de la cuenca del Cauca se ha talado el bosque natural para dedicar las tierras a la agricultura y la ganadería, y en menor proporción para aprovechar las

maderas para diferentes fines. Sin embargo, aún quedan algunas manchas de bosque primario en su estado natural, o en estado degradado. Además y especialmente en las zonas de vida más húmedas, por abandono de los cultivos o de los pastos por dificultad de mantenerlos se ha restablecido la vegetación arbustiva y arbórea, la cual se encuentra en diferentes estados de sucesión, desde el rastrojo bajo hasta el bosque secundario.

Como se muestra en el plano 573-G-04, prácticamente la totalidad de la cuenca del Cauca Medio está desprovista de bosques, excepto por la parte baja, al norte de Puerto Valdivia, en donde todavía se encuentran grandes extensiones de bosques primarios, desgraciadamente en proceso de tala.

Por razón de lo anterior, la cuenca en general presenta serios problemas de erosión, especialmente la zona localizada entre Anzá y Peque que cubre parte de los municipios de San Jerónimo, Sopetrán, Antioquia, Giraldo, Liborina y Buriticá, zona ésta que sufre de erosión severa en cárcavas, con una extensión del orden de 100.000 hectáreas. También se presenta seria erosión en la zona de Caldas y al sur de Antioquia, en las cuales se manifiesta especialmente por deslizamientos.

Si se quiere mantener el potencial hidroeléctrico del río Cauca, es necesario que se emprenda un programa de reforestación y de control de erosión, a fin de preservar las aguas y controlar el atarquinamiento de los embalses por efecto de sedimentos. Este programa es lógico además si se considera que los factores climáticos, topográficos y edáficos de la cuenca del Cauca Medio hacen que su verdadera vocación sea la forestal.

V.4 FAUNA

Son muy pocos los estudios sistemáticos que se tienen sobre la fauna silvestre en la cuenca del Cauca Medio, y la información existente está muy dispersa en documentos oficiales o publicaciones muy específicas. Sin embargo, pueden hacerse las siguientes anotaciones de tipo general, que deberán confirmarse posteriormente mediante estudios más detallados.

La fauna terrestre varía de acuerdo con la zona de vida en donde se encuentre, así: en la zona del piso tropical, la mayoría de las especies pertenecen a las aves, que constituyen un elevado

porcentaje de la fauna silvestre de las especies de vertebrados. El resto está constituído por mamíferos, y dentro de estos predominan los roedores y carnívoros. En la zona tropical del Cauca hay gran variedad de insectos, como tambíen varias especies de reptiles de alta peligrosidad, y algunos anfibios, principalmente batracios. En las distintas formaciones del piso montano bajo, la fauna es más pobre que en la zona de vida del piso tropical, tanto en especies como en población de animales; existen algunos mamíferos, especialmente roedores y carnívoros pequeños, pero dadas las condiciones de humedad abundan los amfibios y reptiles, principalmente ofidios que no ofrecen peligrosidad. Los insectos son menos abundantes en número de especies y población.

En cuanto a la fauna acuática, la más importante es la ictiofauna (peces), que se puede dividir en dos grupos, según la zona del río en donde se encuentran. En la zona del Cauca Medio, aguas arriba de Puerto Valdivia y en donde el río es bastante turbulento, se encuentran especies "lóticas," como la sabaleta, la dorada, el capaz y el blanquillo, cuya pesca es muy limitada y se efectúa principalmente para fines deportivos y de subsistencia; la población de estos peces es relativamente escasa. En la región del Bajo Cauca predominan las especies "lénticas," o sea las que viven en aguas poco turbulentas y en lagunas o ciénagas, que durante ciertas épocas del año migran en cardúmenes, migración que localmente es conocida como la "subienda" y que tiene lugar en los meses de Diciembre a Marzo, cuando es permitida la pesca comercial.

Aunque en el Bajo Cauca la pesca es una actividad socio-económica importante, pues hay aproximadamente 7.000 personas que viven de ella, con una producción anual en 1970 de 7,0 millones de pesos, según informes del Inderena, es de esperar con la información actual que la construcción de represas en el cauce medio del río no traiga consecuencias adversas para la pesca en el Bajo Cauca, ya que el único sitio aprovechable para generación de energía, en donde se presenta la "subienda" es el de Apaví, localizado precisamente en donde se abre el cañón y empieza el Bajo Cauca. Por otra parte, la creación de grandes lagos sobre el río permitiría fomentar la pesca deportiva, y aún a nivel industrial, pero todo lo anterior deberá ser corroborado mediante estudios de detalle, que deben iniciarse paralelamente con los estudios de factibilidad de los proyectos de construcción prioritaria, a fin de definir la influencia de éstos sobre la ictiofauna, e iniciar estudios para el desarrollo de nuevas variedades

de peces en los embalses, incluyendo la determinación de sistemas de siembra, alimento, crecimiento y reproducción.

V.5 SUELOS AGRICOLAS

En el plano 573-G-05 se muestra la clasificación de los suelos agrícolas, por su aptitud de explotación, a lo largo del cauce medio del río Cauca. La clasificación indicada en este plano se hizo con base en el sistema de clasificación agrológica del Departamento de Agricultura de los Estados Unidos, con algunas modificaciones para adaptarlo a las condiciones locales. Este sistema incluye ocho clases agrológicas, que están determinadas principalmente por la pendiente, y en parte por la consideración de otros factores edáficos, tales como el estado de erosión, la profundidad, la pedregosidad y el drenaje. Al clima no se le asigna en esta clasificación importancia preponderante. Las clases I, II, III son las apropiadas para cultivos que suponen laboreo constante del suelo y que requieren cuidados más o menos intensivos con el fin de evitar pérdidas del suelo por erosión. La clase IV es apropiada para cultivos solo en forma ocasional o limitada y con el empleo de métodos intensivos de conservación. Las clases V, VI, VII son apropiadas únicamente para vegetación permanente, y la clase VIII incluye las tierras demasiado escarpadas, arenosas, húmedas o áridas que no son apropiadas para cultivos, pastoreo o utilización forestal, sino para protección de la flora y la vida silvestre.

Como puede apreciarse en el plano 573-G-05, no existen en el cauce medio del río Cauca terrenos de la clase I, y los de la clase II son muy limitados y se reducen a algunas áreas en las vecindades de La Virginia e Irra. Sin embargo, los embalses propuestos inundarían sólo una mínima extensión de estas zonas.

Los terrenos de la clase IV se presentan cerca de Arauca y en la margen izquierda del río entre La Pintada y Bolombolo, como también en los alrededores de Sopetrán y Tarazá. Estos suelos en el Cauca presentan un relieve plano a quebrado, con pendientes que oscilan entre 1 y 25%, son susceptibles a la erosión en grado ligero a moderado, y contienen piedras o fragmentos de rocas que impiden o dificultan ciertas labores agrícolas, por cuyo motivo sólo pueden usarse para pastoreo, aunque en las áreas de menor pendiente pueden ser utilizados también para cultivos permanentes o semi-permanentes, siempre y cuando se usen métodos especiales de conservación de suelos, previa remoción de las piedras y rocas.

Los suelos de la clase V se presentan en las laderas del valle a lo largo de casi toda la cuenca, en terrenos entre 25 y 50% de pendiente, o en pendientes menores en áreas erosionadas o de fácil erosión. Con excepción de la margen derecha del Cauca entre La Pintada y Bolombolo, las áreas cubiertas por estos suelos están por fuera de las zonas que serían inundadas por los embalses.

Los suelos que predominan a lo largo del lecho del río y en las vegas adyacentes al mismo son en su mayoría clase VI, que tienen pendientes superiores al 50% y que caracterizan el cañón del Cauca, o en pendientes menores en lugares erosionables, con abundante cantidad de piedras o fragmentos de roca. Aunque para estos suelos el único uso recomendable sería para bosques, actualmente son utilizados para ganadería extensiva rudimentaria.

Lo anterior constituye una descripción de carácter muy general, que debe ser refinada posteriormente mediante análisis más detallados, cuando se adelanten los estudios de factibilidad para los proyectos.

V.6 USO DE LA TIERRA RURAL

A continuación se hace una breve descripción del uso actual que el hombre ha dado a la tierra rural a lo largo del lecho del río Cauca y que no necesariamente coincide con el uso teórico que puede esperarse de las diferentes formaciones vegetales o formas de vida. Para mayor claridad, esta descripción se presenta por zonas, de sur a norte a lo largo del río.

a. Zona central de Caldas. Geomorfológicamente, esta zona corresponde a una región ondulada con partes escarpadas y valles aluviales, cuyo clima predominante es el cálido. La mayoría de los suelos son de origen volcánico y el material parental está constituído por cenizas volcánicas o material aluvial con influencia coluvial, y muchas áreas presentan en la superficie piedras y fragmentos de roca que demeritan su importancia y limitan su explotación. Las clases agrológicas predominantes son la V y VI.

El principal producto de esta área es el café, cuya explotación es una de las más importantes de cuantas se realizan en el país, pero la mayoría de los sembrados están por fuera de las áreas que inundarían los proyectos que se proponen en este

informe. Después del café, la industria más importante de la zona es la ganadería extensiva, con pastoreo permanente o con rotación, y con predominio de cría y levante (72%). A más de lo anterior, se cultivan en la zona caña de azúcar (panela), cacao, maíz, plátano, yuca y frutales, pero la producción se destina en su mayoría al autoconsumo y a los mercados locales.

b. Zona Irra-La Pintada. Esta área, que económicamente corresponde a la zona central de Caldas y al sur de Antioquia, está constituída por terrenos abruptos de cenizas volcánicas y suelos derivados de rocas ígneas y metamórficas. La mayoría de los suelos de esta zona está en proceso de formación, y no tiene un perfil definido que permita una correcta clasificación pedogenética. La ganadería extensiva constituye la principal explotación económica del área y se practica especialmente bajo la modalidad de cría y levante, aunque existe algo de ceba en las zonas de topografía más suave y que tienen los mejores suelos. La agricultura en el área se practica en forma rudimentaria, en parcelas cuya modalidad de tenencia es el minifundio. Los principales cultivos son el plátano, el maíz, la caña de azúcar (panela), la yuca y el cacao, pero ninguno de éstos está técnicamente mecanizado y en general tienen rendimientos bajos, con su producción orientada hacia el autoconsumo o el abastecimiento de mercados locales.

c. Zona La Pintada-Bolombolo. Esta zona es sin lugar a dudas la región más importante del cañón del Cauca Medio y está constituída por suelos residuales, en su mayoría de textura fina, pero muchos de ellos son pedregosos y susceptibles a la erosión. La principal actividad económica de la región es la ganadería, especialmente la de ceba que representa más del 65% del total. Aunque se presentan sequías durante los primeros meses del año, la ganadería es generalmente bien manejada y está localizada en fincas de mediano tamaño. En esta zona no existe riego, pero podría aumentarse considerablemente la cabida de los potreros mediante riego sumplementario y por aspersión.

En la zona existen algunos cultivos de cacao, cítricos y caña, pero la explotación en términos generales es rudimentaria, excepto por el cacao, para el cual se recibe asistencia técnica y se obtienen rendimientos de 300 a 380 kilogramos por hectárea.

d. Zona Santa Fé de Antioquia. Económicamente el área corresponde al sector occidental del Departamento de Antioquia y está limitada en la parte superior por la cota 1000 m. Tiene clima cálido y temperatura media de 27°C, con pluviosidad relativamente

escasa en comparación con las zonas adyacentes. La mayoría de los suelos están degradados, son de textura fina, tienen mala retención de la humedad y son susceptibles a la erosión, que se presenta en forma severa en algunas zonas y que es agravado por las malas prácticas de explotación. Las pocas vegas o tierras planas cerca a la desembocadura del río Tonusco sufren inundaciones durante las crecientes del río.

En las vecindades de Santa Fé de Antioquia existen cultivos de tabaco rubio bien explotados y con sistemas de riego. La agricultura en el resto de la zona tiene una explotación inadecuada, siendo los cultivos más importantes los de frutales, cacao, tabaco, maíz y tomate. La mayoría de estos cultivos está localizada en pequeñas parcelas y algunas de ellas tienen riego rudimentario. Aunque en el área se ha practicado la irrigación desde hace muchos años y algunos de los canales fueron construídos desde hace unos 250 años, el riego no se ha extendido a otras zonas que podrían ser utilizadas para cultivo de tabaco, cacao y frutales.

La ganadería en la zona es otra de las actividades económicas importantes y se presenta tanto la variedad de cría y levante, como la de ceba.

e. Zona Santa Fé de Antioquia-Puerto Valdivia. En esta zona la mayoría de los suelos son de clase VI, con relieve escarpado y muy susceptibles a la erosión, la cual cuando se presenta es severa o muy severa, según la pendiente, que normalmente excede de 50%. En las zonas menos pendientes se practica la ganadería en forma extensiva, especialmente en las vecindades de Liborina e Ituango, pero aguas abajo de estas áreas existen pocas posibilidades para la ganadería. En el extremo sur de la zona, en los municipios de Antioquia, Olaya y Liborina se practica la agricultura, especialmente con cultivos de cacao, plátano, maíz, tomate y frutales para abastecer el consumo local y el mercado de Medellín. Existen sistemas de irrigación en algunas áreas de los municipios de Sopetrán, Olaya, Antioquia y Liborina pero las prácticas de riego son inadecuadas y lesivas para los suelos.

f. Zona Puerto Valdivia-Tarazá. Esta área comprende una región aledaña al río Cauca en los municipios de Puerto Valdivia y Cáceres y corresponde a una zona de transición entre el cañón del Cauca y el Bajo Cauca, que tiene abundante precipitación y temperatura alta. Los suelos son de origen aluvial y de materiales sedimentarios, con relieve plano u ondulado, y tienen en la

superficie materiales gruesos que dificultan su laboreo. Son susceptibles a la erosión y en algunas zonas ésta ya se presenta en forma ligera o moderada.

El área tiene buen potencial para la ganadería de ceba, que se ha ubicado en las zonas bajas, en donde se ha destruído el bosque, habiendo sido sustituído por praderas con pasto artificial. La modalidad de explotación es la de ganadería extensiva.

Desde el punto de vista agrícola, el área está en la etapa de colonización. Los colonos destruyen los bosques y siembran maíz como cultivo intermedio para la siembra de pastos. El resto de cultivos (plátano, caña, maíz, frutales) se explota a escala familiar, o para abastecer mercados locales.

CAPITULO VI

SELECCION DE PROYECTOS PARA ESTUDIO DE ALTERNATIVAS

CAPITULO VI

SELECCION DE PROYECTOS PARA ESTUDIO DE ALTERNATIVAS

VI.1 GENERALIDADES

Para el estudio de posibles alternativas del desarrollo hidroeléctrico del río Cauca entre La Virginia y Caucasia se consideraron todos aquellos sitios de condiciones favorables para construcción de presas y centrales hidroeléctricas a lo largo de este tramo. La escogencia preliminar de estos sitios se basó en la información topográfica y geológica disponible, en reconocimientos aéreos y terrestres por parte del personal de ISA, de INTEGRAL y de sus asesores, en las limitantes que existen para los niveles de inundación de los embalses, en las facilidades de acceso, etc. Posteriormente se fueron restringiendo los sitios tentativamente escogidos a aquellos que en esta etapa de los estudios parecían más favorables para el análisis de las alternativas. En este Capítulo se presentan los análisis hechos para la escogencia de los sitios y proyectos que fueron motivo de estudio para la definición de la mejor alternativa global para desarrollo del potencial hidroeléctrico del río Cauca Medio. No obstante, conviene anotar que los sitios propuestos no definen necesariamente la ubicación de los proyectos y que en etapas más avanzadas deberán considerarse varios ejes alternativos posibles, algunos kilómetros aguas arriba y aguas abajo de los sitios propuestos.

VI.2 BASES PARA LA ESCOGENCIA

La escogencia de los sitios para los diferentes proyectos se llevó a cabo inicialmente con base en el análisis de los planos 1:25.000 del IGAC y por medio de reconocimientos aéreos y terrestres del río en todo el trayecto de estudio, o sea desde La Virginia hasta Caucasia. Posteriormente se ejecutó una nivelación de segundo orden a lo largo del río, desde La Virginia hasta el sitio de Apaví, la cual permitió precisar las alturas de las presas y las

cotas de las limitantes existentes. Simultáneamente se adelantaron estudios geológicos de las varias zonas del cañón consideradas como aptas para los proyectos, y se hicieron estudios hidrológicos y de simulación del sistema, para determinar el potencial de los diferentes proyectos individuales y de cada una de las alternativas para desarrollo global del potencial hidroeléctrico del río. Los reconocimientos de campo se continuaron durante todo el período de estudio y a medida que se allegaba mejor información, se fué refinando la definición de las características de las presas y centrales hasta el momento actual, cuando se han seleccionado los siguientes posibles proyectos, siguiendo el curso del río:

Xarrapa
Bocache
Farallones
Cañafisto
Carquetá
Ituango
Bredunco
Apaví

Además de estos proyectos, se incluyó dentro del estudio del desarrollo hidroeléctrico del río Cauca la desviación del río Nechí hacia el primero, a la altura de Puerto Valdivia, mediante una presa en el río Nechí, un túnel de conducción y la correspondiente central generadora. Con esta desviación es posible aprovechar el potencial hidroeléctrico existente entre el Nechí y el Cauca, mediante la utilización de unos 600 metros de diferencia de nivel. El caudal desviado serviría a su vez para aumentar la generación en la Central de Apaví, en el extremo norte del desarrollo.

Las limitantes físicas para la máxima cota de inundación de algunos embalses, fueron las siguientes:

a. Población y puente de La Virginia, cuya elevación aproximada es de 894 metros.

b. Central Hidroeléctrica de San Francisco (CHEC), cuya descarga está situada a la cota 828.

c. Población y puente de La Pintada, situados a la cota 582 aproximadamente.

d. En el caso de la presa de Ituango se fijó como limitante la cota de descarga de la central de Cañafisto, que es la 471 aproximadamente. En esta forma se evita también la inundación de la ciudad de Santa Fe de Antioquia situada más o menos en la cota 500.

Es importante advertir que los niveles normales y máximos de los embalses se fijaron algunos metros por debajo de las cotas limitantes mencionadas, a fin de tener en cuenta en forma aproximada el efecto de las curvas de remanso de los embalses. Sin embargo, dentro de las limitaciones de este informe no se consideró necesario entrar en el análisis detallado de curvas de remanso y de los efectos de agradación aguas arriba de los embalses, aspectos que deberán considerarse en etapas posteriores, cuando se cuente con datos más apropiados sobre secciones del cauce, tipo y granulometría del material del lecho y de las orillas del río, transporte de sedimentos de fondo y en suspensión por el río y sus afluentes, variación de temperaturas y contenido de substancias químicas del agua, reglas de operación de los embalses, hidrología de crecientes del río y de sus afluentes, tipo de vegetación en las orillas del río, etc. Además se requerirán estudios detallados sobre diques y otras obras de protección en las orillas del río, especialmente en las áreas de La Virginia, La Pintada y Santa Fe de Antioquia.

También existen otras limitantes de menor importancia relativa, como son la zona agrícola y ganadera de Bolombolo-La Pintada, el puente de Paso Real (cota 464) y la población y puente de Puerto Valdivia (cota 130), pero estas últimas no se consideraron como limitantes absolutas sino más bien de tipo económico.

En cada uno de los sitios indicados se consideraron varios ejes posibles para ubicación de las presas y se escogió uno con base en la topografía, reconocimientos geológicos, ventajas en cuanto a la localización de las estructuras, posibilidades de

acceso, recomendaciones de los asesores, materiales de construcción, requerimientos de vertedero y desviación, etc. Sobra advertir que esta escogencia de ejes no puede considerarse definitiva sino para fines del análisis de alternativas, por lo que posteriormente, con nuevos datos y exploraciones, será necesario realizar un estudio más detallado, del cual probablemente surgirán modificaciones. En efecto, debe considerarse que cada proyecto podría moverse varios kilómetros aguas arriba o aguas abajo de su localización preliminar, una vez que se adelanten exploraciones y estudios más detallados. Sin embargo, al nivel del presente estudio, cuyo objetivo fundamental es la evaluación del potencial hidroeléctrico del Cauca Medio, la selección de la mejor alternativa para el desarrollo último, y la escogencia de los proyectos más favorables para iniciar el desarrollo, las modificaciones que puedan presentarse en las localizaciones y ejes adoptados no introducirán cambios sustanciales a las conclusiones generales del informe, a menos que se descubrieran condiciones excesivamente desfavorables del subsuelo.

También se describe en este Capítulo la escogencia preliminar de los tipos de presas y estructuras anexas para los sitios considerados, escogencia que se hizo con base en los planos e información disponible sobre topografía, geología, hidrología y materiales de construcción, así como en estimativos aproximados de costo en relación con otras soluciones alternativas. En términos generales, para este trabajo se adoptaron los siguientes criterios:

1. En general, el criterio básico fue tratar de utilizar soluciones conservativas para las presas, centrales y estructuras anexas, en tal forma que posteriormente cuando se hagan estudios más detallados sea posible obtener estructuras más económicas con ahorros en el costo de los proyectos, en lugar de mayores costos. Estas modificaciones no deberán alterar los méritos relativos de los diferentes proyectos y alternativas, a menos que se encuentren situaciones supremamente complicadas en el subsuelo, ya que para todas las alternativas se usó el mismo grado de conservativismo

2. Como primera alternativa y en donde se encontró posible se prefirieron las presas de lleno de tierra, roca y materiales aluviales, o una combinación de estos materiales, con vertederos superficiales excavados en los contrafuertes, por razón del carácter sísmico de la región y porque en términos generales y de acuerdo con nuestra experiencia esta solución es normalmente más económica.

3. En algunos de los sitios considerados los contrafuertes del cañón son muy pendientes y bastante más altos que las presas, por lo que los volúmenes de excavación para vertederos superficiales resultan excesivos en relación con los llenos en donde puedan utilizarse. Por lo tanto, en donde la primera solución no era posible, se consideró la construcción de presas de concreto con el vertedero sobre la misma presa. No obstante, en etapas posteriores, cuando se cuente con mayor información geológica y topográfica, convendría investigar la posibilidad de utilizar vertederos laterales de poco ancho en combinación con presas de lleno.

4. Otra posible solución que deberá investigarse para las condiciones descritas en el numeral anterior sería la construcción de presas de lleno y vertederos en túnel que podrían representar economías substanciales de costo. El tipo de túneles de vertedero sería de pendiente constante, con condiciones de flujo libre y con una caída inicial relativamente pequeña que permita al flujo adquirir una velocidad del orden de 20 a 25 m/s, la que deberá mantenerse aproximadamente constante a lo largo del túnel para disminuir los problemas de cavitación, ondas superficiales y aumento de espesor de la lámina por aireación. Los túneles saldrían a una elevación relativamente alta con relación al nivel del río y descargarían por medio de deflectores de chorro. Además, deberían utilizarse por lo menos dos túneles para darle mayor flexibilidad y seguridad al sistema de evacuación.

En esta etapa del estudio no se consideraron vertederos en túnel por las siguientes razones.

a. En los vertederos en túnel, el margen de seguridad sobre la capacidad de diseño es relativamente reducido, por lo cual, en caso de presentarse una creciente superior a la estimada, el nivel del agua podría subir rápidamente y aún sobrepasar el terraplén, ocasionando la falla del mismo.

b. En esta etapa preliminar del estudio se consideró preferible adoptar soluciones convencionales y conservativas, no sea que posteriormente estudios detallados requieran soluciones más costosas que puedan afectar los presupuestos en forma significativa, y aún ocasionar cambios en el orden de prioridad de la alternativa escogida.

c. La geología en algunos de los sitios no es adecuada para vertederos en túnel de gran tamaño.

Por otra parte, vertederos en túnel de gran altura (más de 100 metros) con un primer tramo de fuerte inclinación, seguido por un tramo de poca pendiente (generalmente un túnel de desviación), no se consideraron aceptables para los proyectos contemplados en este informe por las siguientes razones, a más de las ya presentadas:

a. En la mayoría de los proyectos en donde existen vertederos de este tipo para alturas y caudales comparables a los de los proyectos de Cauca se han experimentado dificultades. Hasta el momento no se han determinado con suficiente certeza las causas de estas fallas, y los diseños actuales no son totalmente confiables.

b. Las crecientes del río Cauca son generalmente de larga duración (más de 20 días), por lo cual en caso de presentarse un daño en alguno de los túneles, seguramente progresaría durante el paso de la creciente y podría llegar a ocasionar una falla de la estructura. Debe tenerse en cuenta que la relación del volumen de las crecientes al

de los embalses es relativamente alta para el caso de los proyectos del Cauca, por lo cual sería difícil almacenar una gran creciente en caso de daño en un túnel vertedero.

5. No se consideró prudente en esta etapa la utilización de presas de arco, dadas las características sísmicas de la zona y el insuficiente conocimiento de la calidad de las fundaciones, a más de que los vertederos estarían localizados sobre las presas con descargas muy altas por unidad de ancho (más de 100 m3/s por metro), lo cual implicaría cierto riesgo para dichas presas.

6. Se tuvieron en cuenta las condiciones de sismicidad y proximidad a fallas geológicas mayores, de algunos de los sitios, para la escogencia de presas de lleno en los mismos y para adoptar secciones de mayor o menor resistencia sísmica.

7. Para el diseño de las obras de desviación, en el caso de presas de gravedad, se ha escogido una creciente con intervalo de recurrencia de 10 años y se ha previsto que las avenidas de mayor magnitud pasen a través de algunos monolitos de la presa que se dejarían más bajos que los restantes, o a través de orificios que se taponarían posteriormente.

8. Las obras de desviación en el caso de presas de lleno se han diseñado para una creciente con intervalo de recurrencia de 25 años y se han atendido los siguientes criterios generales:

   a. Se comprobó que la magnitud de la avenida que resultaría de una falla de la ataguía (diseñada para una creciente con intervalo de recurrencia de 25 años) por una creciente que se presente en el invierno siguiente al período de verano durante el cual se construiría la ataguía, fuera comparable a la creciente misma. En esa

forma, los daños que pudieran ocasionarse aguas abajo en caso de fallas de la ataguía serían comparables a los que causaría la creciente misma. Este criterio generalmente no es limitante en el caso del Cauca debido a la estrechez del cañón y a la poca capacidad de almacenamiento de las ataguías.

b. Durante la estación lluviosa, que sigue a la estación seca en la cual se construya la ataguía, se continuarían los trabajos en toda la zona del terraplén pero sin elevarlo por encima de la cota de la ataguía para evitar un caudal excesivo en el tramo aguas abajo del río, en caso de que se desborde la creciente.

c. Durante la estación seca subsiguiente se elevaría rápidamente el respaldo aguas arriba del terraplén en tal forma que pueda contener una creciente con intervalo de recurrencia de 500 años. Para cada uno de los proyectos se comprobó que esta operación de construcción fuera factible con ritmos normales de colocación de lleno.

9. En el caso de las crecientes de diseño para vertederos y desviaciones no se tuvo en cuenta la amortiguación de los picos de las hidrógrafas por los embalses de aguas arriba ya que sin conocer aún la secuencia de construcción de las obras, es conveniente asumir conservativamente que cualquiera de los proyectos pueda ser el primero de la serie. En etapas posteriores, más avanzadas, indudablemente podrán lograrse economías apreciables al considerar el efecto de un embalse sobre las obras que se construyan aguas abajo del mismo.

10. Para esta etapa los túneles de desviación se han considerado revestidos en concreto reforzado. Posteriormente y con base en exploraciones detalladas podrá estudiarse la posibilidad de usar túneles revestidos en concreto simple o sin revestimiento.

11. Debido a los cortes tan altos que requieren los vertederos excavados en la ladera, como resultado de lo estrecho del cañón, se han adoptado vertederos controlados por compuertas radiales de 17 a 20 m de altura y de 12 a 16 m de ancho. Para cada caso la concentración del flujo por unidad de ancho se adoptó teniendo en cuenta principalmente las condiciones de la roca y la localización de las estructuras. Se consideró apropiado terminar los vertederos en deflectores de chorro dimensionados de acuerdo con el ancho del cañón y con las condiciones de la roca. No se diseñaron pozos de aquietamiento del tipo de resalto hidráulico debido a su alto costo y al hecho de que por su magnitud la construcción requeriría períodos de tiempo largos, del orden de dos años, después de haber concluído prácticamente las demás obras. Por otra parte, es posible disminuir el riesgo de elevación excesiva del nivel de agua en el río ocasionada por la barra que podría formarse con los materiales provenientes de la socavación en el sitio de caída del chorro del deflector, previendo en dicho punto algunas excavaciones durante el período de construcción, excavaciones que seguramente resultarían más económicas que la construcción de las estructuras disipadoras convencionales.

12. En esta etapa de los estudios, no se han previsto desfogues de fondo en los tapones de los túneles de desviación, excepto para la presa de Nechí, teniendo en cuenta que para un río con caudales de la magnitud del Cauca y para los volúmenes de embalse considerados se requerirían conductos y controles de gran tamaño y costo. Por otra parte, las compuertas de los vertederos son de tal altura que permitirían evacuar rápidamente la parte superior de los embalses, donde se almacena la mayor proporción del volumen de agua. Sin embargo, en las etapas siguientes de los estudios convendría considerar desagües de fondo en algunas de las presas de aguas arriba que pueden tener fuertes oscilaciones en el nivel del embalse, para garantizar la operación de

las centrales de aguas abajo, cuando el nivel del embalse esté por debajo de la cota del vertedero y no puede pasarse agua por la respectiva central.

13. En principio, se adoptaron centrales superficiales en todos los sitios en donde las condiciones geológicas y topográficas lo permitían, y en forma conservativa se seleccionaron unidades de un tamaño tal que pudieran ser transportadas dentro de las limitaciones actuales a los sitios de los proyectos.

    Ya que en un futuro podría ser consejable instalar en los varios proyectos mayor capacidad de pico, se han preferido los sitios que permitan la construcción de centrales adicionales o extensión de las propuestas. Sin embargo, en los estimativos de costo no se incluyó el valor de las provisiones requeridas para futuros aumentos de capacidad.

14. Los túneles de conducción se han previsto para los objetos de este estudio, revestidos en concreto reforzado, lo cual podrá modificarse en el futuro si las condiciones de la roca resultan favorables. Igualmente se han considerado longitudes conservativas de revestimiento en blindaje metálico y concreto. Con excepción de Nechí, la relación de longitud de las conducciones al salto permite prever que no se requerirán almenaras y que podrá obtenerse una regulación adecuada de las turbinas. Por otra parte se comprobó que los diámetros de los túneles de conducción estén dentro del rango de diámetros económicos.

15. En las conducciones de las centrales del Cauca se han considerado generalmente los siguientes sistemas de cierre; provisiones para tableros a la entrada de la bocatoma, compuertas principales de rodillos para cierre de la bocatoma y válvula de mariposa a la entrada de las turbinas, con excepción de Nechí, que por razón de la alta presión

tendría válvulas esféricas. Se han previsto válvulas mariposas a la entrada de cada turbina y solo un juego de compuertas para el conjunto de bocatomas de cada central que se movilizarán mediante una grúa pórtico.

VI.3 CONSIDERACIONES SOBRE LA UBICACION Y TIPOS DE ESTRUCTURAS

VI.3.1 XARRAPA

En el sitio de Xarrapa se ha escogido el eje denominado XA - 1 (véase plano 573-G-08), situado unos 500 metros aguas arriba de la desembocadura del río San Francisco. Alternativamente se consideraron los ejes XA - 2, situado entre la central de San Francisco y la desembocadura del río del mismo nombre, y el XA - 3 situado más o menos a 1,8 km aguas arriba de dicha desembocadura. El sitio XA - 2 se descartó por estar localizado en un tramo de longitud muy limitada (menos de 500 metros) entre el río San Francisco y la central existente del mismo nombre, lo cual haría casi imposible cualquier modificación en la localización de las estructuras en caso de que se encontraran irregularidades geológicas. Además, ocasionaría interferencias con la central existente. El sitio XA - 3, aunque tiene el contrafuerte izquierdo favorable para localización de un vertedero superficial, muestra huellas de erosiones profundas en el contrafuerte derecho que pueden haber sido causadas por posibles fallas transversales según los alineamientos topográficos reconocidos, o que pueden corresponder a áreas de alta captación de escorrentía durante el invierno, lo que dificultaría la construcción del terraplén. Por lo tanto se escogió el eje XA - 1, en el cual los estribos son relativamente pendientes y los afloramientos de roca aparecen en general sanos y adecuados. El sitio es estrecho, pero permite la localización de una central superficial.

Mediante estudios posteriores más detallados podría resultar viable el eje XA - 3, u otros ejes aguas arriba del mismo aunque ello traería consigo una disminución en el salto útil y en la capacidad del embalse que de por sí son reducidos, lo cual podría aumentar aún más los costos unitarios de la instalación. La geología para todos los ejes es similar.

El eje XA - 1 está sobre conglomerado de bloques de lava fresca, embebidos dentro de cenizas volcánicas, y a unos 200 metros del río sobre el contrafuerte derecho aparecen las rocas verdes.1/ La formación de los conglomerados es compacta,resistente e impermeable pero puede contener bolsas de arena finas de baja densidad, además de tobas y arcillas, que podrían constituir elementos de difícil comportamiento en el caso de terremoto. De ahí que en este sitio parezca factible una presa de lleno, pero en ningún caso de concreto.

Se ha previsto un vertedero de tipo abierto, y se ha descartado el vertedero en túnel ya que habría un gran riesgo de erosión del conglomerado, en caso de una falla del revestimiento.

El nivel máximo del embalse, y por tanto la altura máxima de la presa, están limitados por el puente y población de La Virginia. Como se describe en el Capítulo VIII, en Xarrapa se considera una presa de lleno de 66 metros de altura 2/ con vertedero superficial por el contrafuerte derecho, dos túneles de desviación de 12 metros de diámetro por el contrafuerte izquierdo, y una central de superficie en el contrafuerte derecho para una capacidad nominal instalada de 330 MW, alimentada por cuatro túneles de 7,00 metros de diámetro.

VI.3.2 BOCACHE

Para el sitio de Bocache se consideraron tres ejes, denominados BO1, BO2 y BO3 (véase plano No. 573-G-08), todos ellos situados en un estrechamiento del río de unos tres kilómetros de longitud, localizado dentro de un "stock" de pórfidos andesíticos.

1/ Ver definición y características de "Rocas Verdes" en el Capítulo IV.

2/ En este informe la altura de la presa se define a partir del nivel del lecho actual del río.

En el eje BO1 aparece roca de mejor calidad que en los otros dos ejes contemplados, a más de que una presa construída en este sitio tendría menor volumen que en cualquiera de los otros dos. En el contrafuerte izquierdo del eje BO1 la roca expuesta en los cortes de la carretera en construcción aparece con fracturas abiertas, lo que puede deberse a exceso de explosivos en las voladuras para la construcción de la carretera. En efecto, la reciente inspección del túnel para la carretera en construcción, que está situado prácticamente al pie del eje BO1, ha permitido observar la buena calidad de la roca en el interior.

En los ejes BO2 y BO3 pueden observarse espesores mayores de meteorización de la roca y ésta aparece más fracturada que en el primer eje. Además, el eje BO3 tiene el inconveniente adicional de que la longitud del contrafuerte izquierdo entre las quebradas Langarera y Guadua Pintada, está limitada a solo 500 metros, lo cual merma flexibilidad para posibles variaciones de la localización de las estructuras cuando se avance en el diseño.

La calidad de la roca es adecuada para una presa de gravedad o de enrocado y de ahí que hubiese sido necesario hacer una comparación económica de estas alternativas como se explica en el Capítulo VIII. Ambas presas tendrían un vertedero abierto excavado en el contrafuerte derecho -que resulta más económico que en el izquierdo- túneles de desviación por la margen izquierda y central superficial en el río alimentada por túneles y localizada a lo largo del cauce, por razón de su longitud. En ambos casos se ubicaron las estructuras aguas arriba de la línea de contacto de las formaciones geológicas ya que el material del terciario está compuesto por areniscas, conglomerado y limolitas friables y con una resistencia a la cizalladura relativamente baja. Se adoptó la solución de presa de gravedad que resultó más económica que la de enrocado.

La presa tendría una altura de 128 metros, con un vertedero de 68 metros de ancho por el contrafuerte derecho, dos túneles de desviación de 11, 50 metros de diámetro por el contrafuerte izquierdo, y casa de máquinas superficial en el lecho del río para una capacidad nominal de 820 MW, alimentada por dos túneles de conducción de 9, 65 metros de diámetro.

VI.3.3 FARALLONES

Para la presa y central de Farallones, se consideraron ocho ejes denominados FA1 a FA7 y el FA2A localizados a lo largo de un cañón de 16 km de largo entre La Pintada y la quebrada Vequedo (ver plano 573-G-08). Los ejes FA1, FA3 y FA4 están situados dentro de una formación diorítica, en tanto que los demás están localizados dentro de "stocks" de pórfido.

Los 250 metros de caída del río, entre la Central de San Francisco y La Pintada, pueden desarrollarse mediante dos presas, una en Bocache y otra en Farallones, o mediante una sola presa alta en Farallones ya que no existen limitantes intermedias de importancia en el tramo.

Para la segunda alternativa, o sea para una presa alta en Farallones, los sitios FA1 a FA4 (incluído el FA2 A) son los más adecuados teniendo en cuenta la magnitud de la estructura, la topografía y las condiciones de fundación. Los sitios FA5 y FA6 están situados en cuerpos de andesita relativamente pequeños en comparación con el volumen de la presa (véase plano No. 573-FA-05), por lo que cualquier cambio en el eje de la presa sería difícil sin que parte de la estructura quedara situada sobre el contacto del cuerpo intrusivo con las rocas sedimentarias, estas últimas de dudosa capacidad de resistencia a la cizalladura. El sitio FA5 presenta un contrafuerte derecho muy delgado en la andesita y para la altura requerida de presa habría que construir sobre el terciario un terraplén de cierre de unos 600 metros de longitud hasta el Alto Daza. Los contrafuertes del eje FA6 son colinas muy delgadas y aparentemente bastante meteorizadas, a más de que la topografía general es desfavorable para ubicación de las estructuras.

En cuanto al sitio FA7, el contrafuerte izquierdo es muy delgado y meteorizado. Por otra parte la quebrada Vequedo, que en el invierno arrastra grandes cantidades de roca y material aluvial, desemboca al río Cauca inmediatamente aguas arriba del eje, lo que potencialmente contribuiría a crear un serio problema durante la construcción de la presa.

Entre los cuatro ejes que se encontraron como más favorables, el FA2 es bastante bueno desde el punto de vista topográfico y geológico, pero la fracturación columnar del pórfido andesítico del alto farallón adyacente al sitio crea un permanente riesgo de grandes derrumbes de roca sobre el proyecto, no solamente durante la construcción, sino durante su operación. La posibilidad de derrumbes del farallón aumentaría durante la construcción por efecto de vibraciones causadas por las voladuras. Un derrumbe de gran magnitud podría ser fatal para los trabajadores y para las obras en construcción, y un derrumbe durante operación podría producir daños de consideración. Por lo tanto, este eje no se consideró para efectos de este informe, aunque en estudios posteriores deberá investigarse con cuidado un posible tratamiento del farallón para garantizar su estabilidad, a fin de determinar si presenta ventajas económicas importantes. Es probable que puedan diseñarse tratamientos adecuados en el farallón para disminuir el peligro de derrumbes, tales como excavaciones, revestimiento con malla metálica, pernos de roca, etc. Debe anotarse, sin embargo, que la estrechez del cañón en este sitio dificulta la colocación de las estructuras si se compara con otros ejes.

En cuanto al eje FA2A, aún cuando las características geológicas son adecuadas para la presa, es difícil obtener una buena localización para una central del tamaño requerido en Farallones. También es inconveniente la ubicación de un vertedero de la capacidad necesaria.

En el eje FA1 la meteorización es más severa que en los ejes FA3 y FA4, el volumen de terraplén mayor y la localización de las estructuras menos favorable. Por lo tanto, los ejes FA3 y FA4, situados en la llamada "Vuelta de Cuba" parecen ser los más aconsejables, y entre éstos el eje FA4 presenta mejores características para la ubicación de las estructuras, menor volumen de terraplén, y afloramientos de roca aparentemente más sanos que en el eje FA3. Es posible que pueda obtenerse una localización conveniente para la presa entre los ejes FA3 y FA4, si se pueden diseñar estructuras de desviación adecuadas para la quebrada Yala y si las condiciones geológicas resultaren aceptables.

Al nivel de este informe y en forma conservativa se escogió como solución alta en Farallones una presa de 220 metros de altura con el embalse normal a la cota 806. Sin embargo, no existen limitantes físicas para el máximo nivel del embalse y sin afectar la central de San Francisco podría elevarse la altura de la presa en unos 17 metros con lo cual se obtendrían ventajas importantes en cuanto a producción de energía y capacidad de almacenamiento; este realce deberá ser motivo de análisis en etapas más refinadas de diseño. Por otro lado, no parece que haya limitantes geotécnicas para una presa de 237 metros de altura en el sitio FA 4 aunque el filo situado un poco aguas arriba en el contrafuerte derecho es delgado, pero podría investigarse la posibilidad de desplazar ligeramente el eje hacia aguas abajo, lo que daría mayor latitud para los ajustes de la posición de la presa.

De acuerdo con las consideraciones anteriores, para la alternativa de presa alta en Farallones se adoptó el eje FA4 con una presa de altura máxima de 220 metros, provista de un vertedero superficial de 68 metros de cresta en el contrafuerte izquierdo y de dos túneles de desviación de 12 metros de diámetro en el mismo contrafuerte. La central hidroeléctrica sería superficial, estaría localizada en el contrafuerte izquierdo de la presa, aguas abajo de ésta, y sería alimentada por 5 túneles de 8.70 metros de diámetro, para una capacidad nominal de 2.120 MW.

Para la alternativa de una presa baja en Farallones (110 m) se descartaron los ejes FA1, FA5, FA6 y FA7 por las razones indicadas atrás.

Desde el punto de vista geológico, los ejes FA3 y FA4 serían bastante aptos para una presa de enrocado, pero la topografía es desfavorable para ello, ya que las excavaciones para un vertedero superficial tendrían un volumen mucho mayor que el requerido para el terraplén. Por otra parte, los sitios no son adecuados para presas de gravedad de la altura considerada, pues requerirían extensas excavaciones para encontrar una fundación aceptable.

Para presas de gravedad serían preferibles los ejes sobre los pórfidos andesíticos por razón de la mejor calidad de la roca. Habiéndose descartado en este informe el eje FA2 por el

problema de derrumbes potenciales, se eligió el eje FA 2A, intermedio entre el FA2 y el FA3, situado sobre el pórfido andesítico, el cual tiene las mejores características para localización de las diferentes estructuras. En la zona de este eje la roca expuesta a lo largo de la carretera es dura y libre de grietas, y parece adecuada para una presa de concreto o de enrocado.

Se estudiaron alternativas de presas de gravedad y enrocado con vertedero superficial por el contrafuerte derecho y túneles de desviación por el contrafuerte izquierdo tal como se describe en el Capítulo VIII. En el caso de presa de gravedad la central sería de pié de presa, y en el caso de presa de enrocado estaría ubicada en el contrafuerte derecho. Resultó más económica la alternativa de presa de gravedad.

En el caso de Farallones Bajo, la presa sería de gravedad, de 112 metros de altura, con un vertedero abierto de 68 metros de ancho en el contrafuerte derecho. La desviación se haría por dos túneles de 12 metros de diámetro en el contrafuerte izquierdo. La central sería de pié de presa con una capacidad nominal de 910 MW.

VI.3.4 CAÑAFISTO

Mediante este desarrollo podría aprovecharse el desnivel existente entre La Pintada y Santa Fé de Antioquia. Para la localización de la presa inicialmente se consideraron tres ejes, denominados CÑ1, CÑ2 y CÑ3, localizados en un estrechamiento del cañón del río entre las quebradas Careperro y Seca (ver plano No. 573-G-10). En el eje CÑ1, la presa quedaría situada sobre un contacto de las rocas verdes y una formación de esquistos verdes y filitas grafitosas, contacto posiblemente fallado como prolongación del sobreescurrimiento Cauca O, y en el eje CÑ2 quedaría sobre el contacto entre la formación de filitas grafitosas y otra de pizaras arcillosas, que también podría estar fallado como prolongación del sobreescurrimiento Cauca M. Por otra parte, ninguna de estas formaciones es apropiada como fundación para una presa de concreto y una presa de lleno no es viable, ya que las excavaciones para el vertedero superficial tendrían un volumen muy superior al de la presa correspondiente.

El eje CÑ3 está situado sobre la formación de pizarras arcillosas, en la cual aparecen bandas de esquistos cloríticos y grafíticos bastante débiles, y aunque este sitio ofrece ventajas topográficas sobre los dos anteriores, tendría también una descompensación muy alta entre los volúmenes de excavación y terraplén. Por otra parte y de acuerdo con los reconocimientos geológicos en estos sitios pueden esperarse zonas de cizalladura llenas de arcilla, bandas de esquistos grafíticos y masas de esquistos sericíticos débiles y descompuestos, por lo cual pueden anticiparse dificultades y costos excesivos en la construcción de túneles vertedero de gran tamaño.

Por razón de lo anterior, fué necesario buscar otras posibilidades aguas arriba de la quebrada Careperro, en donde la formación de las rocas verdes aparece en ambas orillas del río, habiéndose encontrado dos ejes situados en zonas estrechas del cañón, el CÑ4 y el CÑ5 (véase plano 573-G-09). Entre éstos se adoptó el CÑ5 porque ofrecía contrafuertes más gruesos y mejores condiciones topográficas para la ubicación de las estructuras.

En el eje CÑ5 afloran rocas verdes de buena calidad en los cortes de la carretera de la margen izquierda del río. El ancho relativamente grande de la presa, la posibilidad de construir económicamente un vertedero superficial sobre el contrafuerte derecho, y la proximidad de fallas mayores que podrían ser activas, indican que la presa más adecuada es del tipo de lleno. Además las condiciones de fundación parecen ser inadecuadas para presas de concreto.

La presa tendría 110 metros de altura y el lleno estaría constituído por fragmentos de rocas verdes, suelo residual proveniente de la misma formación y materiales aluviales que son abudantes en los alrededores. El vertedero abierto de 74 metros de ancho y la central estarían ubicados en el contrafuerte derecho. Esta tendría una capacidad nominal de 1600 MW y sería alimentada a través de seis túneles de conducción de 10 20 metros de diámetro. La desviación se haría por medio de dos túneles de 13 metros de diámetro por el contrafuerte izquierdo.

VI 3.5 CARQUETA

Para la localización de este proyecto se hizo un reconocimiento geológico del cañón del río en una longitud de 32 km entre la quebrada Juan García, al sur y el caserío de Barbacoas al norte. En este sector, el río corre por la formación de rocas verdes que sólo afloran en pocos sitios a lo largo del cauce pues en su mayoría están cubiertas por aluviones y por depósitos de talud y cenizas y brechas volcánicas Este reconocimiento permitió identificar dos ejes, denominados CQ1 y CQ2 (véase plano 573-G 10) ubicados en sitios en donde las rocas verdes afloran bastante frescas en el lecho del río. En tales ejes los taludes son casi verticales y el cauce relativamente estrecho.

En el sitio CQ2 ("Salto de la Escopeta") las lavas afloran hasta unos 30 metros sobre el nivel del río y a partir de este punto están cubiertas por mantos de brechas volcánicas poco consolidadas. Además, el sitio está bastante perturbado por una zona de falla notoria (véase plano 573-G-02). En cambio, en el eje CQ1 las lavas afloran bastante frescas y suben a más de 100 metros sobre el nivel del río antes de ser cubiertas por las brechas cenizas volcánicas y depósitos de talud; además no hay zonas de falla próximas que perturben el sitio.

Sobre el contrafuerte izquierdo del eje CQ1 y a partir de unos 130 metros de altura las cenizas volcánicas y depósitos de talud cubren completamente el terreno. Ya que topográficamente los dos ejes son comparables se adoptó el eje CQ1 para la ubicación de la presa. La roca aparece de muy buena calidad y competente para soportar una presa de gravedad. Sin embargo, la proximidad de la falla de Sabanalarga hace que sea más prudente considerar una presa de enrocado en esta etapa del estudio aunque investigaciones posteriores más detalladas sobre la calidad de la roca y la actividad de la falla podrían indicar la factibilidad técnica de una presa de concreto. La presa tendría 106 metros. El vertedero sería del tipo abierto de 76 metros de ancho, excavado en el contrafuerte izquierdo. La desviación se haría a través de dos túneles de 14 metros de diámetro por el mismo contrafuerte.

La central sería superficial con una capacidad nominal de 1380 MW estaría ubicada sobre el contrafuerte izquierdo y sería alimentada por cinco túneles de 10 20 metros de diámetro que partirían del canal de acceso al vertedero

VI 3 6 ITUANGO

En este sitio pueden considerarse básicamente dos alternativas a saber: un desarrollo con base en una presa hasta de 260 metros de altura (cresta en cota 470) que estaría limitada por la central de Cañafisto y alternativamente un desarrollo con una presa de 145 metros de altura, limitada por el nivel del agua a la salida de la Central de Carquetá. Para ambas soluciones se analizaron inicialmente los ejes IT-1 IT 2 e IT-4 ubicados en el trayecto del río entre el puente de Pescadero y la desembocadura del río Pescado al Cauca tramo de unos 11 km (véase plano 573-G-10) La estrechez y altura del cañón en la mayor parte del tramo en estudio, así como la calidad de la roca en general, presentan condiciones favorables para una presa de concreto

Además de los ejes anteriores, la exploración se amplió posteriormente al tramo del río entre el puente Pescadero y la quebrada Sardina con una longitud aproximada de 5 km donde están localizados los ejes IT3 e IT5 (véase plano 573 G 10) La inspección del trayecto del río, de 16 km entre las desembocaduras de la quebrada Sardina y el río Pescado al Cauca indica que a más de los ejes analizados existen muchos otros sitios aparentemente adecuados si se tiene en cuenta que la conformación topográfica y geológica es similar En general no son muy evidentes las ventajas de uno cualquiera de los ejes con relación a los demás y la escogencia definitiva solo podrá hacerse en etapas posteriores del estudio, con información más completa y avanzada

El sitio IT4 está situado sobre una zona de filonitas negras sericíticas y grafitosas, producto de alteración de una franja de neis lenticular por la falla de Santa Rita, con profundas alteraciones tectónicas e hidrotermales que lo hacen desfavorable para fundación de una presa.

Los sitios IT1, IT2, IT3 e IT5 están localizados sobre una zona de neis esquistoso a cuarzoso, con buena proporción de mica diseminada. En el eje IT2 la roca aparece meteorizada superficialmente y las laderas están cubiertas por depósitos de talud cuyo espesor puede ser hasta de 30 metros. En el tramo de río aguas abajo del puente de Pescadero, en una longitud de 6 km aproximadamente, el contacto entre las formaciones de neis esquistoso a cuarzoso y de los esquistos cuarzo-sericíticos se presenta a una distancia proximada de 300 metros al este del río, mientras un poco más al este (a unos 900 metros del río) se presentan los contactos con las formaciones de esquistos cloríticos y sericíticos intercalados y de neis lenticular, formaciones éstas últimas muy afectadas por la falla de Santa Rita. En consecuencia, el contrafuerte derecho del río en el tramo descrito no es tan adecuado para localización de una central subterránea de gran tamaño o de túneles que pudieran cruzar las formaciones al este del río.

En el sitio IT1 la formación de neis esquistoso a cuarzoso es bastante masiva en el contrafuerte derecho, por lo cual resulta favorable para la ubicación de una central subterránea grande. Además la calidad de roca observada superficialmente es excelente y los depósitos de talud son de poco espesor y aparecen únicamente en el contrafuerte izquierdo. La falla de Santa Rita pasa a una distancia de más o menos 2, 5 km del sitio.

El sitio IT3 está localizado inmediatamente al este de una falla asociada con la de Santa Rita, que alcanzaría a afectar directamente parte de las estructuras anexas a la presa, por lo cual no se consideró adecuado. El eje IT5 localizado unos 2, 0 km más hacia el este, sobre el tramo de río comprendido entre el eje IT3 y el puente de Pescadero, presenta ventajas topográficas para ubicación de las estructuras de captación, aprovechando la margen izquierda de la quebrada Mosquito. El tramo de río mencionado tiene una configuración muy similar a la del cañón y está situado sobre la formación de neises cuarzo-feldespáticos, lo cual significa que sobre él podrían concebirse otros ejes comparables al IT5.

La presa en el sitio IT5 requeriría longitud de cresta y volumen de cortina mayores que en el sitio IT1. Ambos ejes pueden

considerarse geotécnicamente equivalentes ya que están sobre formaciones geológicas semejantes y a distancias comparables de las fallas. En consecuencia y para propósitos de este informe y con base en la información disponible, se ha adoptado el eje IT1, que aparece como más favorable.

Por razón de su topografía y buenas condiciones geológicas, el eje IT1 a primera vista invita a considerar una presa en arco. En este sitio la roca es dura y está poco meteorizada y fracturada, pero la foliación tiene una inclinación predominante de 45° hacia el contrafuerte derecho, siendo su traza prácticamente paralela al río. Es probable que las diaclasas y zonas de cizalladura se presenten en la misma forma, por lo cual el contrafuerte izquierdo aparentemente es débil para soportar una presa en arco. Por otra parte, sería muy arriesgado pasar crecientes tan grandes como las que pueden presentarse en el Cauca sobre una presa de arco de la altura considerada. De ahí que para los objetos del presente estudio se haya considerado una presa de gravedad curva en planta, que permite acomodar un vertedero de la capacidad requerida.

Para la presa alta en este sitio se ha considerado una altura de 241 metros que permite que la potencia primaria y la energía producida sean aproximadamente iguales a las producidas por la combinación de las centrales de Carquetá e Ituango Bajo. Sin embargo, no parece problema que la presa pueda elevarse a 260 metros de altura hasta el nivel de salida de la central de Cañafisto, lo cual permitiría aumentar notablemente la capacidad de producción de energía y en especial el almacenamiento de agua. Esta decisión deberá aplazarse para etapas posteriores del estudio cuando se hayan adelantado investigaciones geotécnicas y de costos más detalladas.

El vertedero tendría 107.5 metros de ancho y estaría localizado sobre la presa. La desviación se haría a través de un túnel de sección aproximadamente rectangular, de 14 metros de ancho por 17 metros de altura. La estrechez del cañón y la magnitud de la central son dos condiciones que determinan la conveniencia de una central subterránea. La casa de máquinas tendría una capacidad nominal instalada de 3860 MW y sería alimentada por medio de ocho túneles de conducción de 8.70 metros de diámetro. La descarga de la central se haría por medio de dos túneles, uno de los cuales sería el de desviación

La presa de Ituango Bajo tendría 145 metros de altura y estructuras muy similares a la anterior. La central estaría equipada con 2290 MW de capacidad nominal.

A pesar de que se ha considerado una presa de concreto para este proyecto, es necesario analizar en un futuro la alternativa de presa de enrocado con vertedero excavado sobre el contrafuerte derecho. Dada la estrechez del cañón la presa de roca tendría un volumen relativamente bajo. Por otra parte, el vertedero podría hacerse estrecho con compuertas tan altas como fuera posible, ya que por la calidad de la roca no se anticipan problemas difíciles en la descarga del flujo. Además, aunque el talud excavado sería muy alto, la dirección de las diaclasas es propicia para obtener un corte estable y la excavación podría hacerse casi vertical y estabilizarse a un precio razonable. Por otra parte debe tenerse en cuenta que el suministro del cemento en la cantidad y calidad requeridas para la presa de Ituango podría constituir una limitante bastante seria. También convendrá estudiar la solución de presa de enrocado con vertederos en túnel de pendiente constante, de tamaño y características adecuadas. Sin embargo, la solución de presa de enrocado no se analizó detalladamente en esta etapa con el objeto de mantener el estudio a un nivel conservativo de costos. Es lógico pensar que en etapas posteriores se puedan comparar las posibles soluciones y escoger alguna que en ningún caso sería más costosa que la actual.

VI.3.7 BREDUNCO

Entre Ituango y Apaví se podría desarrollar la caída del río por medio de una presa alta en Apaví, o por medio de dos presas más pequeñas, una en Bredunco y otra en Apaví, en caso de que no fuese viable la primera.

Para utilizar la caída disponible entre Ituango y Puerto Valdivia se consideraron inicialmente y por razones topográficas tres ejes, denominados BR1, BR2 y BR3 (véase plano 573-G-11), pero al hacer el reconocimiento geológico de estos sitios fué necesario descartar los dos primeros por estar fuertemente alterados por la falla de Romeral. El eje BR3 es muy deseable desde el punto

de vista topográfico y la roca es una anfibolita muy dura, bastante diaclasada y con algunas zonas alteradas por efecto de la falla de Romeral; sin embargo, su distancia a la falla es de solamente 1.2 km. En consecuencia, se buscaron otros posibles ejes aguas arriba en un tramo de 8 km que se va alejando de la falla de Romeral.

La formación geológica en el tramo está constituída por neises micáceos y cuarzofeldespáticos bastante frescos. El tipo de formación geológica y la forma del cañón permiten escoger numerosos ejes para la presa. Se eligió para fines de este estudio el denominado BR4, inmediatamente aguas abajo de la confluencia de la quebrada el Aro al río Cauca, a una distancia de unos 4 km de la falla.

Teniendo en cuenta la cercanía de la falla geológica, sería preferible considerar una presa de enrocado. Sin embargo, dadas la estrechez del curso del río y la elevación y empinamiento de los contrafuertes, sería excesivamente costoso y difícil construir un vertedero en el contrafuerte, y de ahí que se haya escogido una presa de gravedad con vertedero sobre la misma presa.

La presa tendría una altura de 63 metros y un vertedero de 74 metros de ancho. Por razón de la estrechez del cañón se adoptó una central subterránea con capacidad nominal de 570 MW alimentada por dos túneles en el contrafuerte izquierdo de 13.50 metros. La desviación se haría a través de dos túneles de 13 metros de ancho y 15.5 metros de altura por el contrafuerte derecho.

VI.3.8 APAVI

El último desarrollo del Cauca Medio corresponde al sitio de Apaví, aguas abajo del cual se abre el cañón del río Cauca y disminuye su pendiente (véase plano 573-G-11). Aguas arriba de este sitio la falla de Romeral y otras menores asociadas a ésta, dominan el cañón del río y la zona adyacente. Por lo tanto, inicialmente se consideró el eje AP1 que por su localización está relativamente libre de la influencia de tales accidentes. Desafortunadamente, los contrafuertes no tienen la altura suficiente para la presa alta de Apaví y solo permiten la alternativa de presa baja.

En vista de lo anterior, se consideraron los ejes AP2, AP3 y AP4. Todos ellos están en metatonalitas que -aunque duras- aparecen con frecuentes fracturas por donde ha avanzado la meteorización. Posiblemente la alteración sea mayor a medida que el sitio esté más próximo a la falla de Romeral.

El sitio AP2 está directamente sobre una importante zona de falla reconocida en la quebrada Las Vueltas. Por otra parte, aunque el volumen de terraplén sería relativamente pequeño, resulta difícil acomodar una central superficial de las dimensiones requeridas. Dadas las condiciones de la roca no sería prudente considerar una solución de central subterránea, de ahí que este sitio se haya descartado.

Los ejes AP3 y AP4 son adecuados para la presa alta y permiten una buena localización de la central y de otras estructuras anexas. En este momento es difícil escoger el mejor entre ellos, lo cual podría hacerse después de investigaciones más detalladas. Por ahora se seleccionó el AP3 por las siguientes razones:

1. Tanto el sitio AP3 como el AP4 requieren la construcción de presas auxiliares para cerrar la zona baja situada hacia el oeste. Esta zona es crítica ya que a través de la misma cruzan dos fallas geológicas que deben estudiarse cuidadosamente para determinar si son activas o nó. En el caso del sitio AP3, la zona baja es mas estrecha y su tratamiento posiblemente resultaría menos costoso que para el sitio AP4.

2. En el eje AP3 aparece mejor la calidad de la roca y menos intensa la meteorización.

Se seleccionó una presa de lleno incorporando gran cantidad de grava teniendo en cuenta la cercanía a la gran falla de Romeral y la posibilidad de obtener un volumen suficiente de materiales aluviales en las proximidades del sitio. Aunque la presa podría elevarse hasta una altura máxima del orden de 129 metros limitando el nivel normal por la cota de descarga de la central de Ituango, se consideró en esta etapa una presa de 120 metros de altura. En esa forma

se espera que los tratamientos de las zonas bajas situadas en el lado noreste del embalse resulten económicos y sencillos. En una etapa posterior del estudio y una vez se conozcan planos más precisos sobre las zonas bajas, así como resultados de investigaciones geológicas detalladas, es probable que la presa pueda elevarse a su máxima altura con lo cual se incrementaría notablemente su capacidad de almacenamiento y las posibilidades de producción de energía.

La presa tendría una altura de 120 metros, el vertedero se excavaría al lado oeste de la zona baja y tendría 99.5 metros de ancho. La desviación se ha diseñado a través de dos túneles en herradura de 14 metros de diámetro, por el contrafuerte izquierdo. La casa de máquinas superficial, con una capacidad nominal de 1920 MW, estaría ubicada en el contrafuerte izquierdo y sería alimentada por medio de 14 tuberías superficiales de 7 metros de diámetro.

Para la presa de Apaví Bajo (65 metros de altura) se escogió el eje AP1 por sus mejores características geológicas. Se adoptó una presa de lleno por causa de la cercanía de la falla de Romeral y asociadas. La desviación se ha planeado a través de dos túneles en herradura de 14 metros de diámetro por el contrafuerte izquierdo. La central superficial y el vertedero estarían ubicados en el contrafuerte derecho, alimentados por un canal común de 100 metros de ancho. La central tendría una capacidad nominal de 730 MW y el vertedero tendría 101.5 metros de ancho.

VI.3.9 NECHI

La escogencia preliminar del sitio de la desviación de Nechí hacia el Cauca se hizo en forma de lograr la menor longitud posible de conducción hasta este último. Para la presa de Nechí se consideraron dos ejes, el N1 y el N2, el primero de los cuales está situado sobre una formación de gabros bastante frescos, y el segundo dentro de una formación de ortoneis. (véanse planos 573-G-11 y 573-NE-04).

En la margen derecha del eje N2 aparece un dique de serpentina meteorizada de unos 300 metros de espesor, cuya calidad es

poco adecuada para excavaciones superficiales. Por otra parte, en esa zona, el río desciende con una pendiente fuerte por lo cual otros ejes aguas abajo exigirían presas más altas para obtener la misma regulación que en el sitio N1. En consecuencia se escogió este último para fines del estudio, teniendo en cuenta que no hay ventajas aparentes de los ejes de aguas abajo.

Con base en la calidad de la roca y la topografía de los contrafuertes puede construirse económicamente una presa de enrocado con vertedero excavado en el contrafuerte izquierdo, ya que el volumen de la excavación es inferior a los requerimientos del lleno. La presa tendría una altura de 110 metros y el vertedero un ancho de 54.5 metros. La desviación se ha previsto por medio de un túnel de 8 metros de diámetro por el contrafuerte izquierdo.

El proyecto de Nechí tiene dos alternativas para su desarrollo, según se adopte una presa alta o baja en Apaví, tal como se explica en el Capítulo VII. En el caso de la presa alta en Apaví se tendría la alternativa "Nechi I" para una caída bruta de 580 metros, y en el caso de la presa baja en Apaví se tendría la alternativa "Nechí II" para una caída bruta de 632 metros.

Existe la posibilidad de localizar una central superficial sobre la orilla derecha del río Cauca, pero la experiencia en la región con la estabilidad de los suelos provenientes de los esquistos cloríticos y sericíticos intercalados es bastante desfavorable. Además, la central quedaría prácticamente ubicada sobre la falla de Romeral a la cual está asociada una gruesa zona de perturbación. En consecuencia se trató de buscar una localización adecuada para central subterránea, y como hay dudas fundadas en cuanto a la calidad de los esquistos, se ubicó la central dentro del cuerpo de gabro del alto de la Tolda.

Los túneles de conducción y de fuga estarían prácticamente alineados dentro de las formaciones de esquistos. El primero tendría una longitud de 7.350 metros y un diámetro interior de 7.6 metros. El segundo tendría una longitud de 3.780 metros y una sección de base rectangular y techo circular de 9 metros de ancho y 12 metros de altura máxima.

La central tendría una capacidad nominal instalada de 750 MW en el caso de Nechí I y de 850 MW en el caso de Nechí II.

Si las exploraciones geotécnicas más detalladas indican la inconveniencia de una central subterránea por causa de la baja calidad que pudiera tener la roca, sería necesario pensar nuevamente en la posibilidad de central superficial. En tal caso podrían considerarse rutas alternativas más cortas, con túneles que descarguen a las quebradas Valdivia, Honda o La Lancha, aunque todas ellas tienen cañones estrechos en formaciones geológicas inestables e indudablemente se requerirían excavaciones superficiales de importancia.

CAPITULO VII

ESTUDIO DE ENERGIA

CAPITULO VII

ESTUDIO DE ENERGIA

VII.1 INTRODUCCION

En el capítulo anterior se hizo una descripción de los ejes de presas y tipos de estructuras que pueden ser construídos en cada uno de los sitios considerados en el estudio del Cauca Medio. En este capítulo se hace referencia a la forma como los proyectos se pueden combinar entre sí, dando origen a distintas alternativas para el aprovechamiento hidroeléctrico del sector del río Cauca entre La Virginia y Tarazá.

Se presenta además una descripción de los criterios básicos y del modelo matemático utilizado para simular la operación conjunta de cada una de las alternativas para el desarrollo hidroeléctrico del Cauca Medio. El modelo utilizado permitió: a) seleccionar la mejor regla de operación para el conjunto de los embalses; b) determinar la magnitud del embalse útil recomendable para cada uno de los desarrollos hidroeléctricos y c) estudiar y comparar el funcionamiento de las distintas alternativas a desarrollar mediante el cómputo de la "potencia primaria" y "energía promedia" que puede producir cada uno de los proyectos que hacen parte de la respectiva alternativa. Una vez definida la "potencia primaria" de cada una de las alternativas, y mediante los criterios adoptados en el Artículo VII-3 de este capítulo, se procedió a determinar la capacidad a instalar en cada uno de los proyectos analizados.

El estudio de alternativas se limitó a las cinco posibilidades más representativas, a las cuales se llegó después de haber analizado preliminarmente otras que posteriormente se encontró que no ofrecían ventajas comparativas. Estas alternativas son las siguientes:

Alternativa 1. Considera la construcción de una central en cada uno de los ocho sitios investigados, o sea que incluye los siguientes proyectos:

Xarrapa
Bocache
Farallones Bajo
Cañafisto
Carquetá
Ituango Bajo
Bredunco
Apaví Bajo

Alternativa 2. Estudia la sustitución de las centrales de Bocache y Farallones por un solo proyecto, Farallones Alto, el cual crea un embalse mayor que en la solución anterior y permite utilizar el salto de los dos proyectos anteriores y una mejor regulación del río.

Alternativa 3. En esta se sustituyen las centrales de Carquetá e Ituango de la alternativa 2 por un solo desarrollo, denominado Ituango Alto, que aprovecha la casi totalidad del salto utilizable en el caso de las dos centrales. Los proyectos que la constituyen serían:

Xarrapa
Farallones Alto
Cañafisto
Ituango Alto
Bredunco
Apaví Bajo

Alternativa 4. Analiza el efecto de construir una presa alta en Apaví, que sustituye las centrales de Bredunco y Apaví de la alternativa anterior. Esta alternativa estaría integrada en la siguiente forma:

Xarrapa
Farallones Alto
Cañafisto
Ituango Alto
Apaví Alto

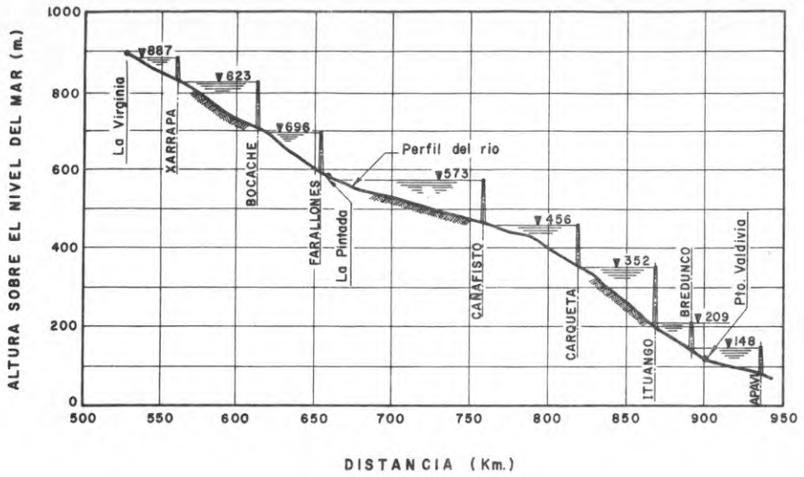
Alternativa 5. Analiza los resultados que se obtendrían si se construyeran las centrales de Bocache y Farallones Bajo en combinación con las presas de mayor altura en el trayecto inferior del río, como son Ituango Alto y Apaví Alto. Los proyectos serían entonces:

Xarrapa
Bocache
Farallones Bajo
Cañafisto
Ituango Alto
Apaví Alto

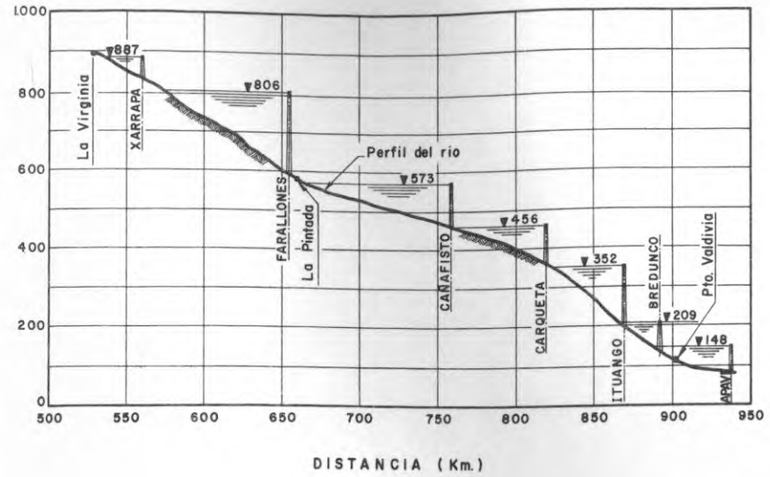
No se simuló en el modelo la operación de la planta de Nechí pues su efecto sobre el sistema es igual para todas las alternativas, excepto que la generación en Nechí y Apaví varía ligeramente si se opta por la solución de Apaví Bajo o Alto. Este efecto se determinó aisladamente para estas dos centrales.

Las alternativas estudiadas se muestran en forma esquemática en la Figura VII-1, página VII-4, la cual muestra que las diferentes soluciones consideran la posibilidad de construir una central en cada uno de los ocho sitios investigados, o de sustituir dos centrales por una sola en el sitio de la de aguas abajo, utilizando el salto aprovechable para los dos desarrollos. En las páginas siguientes se presentan en forma tabulada las características básicas de los proyectos que constituyen las varias alternativas, a las cuales se llegó mediante los análisis que se describen en la parte restante de este capítulo y en los posteriores.

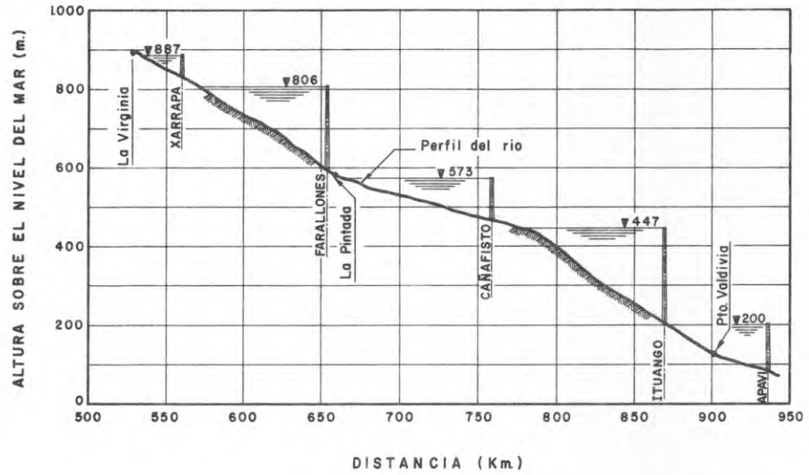
El hecho de que puedan construirse presas bajas o altas en algunos sitios, con diferentes saltos y volúmenes de embalse, lo que varía el comportamiento de cada una de las alternativas en su desarrollo último, hace necesario un análisis completo de la generación de "potencia primaria" y "energía promedia" aprovechable por el sistema antes de poder definir la capacidad instalable en cada uno de los proyectos considerados. Para ello se utilizó un modelo matemático que se describe a continuación, junto con los resultados del mismo al simular el sistema en operación.



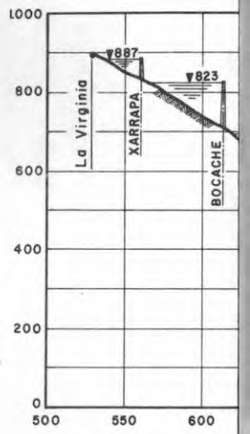
ALTERNATIVA 1



ALTERNATIVA 2



ALTERNATIVA 4



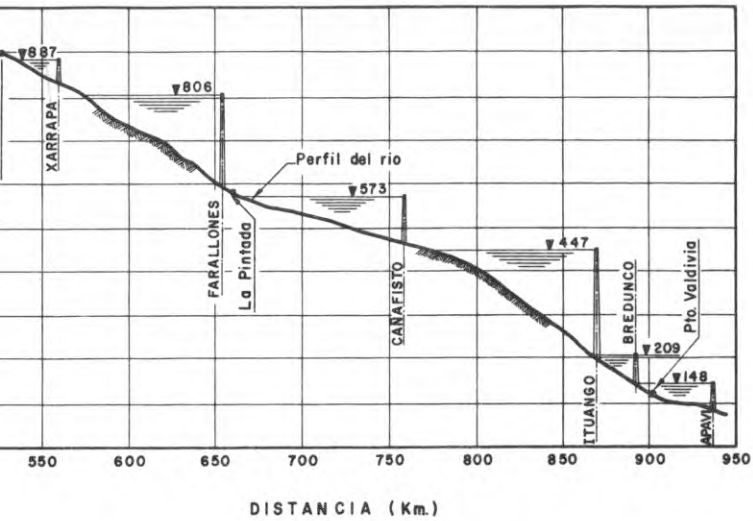
INTERCONEXION ELECTRICA S.A. (ISA)

DESARROLLO HIDROELECTRICO DEL RIO CAUCA ME

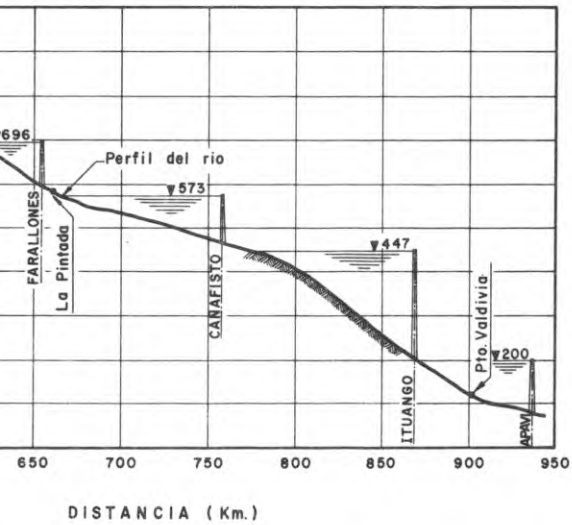
ALTERNATIVAS PARA SU DESARROLLO

(ESQUEMA PRELIMINAR)

INTEGRAL LTDA.
Noviembre 1974



ALTERNATIVA 3



ALTERNATIVA 5

ɔIO

FIGURA Nº VII-1

A L T E R N A T I V A 1

CARACTERISTICAS BASICAS

PROYECTO	PRESA		EMBALSE		CENTRAL		POTENCIA		CAPACIDAD		FACTOR DE PLANTA		
	Tipo	Altura m	Util mill.m3	Cota Máx.	Tipo	Cota Rest.	Prim. M.W.	Prom. M.W.	Firme M.W.	Inst. M.W.	Período Crítico	Prom. Instal.	No. Unid.
Xarrapa	Lleno	66	0	887	Sup.	829	180	244	330	330	0,55	0,74	4
Bocache	Grav.	128	1.130	823	Sup.	704	305	578	500	820	0,61	0,70	6
Farallones	Grav.	112	330	696	Sup.	595	320	582	580	910	0,55	0,64	8
Cañafisto	Lleno	110	1.720	573	Sup.	472	515	782	860	1.360	0,60	0,58	10
Carquetá	Lleno	106	650	456	Sup.	360	560	783	1.025	1.380	0,55	0,57	10
Ituango	Grav.	145	500	352	Sub.	217	830	1.231	1.620	2.190	0,51	0,56	14
Bredunco	Grav.	63	0	209	Sub.	156	340	521	570	570	0,60	0,90	6
Apaví	Lleno	65	0	148	Sup.	92	405	620	730	730	0,55	0,85	8
Sub-Total			4.330				3.455	5.341	6.215	8.290	0,56	0,64	
Nechí II	Lleno	110	210	680	Sub.	159	242	434	755	850	0,32	0,51	6
Total			4.540				3.697	5.775	6.970	9.140	0,53	0,63	

DEFINICIONES :

PRESA

Altura : Altura máxima desde el lecho del río a la corona de la presa.

EMBALSE

Cota Máxima (Normal): Cota superior de las compuertas del vertedero menos un metro.

CENTRAL

Tipo : Sup. : De superficie. Sub. : Subterránea.

Cota de Restitución : Nivel normal del agua a la salida del canal de descarga.

Potencia Primaria : Pot. media generada durante el período de mayor estiaje en MW continuos.

Promedia : Pot. media que puede ser generada durante un período de 25 años, en MW continuos.

Capacidad Firme : Máxima potencia que puede producir la Central con salto mínimo y todas las unidades trabajando.

Capacidad Instalada : Máxima potencia que puede producir la Central con salto medio (correspondiente a la mitad del embalse útil).

Factor de Planta Período Crítico : Relación entre potencia primaria y capacidad firme.

Factor de Planta Promedio : Relación entre potencia promedia y capacidad instalada.

A L T E R N A T I V A 2

CARACTERISTICAS BASICAS

PROYECTO	PRESA		EMBALSE		CENTRAL		POTENCIA		CAPACIDAD		FACTOR DE PLANTA		
	Tipo	Altura m	Util Mill.m3	Cota Máx.	Tipo	Cota Rest.	Prim. M.W.	Prom. M.W.	Firme M.W.	Inst. M.W.	Período Crítico	Prom. Instal.	No. Unid.
Xarrapa	Lleno	66	0	887	Sup.	829	180	244	330	330	0,55	0,74	4
Farallones	Lleno	219	3.290	806	Sup.	598	710	1.247	1.270	2.120	0,56	0,59	10
Cañafisto	Lleno	110	1.720	573	Sup.	472	565	838	1.010	1.600	0,56	0,52	12
Carquetá	Lleno	106	650	456	Sup.	360	600	845	1.025	1.380	0,59	0,61	10
Ituango	Grav.	145	500	352	Sub.	217	880	1.300	1.695	2.290	0,52	0,57	14
Bredunco	Grav.	63	0	209	Sub.	156	360	521	570	570	0,63	0,90	6
Apaví	Lleno	65	0	148	Sup.	92	425	620	730	730	0,58	0,85	8
Sub-Total			6.160				3.720	5.615	6.630	9.020	0,56	0,62	
Nechí II	Lleno	110	210	680	Sub.	159	242	434	755	850	0,32	0,51	6
Total			6.370				3.962	6.049	7.385	9.870	0,54	0,61	

DEFINICIONES :

PRESA

Altura : Altura máxima desde el lecho del río a la corona de la presa.

EMBALSE

Cota Máxima (Normal): Cota superior de las compuertas del vertedero menos un metro.

CENTRAL

Tipo : Sup. : De Superficie. Sub. : Subterránea.

Cota de Restitución : Nivel normal del agua a la salida del canal de descarga.

Potencia Primaria : Pot. media generada durante el período de mayor estiaje en MW continuos.

Promedia : Pot. media que puede ser generada durante un período de 25 años, en MW continuos.

Capacidad Firme : Máxima potencia que puede producir la Central con salto mínimo y todas las unidades trabajando.

Capacidad Instalada : Máxima potencia que puede producir la Central con salto medio (correspondiente a la mitad del embalse útil).

Factor de Planta Período Crítico : Relación entre potencia primaria y capacidad firme.

Factor de Planta Promedio. : Relación entre potencia promedia y capacidad instalada.

A L T E R N A T I V A 3

CARACTERISTICAS BASICAS

PROYECTO	PRESA		EMBALSE		CENTRAL		POTENCIA		CAPACIDAD		FACTOR DE PLANTA		
	Tipo	Altura m.	Util Mill.m3	Cota Máx.	Tipo	Cota Rest.	Prim. M.W.	Prom. M.W.	Firme M.W.	Inst. M.W.	Período Crítico	Prom. Instal.	No. Unid.
Xarrapa	Lleno	66	0	887	Sup.	829	180	244	330	330	0,55	0,74	4
Farallones	Lleno	219	3.290	806	Sup.	598	710	1.247	1.270	2.120	0,56	0,59	10
Cañafisto	Lleno	110	1.720	573	Sup.	472	565	838	1.010	1.600	0,56	0,52	12
Ituango	Grav.	241	2.720	447	Sub.	217	1.570	2.170	2.980	4.140	0,53	0,52	18
Bredunco	Grav.	63	0	209	Sub.	156	380	532	570	570	0,67	0,90	6
Apaví	Lleno	65	0	148	Sup.	92	450	632	730	730	0,62	0,87	8
Sub-Total			7.730				3.855	5.663	6.890	9.490	0,56	0,60	
Nechí II	Lleno	110	210	680	Sub.	159	242	434	755	850	0,32	0,51	6
Total			7.940				4.097	6.097	7.645	10.340	0,54	0,59	

DEFINICIONES :

PRESA

Altura : Altura máxima desde el lecho del río a la corona de la presa.

EMBALSE

Cota Máxima (Normal) : Cota superior de las compuertas del vertedero menos un metro.

CENTRAL

Tipo : Sup. : De Superficie. Sub. : Subterránea.

Cota de Restitución : Nivel normal del agua a la salida del canal de descarga.

Potencia Primaria : Pot. media generada durante el período de mayor estiaje en MW continuos.

Promedia : Pot. media que puede ser generada durante un período de 25 años, en MW continuos.

Capacidad Firme : Máxima potencia que puede producir la Central con salto mínimo y todas las unidades trabajando.

Capacidad Instalada : Máxima potencia que puede producir la Central con salto medio (correspondiente a la mitad del embalse útil).

Factor de Planta Período Crítico : Relación entre potencia primaria y capacidad firme.

Factor de Planta Promedio : Relación entre potencia promedia y capacidad instalada.

A L T E R N A T I V A 4

CARACTERISTICAS BASICAS

PROYECTO	PRESA		EMBALSE		CENTRAL		POTENCIA		CAPACIDAD		FACTOR DE PLANTA		
	Tipo	Altura m	Util Mill.m3	Cota Máx.	Tipo	Cota Rest.	Prim. M.W.	Prom. M.W.	Firme M.W.	Inst. M.W.	Período Crítico	Prom. Instal.	No. Unid.
Xarrapa	Lleno	66	0	887	Sup.	829	180	244	330	330	0,55	0,74	4
Farallones	Lleno	219	3.290	806	Sup.	598	710	1.247	1.270	2.120	0,56	0,59	10
Cañafisto	Lleno	110	1.720	573	Sup.	472	565	838	1.010	1.600	0,56	0,52	12
Ituango	Grav.	241	2.720	447	Sub.	217	1.570	2.170	2.800	3.860	0,56	0,56	16
Apaví	Lleno	120	1.310	200	Sup.	94	850	1.190	1.510	1.920	0,56	0,62	14
Sub-Total			9.040				3.875	5.689	6.920	9.830	0,56	0,58	
Nechí I	Lleno	110	210	680	Sub.	211	221	390	698	750	0,32	0,52	6
Total			9.250				4.096	6.079	7.618	10.580	0,54	0,57	

DEFINICIONES :

PRESA

Altura : Altura máxima desde el lecho del río a la corona de la presa.

EMBALSE

Cota Máxima (Normal) : Cota superior de las compuertas del vertedero menos un metro.

CENTRAL

Tipo : Sup. : De Superficie. Sub. : Subterránea.

Cota de Restitución : Nivel normal del agua a la salida del canal de descarga.

Potencia Primaria : Pot. media generada durante el período de mayor estiaje en MW continuos.

Promedia : Pot. media que puede ser generada durante un período de 25 años, en MW continuos.

Capacidad Firme : Máxima potencia que puede producir la Central con salto mínimo y todas las unidades trabajando.

Capacidad Instalada : Máxima potencia que puede producir la Central con salto medio (correspondiente a la mitad del embalse útil).

Factor de Planta Período Crítico : Relación entre potencia primaria y capacidad firme.

Factor de Planta Promedio : Relación entre potencia promedia y capacidad instalada.

A L T E R N A T I V A 5

CARACTERISTICAS BASICAS

PROYECTO	PRESA		EMBALSE		CENTRAL		POTENCIA		CAPACIDAD		FACTOR DE PLANTA		
	Tipo	Altura m.	Util Mill.m3	Cota Máx.	Tipo	Cota Rest.	Prim. M.W.	Prom. M.W.	Firme M.W.	Inst. M.W.	Período Crítico	Prom. Instal.	No. Unid.
Xarrapa	Lleno	66	0	887	Sup.	829	180	244	330	330	0,55	0,74	4
Bocache	Grav.	128	1.130	823	Sup.	704	305	578	500	820	0,61	0,70	6
Farallones	Grav.	112	330	696	Sup.	595	320	582	580	910	0,55	0,64	8
Cañafisto	Lleno	110	1.720	573	Sup.	472	515	782	860	1.360	0,60	0,58	10
Ituango	Grav.	241	2.720	447	Sub.	217	1.490	2.120	2.700	3.750	0,55	0,57	16
Apaví	Lleno	120	1.310	200	Sup.	94	810	1.190	1.510	1.920	0,54	0,62	14
Sub-Total			7.210				3.620	5.496	6.480	9.090	0,56	0,60	
Nechí I	Lleno	110	210	680	Sub.	211	221	390	698	750	0,32	0,52	6
Total			7.420				3.841	5.886	7.178	9.840	0,54	0,60	

DEFINICIONES :

PRESA

Altura : Altura máxima desde el lecho del río a la corona de la presa.

EMBALSE

Cota Máxima (Normal) : Cota superior de las compuertas del vertedero menos un metro.

CENTRAL

Tipo : Sup. : De Superficie. Sub. : Subterránea.

Cota de Restitución : Nivel normal del agua a la salida del canal de descarga.

Potencia Primaria : Pot. media generada durante el período de mayor estiaje, en MW continuos.

Promedia : Pot. media que puede ser generada durante un período de 25 años, en MW continuos.

Capacidad Firme : Máxima potencia que puede producir la Central con salto mínimo y todas las unidades trabajando.

Capacidad Instalada : Máxima potencia que puede producir la Central con salto medio (correspondiente a la mitad del embalse útil).

Factor de Planta Período Crítico : Relación entre potencia primaria y capacidad firme.

Factor de Planta Promedio. : Relación entre potencia promedia y capacidad instalada.

agm/

VII.2 EL MODELO

El modelo simula mes a mes la operación de los balances y calcula la energía producida en cada una de las centrales, la cual es función de la cantidad de agua utilizada por cada una de ellas y del salto disponible durante el respectivo mes. Mediante un sistema de operación de los embalses escogidos en la forma que se indica más adelante en este capítulo, se efectúan extracciones de agua de éstos, cuando se requieran para generar la energía demandada por el sistema, o se almacena agua cuando ello sea posible y el caudal exceda las necesidades de generación de energía. Además, se llevan estadísticas detalladas sobre la energía producida, sobre la utilización de los embalses y sobre los vertimientos no utilizados para generación de energía.

El modelo de simulación fue programado en Fortran IV para un computador Burroughs 3500 y se buscó que fuera lo más general posible para que pueda ser empleado en otros sistemas. En los párrafos siguientes se presentan los detalles del proceso de simulación.

a. Selección de sistema de operación de los embalses. Se estudiaron tres sistemas para operación de los embalses de cada alternativa, con el objeto de seleccionar aquel que garantizara la mayor "potencia firme". Además, y para fines de optimización, se estudió la sensibilidad del sistema a los diferentes métodos de operación de los embalses. Las condiciones estudiadas fueron:

Sistema de operación No. 1. Consiste en hacer extracciones de agua cuando así lo requiera el sistema eléctrico, primero del embalse situado más aguas arriba con el objeto de aprovechar al máximo el salto disponible en los embalses restantes, que lógicamente deberían estar llenos al iniciarse un período seco. Una vez se vacie totalmente el primer embalse, se continúa el proceso de desembalsamiento con el situado inmediatamente aguas abajo y así sucesivamente hasta vaciar la totalidad de ellos, o hasta cuando el caudal del río sea

suficiente para suplir la demanda de energía requerida por el sistema en ese momento. El almacenamiento de agua, cuando pueda hacerse, se iniciará en el embalse situado más aguas abajo, ya que al período seco durante el cual se vacian todos los embalses normalmente sigue un período de llenado y el aumento de salto es mejor aprovechado por las centrales de aguas abajo, en donde se cuenta con el caudal acumulado de la cuenca.

Sistema de operación No. 2. Consiste en utilizar los embalses de tal manera que la relación entre la energía extraída de cada embalse durante el mes y la energía disponible en el respectivo embalse al principio del mes, sea igual para todos ellos. Por otra parte, el almacenamiento de agua en cada embalse se hace en forma tal que la relación entre la energía a embalsar en un mes dado y la energía total embalsable sea la misma para todos los embalses.

Sistema de operación No. 3. Consiste en una modificación de la regla de los espacios iguales, según la cual los embalses o desembalses deben hacerse de tal manera que la energía a extraer o a almacenar en los espacios vacíos sea proporcional a la energía que se tiene o espera va a entrar a cada embalse en el futuro. La modificación consiste en considerar en los espacios disponibles la energía producida no solo en la central respectiva, sino en todas las centrales localizadas aguas abajo. El mismo principio se tuvo en cuenta para la energía que entraría a cada uno de los embalses considerados.

Aunque el sistema de plantas del Cauca resultó poco sensible a los diferentes métodos de operación de los embalses, en todos los casos las tres soluciones produjeron resultados sistemáticos, siendo siempre mejor el sistema No. 1, seguido del No. 2 y luego del No. 3. No obstante, la diferencia entre los resultados obtenidos con los sistemas 1 y 3 no fue en ningún caso superior al 8% de la "potencia firme".

Si bien podría ser factible lograr mejores condiciones de operación para los embalses, ésto requeriría esfuerzos que no se justifican dentro de la precisión y alcance del presente estudio, pudiéndose anticipar además que el mejoramiento no sería significativo. Se concluyó por lo tanto que el sistema de operación No. 1 permite una comparación acertada de las alternativas, pues está basado en principios lógicos y razonables, y mediante la utilización del computador se comprobó su superioridad frente a los otros sistemas estudiados.

b. Optimización del embalse útil. Seleccionado el mejor sistema de operación de los embalses, se procedió a optimizar para cada proyecto el nivel mínimo de operación y, en consecuencia, el embalse útil para cada uno de ellos. Una disminución del volumen de embalse útil conduce a una menor regulación de caudal pero al mismo tiempo a una menor variación del nivel del embalse, que aumenta tanto el salto mínimo, como el salto promedio utilizable, por lo que es necesario encontrar la combinación caudal-salto que produzca la mayor energía dentro de límites de variación de salto aceptables para una buena operación de las turbinas.

Al analizar un sistema de centrales en serie, sobresalen varias características relacionadas con la ubicación óptima de los embalses. En primer lugar, es claro que un metro cúbico almacenado en los embalses de aguas arriba tiene un potencial energético mayor que la misma cantidad almacenada en los embalses inferiores, puesto que puede aprovechar todo el salto disponible en los varios proyectos escalonados. Igualmente es claro que un metro más de salto en los embalses de aguas abajo es más útil que en las presas aguas arriba del desarrollo, puesto que los primeros dispondrán del mayor caudal acumulado. Al considerar conjuntamente los dos principios anteriores y después de repetidas pruebas con el programa de simulación se obtuvieron los siguientes resultados.

I. Las centrales de Bredunco y Apaví Bajo, por estar situadas en el extremo inferior de la cadena de proyectos y debido a que sus embalses son relativamente muy pequeños operarían mejor como centrales de filo de agua, pues en esta forma es posible maximizar el salto aprovechable, y en consecuencia la generación de energía.

II. En las centrales de Bocache, Farallones y Cañafisto, situadas en la parte de aguas arriba del tramo en estudio, es conveniente tener un alto volumen de embalse útil. Después de verificar las variaciones máximas permisibles para una buena operación de las turbinas y de repetidos ensayos de simulación se obtuvo para estos embalses como valor óptimo para la relación salto mínimo a salto máximo el de 0,65.

III. Para las centrales, situadas en una zona intermedia (Ituango y Carquetá) se encontró que operarían más eficientemente con relaciones de salto mínimo a salto máximo de 0,75. Esta misma relación se encontró óptima para Apaví Alto, dado su gran volumen de embalse.

En las páginas siguientes se presentan en forma tabulada los volúmenes de embalse útil y total y las variaciones de salto que tendrían los diferentes proyectos de las cinco alternativas estudiadas.

c. Determinación de la "potencia primaria". Al utilizar el registro hidrológico histórico es importante conocer la potencia que puede garantizarse durante todo el tiempo del mismo. En el caso del Cauca Medio, en donde se tienen embalses en serie y de salto variable, la determinación de la potencia máxima que daría el sistema se hizo por el método de aproximaciones sucesivas, suponiendo un valor dado para la "potencia primaria" y simulando la operación del sistema de tal manera que por lo menos se generara dicho valor durante el peor estiaje. Si ello no se cumplía, se suponía un valor más bajo para la "potencia primaria" y se repetía el proceso hasta obtener convergencia. En esta forma se procedió de una manera ordenada y consecuente con el método, hasta obtener el máximo de las energías mínimas, o "potencia primaria" que puede generarse durante el período de análisis.

CARACTERISTICAS DE LOS EMBALSES

ALTERNATIVA 1

Proyecto	Salto máximo (m)	Salto mínimo (m)	Salto de diseño (m)	Embalse total (mill m3)	Embalse útil (mill m3)
Xarrapa	56, 9	56, 9	56, 9	230	0
Bocache	117, 7	75, 7	101, 7	1.670	1.130
Farallones Bajo	99, 1	64, 1	85, 1	560	330
Cañafisto	99, 2	64, 2	85, 2	2.940	1.720
Carquetá	94, 5	70, 5	85, 5	1.020	650
Ituango Bajo	133, 1	99, 1	119, 1	850	500
Bredunco	51, 5	51, 5	51, 5	105	0
Apaví Bajo	54, 5	54, 5	54, 5	710	0
Total	706, 5			8.085	4.330
Nechí II	520, 0	446, 0	483, 0	250	210

ALTERNATIVA 2

Proyecto	Salto máximo (m)	Salto mínimo (m)	Salto de diseño (m)	Embalse total (mill m3)	Embalse útil (mill m3)
Xarrapa	56, 9	56, 9	56, 9	230	0
Farallones Alto	206, 0	133, 0	178, 0	4.560	3.290
Cañafisto	99, 2	64, 2	85, 2	2.940	1.720
Carquetá	94, 5	70, 5	85, 5	1.020	650
Ituango Bajo	133, 1	99, 1	119, 1	850	500
Bredunco	51, 5	51, 5	51, 5	105	0
Apaví Bajo	54, 5	54, 5	54, 5	710	0
Total	695, 7			10.415	6.160
Nechí II	520, 0	446, 0	483, 0	250	210

CARACTERISTICAS DE LOS EMBALSES

ALTERNATIVA 3

Central	Salto máximo (m)	Salto mínimo (m)	Salto de diseño (m)	Embalse total (mill m3)	Embalse útil (mill m3)
Xarrapa	56, 9	56, 9	56, 9	230	0
Farallones Alto	206, 0	133, 0	178, 0	4.560	3.290
Cañafisto	99, 2	64, 2	85, 2	2.940	1.720
Ituango Alto	228, 0	171, 0	206, 0	4.500	2.720
Bredunco	51, 5	51, 5	51, 5	105	0
Apaví Bajo	54, 4	54, 5	54, 5	710	0
Total	696, 1			13.045	7.730
Nechí II	520	446, 0	483, 0	250	210

ALTERNATIVA 4

Central	Salto máximo (m)	Salto mínimo (m)	Salto de diseño (m)	Embalse total (mill m3)	Embalse útil (mill m3)
Xarrapa	56, 9	56, 9	56, 9	230	0
Farallones Alto	206, 0	133, 0	178, 0	4.560	3.290
Cañafisto	99, 2	64, 2	85, 2	2.940	1.720
Ituango Alto	228, 0	171, 0	206, 0	4.500	2.720
Apaví Alto	104, 5	78, 5	91, 5	3.000	1.310
Total	694, 6			15.230	9.040
Nechí I	465, 0	394, 0	424, 0	250	210

CARACTERISTICAS DE LOS EMBALSES

ALTERNATIVA 5

Central	Salto máximo (m)	Salto mínimo (m)	Salto de diseño (m)	Embalse total (mill m3)	Embalse útil (mill m3)
Xarrapa	56, 9	56, 9	56, 9	230	0
Bocache	117, 7	75, 7	101, 7	1.670	1.130
Farallones Bajo	99, 1	64, 1	85, 1	560	330
Cañafisto	99, 2	64, 2	85, 2	2.940	1.720
Ituango Alto	228, 0	171, 0	206, 0	4.500	2.720
Apaví Alto	104, 5	78, 5	91, 5	3.000	1.310
Total	705, 4			12.900	7.210
Nechí I	465, 0	394, 0	424, 0	250	210

Sin embargo, el proceso se complica debido a que no es posible saber de antemano la cantidad exacta de agua que debe extraerse de cada uno de los embalses para obtener una determinada cantidad de energía, por razón de las variaciones de salto a medida que cambia el nivel de las aguas en los embalses. Por lo tanto, para aplicar correctamente una condición de desembalse es preciso estimar en primer término para un salto medio supuesto, los volúmenes de desembalsamiento que producirían una determinada cantidad de energía, y computar luego la energía realmente producida con tales desembalses y el salto real. Si estos dos valores no coinciden, el programa corrige los estimativos de desembalsamiento hasta obtener convergencia.

VII. 3 CRITERIOS RELATIVOS A CAPACIDAD FIRME Y CAPACIDAD NOMINAL

Después de haber seleccionado las alternativas más ventajosas desde el punto de vista de la "potencia primaria", se procedió a determinar la capacidad instalable en las mismas. Sin embargo, la capacidad instalable en las diferentes centrales del Cauca, o en otro río, en última instancia estará condicionada a muchos factores cuya influencia completa sólo podrá determinarse en el momento de hacer el estudio definitivo de cada proyecto. Factores tales como la época en que entre el respectivo proyecto, el papel que jugará cada central dentro del sistema interconectado nacional en combinación con otras centrales térmicas o hidroeléctricas, y la posibilidad e importancia que se le dé en el futuro al mayor aprovechamiento de la energía secundaria, particularmente si esta energía permite sustituir económicamente energía térmica del sistema, etc., serán factores definitivos para esta determinación. Por otra parte, el costo relativo de instalar capacidad de pico en una central dada con respecto a otros proyectos del sistema interconectado es otro factor clave para definir estas capacidades. Por lo tanto, no es posible establecer en este estudio un criterio definitivo sobre la capacidad que debe instalarse en cada central.

Para obviar la anterior dificultad se asignó la capacidad instalada en las plantas del río Cauca con base en los siguientes criterios, que aseguran una operación confiable para el sistema, dentro de los criterios globales de planeación utilizados actualmente por INTEGRAL LTDA, pero sin considerar unidades de reserva o la conveniencia de instalación adicional para atender picos. Estos criterios, sin embargo, no son aplicables a la central de

Nechí para la cual se utilizaron los criterios que se dan en el párrafo VII-7.b, página VII-26, por tratarse de una planta de alta caída.

a. Las plantas del río Cauca deberán tener una "capacidad firme", tal como se define en el Apéndice A, al final de este volumen, (o sea en las condiciones más adversas de operación con nivel mínimo del embalse al terminar el período crítico de estiaje) que permita atender la carga máxima del sistema. Por lo tanto, si el factor de carga anual del sistema interconectado es 0, 56, las máquinas deberán ser capaces de generar, con nivel mínimo en el embalse una potencia equivalente a la energía media requerida en estiaje ("potencia primaria") dividida por el factor de carga del sistema (0, 56) a fin de atender el pico en las condiciones más adversas de operación. Lo anterior supone que el conjunto de plantas del río Cauca operará con un factor de carga semejante al del sistema total, lo cual no está lejos de la realidad si se considera que el complejo hidroeléctrico del Cauca Medio representará en la fecha aproximada para la cual se ha considerado su entrada en operación un porcentaje muy apreciable de la generación total del país. En fecha posterior, cuando este porcentaje no sea tan significativo y se aumente la proporción de energía térmica, posiblemente atómica, indudablemente convendrá instalar en las plantas del río Cauca capacidad adicional a la contemplada en este estudio.

b. Habiéndose determinado la "capacidad firme", la "capacidad nominal" será una consecuencia de la primera en función del salto y de las características propias de las máquinas. En el Apéndice A se describe la forma como se llegó a fijar la capacidad instalada. Lo anterior es aplicable al conjunto global de las plantas del río Cauca, exceptuando a Nechí, pero para asignar la capacidad a cada proyecto individual se adoptaron los siguientes criterios complementarios: la operación óptima del conjunto de embalses requiere que se utilicen con más frecuencia y con mayor intensidad los embalses de aguas arriba, con el mínimo de variación en los embalses de aguas abajo. Por lo tanto y como principio general, convendría instalar mayor capacidad en las

centrales que por tener poca variación de salto permitirán una mayor generación de energía. Asi mismo, en una central dada conviene instalar más capacidad cuando se considera una alternativa que tenga alta regulación de caudales aguas arriba de la misma, y menor capacidad -o sea un factor de planta mayor- cuando se trate de una alternativa con menor regulación. Además, en las centrales con mayor salto y de características más económicas conviene instalar más capacidad que en proyectos menos económicos.

VII. 4 CONSIDERACIONES SOBRE CAPACIDAD DE RESERVA

Al hablar de reserva en un sistema eléctrico, o en una central de este sistema, hay lugar a dos consideraciones básicas: la primera se refiere al margen que debe tener el sistema en cada momento, o el que una nueva planta debe incluir en la fecha de entrar en operación para garantizar la prestación del servicio global del sistema. La segunda consideración tiene relación con la forma de asignar esta reserva a una o varias centrales en particular, y su definición exige considerar una serie de factores tales como las características y confiabilidad del sistema existente, las probabilidades de salida de servicio de una o más unidades, la capacidad individual de las unidades existentes y de las que van a ser agregadas, la importancia relativa de las cargas servidas, el índice de confiabilidad deseado, etc.

Por no ser posible determinar en este momento las fechas en que podrían entrar en servicio las diferentes centrales del río Cauca, no es posible establecer un criterio definido en cuanto a la disponibilidad y necesidades de reserva del sistema, en ese entonces, para definir la que deberá asignarse al río Cauca. Además, por tratarse de un estudio de tipo global que busca evaluar el potencial hidroeléctrico del río Cauca e identificar los desarrollos más aconsejables, no se considera necesario en esta etapa del trabajo entrar en consideraciones detalladas

sobre el tratamiento de la reserva global del río Cauca, ni sobre la forma como esta reserva deba distribuirse entre las diferentes plantas. Por lo tanto, la capacidad que se propone en este informe para las diferentes plantas del río Cauca es capacidad neta de operación y, exceptuando a Nechí, no incluye capacidad de reserva. Posteriormente, cuando se encuentren los proyectos en etapa más avanzada, y por consiguiente más definidas sus posibles fechas de entrada, deberá considerarse la reserva en combinación con las posibilidades, o necesidad, de instalar mayor capacidad para atender picos.

VII. 5 EFECTO DE ALGUNOS PROYECTOS SOBRE EL DESARROLLO HIDROELECTRICO DEL CAUCA MEDIO Y DE ESTE SOBRE EL BAJO CAUCA

a. Efectos de los proyectos del Valle del Cauca.

En el Valle del Cauca se han contemplado dos proyectos que podrían afectar en forma directa el régimen de caudales del río Cauca, la presa de Salvajina y la desviación Cauca-Pacífico. Por lo tanto, los Términos de Referencia incluyen la necesidad de considerar la influencia que los proyectos mencionados atrás podrían tener sobre los caudales del río.

Puesto que los últimos informes preparados por la CVC, específicamente el informe titulado "Cauca River Regulation Program," presenta una opinión adversa respecto al proyecto Desviación Cauca-Pacífico, por razón de sus altos costos y de la incertidumbre que existe sobre su factibilidad técnica y económica, a más de que esta desviación disminuiría los beneficios que por concepto de control de la calidad de agua produciría el embalse de Salvajina, se optó por no considerar el efecto de este proyecto para la planeación de las plantas del Cauca Medio.

Para determinar el efecto del embalse de Salvajina sobre las plantas del Cauca, se modificaron mediante el modelo matemático los caudales naturales del río para simular los valores que se tendrían una vez construído dicho embalse Con base en los estudios hechos por la CVC y conocidos al presente, se consideró un caudal mínimo de 100 m3/s y la operación del embalse según la curva regla que aparece en el informe de Salvajina Además, se tuvo en cuenta un requerimiento para riego de 38 m3/s y su flujo de retorno. El modelo de simulación mostró que la regulación adicional que daría este embalse a los caudales del río para aumentar la generación eléctrica del sistema del Cauca Medio sería muy pequeña y representaría menos de un 1,0%. Este resultado era de esperarse debido al escaso volumen del embalse de Salvajina (350 millones de metros cúbicos) en relación con los caudales del río en su cauce medio, y a la diversidad que existe entre el régimen hidrológico del Valle del Cauca y el Cañón del Cauca Medio, que mejora apreciablemente la regulación del río como se indicó en el Capítulo III

b. Efectos del desarrollo hidroeléctrico sobre el Bajo Cauca

Aunque el alcance del presente estudio no incluye la determinación de los efectos que tendrían los embalses propuestos sobre la zona del Bajo Cauca y la parte inferior del Río Magdalena conviene mencionar algunos de estos efectos para que sean evaluados en etapas posteriores del estudio.

Sin lugar a duda uno de los mayores efectos que producirían los embalses propuestos sobre el régimen actual del río sería la retención de sedimentos en suspensión y de arrastre en los embalses propuestos Este efecto, aunque desfavorable para los embalses en sí, seguramente será benefico para la zona del Bajo Cauca y para el último tramo del río Magdalena, ya que al disminuir el aporte de sedimentos se corrige parcialmente uno de los mayores problemas que tienen estos ríos en la actualidad De otro lado, la retención de sedimentos en los embalses indudablemente produciría efectos de degradación en el cauce del río en la zona del Bajo Cauca, que probablemente sea beneficioso para disminuir las áreas actualmente inundadas e inundables, pero será necesario evaluar este efecto en forma cuantitativa en etapas posteriores de los estudios.

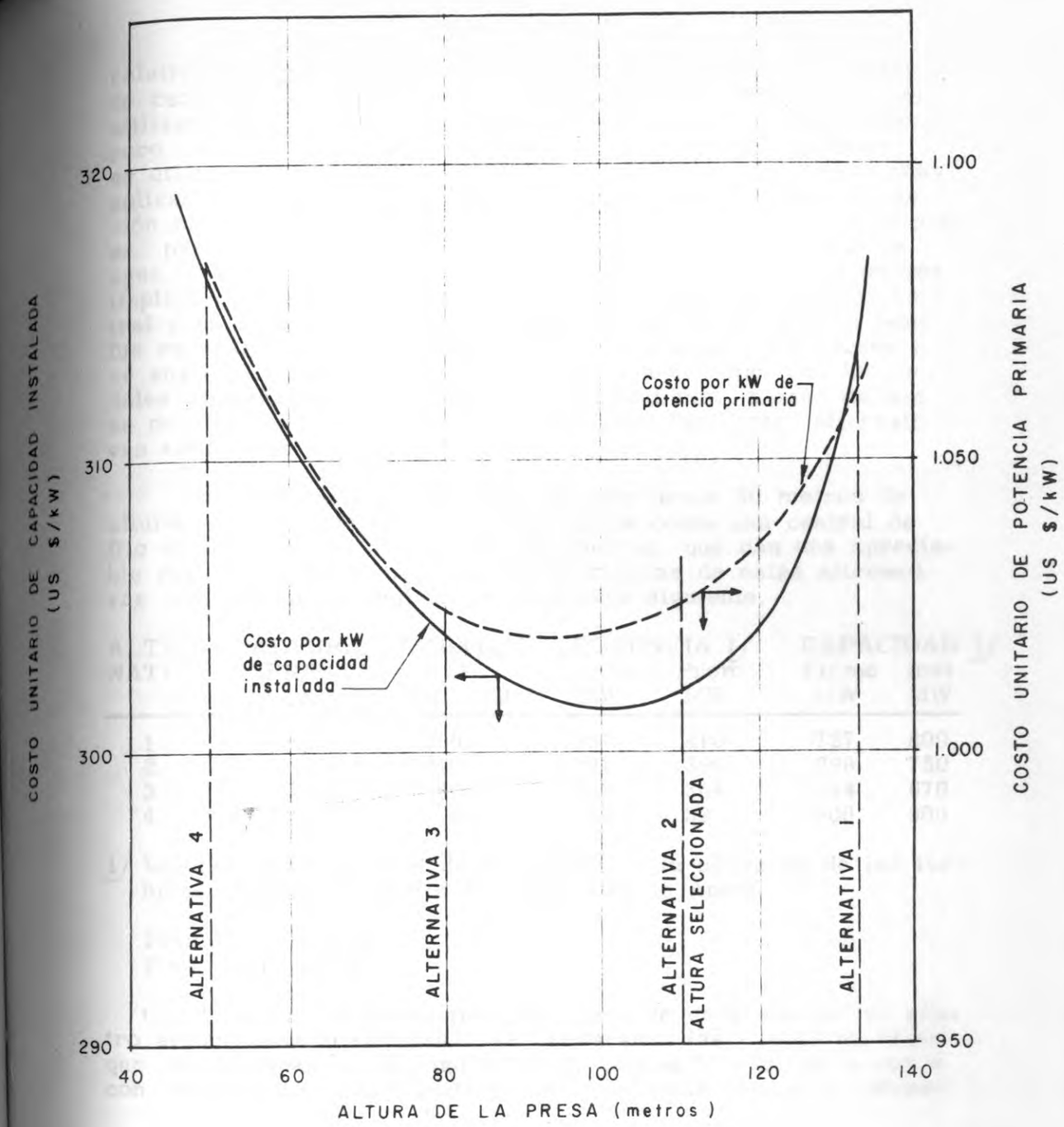
En cuanto al régimen de inundaciones, es de esperar que los embalses propuestos disminuyan los picos y frecuencias de inundaciones para crecientes no excesivas y de corta duración. Sin embargo para grandes crecientes y de larga duración el efecto regulador de los embalses no será tan notable debido a que se contará con muy poco volumen en ellos para almacenamiento de crecientes, a más de que cuando haya una ocurrencia de esta naturaleza, será necesario abrir las compuertas de los vertederos para descargar por ellos caudales muy similares a los de las crecientes.

La regulación del caudal del río en épocas de verano será más notoria por razón del desarrollo hidroeléctrico, lo que mejorará indudablemente las condiciones de navegación del río Cauca y parcialmente las del Magdalena.

VII. 6 CONSIDERACIONES ESPECIALES SOBRE EL PROYECTO DE NECHI

La operación de los proyectos a lo largo del río Cauca está interrelacionada y puede ser simulada y definida para las diferentes alternativas de desarrollo mediante el modelo matemático descrito anteriormente. Sin embargo, el caso del proyecto de Nechí es un poco diferente, por ser un proyecto prácticamente independiente, que no hace parte de la cadena de centrales a lo largo del río Cauca y que se basa en la desviación de las aguas del río Nechí al Cauca. Puesto que este proyecto puede desarrollarse en formas diferentes mediante embalses de mayor o menor capacidad, fue necesario optimizar la capacidad del embalse, al nivel que lo permite este estudio, para buscar el desarrollo que permita los mínimos costos de generación de "potencia primaria" y de "capacidad instalada".

Para determinar el potencial hidroeléctrico de la desviación Nechí Cauca se utilizó el registro hidrológico reconstruido a partir de las regionalizaciones adoptadas, como se explica en el Capítulo III y en más detalle en el Anexo I, Volumen IV



INTERCONEXION ELECTRICA S.A. (ISA.)
DESARROLLO HIDROELECTRICO DEL RIO CAUCA MEDIO

PROYECTO DE NECHI
ESTUDIO ECONOMICO PARA OPTIMIZACION DE LA ALTURA DE LA PRESA

relativo a hidrología. Para la definición de "potencia primaria" de cada una de las alternativas del proyecto Nechí-Cauca, se utilizaron los criterios indicados anteriormente en este capítulo, pero para fijar la capacidad instalada -y por tanto la firme- se utilizó el criterio expresado en la página VII-26 que es más aplicable a plantas de alta caída. En la definición de la solución más económica, la principal variable es la altura de la presa, pues la central puede operar como un proyecto a filo de agua, o como un proyecto de gran regulación, lo cual a su vez implica cambios importantes en la potencia primaria de la central y en consecuencia en su capacidad instalada. Por lo tanto, fue necesario preparar anteproyectos para cuatro soluciones y se analizó el comportamiento de cada una de ellas con los caudales disponibles y el embalse correspondiente, a más de que se determinaron costos aproximados para las cuatro alternativas estudiadas.

Las alternativas consideran presas desde 50 metros de altura, con las cuales el proyecto opera como una central de filo de agua, hasta alturas de 133 metros, que dan una apreciable regulación del río. Las características de estas alternativas son las que se indican en el cuadro siguiente.

ALTERNATIVA	ALTURA PRESA m	EMBALSE UTIL mill. m3	POTENCIA 1/ Prim. MW	POTENCIA 1/ Prom. MW	CAPACIDAD 1/ Firme MW	CAPACIDAD 1/ Inst. MW
1	133	330	237	410	727	800
2	110	210	221	390	698	750
3	80	80	199	364	644	670
4	50	0	146	329	500	500

1/ Valores para un nivel de restitución a la descarga de las turbinas correspondiente a la presa alta de Apaví

Prim. : Primaria
Prom. : Promedia

Con base en los estimativos de costo de cada una de las cuatro alternativas analizadas, se prepararon las curvas de costo que se muestran en la Figura VII-2, página VII-23, de acuerdo con las cuales el costo unitario de la potencia primaria corres-

pondiente a las alternativas 2 y 3 es prácticamente equivalente, mientras que el costo unitario mínimo de la capacidad instalada corresponde a la alternativa 2, para una altura de presa de 110 metros. En consecuencia, para fines del presente estudio y para el análisis de las cinco alternativas de desarrollo del río Cauca se adoptó para el proyecto hidroeléctrico Nechí Cauca la alternativa 2, con una altura de presa de 110 metros. Las conducciones hidráulicas y el dimensionamiento de la central corresponden a la capacidad instalada para esta alternativa.

VII 7 RESULTADOS DEL MODELO DE SIMULACION

A continuación se presentan los resultados de la simulación para la operación de las varias alternativas de desarrollo del río Cauca, de acuerdo con los criterios básicos que se indican en este capítulo. En los párrafos siguientes se presentan los valores obtenidos de la simulación para la "potencia primaria", "capacidad firme", "capacidad instalada", "energía promedia", "energía vertida" y "energía colocable", tal como han sido utilizados en este estudio y como se definen en este capítulo y en el Apéndice A, al final de este volumen.

a Potencia primaria. La "potencia primaria" de cada una de las cinco alternativas es la que se indica a continuación para su desarrollo último:

ALTERNATIVA	POTENCIA PRIMARIA EN MW CONTINUOS Proyectos del Cauca Medio	Proyecto de Nechi	TOTAL
1	3.455	242	3.697
2	3.720	242	3.962
3	3.855	242	4.097
4	3.875	221	4.096
5	3.620	221	3.841

b. Capacidad firme. La capacidad firme global de los proyectos a lo largo del río Cauca y exceptuando la planta de Nechí se determinó según el procedimiento descrito anteriormente dividiendo la potencia primaria por el factor de carga anual del sistema (0, 56), con los siguientes resultados:

CAPACIDAD FIRME EN MEGAVATIOS

ALTERNATIVA	Proyectos del Cauca Medio	Proyecto de Nechí	TOTAL
1	6.215	755	6.970
2	6.630	755	7.385
3	6.890	755	7.645
4	6.920	698	7.618
5	6.480	698	7.178

Para el caso de Nechí, por tratarse de una planta de alta caída que tendrá relativamente poca fluctuación en el salto utilizable entre verano e invierno, se adoptó un criterio diferente al de las centrales sobre el río Cauca, que permita una mayor capacidad instalada con el fin de aumentar la generación promedia de esta planta. Dicho criterio, que ha sido utilizado en otras centrales de alta caída, busca obtener un factor de planta promedio del orden de 0, 51, que corresponde al factor de carga del sistema, con un margen de reserva del 10%.

c. Capacidad nominal. La capacidad nominal, o capacidad instalada en cada central para cada una de las cinco alternativas se definió con base en los criterios indicados en el numeral VII. 3 de este mismo capítulo, con algunos ajustes resultantes de la distribución entre plantas y de la capacidad individual de las unidades generadoras. Los valores seleccionados fueron los siguientes:

CAPACIDAD NOMINAL DE LAS CENTRALES
Y DE LAS ALTERNATIVAS EN MW

CENTRAL	ALTERNATIVA No. 1	2	3	4	5
Xarrapa	330	330	330	330	330
Bocache	820	-	-	-	820
Farallones Bajo	910	-	-	-	910
Farallones Alto	-	2.120	2.120	2.120	-
Cañafisto	1.360	1.600	1.600	1.600	1.360
Carquetá	1.380	1.380	-	-	-
Ituango Bajo	2.190	2.290	-	-	-
Ituango Alto	-	-	4.140(*)	3.860(*)	3.750
Bredunco	570	570	570	-	-
Apaví Bajo	730	730	730	-	-
Apaví Alto	-	-	-	1.920	1.920
Subtotal (MW)	8.290	9.020	9.490	9.830	9.090
Nechí I	-	-	-	750	750
Nechí II	850	850	850	-	-
Gran Total (MW)	9.140	9.870	10.340	10.580	9.840

(*) Estrictamente hablando estos valores deberían ser iguales. La diferencia es atribuible a los ajustes y aproximaciones hechos y a la conveniencia de montar en Ituango parte de la capacidad asignable a Bredunco, que no conviene instalar en esta central como se indica en el numeral VIII-10 del Capítulo Octavo.

d. Energía promedia, vertida y colocable. Definidos los parámetros fundamentales de las diferentes alternativas, esto es, la capacidad firme y la capacidad instalada de las mismas, se procedió a hacer una simulación, mes por mes, de la operación de las diferentes plantas y alternativas. Esta simulación se hizo para un período hidrológico de 25 años, correspondiente

al registro histórico de caudales del río entre 1947 y 1971 obtenidos como se indicó en el Capítulo III y en el Apéndice relativo a hidrología (Volumen IV). Este trabajo se llevó a cabo cuando solo se disponía de caudales hasta fines de 1971, o sea antes de actualizar el registro histórico con los valores obtenidos por el Servicio Colombiano de Meteorología e Hidrología. Sin embargo, puesto que la adición de los datos de caudales registrados por el SCMH en 1972 y 1973 no introdujo modificaciones sensibles al régimen correspondiente al período 1947-1971, no se juzgó necesario repetir el proceso de simulación para incluir los dos años adicionales de registro. Por lo tanto, los valores que se dan más adelante para energía promedia, vertida y colocable corresponden a un período hidrológico histórico de 25 años. Para una mejor comprensión de dichos valores, se define como:

Energía promedia. Es la energía que podría generarse en las diferentes centrales del río Cauca con el caudal promedio mensual de los ríos, limitado a un máximo de 90% del que teóricamente pudiera pasar por las turbinas, pero sin tener en cuenta la curva de carga del sistema eléctrico, ó sea sin tener en cuenta si la energía generable puede ser o no absorbida por el sistema. Se limitó a un 90% el máximo caudal aprovechable por las turbinas durante un mes dado, para tener en cuenta paradas esporádicas de algunas unidades y el hecho de que no es posible operar una central hidroeléctrica a máxima capacidad durante un período de 30 días. La energía promedia se ha expresado en MW contínuos en los cuadros que se presentan más adelante y los valores dados corresponden al promedio mensual de generación durante el período de 25 años.

Energía vertida. La energía vertida se expresa también en MW continuos y corresponde a la energía que teóricamente hubiera podido ser generada en las diferentes centrales con el agua que por exceder la capacidad de las turbinas debe evacuarse por los vertederos. Los valores que aparecen más adelante corresponden al promedio mensual de la energía total que se perdería durante el período de 25 años por razón de las descargas obligadas por los vertederos.

Energía colocable. La energía colocable es la parte de la energía promedia que puede ser absorbida por el sistema eléctrico del país, ó sea la energía acomodable dentro de la curva de carga del sistema. El exceso de energía promedia sobre la energía colocable corresponde a energía secundaria, que sólo podría ser utilizada para sustituir generación térmica por generación hidráulica, cuando haya exceso de ésta, o para almacenar agua en otros embalses que no se encuentren llenos. Estrictamente hablando, para definir la energía colocable en el sistema habría que hacer un análisis día a día, ó mes a mes, del conjunto de plantas del sistema interconectado para definir qué parte de la energía secundaria puede sustituir generación térmica ó llenar embalses, pero este análisis no es posible en el momento actual ya que no se conocen las fechas en que estarán en servicio los proyectos del río Cauca, ni la manera como estará integrado el sistema de plantas de generación térmica e hidráulica en ese entonces. Por lo tanto fué necesario hacer una simplificación, consistente en suponer que la energía generada en los proyectos del Cauca por encima de un factor dado de utilización mensual de las plantas, sería energía secundaria que no podría aprovechar el sistema. Al efecto se hicieron varios análisis con factores de carga mensual de 0,58, 0,62 y 0,66, presentando en este informe los valores de energía colocable correspondientes a un factor mensual de utilización de 0,62. Esta simplificación es válida y representativa de las condiciones reales, durante los primeros años de operación de las centrales del río Cauca, ya que para la fecha en que éstas podrían entrar en operación, representarán aproximadamente un 60% de la capacidad generadora del país, y por lo tanto su operación estará bastante ligada a la curva de carga del sistema. Conviene anotar que en este momento se presenta únicamente la energía aprovechable global de cada alternativa, para fines de comparación de las mismas, y nó la de cada proyecto individual. Esto equivale a decir que el conjunto de plantas del Cauca tendría una utilización

muy cercana a la curva de carga del sistema, aunque los proyectos individuales se operen entre sí en forma diferente para optimizar la producción de energía.

Factor de planta durante período crítico. Es la relación entre la "potencia primaria" del sistema, o sea la generación promedia durante el período crítico o de estiaje, y la "capacidad firme" de los diferentes proyectos o alternativas.

Factor de planta durante período promedio. Es la relación entre la "energía promedia" que podría generar el sistema de plantas del río Cauca durante el período de registro histórico, tal como fue definida anteriormente, y la "capacidad instalada", o capacidad nominal de los diferentes proyectos ó alternativas.

Factor de planta de la energía colocable. Es la relación entre la "energía colocable" de los proyectos del río Cauca en el sistema eléctrico y la "capacidad instalada", o capacidad nominal de las diferentes centrales o alternativas.

A continuación se presentan los resultados del modelo de simulación, para cada uno de los conceptos definidos atrás, agrupados en tres formas diferentes, a saber: a) para las centrales en cadena a lo largo del río Cauca Medio, sin incluir la generación del proyecto de Nechí, pero considerando la mayor generación en la central de Apaví por efecto del caudal desviado del río Nechí. b) para el proyecto de Nechí, tanto en caso de que se construya una presa alta en Apaví, que se ha denominado en este informe Nechí I (en las Alternativas 4 y 5), como en caso de que se construya una presa baja en Apaví, que corresponde a lo que se ha denominado en este informe Nechí II (en las alternativas 1, 2 y 3) y c) para las alternativas globales incluyendo tanto las plantas del río Cauca, como la central de Nechí.

RESULTADOS DEL MODELO DE SIMULACION PARA LA ENERGIA GENERADA POR LAS PLANTAS EN CADENA A LO LARGO DEL CAUCA MEDIO (*)

	Alternativa No.				
	1	2	3	4	5
Potencia primaria (MW)	3.455	3.720	3.855	3.875	3.620
Capacidad firme (MW)	6.215	6.630	6.890	6.920	6.480
Capacidad instalada (MW)	8.290	9.020	9.490	9.830	9.090
Energía promedia (MW)	5.341	5.615	5.663	5.689	5.496
Energía vertida (MW)	728	451	444	448	647
Energía colocable (MW)	4.454	4.760	4.845	5.040	4.815
Factores de planta de:					
Período crítico	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Período promedio	0,63	0,62	0,60	0,58	0,60
Energía colocable	0,54	0,53	0,51	0,51	0,53

(*) No incluye la generación en el proyecto de Nechí, pero sí el efecto del agua desviada del río Nechí en la generación de la central de Apaví.

RESULTADOS DEL MODELO DE SIMULACION PARA LA ENERGIA GENERADA POR EL PROYECTO DE NECHI

	Alternativa	
	Nechí I	Nechí II
Potencia primaria (MW)	221	242
Capacidad firme (MW)	698	755
Capacidad instalada (MW)	750	850
Energía promedia (MW)	390	434
Energía vertida (MW)	4	4
Energía colocable (MW)	363	408
Factores de planta de:		
Período crítico	0,32	0,32
Período promedio	0,52	0,51
Energía colocable	0,48	0,48

RESULTADOS DEL MODELO DE SIMULACION PARA LA ENERGIA GENERADA POR LOS PROYECTOS DEL CAUCA MEDIO Y NECHI

	Alternativa No.				
	1	2	3	4	5
Potencia primaria (MW)	3.697	3.962	4.097	4.096	3.841
Capacidad firme (MW)	6.970	7.385	7.645	7.618	7.178
Capacidad instalada (MW)	9.140	9.870	10.340	10.580	9.840
Energía promedia (MW)	5.775	6.049	6.097	6.079	5.886
Energía vertida (MW)	722	455	448	457	651
Energía colocable (MW)	4.862	5.168	5.253	5.403	5.178
Factores de planta de:					
Período crítico	0,53	0,54	0,54	0,54	0,54
Período promedio	0,63	0,61	0,59	0,57	0,60
Energía colocable	0,53	0,52	0,51	0,51	0,53

CAPITULO VIII

DISEÑO PRELIMINAR DE LAS CENTRALES

CAPITULO VIII

DISEÑO PRELIMINAR DE LAS CENTRALES

VIII.1 GENERALIDADES

En este capítulo se describen las características de los proyectos escogidos en el Capítulo VI, con base en los cuales se determinará la alternativa más favorable para el desarrollo del Cauca Medio, tema que se trata en el Capítulo XII de este informe.

Los diseños son de carácter preliminar, como puede esperarse en esta etapa del estudio, cuyo interés principal es determinar la energía aprovechable en el río Cauca Medio y la mejor alternativa para proseguir con estudios posteriores más detallados. Los diseños se adelantaron con base en informaciones topográficas, geotécnicas e hidrológicas limitadas. En efecto, los levantamientos topográficos utilizados para los diseños, a excepción de Farallones Alto, son ampliaciones de planos 1:25.000 del IGAC, pero ajustados al perfil real que se levantó a todo lo largo del cauce del río, lo cual mejora bastante su confiabilidad. La información geotécnica está constituída por reconocimientos geológicos de superficie efectuados por varias entidades y personas, ampliados y completados por personal de INTEGRAL y por sus consultores especiales. Los registros hidrológicos directos son de alcance limitado en algunos sitios, especialmente en cuanto se refiere a caudales máximos de creciente y por lo tanto los estimativos de las hidrógrafas de diseño son aproximados. Por último no se contaba con curvas adecuadas de calibración del río e información hidráulica del mismo, excepto en algunos de los sitios.

En general, los criterios de diseño han sido convencionales, y se ajustan a las técnicas y conocimientos actuales, y a las limitaciones existentes en el país para fabricación, ensamblaje y transporte de equipos para los proyectos. Además, se han considerado soluciones conservativas para las diferentes estructuras y equipos, teniendo en cuenta las limitaciones del informe,

los objetivos del mismo y la relativa poca exactitud de la información disponible. En esta forma se espera que de estudios posteriores más detallados resulten soluciones menos costosas para algunos de los proyectos, pero probablemente no lo contrario.

En cuanto a la parte hidrológica, las crecientes para diseño de las obras de desviación y vertedero se han escogido en forma conservativa como se describe en el Capítulo III ; además, por no conocerse la secuencia definitiva de la construcción, no se ha considerado el efecto de control y amortiguación de unos embalses respecto a otros, ni la ventaja que representa la existencia de una presa en las obras de desviación de otras presas aguas abajo. En otras palabras, cada presa se diseñó como si fuera a construirse en primer término e independientemente de las demás, lo que significa mayores costos del proyecto, pero es más representativo para objeto del estudio de alternativas. En cuanto a la información geotécnica, se ha seguido un criterio muy conservativo al apreciar las condiciones de la roca en cada uno de los sitios, en tal forma que las investigaciones posteriores detalladas probablemente indicarán fundaciones más competentes. En lo relativo a equipos se han tenido en cuenta las limitaciones existentes de transporte y tecnología en las condiciones actuales del país, aunque para el tiempo en que se preparen los diseños definitivos de los proyectos, seguramente se habrán realizado importantes progresos en la tecnología de los equipos, que permitirán mayores tamaños y velocidades específicas, y una utilización más efectiva de los mismos.

Aunque para algunos proyectos la solución presentada pueda no ser la óptima, se ha procurado analizar los proyectos con un criterio uniforme teniendo en cuenta limitaciones similares en cuanto a capacidad y características de los equipos para cada uno de ellos. Lo anterior, con el objeto de establecer bases comparativas consistentes entre todos los proyectos para el análisis de las alternativas.

Los proyectos de Xarrapa, Farallones Alto, Cañafisto, Ituango Alto, Apaví Alto y Nechí, descritos en este Capítulo, corresponden a la Alternativa 4. Los proyectos descritos de Bocache, Farallones Bajo, Bredunco y Apaví Bajo corresponden a las alternativas en que aparecen. En cuanto a Carqueta el proyecto descrito corresponde a la Alternativa 2.

VIII 2 CENTRAL DE XARRAPA

Para este sitio se escogió una presa de lleno con núcleo central amplio de tierra y respaldos de roca y materiales granulares. La geología en el sitio es inadecuada para vertederos en túnel, por lo cual fue necesario considerar un vertedero abierto, a pesar de que el volumen de excavación resulta superior al terraplén, tal como se explicó en el Capítulo VI. (Véase planos 573-XA 01 y 02). Este tipo de presa es excelente para condiciones rigurosas de sismicidad como pueden esperarse en el sitio.

El núcleo central estaría constituído por suelo residual proveniente de las "rocas verdes" y del residuo fino del conglomerado (tamaños inferiores a la malla No. 4). Su altura sería de 66 metros con la cresta a la cota 892. Teniendo en cuenta las características sísmicas de la región, se han previsto transiciones muy amplias a los lados del núcleo, utilizando material aluvial del río San Francisco y la parte del conglomerado inferior a 0,10 m. Los respaldos de la presa serían de fragmentos de "rocas verdes" y la parte gruesa del conglomerado por sobre 0,10 m. Los materiales para el lleno provendrían en su mayor parte de las excavaciones para el vertedero y los respaldos de la presa, cuyo volumen sería superior al del lleno mismo, y por tanto implicaría un alto desperdicio y acarreo de materiales, con el consecuente aumento de costo. Debajo del núcleo de la presa se ha previsto una brecha de impermeabilización hasta una profundidad del orden de 15 metros.

El volumen total de la presa sería de 1,9 millones de metros cúbicos de los cuales 0,6 millones serían tierra, 0,9 roca y 0,4 filtros. El embalse de Xarrapa tendría un volumen de 230 millones de metros cúbicos para el nivel normal a la cota 887, que sería prácticamente constante, o sea que no se ha previsto embalse útil, diferente al pondaje necesario para regulación diaria o semanal del río.

Teniendo en cuenta la conveniencia de estrechar el vertedero tanto como fuera posible para reducir el gran volumen de excavación que debe desperdiciarse, se ha considerado un vertedero en canal de 76 metros de ancho controlado por 4 compuertas radiales de 16 metros de ancho por 18 metros de altura. El canal de

caída tendría pendiente del 8%, una longitud de 333 metros y descargaría al río San Francisco por medio de un deflector de chorro de 59 metros de radio. La creciente de diseño del vertedero se ha supuesto como de 12.500 m3/s, a la cual correspondería una descarga máxima de 12.300 m3/s. El nivel máximo del embalse alcanzaría la cota 890.

El deflector está localizado a la cota 842, por encima del nivel de creciente máxima aguas abajo de la presa, a fin de asegurar su funcionamiento adecuado en todos los casos. A continuación del deflector se ha previsto un revestimiento de concreto con pendientes 0,5 H a 1 V que desciende hasta la cota 830 (nivel del fondo del río San Francisco), donde está ubicado un pequeño deflector, mediante el cual se atienden los flujos mínimos por el vertedero cuando aún no alcanza a funcionar el deflector principal para lanzar la lámina de agua.

La posición del canal del vertedero se diseñó en forma de obtener la mejor fundación posible sobre la formación de las rocas verdes. La descarga se haría hacia el lecho del río San Francisco que debería ser ampliado, aprovechando la topografía favorable de su margen derecha. En un futuro debería considerarse la posibilidad de orientar el vertedero hacia el sitio de confluencia de los ríos San Francisco y Cauca aunque la estructura quedara fundada sobre el conglomerado.

La excavación total requerida para el vertedero sería del orden de 12 millones de metros cúbicos. Teniendo en cuenta el volumen excesivo de material para desperdiciar, sería necesario transportarlo a los valles situados entre 0,8 y 3 kilómetros aguas arriba del sitio.

La desviación del río se haría por medio de dos túneles en herradura de 12 metros de diámetro interior, revestidos en concreto, a través del contrafuerte izquierdo y cuyas longitudes serían de 519 y 643 metros. La pendiente de los túneles se ha escogido de 0,27%, de ahí que el flujo sería de baja energía, y no se requeriría una estructura de salida muy elaborada. La estructura de entrada serviría para cerrar los conductos por medio de

dos compuertas verticales de ruedas de 6,50 por 12,50 metros. Se ha previsto que los conductos sean clausurados definitivamente por medio de tapones de concreto de 30 metros de longitud. Para efectuar la desviación, se ha diseñado una ataguía provisional a la cota 835 y luego una ataguía principal en el extremo de aguas arriba de la presa a la cota 852. El nivel máximo del agua para la creciente de diseño de la desviación se ha estimado en la cota 850 correspondiente a una creciente con pico de 2.300 m3/s.

Para disminuir en lo posible las excavaciones, se ha previsto que el canal de entrada al vertedero pueda utilizarse también como canal de entrada para los túneles de alimentación de la central. En un tipo de conglomerado como el de Xarrapa no son muy efectivas las inyecciones, por lo cual se decidió revestir en concreto el canal de entrada al vertedero, con el fin de evitar percolación excesiva hacia la zona de casa de máquinas.

La central de Xarrapa sería del tipo de superficie y estaría ubicada sobre el contrafuerte derecho, inmediatamente aguas abajo de la presa. Tendría una capacidad instalada, que a su vez es firme, de 330 MW, distribuída en cuatro unidades de 82,5 MW cada una. La casa de máquinas tendría una longitud de 125 metros y un ancho de 30 metros. El patio de transformadores estaría ubicado sobre los canales de descarga de las turbinas y tendría un ancho de 21 metros. Desde ahí se operarían también, por medio de una torre grúa movil, las compuertas para los tubos de descarga de las turbinas.

Se ha previsto que cada una de las turbinas sea alimentada por un túnel, cuyo diámetro interior sería de 7,00 metros en el tramo revestido en concreto y de 6,00 en el tramo blindado con acero. Los túneles tendrían un tramo de poca pendiente, luego descenderían con un ángulo de 60° para continuar finalmente con un tramo de poca pendiente. Los túneles tendrían longitudes entre 184 y 214 metros. A la entrada estarían controlados por estructuras verticales provistas de rejas coladeras, compuertas de emergencia y un juego de dos compuertas principales de rodillos de 4,00 por 7,50 metros, que servirían para el cierre de los diversos túneles.

Las turbinas serían del tipo Francis de eje vertical para un salto medio de 56, 9 metros, descarga nominal de 170, 5 m3/s, potencia nominal de 84, 5 MW y velocidad de 138 r/min. A la entrada de cada turbina se ha previsto una válvula mariposa de 6, 00 metros de diámetro. Se adoptaron válvulas mariposa de acuerdo con los criterios generales explicados en el Capítulo VI.

Los generadores serían verticales, del tipo trifásico de sombrilla, con una potencia de 76/87, 3 MVA a 60/80°C, una velocidad de 138 r/min y un factor de potencia de 0, 95. Cada par de generadores tendría su correspondiente banco de tres transformadores monofásicos situados en el patio exterior de la casa de máquinas. La central contaría además con un transformador de reserva. Los transformadores tendrían sistema de refrigeración FOW, voltaje de salida 230/ $\sqrt{3}$ kV y una capacidad de 52/59 MVA para 55/65°C.

La central no tendría su propio patio de conexión, sino que los conductores de salida a 230 kV se llevarían directamente a la actual subestación de ISA en La Esmeralda, teniendo en cuenta su proximidad.

VIII. 3 CENTRAL DE BOCACHE

Como se muestra en los planos 573-BO-01 y 573-BO-02, para este desarrollo se ha considerado una presa de gravedad de 128 metros de altura, como se indicó en el Capítulo VI. La cota de la cresta sería la 828. El embalse tendría un volumen total de 1.670 millones de metros cúbicos para la cota 823 m de embalse normal y un volumen de embalse muerto de 540 millones para la cota mínima de operación normal a 781 m.

Debido a la gran dureza de la roca se ha previsto excavaciones de no más de 10 metros de profundidad para llegar a la fundación, pero dada la fracturación del material pueden presentarse problemas de percolación, por lo cual se han considerado sistemas de túneles y galerías para inyecciones y drenajes. La admisión de lechada en las inyecciones podría ser alta dependiendo

de la apertura de las fracturas. La presa tendría un volumen de concreto de 1.0 millón de metros cúbicos y en su construcción se requerirían excavaciones del orden de 350.000 metros cúbicos en la fundación.

El vertedero se ha localizado sobre el contrafuerte derecho, ya que la excavación resultaría más económica que en el izquierdo. La dirección de su eje se seleccionó en tal forma que evite perturbar la central, pero asegurando al mismo tiempo que esté completamente fundado en la formación de pórfido. El vertedero descarga al terreno hacia el lecho de la quebrada Bocache, en la formación del terciario, por lo cual se espera una erosión considerable. Sin embargo, esto se ha considerado aceptable puesto que no causaría perjuicios a ninguna de las estructuras.

El vertedero se ha diseñado para una creciente con pico de 12,900 m3/s que produce una descarga máxima por la estructura de 11.300 m3/s. El canal tendría una pendiente de 14,3% y descargaría a través de un deflector de chorro de 15 metros de radio.

Para la desviación del río se han previsto dos túneles de 11,5 metros de diámetro por el contrafuerte izquierdo, con una pendiente de 0.38%. Los túneles tendrían longitudes de 494 y 583 metros. A la entrada se proponen estructuras sencillas en donde se efectuaría posteriormente el cierre por medio de dos compuertas verticales de ruedas de 6,25 metros por 12,00 metros para cada túnel, a fin de hacer el cierre definitivo con tapones de concreto de 30 metros de longitud.

Para la desviación se contempla aguas arriba una ataguía de roca con núcleo central de tierra compactada y con cresta a la cota 725. El nivel máximo del agua para la creciente de diseño de las obras de desviación con un pico de 2.800 m3/s podría alcanzar la cota 723. Además, aguas abajo de la central se ha previsto una ataguía provisional de roca y tierra con cresta a la cota 709, que deberá destruirse al terminar la construcción de las obras.

Para la disposición de la central se consideraron varias alternativas, a saber: central de pié de presa normal al curso del río, central localizada inmediatamente aguas abajo de la presa paralela al río, dos centrales paralelas al curso del río recostadas sobre cada uno de los contrafuertes, y por último una

central subterránea. Las diferentes alternativas se compararon con base en los costos y ventajas de operación. Se descartó la primera alternativa, o sea la de pié de presa normal al río, porque exigiría excavaciones excesivas en los contrafuertes. La tercera alternativa o sea la de dos centrales paralelas al río sobre los contrafuertes no es más económica que la segunda alternativa de una sola central y resultarían complicaciones innecesarias para una planta de solamente seis unidades. La alternativa de central subterránea resultó más costosa que las superficiales. En consecuencia, se adoptó la segunda alternativa de central paralela al río recostada sobre el contrafuerte derecho. Se prefirió el contrafuerte derecho ya que este se estabilizaría en mejor forma con la excavación para el vertedero. Para la descarga de la central se ha previsto un canal revestido en concreto contra la margen izquierda del río.

La central de Bocache sería del tipo de superficie para una capacidad nominal de 820 MW y firme de 500 MW, en 6 unidades de 136,7 MW cada una, movidas por turbinas Francis de 140,2 MW. Tentativamente, se contempla para el edificio de la central una longitud de 154,5 metros y un ancho de 26 metros. La planta estaría equipada con dos grúas móviles para montaje y mantenimiento de unidades. El patio de transformadores, situado sobre los tubos de aspiración, tendría un ancho de 19 metros y de allí se operarían también las compuertas de cierre de dichos tubos.

Se ha previsto que las turbinas sean alimentadas por dos túneles de 9,65 metros de diámetro interior, totalmente revestidos en concreto con blindaje de acero, los cuales al llegar a la casa de máquinas se dividirían en tres ramales de 5,00 metros de diámetro, ramales que estarían provistos de válvulas mariposa del mismodiámetro inmediatamente aguas arriba de las turbinas. Las longitudes de los túneles serían de 225 y 368 metros respectivamente.

Las estructuras de captación se han incorporado a la presa a fin de disminuir en lo posible las excavaciones para el canal de acceso. En estas estructuras se han previsto rejas y guías para las compuertas principales y las de emergencia. El cierre

de los túneles se haría mediante un juego de dos compuertas de rodillos de 5, 35 por 10, 50 metros, que servirían para cualquiera de ellos, ya que se operarían por una torre-grúa móvil.

Las turbinas serían del tipo Francis de eje vertical, para un salto medio de 101, 7 metros, descarga nominal de 158 m3/s., potencia de 140, 2 MW y velocidad de 157 r/min. El salto neto sería variable entre 117, 7 y 75, 7 metros. Los generadores serían de eje vertical, trifásicos del tipo de sombrilla, con una potencia de 145/166, 5 MVA para 60/80°C y 0, 95 de factor de potencia.

Cada par de generadores estaría acoplado a un banco de tres transformadores monofásicos con un voltaje de salida de $500/\sqrt{3}$kV y una capacidad individual de 98/100 MVA para 55/65°. Los transformadores tendrían sistema de enfriamiento FOW. La central tendría su patio de conexiones situado en la margen izquierda del río aguas abajo de la central, desde donde saldría una línea a 500 kV hacia la subestación de Farallones, localizada aguas abajo de la presa de Farallones, tal como se muestra en el plano 573-G-08.

VIII. 4 CENTRAL DE FARALLONES ALTO

La topografía y geología del sitio son ideales para una presa de lleno, con vertedero superficial en canal abierto, como se indicó en el Capítulo VI y como se muestra en los planos 573-FA-01 a 573-FA-03.

Para el vertedero se consideraron ejes sobre los dos contrafuertes de la presa, pero se descartaron los del lado derecho porque daban lugar a excavaciones de mayor volumen que en el izquierdo, y principalmente porque la descarga ocasionaría problemas y dificultades en la operación de la central. El vertedero se localizó sobre la zona más delgada del contrafuerte izquierdo con el fin de disminuir el volumen de excavación y aprovechar además las siguientes ventajas: 1) la excavación quedaría localizada dentro de la formación de pórfido andesítico, lo que permitiría usar el vertedero como cantera para la construcción de la

presa, dadas las magníficas características de la roca en comparación con la diorita del sitio de la presa; 2) la profundidad de meteorización para llegar a roca es inferior en el pórfido que en la diorita; 3) la descarga se aleja de la central para evitar interferencias a ésta, y 4) se tiene más flexibilidad para la ubicación de la presa y de la central.

La presa tendría una altura de 220 metros con la cresta a la cota 812. El embalse de Farallones contendría un volumen total de 4.560 millones de metros cúbicos a la cota de embalse normal o sea la 806, de los cuales 1.270 millones serían de embalse muerto. El embalse útil estaría comprendido entre las cotas 733 y 806.

La presa sería de núcleo central constituído por suelos residuales de diorita y andesita, con amplias zonas de filtros de materiales aluviales a los lados para aumentar la estabilidad en condiciones de terremoto, lo cual es necesario dadas las características sísmicas de la región. Los respaldos estarían constituídos por una cuña interior amplia de diorita sana y diorita meteorizada compactadas, y por una cuña exterior de roca compactada de la formación del pórfido andesítico. La presa tendría un volumen total de 29.7 millones de metros cúbicos, de los cuales 14.0 millones serían de tierra, 13.8 millones de roca y 1.9 millones de filtros.

En el contacto del núcleo impermeable y la fundación se ha previsto una malla de inyecciones de consolidación y una galería en concreto, desde donde se haría la cortina de inyecciones profundas. Esta galería estaría conectada a los túneles laterales para inyección situados en ambos contrafuertes. El sistema de drenaje consistiría de un filtro colector sobre el lecho del río, con materiales procesados, de un manto colector de drenajes sobre los contrafuertes en el lado de aguas abajo de la presa, y de algunos túneles de drenaje excavados en los contrafuertes aguas abajo del núcleo.

Puesto que la intersección del contrafuerte derecho con el cañón de la quebrada Morales es una zona relativamente débil y con fuerte talud hacia la quebrada, se ha previsto mejorar su

estabilidad e impermeabilidad por medio de un lleno de refuerzo cuya pata llegaría hasta la quebrada Morales. Para permitir la construcción de dicho lleno y evitar los problemas que esta quebrada podría ocasionar a las obras durante la construcción de la presa, para su desviación se ha diseñado un canal revestido en concreto, que desembocaría al río Cauca aguas arriba de la ataguía principal. El terraplén de refuerzo tendría un volumen del orden de 4.6 millones de metros cúbicos.

El vertedero se ha diseñado para una creciente con pico de 13.100 m3/s, que produciría una descarga máxima de 10.500 m3/s a través de la estructura, para un nivel máximo en el embalse de 810 m. El vertedero sería superficial y tendría una longitud de 368 metros con pendiente de 25%. El ancho total del vertedero sería de 68 metros y estaría controlado por medio de 4 compuertas radiales de 14 metros de ancho y 17 metros de altura. La descarga se haría por medio de un deflector de chorro de 20 metros de radio, que lanzaría el agua a un canal excavado en roca que se extiende hasta el cauce del río Cauca. Teniendo en cuenta la buena calidad de la roca es muy posible que solamente se requiriera un tratamiento dental a lo largo de dicho canal y que no se presenten erosiones significativas durante la operación de la estructura. La excavación total para el vertedero sería de 27 millones de metros cúbicos.

Las estructuras de captación se construirían sobre un talud excavado en roca con una inclinación 1 V: 1.1 H y estarían provistas de guías para el manejo de tableros de emergencia y de rejas coladeras fijas en forma de canasta. Sobre cada túnel se construiría un pozo vertical, localizado a 111 metros aguas abajo de la entrada, provisto de guías para operación de un juego de dos compuertas de cierre de tipo tractor de 4.85 por 9.20 metros. Las dos compuertas servirían para todos los túneles y se operarían con una torre grúa móvil.

A más de la economía de este tipo de captación con entrada inclinada y pozo vertical para las compuertas, se logra una estructura que ofrece mayor seguridad en caso de un derrumbe del talud por efectos de terremoto. El contrafuerte del río por

debajo de la cota inferior de las captaciones se estabilizaría por medio de un lleno de refuerzo construído en gran parte con los materiales provenientes de la excavación de las mismas captaciones.

Los cinco túneles de conducción con bifurcaciones en el extremo de aguas abajo, tendrían en primer lugar un tramo de poca pendiente, luego un tramo inclinado a 48° para mejorar la cubierta de roca sobre los túneles y finalmente otro tramo con inclinación cercana a la horizontal. El tramo inicial de los túneles estaría revestido en concreto y tendría un diámetro interior de 8.70 metros, que se reduciría a 7.40 metros en el tramo final revestido en concreto con blindaje de acero. Cada túnel se bifurca en dos ramales de 4.10 metros de diámetro.

La desviación del río se haría por medio de dos túneles con sección en herradura, de 12 metros de diámetro interior, revestidos en concreto y con longitudes de 1.248 y 1.224 metros. Como la pendiente sería de solo 0.2%, el flujo a través de los túneles sería de baja energía a la salida. Las estructuras de entrada tendrían provisiones para la colocación de dos compuertas verticales de ruedas de 6.50 por 12.50 metros, por medio de las cuales se cerraría provisionalmente cada túnel para luego construir los tapones definitivos de concreto para cierre, con una longitud de 35 metros. La favorable topografía del contrafuerte izquierdo, por corresponder a una curva del río, permite ubicar los túneles de desviación en forma tal que quedarían bastante separados del resto de las obras y por tanto el río causaría pocas interferencias durante la construcción.

Para la desviación del río se ha considerado una primera ataguía a la cota 612, seguida por la ataguía principal a la cota 630. El nivel máximo de la creciente de diseño para desviación, con un pico de 3.600 m3/s, se ha estimado en la cota 628.15. En la pata de aguas abajo del terraplén se contempla una ataguía de roca con cresta a la cota 615.

La casa de máquinas de Farallones sería del tipo de superficie, estaría ubicada sobre el contrafuerte izquierdo y tendría una capacidad instalada de 2120 MW y firme de 1270 MW, con 10

unidades de 212 MW cada una La casa de máquinas tendría una longitud de 217 metros y un ancho de 29 metros Inmediatamente sobre los tubos de descarga de las unidades estaría ubicado el patio de transformadores y desde él también se operarían tres compuertas deslizantes de 4.30 metros por 6.50 metros para el cierre de los tubos de aspiración de las turbinas La sala de comando de la central estaría localizada en el extremo sur del patio de transformadores.

Teniendo en cuenta las características topográficas y geológicas del sitio, en un futuro será posible aumentar substancialmente la capacidad de la central, o construir otra central superficial o subterránea. Para la segunda central superficial existen localizaciones alternativas en ambos contrafuertes, y para la subterránea en el contrafuerte izquierdo.

Como la planta estaría ubicada al frente de la desembocadura de la quebrada Yala, se ha previsto un muro paralelo a la casa de máquinas para evitar que los sedimentos de la quebrada lleguen a las salidas de las turbinas Dicho muro también serviría como pata de la presa para facilitar la construcción y confinar la descarga de la central

Las turbinas serían del tipo Francis de eje vertical para un salto nominal de 178 metros, caudal de 140 m3/s, potencia nominal de 217,4 MW y velocidad de rotación de 189 r/min. Las turbinas operarían con salto máximo y mínimo de 206 y 133 metros respectivamente, y tendrían una potencia firme garantizable de 127 MW cada una.

Los generadores serían trifásicos de eje vertical del tipo de sombrilla, con una potencia de diseño de 224/258 MVA a 60/80°C y un factor de potencia de 0,95. Cada generador estaría acoplado a un banco de tres transformadores monofásicos con voltaje de salida de 500/$\sqrt{3}$ kV y capacidad individual de 77/86 MVA a 55/65°C, con enfriamiento tipo FOW. La central tendría en total 31 transformadores, uno de ellos de reserva

La planta no tendría patio propio de conexión, sino que los conductores pasarían de los bancos de transformadores a torres

situadas sobre el contrafuerte derecho al frente de la central, desde donde irían a la subestación Farallones que atendería tam bien a otras centrales y estaría situada en las vegas de la que brada Bucana a unos 3 kilómetros de distancia (ver plano 573-G-08). No se consideró necesario el patio de conexión en vista de la distancia tan corta entre esta subestación y la central.

VIII.5 CENTRAL DE FARALLONES BAJO

La presa de Farallones Bajo sería del tipo de gravedad recta con una altura de 112 metros y cresta a la cota 702. La andesita sobre la cual se asentaría la presa aparece de excelente calidad por lo cual no se han previsto excavaciones profundas para la fundación. Sin embargo, la formación presenta una fracturación relativamente cercana, por lo cual es probable que se requieran sistemas de galerías para inyecciones y drenajes. La presa tendría un volumen de 950 000 metros cúbicos de hormigón y requeriría excavaciones en la fundación del orden de 250 000 metros cúbicos. El embalse tendría un volumen total de 560 millones de metros cúbicos a la cota 696 de embalse normal y un embalse muerto de 230 millones a la cota 661 de embalse mínimo (véanse planos 573-FA-06 y 573-FA-07).

El vertedero estaría ubicado sobre el contrafuerte derecho aprovechando las características topográficas favorables que se encuentran en la desembocadura de una pequeña quebrada y fue dimensionado para una creciente con un pico de 13 100 m3/s que produciría una descarga máxima por el vertedero de 12 900 m3/s y un nivel máximo en el embalse a la cota 700. Tendría un ancho de 68 metros y estaría controlado por cuatro compuertas radiales de 14 metros de ancho y 20 metros de altura. El canal del vertedero tendría una longitud de 121 metros, con pendiente de 33,3% y descargaría a través de un deflector de chorro de 11,28 metros de radio. El vertedero requeriría una excavación de 4,4 millones de metros cúbicos.

La desviación se ha previsto a través de dos túneles revestidos en concreto por el contrafuerte izquierdo, con sección en herradura, diámetro interior de 12 metros, pendiente del 0,25%

y longitudes de 570 y 709 metros. No se consideró necesario una estructura de disipación a la salida debido a la baja energía del flujo. Las estructuras de entrada para cierre provisional de los conductos estarían provistas de dos compuertas verticales de ruedas de 6,50 por 12,50 metros. El cierre definitivo de los túneles se haría por medio de dos tapones de concreto de 30 metros de longitud. Para efectuar la desviación se construiría una ataguía de roca con núcleo central de tierra y con cresta a la cota 625. Esta ataguía se ha diseñado para una creciente con pico de 3 300 m3/s. También habría necesidad de construir una ataguía aguas abajo del sitio de la presa con cresta a la cota 605, que se destruiría una vez terminadas las obras.

La central de Farallones Bajo sería del tipo de pie de presa, alternativa que resultó más favorable que dos centrales paralelas a lo largo del río aunque requiere una excavación en el contrafuerte izquierdo con un volumen del orden de 0,7 millones de metros cúbicos, pero así el diseño de la central resulta más simple y se disminuye la interferencia con la descarga del vertedero. El talud de la excavación en el contrafuerte izquierdo tendría una altura de 80 metros y se cortaría en pórfido andesítico de buena calidad y posiblemente no habría peligro de deslizamiento después de llevar a cabo un tratamiento adecuado con pernos y mallas de acero.

La central tendría una capacidad nominal de 910 MW y firme de 580 MW, distribuídos en ocho unidades de 113,8 MW cada una. El edificio tendría una longitud de 193 metros y un ancho de 25,5 metros. Sería alimentada por medio de cuatro tuberías embebidas en la presa de 7,85 metros de diámetro, controladas por dos compuertas de rodillos de 4,40 por 8,30 metros cada una. Las bocatomas se han incorporado a la cara de aguas arriba de la presa. Las tuberías embebidas se bifurcarían a dos tuberías de 5,20 metros de diámetro y tales bifurcaciones se alojarían en un bloque de concreto en la pata de la presa. El patio de transformadores se ha previsto encima de las bifurcaciones con un ancho de 13 metros. El acceso a la central se haría por medio de un túnel de 380 metros de longitud.

Las turbinas serían del tipo Francis de eje vertical para un salto y caudal nominales de 85.1 metros y 157.1 m3/s respectivamente, velocidad de 150 r/min. y potencia de 116,6 MW. El salto variaría entre 64,1 y 99,1 metros y en las condiciones de salto mínimo y pérdidas máximas la potencia firme de las unidades a la salida de las barras sería de 72,5 MW cada una.

Las turbinas moverían generadores verticales trifásicos del tipo de sombrilla, con una potencia de 121/138,5 MVA para 60/80°C. Cada par de generadores estaría conectado a un banco de tres transformadores monofásicos, con enfriamiento tipo FOW y capacidad individual de 83/93 MVA para 55/65°C y voltaje de salida de $500/\sqrt{3}$ kV. La central no tendría su propio patio de conexión sino que las líneas de salida de los transformadores llegarían directamente a la subestación Farallones situada en las vegas de la quebrada Bucana, a unos dos kilómetros de distancia de la planta, como se muestra en el plano 573-G-08.

No sería fácil acomodar una central de mayor capacidad instalada en el sitio de Farallones Bajo debido a la estrechez del cañón del río y a la posición del vertedero.

VIII.6 CENTRAL DE CAÑAFISTO

Como se muestra en los planos 573-CÑ-01 y 573-CÑ-02 la presa de Cañafisto, con una altura de 110 metros y cresta en la cota 578 sería del tipo de lleno compactado, con vertedero en canal excavado sobre el contrafuerte derecho. La topografía del sitio se presta bien para este tipo de diseño, ya que las excavaciones tendrían un volumen comparable al de los llenos y hay abundancia de materiales aluviales en los alrededores, los cuales podrían incorporarse ventajosamente al lleno. El embalse tendría un volumen total de 2940 millones de metros cúbicos para el nivel normal de 573 y el embalse muerto sería de 1220 millones para el nivel mínimo de 538.

La capa de suelo residual proveniente de las rocas verdes que debe excavarse en la zona del vertedero es bastante profunda, por lo cual la mayor parte del lleno estaría constituído por dicho suelo.

Sin embargo, la baja pluviosidad de la región y el poco contenido de humedad de los suelos permiten colocar terraplén durante buena parte del año, sin temor de que se desarrollen altas presiones intersticiales.

La presa tendría un núcleo central de limo y arcilla compactados, con amplias transiciones de materiales aluviales a los lados. Los respaldos estarían formados en su mayor parte por roca descompuesta compactada y en las zonas exteriores por llenos compactados de roca sana y meteorizada. Las amplias transiciones de materiales aluviales tienen por objeto lograr un diseño más antisísmico, dada la proximidad de algunas fallas que podrían ser activas. El volumen total de la presa sería de 13,8 millones de metros cúbicos, de los cuales 10 millones serían de tierra, 2 millones de roca y 1,8 millones de materiales aluviales.

Debajo del núcleo se ha previsto una brecha cortaflujo de unos 20 metros de profundidad hasta roca sana. La roca en la brecha tendría un tratamiento con inyecciones de consolidación y también una cortina profunda de inyecciones. Dada la proximidad de fallas importantes y la conformación ancha del valle del río es de esperar excavaciones extensas para la brecha cortaflujo en el lecho del río, a fin de obtener una fundación adecuada.

El sistema de drenaje de aguas abajo estaría constituído por un filtro inclinado, un colector de materiales aluviales clasificados en el lecho del río y un manto de filtro sobre el terreno, debajo del respaldo de aguas abajo de la presa.

El vertedero se ha diseñado para una creciente con pico de 14.000 m3/s, que ocasionaría una descarga máxima de 11.600 m3/s por la estructura, a la cual correspondería una cota de embalse de 576. La estructura sería del tipo de canal abierto, con un ancho de 74 metros, y estaría controlada por cuatro compuertas radiales de 15,5 metros de ancho, por 18 metros de altura. La longitud del canal del vertedero sería de 486 metros, con pendientes del 10% y del 20%. El vertedero requeriría una excavación total del orden de 14,5 millones de metros cúbicos.

La descarga se ha previsto mediante un deflector de chorro de 15 metros de radio que la dirigiría hacia la playa del río. Dada la conformación de ésta pueden anticiparse erosiones de consideración por efecto del flujo que descarga el vertedero, pero para evitar formación de barras extensas con el material arrastrado por el agua, se excavaría la zona de impacto durante la construcción de las obras. Los materiales aluviales obtenidos de esta excavación se destinarían a la construcción del terraplén. Por otra parte, la descarga estaría dirigida bien aguas abajo de las demás estructuras para evitar perturbaciones a las mismas.

La desviación se haría por medio de dos túneles con sección en herradura, de 13 metros de diámetro interior, revestidos en concreto, a través del contrafuerte izquierdo. Los túneles tendrían longitudes de 667 y 840 metros y serían cerrados provisionalmente por medio de dos compuertas de ruedas, de 7,00 por 13,50 metros, a fin de vaciar los tapones definitivos, que serían de concreto de 30 metros de longitud. Los túneles de desviación se diseñaron en el contrafuerte izquierdo teniendo en cuenta la mejor disposición topográfica y la buena calidad de la roca que aflora en las excavaciones de la carretera sobre este contrafuerte.

Para la desviación del río se ha previsto una ataguía provisional de enrocado con cresta a la cota 476, que inmediatamente después se realzaría hasta la cota 493. La ataguía se ha diseñado para una creciente con pico de 4100 m3/s. Aguas abajo de la presa se ha previsto una segunda ataguía de enrocado con cresta a la cota 485, y una ataguía provisional con cresta a la cota 473.

La Central de Cañafisto sería del tipo de superficie y estaría ubicada sobre el contrafuerte derecho. Tendría una capacidad instalada nominal de 1600 MW y firme de 1010 MW, distribuídos en 12 unidades de 133,3 MW cada una. La casa de máquinas tendría 296 metros de largo por 27,5 metros de ancho y estaría equipada con dos puente-grúas para montaje y mantenimiento de los equipos. El patio de transformadores estaría localizado sobre los tubos de salida de las turbinas, y desde él se operarían las compuertas de cierre para los tubos de aspiración. El edificio de comando de la central estaría ubicado al extremo suroeste del patio de transformadores. La central descargaría al río por un canal de 250 metros

de longitud, pero su excavación es relativamente económica por ser en materiales aluviales, utilizables para el terraplén.

La central sería alimentada por seis túneles de 10,20 metros de diámetro interior y longitudes variables entre 418 y 500 metros, revestidos en concreto, excepto en el tramo final (179 metros de longitud promedia y 8,90 metros de diámetro interior) que tendría además blindaje de acero. Cada túnel tendría un tramo aproximadamente horizontal, luego un tramo inclinado (45°) y por último otro tramo horizontal que terminaría en una bifurcación a dos ramales de 5,60 metros de diámetro. La estructura de captación sería inclinada, con pendiente de 1 V:1,25 H con provisiones para bajar tableros de emergencia. Las rejas serían fijas, del tipo canasta. Cada túnel estaría provisto de un pozo vertical aguas abajo de la captación que se utilizaría para operación de las compuertas de cierre, en forma análoga a lo propuesto para la presa de Farallones.

Las turbinas serían del tipo Francis, de eje vertical, con un salto, caudal, velocidad y potencia nominales de 85,2 metros, 184 m3/s, 138 r/min. y 136,8 MW respectivamente. Las turbinas se han seleccionado para una variación de salto entre 99,2 y 64,2 metros. A la entrada de cada turbina se ha previsto una válvula mariposa de 5,60 metros de diámetro. Los generadores serían verticales, trifásicos, del tipo de sombrilla, con potencia de 141/162,5 MVA para 60/80°C. En las condiciones más desfavorables de salto, o sea con el nivel mínimo y máximas pérdidas en las conducciones, cada unidad tendría una potencia firme de 84,2 MW. Cada par de generadores se conectaría a un banco de tres transformadores monofásicos, con enfriamiento tipo FOW, y con potencia individual de 98,5/110 MVA para 55/65°C. La central tendría 19 transformadores con voltaje de salida de $500/\sqrt{3}$ kV, incluyendo uno de reserva.

En el contrafuerte izquierdo se ha diseñado el patio de conexión de la central, desde donde saldrían las líneas de interconexión con la subestación A de Farallones. (Plano 573-G-09)

Es difícil aumentar substancialmente la capacidad de la central de Cañafisto en su posición actual. Sin embargo, para el futuro podría considerarse la posibilidad de una segunda central

independiente sobre el contrafuerte izquierdo, aprovechando los túneles de desviación como conducciones. Esta central sería posiblemente de tipo de superficie.

VIII.7 CENTRAL DE CARQUETA

En el sitio de Carquetá se ha diseñado una presa de enrocado de 106 metros de altura con cresta a la cota 461. El eje de la presa se escogió aprovechando la curva del río para obtener una mejor ubicación del vertedero y la central, manteniendo al mismo tiempo las estructuras sobre la fundación competente de las "rocas verdes" La calidad de éstas es excelente en el sitio y no se anticipan excavaciones profundas para obtener fundación adecuada. (véanse planos 573-CQ-01 y 573-CQ-02)

La presa es del tipo de enrocado con núcleo central impermeable y dada la proximidad de la falla de Sabanalarga se ha previsto un diseño con transiciones gruesas a los lados del núcleo. Desafortunadamente los materiales aluviales son escasos en los alrededores, excepto en la vega de la quebrada Pená, 1,5 kilómetros aguas abajo del sitio; de ahí que se hayan considerado transiciones compuestas de dos zonas, una de materiales aluviales y otra de roca triturada con tamaños inferiores a 0.15 metros. El volumen de la presa sería de 6,2 millones de metros cúbicos, de los cuales 1,5 millones serían de tierra, 4,2 millones de roca y 0,5 millones de filtros.

Debido a la fracturación tan cercanamente espaciada de las "rocas verdes", se ha previsto un sistema de inyecciones profundas y un conjunto de galerías, túneles y perforaciones de drenaje El embalse de Carquetá tendría un volumen total de 1020 millones de metros cúbicos para la cota de embalse normal de 456 y un embalse muerto de 370 millones para la cota de embalse mínimo de operación normal que es la 432.

El vertedero estaría excavado sobre el contrafuerte izquierdo, tendría un ancho de 76 metros y estaría controlado por medio de cuatro compuertas radiales de 16 metros de ancho por 20 metros de altura. Se ha diseñado para una creciente con pico de 14.300 m3/s, para la cual el embalse alcanzaría un nivel maximo a la

cota 459 y descargaría un caudal de 13.200 m3/s por la estructura. El canal de descarga tendría una longitud de 178 metros y pendientes del 10 y del 50%. Descargaría por medio de un deflector de chorro de 25 metros de radio. No se anticipan problemas de erosión, dada la buena calidad de la roca. Además, la descarga llegaría al río bastante aguas abajo de la central para evitar perturbaciones a la misma.

El canal de acceso al vertedero se aprovecharía también como aducción para las captaciones, con el objeto de disminuir al máximo las excavaciones. Sin embargo y con el objeto de evitar problemas de percolación hacia la central y hacia el río, aguas abajo de la presa, se ha previsto, en adición a los sistemas de inyecciones y drenajes, que el canal de acceso sea revestido en concreto. El vertedero requeriría una excavación total del orden de 8,5 millones de metros cúbicos.

La desviación se ha previsto por dos túneles revestidos con sección en herradura de 14 metros de diámetro, a través del contrafuerte izquierdo, con longitudes de 855 y 914 metros y 0,23% de pendiente. Dada la buena calidad de la roca no se han considerado estructuras de aquietamiento a la salida de los túneles. Las estructuras de entrada servirían para cerrar los túneles por medio de dos compuertas verticales de ruedas de 7,5 por 14,5 metros, al finalizar la construcción. Los túneles se clausurarían definitivamente por medio de tapones de concreto de 30 metros de longitud.

Para efectuar la desviación se ha previsto una ataguía provisional de roca a la cota 370 y luego una ataguía principal a la cota 390, diseñada para una creciente con pico de 4.200 m3/s. Aguas abajo se ha considerado una ataguía de roca a la cota 369.

Teniendo en cuenta la topografía tan escarpada del cañón del río, se ha previsto la necesidad de llevar los materiales sobrantes de las excavaciones hasta la terraza de Carquetá, situada sobre el contrafuerte derecho, a 1,5 kilómetros de distancia aguas abajo de las obras, factor este que se tuvo en cuenta en la preparación de los estimativos de costo.

La central de Carquetá sería del tipo de superficie, ubicada sobre la margen derecha del río y en ella se alojarían 10 unidades de 138 MW cada una, para una capacidad nominal instalada de 1380 MW y firme de 1025 MW. La casa de máquinas tendría 250 metros de largo por 29 metros de ancho y estaría equipada con dos puente-grúas para montaje y mantenimiento. El patio de transformadores estaría situado sobre los tubos de salida de las turbinas. El edificio de control de la central estaría ubicado en el extremo sur del patio de transformadores.

La central sería alimentada por medio de cinco túneles de conducción revestidos, con longitudes variables entre 254 y 259 metros. Los diámetros de los túneles serían de 10,20 metros y antes de llegar a la central se bifurcarían en dos ramales de 5,60 metros de diámetro. La parte inicial estaría revestida en concreto y la final tendría además blindaje de acero. El túnel No 1, más próximo a la presa, descendería con una inclinación de 60° y luego continuaría en un tramo de poca pendiente, mientras que los demás túneles descenderían verticalmente para luego continuar con tramos de baja pendiente.

Las captaciones serían estructuras verticales construídas contra la pared de roca del canal de entrada y contendrían las rejas y guías para compuertas principales y de emergencia. Por medio de una torre grúa móvil se manejaría un juego de dos compuertas de rodillos de 5,60 por 10,70metros, las cuales servirían para cerrar cualquiera de las conducciones.

Las turbinas serían del tipo Francis, de eje vertical, para un salto medio de 85.5 metros, caudal nominal de 189,1 m3/s, velocidad de 138 r/min., y potencia de 141,0 MW. Las turbinas se han seleccionado para una variación de salto entre 94.5 y 70,5 metros y permitirían generar una potencia firme de 102.5 MW cada una, en barras del generador y en condiciones de salto mínimo. Los generadores serían trifásicos, de tipo sombrilla, con potencia de 146/168MVA a 60/80°C y un factor de potencia de 0.95. Cada par de generadores estaría conectado a un banco de tres transformadores monofásicos con enfriamiento tipo FOW, voltaje de salida de 500/ $\sqrt{3}$kV y potencia individual de 100/112 MVA para 55/65°C. La central estaría equipada con 16 transformadores,

incluyendo uno de reserva, que se conectaría a un patio de conexiones localizado en un filo de la margen derecha, desde donde saldrían líneas a 500 kV hacia la subestación B de Ituango. (plano 573-G-10)

En su posición actual sería posible aumentar en un futuro la central de Carquetá aunque sería difícil acomodar más de 14 unidades. Si se llega a requerir en el futuro capacidad adicional, probablemente habría que pensar en una central sobre la margen derecha que requeriría excavaciones apreciables en un terreno relativamente inestable.

VIII.8 CENTRAL DE ITUANGO ALTO

Como se muestra en los planos 573-IT-01 a 573-IT-03 la presa de Ituango, con una altura de 241 metros y cresta a la cota 453 sería del tipo de gravedad curva, con vertedero sobre la misma presa. La presa se diseñó curva en planta para lograr acomodar el vertedero y concentrar su descarga en el estrecho lecho del río, y para estimular una mayor disipación de energía por cizalladura entre los tres chorros que salen del deflector. En apariencia, la calidad de la roca en el sitio es excelente, por lo cual no se esperan excavaciones profundas para llegar a una fundación adecuada (probablemente menos de 10 metros), a excepción de una pequeña zona de derrumbos en el estribo izquierdo. La presa tendría un volumen de concreto de 3,9 millones de metros cúbicos y requeriría excavaciones en la fundación del orden de 650.000 metros cúbicos.

Las fracturas de la roca aparecen muy cerradas y poco frecuentes por lo cual no es de esperar problemas serios para la impermeabilización de la roca. Sin embargo, para prevenir percolación excesiva y disminuir la subpresión en la base de la presa se han previsto galerías y túneles para perforaciones de inyección y drenaje. El embalse de Ituango tendría un volumen total de 4.500 millones de metros cúbicos a la cota de embalse normal que es la 447, y un embalse muerto de 1780 millones para la cota de embalse mínimo 390.

El vertedero tendría 107,5 metros de ancho y estaría controlado por seis compuertas radiales de 15 metros de ancho por 13 metros de altura. Se ha diseñado para una creciente con pico de 14.400 m3/s a la cual correspondería una descarga máxima de 13.000 m3/s, con nivel de embalse en la cota 451. Las compuertas descargarían a través de tres canales hacia un deflector de chorro situado en la cota 320, o sea 115 metros por debajo de la cresta del azud. Desde allí lanzarían chorros cuya energía se disiparía en un pozo de agua de 480 metros de longitud en el río, cuya elevación se mantendrá por medio de un azud de 4 metros de altura con cresta a la cota 215. La profundidad del agua en el pozo durante la creciente de diseño sería del orden de 30 metros, por lo cual puede esperarse una buena disipación de energía por efectos de turbulencia, cizalladura e impacto en las masas del agua. La razón para colocar el deflector alto ha sido evitar velocidades demasiado grandes a lo largo de la caída que podrían ocasionar cavitación excesiva en el canal de descarga. Dada la buena calidad de la roca en el lecho del río no se anticipa que sea necesario revestirla en concreto en la zona del pozo de amortiguación.

La desviación se haria a través de un túnel revestido en concreto de 1059 metros de longitud por el contrafuerte derecho, el cual se utilizaría posteriormente para descarga de la mitad de las unidades de la central. El túnel tendría sección rectangular con techo en arco circular de 14 metros de ancho, 15 metros de altura hasta el nacimiento del arco y 17 metros de altura máxima. El túnel tendría pendiente de 0,145% desde su entrada hasta la casa de máquinas y luego continuaría con pendiente de 0.125% En la estructura de entrada el perfil descendería cinco metros con lo cual se obtendría una rápida aceleración del flujo, en tal forma que el túnel funcionaría con flujo libre para caudales hasta del 85% del caudal de diseño, para evitar en cuanto sea posible el estado de transición de flujo libre a flujo a presión.

El cambio de pendiente en el túnel tiene por objeto acomodarlo mejor a la posición de la casa de máquinas subterránea, para que a la vez sirva posteriormente como túnel de descarga de las unidades, como se explica más adelante

Teniendo en cuenta la buena calidad de la roca no se ha diseñado estructura especial de aquietamiento a la salida del túnel. La estructura de entrada tendría provisiones para bajar dos compuertas verticales de ruedas de 7,5 por 15,5 metros que servirían para un cierre provisional de túnel. El cierre definitivo se haría por medio de un tapón de concreto, de 40 metros de longitud, localizado hacia la intersección del eje de la presa con el túnel.

Para efectuar la desviación se construiría aguas arriba una ataguía de roca con núcleo central compactado, cresta a la cota 245 y volumen de 80.000 metros cúbicos, y aguas abajo del azud una segunda ataguía provisional con cresta a la cota 215. La ataguía de aguas arriba se ha diseñado para una creciente con pico de 3.900 m3/s.

La estrechez del cañón del río en la zona no permite localizar segura y económicamente una central superficial, de ahí que se haya adoptado una central subterránea, dada la buena calidad de la roca en los contrafuertes.

La central sería alimentada por medio de ocho túneles revestidos, de 8,70 metros de diámetro interior, que al llegar a la central se bifurcarían en ramales de 4,20 metros de diámetro. Los túneles serían de poca pendiente en la mayor parte de su longitud, luego caerían verticalmente y por último tendrían un corto tramo horizontal, en el cual estarían ubicadas las bifurcaciones.

Los túneles tendrían longitudes variables entre 416 y 650 metros y serían revestidos en concreto, a excepción del tramo de aguas abajo que estaría provisto de un blindaje de acero. Al comienzo del blindaje de acero se ha diseñado una cortina de inyecciones para prevenir infiltraciones hacia las galerías de la central. Además, inmediatamente aguas arriba de dichas galerías se han previsto túneles de drenaje para captar infiltraciones desde las conducciones.

Las torres de captación serían similares a las de las centrales de Cañafisto y Farallones Alto, con una entrada inclinada y con provisiones para tableros de emergencia y rejas en canasta.

A unos 100 metros aguas abajo de la entrada se ha diseñado sobre cada túnel un pozo vertical para las compuertas de cierre de las conducciones. Las compuertas principales serían verticales, de rodillos, de 4,9 por 9,2 metros. Dos de estas compuertas, operadas por una torre grúa móvil, podrían cerrar cualquiera de las captaciones.

Para la central, se han dispuesto tres cavernas paralelas, una aguas arriba para acomodar las válvulas mariposa, una principal en el centro para los equipos generadores y una aguas abajo para el foso de descarga de las unidades y para los transformadores. Fue necesario proveer estas tres cavernas independientes para no aumentar excesivamente la luz de las excavaciones subterráneas al pretender acomodar los equipos en forma más compacta. Las cavernas se orientaron en forma tal que los ejes longitudinales de las mismas fueran normales a la dirección más probable de los planos de fracturas. La excavación total requerida para las cavernas sería del orden de 700 000 metros cúbicos.

La caverna de generadores alojaría 16 unidades de 241,2 MW cada una, para una capacidad instalada total de 3 860 MW y capacidad firme de 2800 MW. La caverna tendría 360 metros de largo, 23 metros de ancho y 45 metros de altura máxima, y en ella se ha previsto un área de montaje central a donde llegaría el túnel de acceso desde las carreteras exteriores. A pesar de la buena calidad de la roca, en esta etapa del estudio se ha previsto conservativamente un revestimiento de concreto para la bóveda y las paredes.

Las válvulas estarían alojadas en dos cavernas separadas, una de 143 y otra de 164 metros de longitud. Ambas tendrían 6 metros de ancho y 24 metros de altura y estarían provistas de puente-grúas para montaje y mantenimiento de las válvulas. El acceso a ellas se haría por dos túneles desde la caverna principal, con una longitud de 27 metros y sección de 6 metros en la base y 5 metros de altura. Estos dos túneles tendrían puertas herméticas que permitan aislarlas de la caverna de generadores.

Las turbinas serían del tipo Francis, de eje vertical, para un salto nominal de 206 metros, caudal nominal de 142,8 m3/s, velocidad de 200 r/min, y potencia de 247,3 MW. Las turbinas

se han diseñado para un salto máximo de 228 metros y mínimo de 171,0 metros, al cual se logra una potencia firme de 175 MW en las barras de salida de cada generador. Los generadores serían trifásicos, del tipo sombrilla, con potencia de 256/294 MVA a 60/80°C y factor de potencia de 0,95.

Debajo del piso principal en la cota 220,50, en donde estaría el equipo de control y excitación, la central tendría dos pisos, uno en la cota 217 y otro en la cota 213. En el piso inferior, o de turbinas, estarían localizados también los reguladores de velocidad y tableros de control de turbinas. En el piso intermedio o de generadores estarían los equipos antincendio, los tableros de los generadores, equipo de neutro, y las barras de salida de los generadores. Estas barras pasarían a través de ocho galerías inclinadas hacia la caverna de transformadores. Debajo de la sala de montaje se han previsto dos pisos para acomodar los servicios auxiliares de la central. La sala de control estaría ubicada en el extremo oeste de la caverna.

Los tubos de aspiración de las turbinas descargarían a dos fosos colectores independientes, situados debajo de la caverna de transformadores, con un ancho de 13 metros y cota en la base de 202 metros, que desembocarían, el uno al túnel de desviación para descarga de las unidades 1 a 8, y el otro a un segundo túnel de fuga que desaguaría las unidades 9 a 16. El segundo túnel de fuga estaría revestido en concreto y tendría una longitud de 866 metros y la misma pendiente del túnel de desviación en su tramo final. La sección del segundo túnel de fuga sería rectangular con techo en arco circular de 13 metros de ancho, 11,50 metros hasta el nacimiento del arco y 13 metros de altura máxima. La separación de los fosos se haría en la parte intermedia de la caverna de transformadores bajo el túnel de acceso.

Los túneles de fuga tendrían régimen de flujo libre hasta la salida en el río. En una etapa más avanzada debería compararse económicamente esta solución con una central más profunda, que descargara al río a presión, con túneles de salida provistos de almenaras para las oscilaciones de presión, aunque por el momento esta última solución parece ser inconveniente y antieconómica por razón de la gran altura que tendrían las cavernas, y

el debilitamiento que los conductos de descarga de las unidades producen en la formación de roca, lo que puede dar lugar a fallas estructurales. Por otra parte, es ventajoso que el nivel del solado a la salida del túnel quede por encima del lecho del río para mayor facilidad de construcción y para evitar la entrada de rocas al túnel.

Para la disposición prevista, se estudió la altura de las ondas superficiales en los fosos y túneles de descarga para diferentes condiciones de nivel de las aguas del río y cambios en la carga de las turbinas, habiéndose comprobado que el túnel trabajaría libre para crecientes en el río con intervalo de recurrencia de 100 años.

La caverna de transformadores tendría una longitud de 363 metros, ancho de 21,5 metros y altura máxima de 47,5 metros. Los transformadores estarían dispuestos en dos filas con un corredor central para montaje y mantenimiento y estarían aislados en celdas individuales. Se han previsto 50 transformadores monofásicos, tres para cada generador y dos de reserva. Cada transformador sería de enfriamiento tipo FOW con una potencia de 87/98 MVA para 55/65° C y voltaje de salida de $500/\sqrt{3}$ kV. En una etapa más avanzada de diseño debería estudiarse, conjuntamente con la posibilidad de montar unidades más grandes, el posible uso de transformadores ensamblados "in-situ", para disminuir el número de unidades y, por ende, el tamaño de las cavernas. Las barras de baja tensión de los generadores entrarían por la parte superior de los transformadores y la salida de alta tensión también sería por la parte superior hacia la galería de cables situada en el techo de la caverna. En la caverna de transformadores se ha dejado un espacio de dos metros de ancho, provisto con dos vigas grúas (una a cada lado de la central) para colocación de las compuertas de cierre de los conductos de las turbinas. Para aislar uno de los tubos de cierre se requerirían dos compuertas deslizantes de 6,5 por 7,5 metros.

En el centro de la caverna de transformadores se ha dejado un área para montaje y mantenimiento de los transformadores. La cota de la sala de transformadores es la 230 mientras la de generadores es la 220,50 por lo que sería difícil movilizar los

transformadores de una caverna a otra. Por lo tanto se diseñó el túnel de acceso en forma tal que pase inmediatamente debajo de la losa de transformadores a través de la cual se ha dejado un hueco, tapado con rejas, de 9 por 5 metros para acceso de los transformadores, mediante una viga grúa en la caverna de transformadores.

El túnel de acceso tendría una longitud de 946 metros, con una péndiente descendente de 3,1% y un ancho de 9 metros, altura máxima de 7,00 metros, y 5,50 metros de alto hasta el nacimiento del arco, que permitiría tráfico en dos direcciones y el acceso de todos los equipos. La disposición del túnel de acceso, con entrada relativamente alejada de la presa, ha obedecido a dos razones principales: facilitar los desarrollos de la carretera de acceso desde la salida hasta la cresta de la presa y evitar problemas ocasionados por la descarga del vertedero.

Para iniciar la construcción de las cavernas se ha previsto un túnel, con entrada inmediatamente aguas abajo del sitio de la presa, que cruzaría por encima del túnel de desviación y luego se bifurcaría para llegar hasta las cavernas de generadores y transformadores. Este túnel tendría una longitud aproximada de 250 metros pero deberá ser sellado definitivamente después de la construcción, para evitar la entrada de agua a la central cuando se presenten crecientes del río con la presa en operación, ya que su entrada quedaría por debajo del nivel de las aguas en épocas de crecientes.

Para la salida de los cables de alta tensión se han previsto dos pozos verticales, uno en cada extremo de la caverna de transformadores, con alturas de 300 y 500 metros. Los pozos tendrían seis metros de diámetro interior y estarían equipados con un ascensor. Por cada pozo saldría la mitad de los cables de la central. Estos pozos servirían además para entrada de aire fresco ala central, que a su vez se utilizaría para la refrigeración de los cables de alta tensión.

Las estaciones de refrigeración y circulación de aire estarían ubicadas en cada uno de los extremos de la caverna de transformadores, debajo de los pozos de cables, y en los dos extremos de la caverna de generadores. Las dos cavernas estarían comunicadas por dos túneles en los extremos para el paso de ductos de ventilación.

El agua de refrigeración provendría de los fosos recolectores de los tubos de salida de las turbinas. Los conductos de drenaje desembocarían a dos pozos situados debajo de la zona de montaje de la caverna principal y la descarga se haría a los fosos de salida de las turbinas.

La central se conectaría con líneas de transmisión a la subestación de Ituango, plano 573-G-10, situada aproximadamente a la cota 800 sobre el contrafuerte derecho. Esta subestación tendría dimensiones aproximadas de 250 por 350 metros.

Debido a la estrechez del cañón, todos los materiales provenientes de las excavaciones deberían ser transportados hasta las vegas del río San Andrés, a unos siete kilómetros aguas arriba del sitio, factor éste que se ha tenido en cuenta como un extracosto para evaluar el costo de la central.

En Ituango sería posible instalar en un futuro una capacidad adicional substancialmente grande, mediante la construcción de otra central subterránea en la margen izquierda del río.

VIII.9 CENTRAL DE ITUANGO BAJO

Como se muestra en los planos 573-IT-06 y 573-IT-07, la presa de Ituango Bajo tendría 145 metros de altura con cresta a la cota 357 y sería en todo similar en su disposición y características a la de Ituango Alto. La presa tendría un volumen total de 780.000 metros cúbicos de hormigón y requeriría excavaciones del orden de 350.000 metros cúbicos en la fundación.

El embalse de Ituango Bajo tendría un volumen total de 850 millones de metros cúbicos a la cota 352 de embalse normal y un volumen de embalse muerto de 350 millones para la cota 318.

El vertedero tendría un ancho de 113,5 metros y estaría controlado por medio de seis compuertas radiales de 16 metros de ancho por 14 de altura. Se ha diseñado para una creciente con pico de 14.400 m3/s que produciría una descarga máxima de 14.000 m3/s, para un nivel de embalse en la cota 355.

El túnel de desviación tendría la misma sección y disposición general de la presa alta, pero su longitud se disminuiría a 756 metros. Se diseñó para una creciente con pico de 3.900 m3/s.

La central sería alimentada por medio de siete túneles de conducción revestidos en concreto, con un diámetro interior de 9,35 metros y longitudes variables entre 329 y 501 metros. La disimilitud entre las longitudes de los túneles de conducción, que se presenta tanto en este proyecto como en la alternativa alta de Ituango, se ha adoptado para fines del presente estudio a fin de conservar por ahora la orientación geotécnica más favorable para la casa de máquinas. Sin embargo, si al conocer mejor el sistema de fracturación y diaclasas es posible cambiar la orientación de la caverna, deberá tratarse de uniformizar la longitud de los túneles mediante rotación de la caverna de generadores.

Los túneles de conducción tendrían un primer tramo de poca pendiente, luego descenderían verticalmente y por último tendrían un tramo horizontal corto que se bifurcaría en ramales de 4,80 metros de diámetro. Como en el caso de la presa alta, cada túnel estaría provisto, a la entrada, de un pozo vertical para operación de un juego de dos compuertas de cierre, accionadas por una torre-grúa móvil, que servirían para todos los túneles.

Las cavernas estarían dispuestas en forma similar a la alternativa de Ituango Alto, excepto que el túnel de acceso, área de montaje y sala de control estarían localizados hacia el extremo este de la central, por razón del menor número de unidades. La central estaría equipada con 14 unidades de 163,6 MW, para una capacidad instalada de 2290 MW y firme de 1695 MW.

La caverna para las válvulas mariposa tendría una longitud de 290 metros, ancho de 6 metros, y altura máxima de 15 metros. La caverna de generadores tendría 335,4 metros de largo, 24 metros de ancho y 45 metros de altura máxima. La caverna de transformadores, que incluye el foso colector de descarga de las turbinas, tendría 337 metros de largo, 16 metros de ancho y 45 metros de altura máxima.

Las turbinas serían del tipo Francis de eje vertical para un salto medio de 119,1 metros, caudal nominal de 163,8 m3/s, velocidad de 157 r/min. y potencia de 167,5 MW. El salto de las turbinas variaría entre 133,1 y 99,1 metros y la potencia firme de las unidades en las barras del generador en condiciones de mínimo salto sería de 121 MW. Los generadores serían trifásicos del tipo sombrilla con una potencia de 173/199 MVA para 60/80°C y un factor de potencia de 0,95. Cada par de generadores estaría conectado a un banco de tres transformadores monofásicos con enfriamiento tipo FOW, potencia de 118/132 MVA para 55/65°C y voltaje de salida de $500/\sqrt{3}$ kV, y se dispondría de dos unidades de reserva.

En la caverna de transformadores, éstos estarían instalados en una sola fila, dejando un corredor lateral para su movimiento. Además, en el lado de aguas arriba de esta caverna se ha previsto una grúa viajera para operación de dos compuertas de cierre de 5,5 por 7,5 metros para los tubos de salida de las turbinas. La disposición del paso de las barras desde los generadores y la salida de cables de alta tensión de los transformadores serían similares a los de la alternativa alta de Ituango.

Los tubos de salida de las turbinas descargarían a un foso colector debajo de la caverna de transformadores, foso que estaría conectado al túnel de desviación y a un túnel de fuga revestido en concreto de 530 metros de longitud, el cual, una vez esté operando la central, trabajaría en condiciones de flujo libre, aún para una creciente del río con frecuencia de una vez en 100 años.

El túnel de acceso tendría una longitud de 650 metros y una pendiente de 4,5%.

La salida de cables se haría por un pozo vertical de seis metros de diámetro interior y 420 metros de altura, ubicado en el extremo este de la caverna de transformadores. El aire para ventilación entraría por los túneles de descarga de la central y llegaría al extremo oeste de la caverna de transformadores donde estarían ubicados parte de los equipos de refrigeración y recirculación de aire. De allí pasaría por un túnel al extremo oeste de la caverna de generadores, encima de la sala de control, en donde estarían ubicados los demás equipos de recirculación de aire.

La central estaría conectada a la subestación Ituango, plano 573-G-10, por medio de una línea aérea de 500 kV.

VIII.10 CENTRAL DE BREDUNCO

Como se muestra en los planos 573-BR-01 y 573-BR-02, la presa de Bredunco sería del tipo de gravedad recta de 63 metros de altura con vertedero sobre la misma presa. La cota de la corona sería 214. La presa tendría un volumen de 160.000 metros cúbicos de hormigón y requeriría excavaciones de unos 85.000 metros cúbicos en la fundación. Dada la excelente calidad de la roca y la altura relativamente baja, no se anticipan problemas para el soporte de la estructura y el control de percolación. Sin embargo, se han previsto dos galerías en la presa, una en la pata de aguas arriba para efectuar inyecciones y perforaciones de drenaje, y otra en la pata de aguas abajo para perforaciones de drenaje.

El embalse tendría un volumen total de 105 millones de metros cúbicos para el nivel normal de 209, que permanecería prácticamente constante, excepto por la fluctuación que requiera para crear un pondaje que evite innecesarios vertimientos de agua.

El vertedero se ha diseñado para una creciente con pico de 14.600 m3/s que ocasionaría una descarga máxima prácticamente igual, correspondiente a un nivel de embalse en la cota 212. Tendría un ancho de 74 metros y estaría controlado por medio de cuatro compuertas radiales de 15,50 metros de ancho y 20 metros de altura que descargarían a través de un deflector de chorro de 15 metros de radio a un pozo de agua donde se amortiguaría la energía. Debido a la estrechez del cañón ha sido necesario planear excavaciones sobre la margen izquierda del río y diseñar muros de revestimiento en concreto sobre ambas márgenes para evitar la erosión producida por los chorros de salida del vertedero.

La desviación se haría a través de dos túneles revestidos en concreto por el contrafuerte derecho, con lontigudes de 447 y 643 metros. Los túneles serían de sección rectangular, con techo en arco circular, de 13 metros de ancho, 13 metros de altura hasta

el nacimiento del arco, y 15,50 metros de altura máxima. La pendiente sería de 0,315%. Teniendo en cuenta la energía del flujo en los túneles y la calidad de la roca, no se consideraron necesarias estructuras de disipación de energía a la salida. Las estructuras de entrada tendrían provisiones para un juego de dos compuertas verticales de ruedas de 7,0 por 16,5 metros, que servirían para el cierre provisional de los túneles después de la construcción de las obras. La clausura definitiva se haría mediante tapones de concreto de 30 metros de longitud.

Para efectuar la desviación se ha previsto una ataguía de roca y núcleo central de tierra compactada, con cresta a la cota 180, adecuada para la creciente de diseño de las obras de desviación con un pico de 4.000 m3/s. La ataguía se construiría con materiales provenientes de los túneles de desviación y de las excavaciones para las captaciones y tendría un volumen de 155.000 metros cúbicos, aproximadamente.

La estrechez del cañón en Bredunco no permite acomodar fácilmente una central superficial del tamaño requerido, por lo cual se ha contemplado una central subterránea. De acuerdo con los datos que se tienen sobre dirección de la estratificación en el neis, es de esperar que ésta sea normal al río, como también el sistema principal de diaclasas, por lo cual la ubicación preferible de la central sería más o menos paralela al río. La central se ha localizado sobre la margen izquierda para aprovechar el hecho de que las bocatomas pueden colocarse favorablemente sobre la margen izquierda de la quebrada El Aro.

Tal como se había indicado en el Capítulo VI, se hace difícil localizar una caverna de grandes dimensiones en Bredunco por la baja altura de la presa, por la dirección de estratificación en el neis y por lo empinado de la topografía. La mayor dificultad se presenta al tratar de ubicar los túneles de captación en el reducido espacio disponible. De ahí que se haya buscado limitar la capacidad instalada en Bredunco a un valor más bajo que el que resultaría de aplicar los criterios establecidos en el Capítulo VII, para disminuir el tamaño de la central y el número de túneles. Sin embargo, en etapas más avanzadas del estudio deberá refinarse

la localización de la presa de Ituango, la que podría ubicarse un poco aguas arriba del puente de Pescadero sobre el eje IT-5 u otro cercano, como se explicó en el Capítulo VI, en cuyo caso se construiría una presa más alta en Bredunco, que permitiría ampliar la central y su capacidad instalada. Por otra parte, si estudios geotécnicos más avanzados muestran que es posible localizar la central con su eje longitudinal perpendicular al curso del río, será posible aumentar la capacidad y el tamaño de esta central. En la parte final de este numeral se presenta una descripción breve de la posible presa alta en Bredunco.

La central se alimentaría mediante dos túneles revestidos de 13,50 metros de diámetro interior y longitudes de 307 y 353 metros. La central tendría una capacidad instalada, que sería firme, de 570 MW distribuídos en 6 unidades de 95 MW cada una. Teniendo en cuenta la altura de las cavernas y la cota de entrada de los túneles, no es posible pasarlos por encima de las cavernas como sería deseable, por lo que se han diseñado para que lleguen por la parte posterior de la casa de máquinas. Los túneles descenderían con una inclinación de 50° inmediatamente después de la bocatoma y continuarían horizontales; estarían revestidos en concreto y en gran parte del recorrido tendrían blindaje metálico, dada la proximidad entre los mismos.

Para el control a la entrada de los túneles se han diseñado torres verticales apoyadas en roca con provisiones para rejas, compuertas principales y de emergencia. Las torres para los túneles tendrían una altura de 29 metros y mediante una torre grúa podría operarse en cualquiera de ellas un juego de dos compuertas de rodillos de 7,25 metros por 14,0 metros. En el extremo inferior, cada uno de los túneles se dividiría en tres ramales de 6,90 metros de diámetro provistos de válvulas mariposa, que alimentarían las diversas turbinas.

La central subterránea estaría formada por tres cavernas paralelas, una para las válvulas, una para las turbinas y generadores y una para los transformadores. La caverna de válvulas tendría una longitud de 146 metros, ancho de 6 metros y altura máxima de 33 metros. Estaría comunicada con la de generadores mediante un túnel por el extremo este, que podría cerrarse mediante una puerta hermética.

La caverna de generadores tendría una longitud de 195 metros, ancho de 24 metros y altura máxima de 51 metros. En el extremo oriental se ha previsto la sala de montaje de 36 metros de longitud y en el extremo opuesto la sala de control. El piso principal estaría a la cota 162 y habría otros dos pisos inferiores. En el de más abajo estarían los reguladores y tableros de control de las turbinas. En el intermedio, los reguladores de voltaje, equipos anti-incendio, equipo de neutro y salidas de barras de los generadores. Debajo del área de montaje estarían los servicios auxiliares, compresores, bombas de refrigeración y drenaje, etc.

La caverna de transformadores tendría una longitud de 195 metros, ancho de 18,5 metros y altura máxima de 51 metros. Debajo de la losa de transformadores estaría el foso de descarga a donde llegarían los tubos de aspiración de las turbinas, que está dividido en dos partes; a la primera descargarían las unidades 1 a 3 y a la otra las restantes. Cada foso desagua por un túnel de fuga revestido, de sección rectangular y techo en arco circular, de 6,50 metros de ancho, 13 metros de altura hasta el nacimiento del arco y 15,5 metros de altura máxima. Los túneles trabajarían normalmente en condiciones de flujo libre excepto para grandes crecientes del río, de poca frecuencia, que implicarían restricciones temporales en la operación de la central. Con base en la creciente de diseño del vertedero, se ha fijado la cota de la losa de transformadores en la 170.

Las turbinas serían Francis de eje vertical para un salto medio de 51,5 metros, caudal y potencia nominales de 216,9 m3/s y 97,4 MW respectivamente y velocidad de rotación de 129 r/min. Las turbinas trabajarían normalmente con salto constante. Los generadores serían trifásicos con una capacidad de 87,5/100,5 MVA para 60/80°C. Cada dos generadores estarían conectados a un banco de tres transformadores monofásicos cuya capacidad sería de 60/67 MVA para 55/65° C y voltaje de salida de 500/$\sqrt{3}$ kV; serían en total 10 transformadores, incluyendo uno de reserva.

Los transformadores estarían dispuestos en una sola fila en la caverna correspondiente y desde esta caverna también se haría el manejo de las compuertas deslizantes de 5,50 por 8,50 metros

para los tubos de salida de las turbinas. La disposición de barras de entrada y cables de salida de los transformadores es similar a la que se adoptó para Ituango. Los cables de potencia saldrían por un túnel vertical de cables, ubicado sobre el extremo este de la caverna de transformadores, que tendría un diámetro interior de 6 metros y altura de 60 metros. La estructura de salida de cables estaría ubicada aproximadamente sobre la caverna de transformadores y desde allí mediante líneas aéreas los conductores irían hasta el patio de conexión situado sobre el contrafuerte derecho del río. De este patio saldría la línea de transmisión hasta la subestación C de Apaví.

El túnel de acceso a la central tendría una longitud de 270 metros y pendiente descendente de 6,7% hasta la caverna de generadores. Puesto que la losa de transformadores estaría ubicada en la cota 170, mientras que la de generadores estaría en la 162, los transformadores se alzarían mediante una grúa a través de un hueco en el piso de 9 por 5 metros. El túnel tendría un ancho de 9 metros, una altura de 5,50 metros hasta el nacimiento del arco y altura máxima de 7,00 metros.

En forma conservativa, se ha considerado que, tanto las cavernas como el túnel de acceso en Bredunco requerirían revestimiento completo en concreto por razón del tamaño de las aberturas en relación con el techo de roca.

El aire para ventilación de la central entraría por el túnel de fuga al lado sur y llegaría al extremo correspondiente de la caverna de transformadores, en donde estaría ubicada una parte de los equipos de refrigeración y recirculación de aire. De allí pasaría por un túnel al extremo sur de la caverna de generadores y descargaría por el túnel de cables.

La central estaría conectada a la subestación de Apaví, plano 573-G-11, por medio de una línea aérea de 500 kV.

VIII. 11 POSIBLE CENTRAL DE BREDUNCO ALTO

En caso de que resultara viable la idea de mover la presa de Ituango hacia el eje IT-5, podría considerarse en Bredunco una presa de gravedad con vertedero sobre la misma, con cresta a la cota 248 y altura de 97 metros. La presa requeriría un volumen de concreto de 500.000 metros cúbicos y excavaciones en la fundación del orden de 150.000 metros cúbicos. El nivel de embalse normal que inicialmente se ha considerado invariable sería la cota 243.

El vertedero estaría controlado por cuatro compuertas iguales a las de la presa de Bredunco Bajo para una descarga de diseño de 14.600 m3/s y nivel máximo de embalse en la cota 246.

La central sería subterránea, ubicada y dispuesta en forma similar a la de Bredunco Bajo y estaría provista con 8 unidades de 132,5 MW cada una, para una capacidad total instalada y firme de 1.060 MW. Las turbinas serían tipo Francis de eje vertical para una salto neto, caudal, potencia y velocidad nominales de 85,5 metros, 183,2 m3/s, 136.6 MW y 150 r/min. respectivamente y trabajarían con salto constante. La central sería alimentada por dos túneles de conducción de 14,2 metros de diámetro interior, de cada uno de los cuales saldrían cuatro ramales de 4,2 metros de diámetro controlados por válvulas mariposa del mismo diámetro.

Los túneles de fuga y desviación tendrían tamaño y disposición similares a las de Bredunco Bajo.

VIII.12 CENTRAL DE APAVI ALTO

La presa y central de Apaví Alto se muestran en los planos 573-AP-01 y 573-AP-02. La presa sería del tipo de lleno compactado, con una altura de 120 metros y cresta a la cota 210. La presa tendría un núcleo de material impermeable ligeramente inclinado hacia aguas arriba, y respaldos constituídos por una amplia transición de material aluvial y cuñas de roca. El considerar en este sitio una presa de materiales aluviales y roca, implica

desperdiciar gran volumen de excavación en tierra del vertedero y de las captaciones, como también prever excavaciones del orden de 15 metros de profundidad en ambos contrafuertes, por encima de la cota 140 aproximadamente, a fin de obtener una fundación en roca sana o meteorizada dura que permita construir la presa de materiales granulares. Para haber adoptado este diseño, aparentemente muy conservativo, se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones.

a. Por causa de la proximidad de la falla de Romeral y de otras fallas asociadas que podrían ser activas, así como por la presencia de una zona de falla delgada que pasa por la fundación de la presa, es importante escoger un tipo de terraplén que sea resistente a los esfuerzos sísmicos y que soporte los posibles movimientos en la falla.

b. Dado el volumen del terraplén (del orden de 8 millones de metros cúbicos), la magnitud de la creciente de diseño de las obras de desviación, y la pluviosidad normal en la región no es prudente considerar una presa básicamente de tierra que podría requerir un período de construcción muy largo, con lo cual se correría el riesgo de inundación durante el período de construcción de la presa.

c. La presa de roca y materiales aluviales tiene taludes más pendientes, con lo cual se disminuye la longitud de los túneles de desviación, cuya construcción se considera difícil debido a la calidad de la roca y a la magnitud de la sección. Además se tiene mayor flexibilidad para modificaciones posteriores del eje de la presa. También es posible mover el eje un poco más aguas abajo para disminuir la longitud del canal de acceso a las captaciones y para lograr que la pequeña zona de falla a lo largo del cauce quede ubicada fuera de la sección de mayor altura del terraplén.

El material aluvial para la presa sería transportado desde los depósitos localizados en las orillas del río aguas arriba y aguas abajo del sitio, y la roca provendría de las excavaciones para la central, vertedero y captaciones.

La presa tendría una ataguía principal aguas arriba con cresta a la cota 120 y otra, aguas abajo, con cresta a la cota 105. Estas ataguías serían de roca y materiales aluviales con núcleos impermeables. Para facilitar la construcción de las mismas se han previsto ataguías provisionales aguas arriba y aguas abajo. La de aguas arriba con cresta a la cota 105, sería de roca echada, para desviación inicial del río con respaldos aguas arriba de materiales aluviales y de limo para lograr una impermeabilización de la misma. Dado que se supone que exista una gruesa capa de materiales aluviales depositados en el lecho, se ha previsto un control de aguas intensivo a base de pozos de bombeo. En el lado de aguas abajo se construiría una ataguía provisional de roca a la cota 97, detrás de la cual se colocarían materiales aluviales y limo, y a continuación de la cual se construiría la ataguía principal. Una vez construídas las ataguías, se desaguaría el lecho del río para excavar la brecha principal, que se llenaría de material impermeable. Se ha previsto un ancho conservativo de 30 metros para el contacto del núcleo con la roca a fin de disminuir la probabilidad de percolación durante terremotos. En el fondo de la brecha se ha previsto una cortina principal de inyecciones, así como una malla de inyecciones de contacto. La ataguía principal de aguas arriba se ha diseñado para una creciente con pico de 4.400 m3/s.

La zona baja en el contrafuerte izquierdo de la presa requeriría un terraplén de una altura máxima de 60 metros, con un diseño especial por estar ubicado sobre lo que pueden ser ramales principales de la falla de Romeral y que podrían ser activos. En consecuencia, se ha previsto un terraplén con cresta muy ancha (25 metros), núcleo central impermeable y amplias transiciones de materiales aluviales aguas arriba y aguas abajo. Además, se ha considerado un respaldo de aguas abajo en roca y una brecha de 50 metros de ancho debajo del núcleo. Para prevenir fallas debidas a baja resistencia a la cizalladura de la fundación se han incorporado contrapesos aguas arriba y aguas abajo, en los cuales podrían acomodarse parcialmente los materiales sobrantes de excavaciones.

El volumen de la presa principal y el terraplén de la zona baja sería de 18,6 millones de metros cúbicos, de los cuales 8,2 millones serían de tierra, 4,2 millones serían de roca y 6,2 millones serían de materiales aluviales. Las excavaciones para las

brechas principales y en el lecho del río se han estimado en 2,9 millones de metros cúbicos.

El embalse de Apaví tendría un volumen total de 3.000 millones de metros cúbicos a la cota de embalse normal, que es la 200, y un embalse muerto de 1.690 millones a la cota mínima de operación normal que es la 174.

El vertedero sería de tipo abierto, excavado en el extremo izquierdo de la zona baja y controlado por medio de 6 compuertas de 14 metros de ancho y 17,5 metros de altura. Se ha diseñado para una creciente con pico de 14.800 m3/s que produciría una descarga máxima de 13.700 m3/s, correspondiente a una cota de 203 metros en el embalse. El ancho del vertedero sería de 99,5 metros y la longitud del canal de descarga de 290 aproximadamente. La pendiente del canal sería de 16,7% y descargaría por medio de un deflector de chorro de 15 metros de radio. Se ha previsto la descarga del vertedero hacia la quebrada Las Vueltas, lejos de todas las estructuras, en donde aparecen afloramientos de roca de excelente calidad, por lo cual no se anticipan problemas especiales de erosión. Sin embargo, es probable que sea necesario prolongar más el canal revestido en concreto, así como profundizarlo en la zona aguas abajo del deflector, a fin de evitar al máximo la erosión en la zona de la salida. Esto podrá determinarse en etapas posteriores del estudio. La excavación para el vertedero sería de unos 11,3 millones de metros cúbicos.

Debido a las posibles condiciones sísmicas de la zona, se ha dividido el azud del vertedero en tres monolitos independientes, con juntas provistas de sellos de impermeabilización. Para prever la posibilidad de fugas en caso de que se despegaren dichos monolitos de la fundación en roca durante un terremoto, se ha diseñado una brecha de filtro de 3 metros de espesor aguas abajo del azud de la losa del vertedero. Además, la losa se ha asegurado a la roca por medio de anclajes profundos.

La desviación se haría a través de dos túneles en herradura por el contrafuerte izquierdo, revestidos en concreto, de 14 metros de diámetro. Los túneles tendrían longitudes de 477 y 685 metros. En las estructuras de entrada se han dejado provisiones para bajar un juego de dos compuertas de ruedas de 7,50

por 14, 50 metros para el cierre provisional. La clausura definitiva se haría mediante tapones de concreto de 30 metros de longitud.

La central de Apaví Alto sería del tipo de superficie, ubicada sobre el contrafuerte izquierdo al pie de la colina que separa la presa principal y la zona baja. Estaría equipada con 14 unidades de 137, 1 MW cada una, para una capacidad instalada total de 1920 MW, y firme de 1510 MW.

La central sería alimentada por medio de 14 tuberías superficiales de 7, 0 metros de diámetro con longitud aproximada de 255 metros. La estructura de captación sería en concreto, de 55 metros de altura y tendría provisiones para rejas y para compuertas principales y de emergencia. Las compuertas principales, dos por cada tubería, serían del tipo vertical con rodillos de 4, 0 por 7, 5 metros, operadas por servomotores alojados dentro de la estructura de captación.

Teniendo en cuenta la proximidad de las fallas se tomaron precauciones especiales en la estructura de captación. En caso de un movimiento sísmico podría despegarse la estructura de la fundación, con la consiguiente percolación a lo largo de la zona de contacto, por lo que para prevenir una falla total se ha diseñado un contrapeso en terraplén inmediatamente aguas abajo de la estructura de captación, apoyado sobre la misma, compuesto por un núcleo de material impermeable, filtros amplios de materiales aluviales y respaldo de roca.

La estructura de captación se ha dividido en 7 monolitos, cada uno para dos conductos, con juntas provistas de sellos impermeables. Las tuberías por debajo del lleno pasarían a través de conductos dobles de concreto, con sección aproximadamente rectangular de 10 metros de ancho y 9 metros de altura cada uno, en donde se colocarían las dos tuberías correspondientes al monolito. Los conductos de concreto estarían fundados sobre capas de filtro de 3 metros de espesor y entre ellos también habría filtro.

La estructura de captación sería alimentada por un canal excavado, de 70 metros de ancho en la base. Teniendo en cuenta

la profundidad de la excavación es de esperar que se encuentre fundación en roca de características adecuadas. Las excavaciones totales para este canal y para la central serían del orden de 21,0 millones de metros cúbicos.

Las tuberías arrancarían horizontalmente y luego descenderían con pendiente de 1,0 V a 1,5 H hasta la central. Tanto en la conexión de la estructura de captación con los conductos de concreto, como a la entrada de la casa de máquinas, las tuberías estarían provistas de uniones articuladas para permitir desplazamientos verticales y horizontales, así como movimiento rotacional, con un diseño similar al desarrollado para casos comparables por el Departamento de Recursos Hidráulicos de California. Además, a la entrada de la casa de máquinas y dentro del anclaje se ha diseñado un conducto de 7,00 por 10,00 metros que da la vuelta a la central y descarga directamente al río, para que si se presentan fugas de agua en cualquiera de las uniones debido a movimientos sísmicos, aquellas descarguen al río sin ocasionar graves problemas en la central.

La casa de máquinas tendría una longitud de 336 metros, ancho de 26 metros y estaría equipada con dos grúas móviles para montaje y mantenimiento de los equipos. El patio de transformadores estaría ubicado sobre el anclaje aguas arriba de la casa de máquinas. Las salas de montaje y de control estarían localizadas al extremo este de la central. En la parte delantera de la casa de máquinas se ha diseñado un patio de 5 metros de ancho, para operación de las compuertas de cierre de los tubos de aspiración con dimensiones de 5,0 por 5,5 metros.

Las turbinas serían Francis de eje vertical, para un salto caudal y potencia nominales de 91,5 metros, 176,3 m3/s y 140,8 MW respectivamente y velocidad de rotación 144 r/min. El salto oscilaría entre 104,5 y 78,5 metros. Los generadores serían trifásicos del tipo sombrilla con una capacidad de 145/167 MVA para 60/80° C. Cada par de generadores estaría conectado a un banco de tres transformadores monofásicos con enfriamiento tipo FOW, capacidad de 98,5/110 MVA para 55/65° C y voltaje de salida de $500/\sqrt{3}$ kV. Serían en total 22 transformadores incluyendo

uno de reserva. Los conductores pasarían al contrafuerte derecho del río y luego a la subestación de Apaví, situada unos dos kilómetros al oeste de la central (Véase plano 573-G-11)

En el borde noreste del embalse hay cuatro zonas bajas que deberían cerrarse con terraplenes. Estos terraplenes tendrían longitudes de cresta de 100, 600, 250 y 130 metros, y alturas máximas de 30, 40, 30 y 20 metros respectivamente. Se han diseñado secciones resistentes a terremoto con un filtro inclinado de 10 metros de espesor y cuñas de materiales aluviales sobre la cota 190. La parte restante de los terraplenes sería de tierra compactada y para mayor seguridad se usarían taludes conservativos y una brecha de exploración amplia en la fundación. El volumen total de los terraplenes de zonas bajas sería de 3.6 millones de metros cúbicos aproximadamente.

En el caso de Apaví Alto, en un futuro sería posible aumentar la capacidad de la central mediante una casa de máquinas adicional, que podría utilizar los túneles de desviación como conducciones. Además, en el caso de Apaví es factible pensar en unidades de mayor tamaño, por la relativa facilidad de transporte, aprovechando la navegación en el río Cauca hasta Caucasia, aunque actualmente existen las limitaciones impuestas por varios puentes en la Troncal de Occidente entre Caucasia y el proyecto.

VIII.13 CENTRAL DE APAVI BAJO

La central y presa de Apaví Bajo se muestran en los planos 573-AP-05 y 573-AP-06. La presa sería del tipo de lleno compactado, con cresta a la cota 153 y altura máxima de 65 metros. Teniendo en cuenta la proximidad de la falla de Romeral se ha diseñado un terraplén de 15 metros de ancho en la cresta y respaldos de materiales aluviales y de roca. En forma similar a Apaví Alto, se excavaría la tierra en los contrafuertes para obtener una buena fundación para el lleno. La presa tendría un volumen de lleno de 4.2 millones de metros cúbicos, de los cuales 1.8 millones serían de tierra, 1.4 millones serían de roca y 1.0 millón sería de materiales aluviales

Las ataguías de aguas arriba tendrían cotas en la cresta, de 100 la provisional y de 118 la definitiva, que se ha diseñado para una creciente con pico de 4.400 m3/s. Las ataguías aguas abajo tendrían cotas en la cresta, de 95 la provisional y 102,5 la definitiva. La construcción se ha previsto en forma similar a la de Apaví Alto. La brecha de impermeabilización en el lecho del río tendría un ancho de 30 metros en la base y se llenaría con material impermeable compactado. Las excavaciones para la brecha y en el fondo del río serían de 600.000 metros cúbicos aproximadamente.

El embalse tendría un volumen total de 710 millones de metros cúbicos al nivel normal de 148. No se ha previsto embalse útil, ya que la presa operaría a nivel constante, excepto por la fluctuación que requiera para crear un pondaje que evite innecesarios vertimientos de agua.

La desviación se ha previsto a través de dos túneles revestidos en concreto por el contrafuerte izquierdo. Los túneles tendrían sección en herradura, de 14 metros de diámetro y longitudes de 848 y 1050 metros. Las estructuras de captación se cerrarían mediante dos compuertas verticales de ruedas de 7,50 por 14,50 metros y posteriormente se clausurarían definitivamente mediante tapones de concreto de 30 metros de longitud.

El vertedero estaría ubicado sobre el contrafuerte derecho y se aprovecharía el mismo canal de acceso para las estructuras de toma de la central. El vertedero sería del tipo abierto controlado por seis compuertas radiales de 14 metros de ancho y 17,50 metros de altura y se ha diseñado para una creciente con pico de 14.800 m3/s que ocasionaría una descarga máxima de 14.300 m3/s por la estructura y un nivel máximo del embalse de 151,00 metros. El canal tendría un ancho de 101,50 metros, una longitud de 190 metros, pendiente de 16,7% y descargaría al río mediante un deflector de chorro de 25 metros de radio. El chorro caería al lecho del río y para evitar la formación de barras con los materiales erodados por las aguas, se procuraría excavar parcialmente materiales aluviales del lecho del río para

destinarlos a la construcción de la presa. El vertedero requeriría una excavación total del orden de 5,0 millones de metros cúbicos.

La casa de máquinas sería del tipo de superficie con una capacidad instalada y firme de 730 MW distribuída en ocho unidades de 91,2 MW cada una. Estaría ubicada al pie del contrafuerte derecho aguas abajo de la presa y orientada en el sentido del cauce. La central sería alimentada mediante ocho tuberías superficiales de 7 metros de diámetro que partirían de una estructura de captación vertical. La captación es más pequeña (18 vs 55 metros) y más alejada de la falla de Romeral (10 kilómetros) que la de Apaví Alto. Sin embargo para mejorar sus características antisísmicas se ha separado en cuatro monolitos (uno para cada dos captaciones) con juntas provistas de sellos impermeables. En caso de fugas de agua por separación de los monolitos de su fundación, estas fugas serían captadas en una brecha de filtro inmediatamente aguas abajo de la estructura. También se han previsto juntas articuladas, tanto en la unión entre la estructura de captación y las tuberías, como entre éstas y la central.

En las captaciones habría provisiones para colocar rejas, compuertas principales y de emergencia. Las principales serían verticales de rodillos y se instalarían dos para cada tubería, de dimensiones de 4,0 por 7,5 metros. Se operarían por medio de servomotores alojados en la estructura de captación. Las tuberías tendrían una longitud de 116 metros, un primer tramo horizontal y luego descenderían con inclinación de 1,0 V a 1,5 H hasta la central. El canal de acceso a las captaciones tendría un ancho de 100 metros y cota de 125 m en la base. Se anticipa que con las excavaciones previstas en el contrafuerte podría conseguirse fundación adecuada en roca para las estructuras.

La casa de máquinas tendría una longitud de 224 metros, ancho de 25,5 metros y estaría equipada con dos grúas móviles para operación y mantenimiento. En la parte posterior y sobre el anclaje estaría ubicado el patio de transformadores. En la parte anterior se ha diseñado un patio de 4,5 metros para operación de las compuertas de los tubos de descarga de las turbinas, que serían deslizantes de 5,0 por 5,0 metros. La zona de montaje y la sala de operación de la central estarían localizadas al costado sur de la misma.

Las turbinas serían Francis de eje vertical con un salto, caudal y potencia nominales de 54, 5 metros, 197, 8 m3/s y 94 MW respectivamente y una velocidad de rotación de 129 r/min. Los generadores serían trifásicos, del tipo sombrilla, con capacidad de 84/96, 5 MVA para 60/80°C y factor de potencia de 0, 95. Cada par de generadores estaría conectado a un banco de tres transformadores monofásicos con capacidad de 115/129 MVA para 55/65°C, enfriamiento tipo FOW y voltaje de salida de 500/$\sqrt{3}$kV. Serían en total 13 transformadores, incluyendo uno de reserva. Los conductores de la central se dirigirían hacia la subestación de Apaví situada en el contrafuerte derecho del río a una distancia de 1 km aproximadamente al norte de la presa.

VIII.14 CENTRAL DE NECHI I

En los planos 573-NE-01 a 03 se muestran la central y presa de Nechí I. Tal como se explicó en el Capítulo VI, la presa de Nechí se localizó en el eje N1 sobre una formación de gabros bastante frescos. La presa tendría una altura de 110 metros, con cresta a la cota 685 y se ha diseñado del tipo de lleno de roca con núcleo central de tierra compactada, teniendo en cuenta la buena calidad de la fundación y la compensación entre los volúmenes de excavación de vertedero y de lleno. Los respaldos de la presa estarían constituídos por transiciones de materiales aluviales al lado del núcleo y luego por zonas de roca, las exteriorres con fragmentos más sanos y de mayor tamaño. El terraplén tendría un volumen total de 4, 9 millones de metros cúbicos, de los cuales 1, 0 millón sería de tierra, 3, 7 de roca y 0, 2 de filtros. La pendiente y la calidad de la roca en el lecho del río permiten anticipar que prácticamente no se requerirán excavaciones para brecha cortaflujo, excepto algunos tratamientos dentales, y que tampoco serán profundas las excavaciones en los contrafuertes. En la zona de contacto del núcleo impermeable y la fundación se ha previsto una malla de inyecciones de consolidación, así como la cortina principal de inyecciones.

El embalse de Nechí tendría una capacidad de 250 millones de metros cúbicos para el nivel normal de 680 y un embalse muerto de 40 millones para el nivel mínimo de operación normal a la cota 620.

Las obras de desviación se han diseñado para una creciente con un pico de 1.050 m3/s. El río sería desviado a través de un túnel revestido en concreto con sección en herradura de 8,0 metros de diámetro, longitud 600 metros y pendiente 1,5%. Una vez terminada la construcción de la presa, el túnel no se taponaría en forma definitiva como es el caso para los demás proyectos del desarrollo, sino que se dejaría como conducto de desfogue del embalse, teniendo en cuenta, de que de acuerdo con el tamaño de éste y para el caudal normal del río, sería posible vaciar el agua almacenada en un tiempo razonable, en casos de emergencia o con fines de inspección. Para cumplir la finalidad mencionada se ha diseñado una cámara de compuertas localizada aproximadamente hacia la intersección del túnel con el eje de la presa. Al terminar la construcción de la presa se instalarían en el túnel dos pares de compuertas deslizantes de 1,25 por 2,80 metros, las de aguas abajo con el carácter de principales y las de aguas arriba como compuertas de emergencia. Las compuertas serían operadas por medio de servomotores alojados en la cámara. El acceso a ésta se haría mediante un túnel de 250 metros de longitud, pendiente horizontal y sección rectangular en la base, con techo circular, de 2,50 metros de ancho, 2,50 metros de altura hasta el nacimiento del arco y 3,50 metros de altura total. El túnel partiría de un sitio adyacente a la ataguía de aguas abajo.

Con el objeto de permitir la instalación de las compuertas, el túnel de desviación tendría un tabique central desde la estructura de entrada hasta la cámara de compuertas. Una vez terminada la construcción de la presa, se cerraría uno de los lados del túnel en la estructura de entrada por medio de una compuerta de ruedas de 4,5 por 8,5 metros, para permitir la instalación de dos de las compuertas deslizantes en ese lado del túnel. Cuando estén listas dichas compuertas se dejarían abiertas y se trasladaría la compuerta de la entrada al otro ramal del túnel con el objeto de instalar las dos compuertas deslizantes restantes. No se consideró necesaria una estructura disipadora de energía a la salida del túnel pues la roca del lecho del río es de buena calidad.

Para la desviación se ha previsto una ataguía provisional de roca y tierra con cresta en la cota 585, y una definitiva con cresta a la cota 600, calculada para evacuar la creciente

adoptada para el diseño de las obras de desviación. Aguas abajo se ha previsto una ataguía con cresta a la cota 580.

El vertedero sería del tipo abierto, excavado en el contrafuerte izquierdo, y controlado por medio de 3 compuertas radiales de 15,5 metros de ancho y 20 metros de altura. El vertedero se ha diseñado para una creciente del río con pico de 9.750 m3/s, que produciría un pico máximo de evacuación de 9.320 m3/s. La longitud del canal sería de 235 metros, ancho de 54,5 metros y descargaría a través de un deflector de chorro de 15 metros de radio. Dada la buena calidad de la roca no se anticipan problemas de erosión excesiva a la salida del deflector.

La excavación del vertedero tendría un volumen del orden de 3,5 millones de metros cúbicos. Los taludes serían bastante altos y para hacerlos más seguros convendría aumentar las excavaciones, lo cual a su vez es necesario para obtener el volumen de materiales requeridos en el terraplén.

El alineamiento del túnel de conducción a la central se ha escogido en forma que se logre la longitud mínima entre los ríos Nechí y Cauca, pero aprovechando la formación de gabro del alto de La Tolda para localizar en ella la casa de máquinas, como se explicó en el Capítulo VI. Inicialmente se consideró la posibilidad de ubicar la bocatoma en el cauce de la quebrada Santa Bárbara para disminuir la longitud del túnel de conducción, pero por razón de la alta pendiente de la quebrada sería necesario elevar excesivamente la altura de la presa con el fin de proveer el nivel de agua necesario para alimentar la bocatoma. Al analizar lo anterior, se encontró que el costo adicional de terraplén resultaba en general superior al costo de la mayor longitud del túnel; en consecuencia, se decidió localizar la bocatoma sobre el contrafuerte izquierdo del río, inmediatamente aguas arriba de la presa. Dadas las buenas características de la fundación en roca y la fuerte inclinación del talud se diseñó una captación de tipo inclinado. La captación tendría 85 metros de altura y su entrada estaría controlada por dos compuertas de rodillos de 4,6 por 8,0 metros, accionadas por servomotores instalados en la parte superior de la bocatoma. También se dejaron provisiones para bajar tableros de emergencia. La captación tendría rejas inclinadas fijas.

Aguas abajo de la bocatoma habría un pozo vertical de 53 metros de profundidad, que conecta con el túnel de conducción de 7.350 metros de longitud y 0,1% de pendiente. El túnel y pozo tienen sección circular, revestida en concreto, de 7,60 metros de diámetro interior. En general, el techo de roca sobre el túnel es amplio y por lo tanto se ha considerado revestimiento en concreto simple, excepto en tramos cortos en donde se requerirán secciones reforzadas. Aguas abajo de la almenara, el túnel tendría blindaje de acero.

La almenara sería vertical, de tipo de orificio restringido, con galería de expansión superior e inferior, revestida en concreto, con altura total de 365 metros entre las cotas 515 y 880, diámetro interior de 15 metros y diámetro del orificio de 5,0 metros. La galería inferior es de sección rectangular en la base, con techo circular de 8,0 metros de ancho, 7,0 metros hasta el nacimiento del arco y 8,5 metros de altura total, con una longitud de 600 metros. La galería tiene una pendiente de 1,33% y estaría dispuesta en forma espiral en tal forma que se aleja del pozo de la almenara en su tramo inferior y luego dobla para unirse nuevamente al mismo pozo a una cota más alta, con lo cual se evitan los problemas de ventilación y expulsión de aire en la galería. La galería superior tendría una pendiente de 2,2%, longitud de 550 metros y sección rectangular con techo circular de 8,0 metros de ancho, 7,0 metros hasta el nacimiento del arco y 8,5 metros hasta la clave. Esta galería serviría también como acceso para construcción y como conducto de aireación de la almenara. Se han estimado en forma preliminar niveles máximos y mínimos de oscilación en las cotas 875 y 520, aproximadamente.

Aguas abajo de la almenara el túnel se divide en dos ramales de 4,10 metros de diámetro, cada uno de los cuales puede aislarse mediante una válvula mariposa del mismo diámetro alojadas en una cámara de válvulas de 60, por 12, por 11 metros, a la cual se llegaría por un túnel de acceso de 1.000 metros de longitud y sección rectangular, con techo circular, de 5,0 metros de ancho, 4,20 metros hasta el nacimiento del arco y 6,7 metros de altura máxima. Los dos túneles estarían a una distancia de 51 metros centro a centro.

Para los fines de este informe, se consideran tuberías libres dentro de túneles de sección aproximadamente circular de 6,0 metros de diámetro y con revestimiento de concreto lanzado neumáticamente (shotcrete). Los túneles descenderían con pendiente de 1,1 V a 1H y tendrían una altura de 289 metros hasta llegar a la central subterránea. Las tuberías tienen diámetros variables de 4,10-3,90 - 3,60 y 2,10 metros y estarían aseguradas por medio de cuatro anclajes y un sistema de silletas de apoyo.

La central tendría una capacidad instalada de 750 MW, distribuída en seis unidades de 125 MW cada una. La capacidad firme de la central sería de 698 MW. Cada uno de los túneles se trifurca, antes de entrar a la central, en ramales de 2,10 metros de diámetro provistos de válvulas esféricas de 1,90 metros de diámetro colocadas en la caverna de la central.

Para la casa de máquinas se consideran dos cavernas paralelas, una para los generadores y otra para los transformadores. Para la orientación de las cavernas se tuvieron en cuenta los resultados de los reconocimientos geológicos preliminares en el lecho de la quebrada La Tolda, en el alto del mismo nombre y en la quebrada La Honda, en donde se determinaron los sistemas superficiales de diaclasas en el cuerpo de gabro.

La caverna de generadores tendría una longitud de 141 metros, ancho de 19 metros y altura de 39 metros con el piso principal a la cota 222,10. Por debajo del piso principal habría dos pisos a las cotas 217,10 y 211,10, en donde estarían ubicados los equipos anti-incendio, tableros de generadores, equipo de neutro, reguladores de velocidad y tableros de control de las turbinas.

Las turbinas serían Pelton de eje vertical y de seis chorros para un salto, caudal y potencia nominales de 434 m, 34,7 m3/s y 128,9 MW respectivamente, y una velocidad de rotación de 277 r/min. Las turbinas descargarían en fosos individuales de 6,0 por 6,5 metros que se unirían para continuar en un solo

túnel de fuga. Los generadores serían trifásicos con una capacidad de 132/152 MVA para 60/80°C y factor de potencia de 0,95. Cada par de generadores estaría conectado a un banco de tres transformadores monofásicos de capacidad 90/101 MVA para 55/65°C y voltaje de salida de 500/$\sqrt{3}$kV. Serían 10 transformadores, incluyendo uno de reserva.

La sala de montaje estaría ubicada en el extremo noreste de la caverna de generadores y allí terminaría el túnel de acceso. Debajo del piso principal se han previsto espacios para equipos auxiliares, baterías, talleres, etc. También quedarían localizados allí el pozo y las bombas de refrigeración. El túnel de acceso tendría una longitud de 2.050 metros, pendiente del 10% y sección rectangular con techo circular de 7,50 metros de ancho, 3,50 metros hasta el comienzo del arco y 5,00 metros de altura total. La sección se ha escogido para permitir tráfico en dos sentidos, de volquetas hasta de 25 toneladas de capacidad, así como el fácil acceso para los equipos.

La caverna de transformadores tendría una longitud de 145 metros, ancho de 14 metros y altura de 17,5 metros. Las barras de salida de los generadores pasarían por debajo de un entrepiso a la cota 223,10, luego saldrían por encima de ese piso para continuar por tres galerías hacia la caverna de transformadores. Los interruptores estarían ubicados en dicha caverna al lado de los transformadores. Las barras entran a los transformadores por la parte superior, lado noroeste de la caverna y los cables de alta tensión salen también por la parte superior hacia el lado de la pared sureste, hasta llegar a un pozo de cables situado al suroeste de la caverna de transformadores. El pozo de cables sería vertical, con una altura de 600 metros y diámetro de 5 metros. Por este túnel se efectuaría también la entrada de aire para ventilación y en él se instalaría un ascensor para montaje y mantenimiento, y para evacuación de emergencia.

El arco y los muros de las cavernas se han supuesto con revestimiento en concreto.

El túnel de fuga tendría una longitud de 3.780 metros, pendiente de 0.21% y se ha considerado sin revestimiento excepto por el invert que tendrá una losa para efectos de construcción y algunos tramos con revestimiento completo, especialmente cerca de la salida. La sección sería rectangular con techo circular de 9,0 metros de ancho, 9.5 metros hasta el nacimiento del arco y 12.0 metros de altura total. El túnel trabajaría en condiciones de flujo libre y se ha diseñado suficientemente alto para acomodar las ondas producidas por variaciones de carga en la central.

Unos 180 metros antes de salir a la superficie del terreno, el túnel de fuga se conecta con un pozo vertical de vórtice, de 76,8 metros de altura, revestido en concreto y con un diámetro de 8,0 metros. El pozo desemboca a un túnel de baja pendiente y sección revestida en concreto, de las mismas dimensiones del túnel de fuga, y 300 metros de longitud, que descarga al río Cauca a través de una estructura de aquietamiento en donde de formará un resalto hidráulico, cuando no se haya construído aun la presa de Apaví.

El pozo de vórtice actúa como una estructura de pérdida de energía para disipar gran parte de la energía del flujo al descender desde la cota 200 hasta el nivel del río (aproximadamente cota 119), antes de que entre en operación el embalse de Apaví, o cuando el nivel del embalse de este se encuentre bajo. En el pozo de vórtice la lámina de agua se adhiere a la pared y la disipación de energía se lleva a cabo por fricción. La cámara de entrada al pozo tendría un ancho de 8,0 metros y la excentricidad prevista entre los ejes del túnel y del pozo sería de 9,0 metros.

Para la construcción del túnel de fuga se utilizaría un ramal de túnel de 180 metros de longitud que saldría a la cota 203 aproximadamente, y que serviría posteriormente como conducto de aireación del túnel de fuga y del pozo de vórtice.

CAPITULO IX

ESQUEMA DE TRANSMISION

CAPITULO IX

ESQUEMA DE TRANSMISION

IX.1 OBJETO

Aunque la naturaleza general de este informe no permite formular un plan definido de transmisión e interconexión de las diferentes centrales del desarrollo del Cauca Medio con los centros de consumo del país, a más de que éste dependerá en gran parte de la época en la cual se construyan las centrales y del planeamiento general que debe hacer ISA del desarrollo de la generación en Colombia, se presentan en este capítulo algunas ideas preliminares que podrían servir para formular planes tentativos de transmisión e interconexión a mediano y largo plazo, y que tienen en cuenta los niveles de voltaje existentes en el país y los que se han propuesto para un futuro inmediato.

IX.2 CAPACIDAD DE LAS CENTRALES

El proyecto del Cauca en su estado actual y en una de las alternativas más probables, contempla el desarrollo de las siguientes centrales:

Central	Capacidad MW	No. de Unidades
Xarrapa	330	4
Farallones	2120	10
Cañafisto	1600	12
Ituango	3860	16
Apaví	1920	14
Nechí	750	6

La capacidad total de las centrales del conjunto completo sería, para esta alternativa, de 10.580 MW.

IX.3 VOLTAJES DE TRANSMISION

Son varios los factores que deben considerarse a fin de determinar el voltaje o voltajes a los cuales se debe realizar la transmisión de la energía generada en las centrales del Cauca Medio. Además de los parámetros fundamentales (potencia a transmitir y distancia), es importante tener en cuenta la forma de conexión a la red nacional, el orden o secuencia de construcción de las centrales y los niveles que para voltajes de transmisión existan en Colombia en el momento de conectar estas nuevas centrales.

En relación con este último aspecto y como parte del plan de interconexión de la zona central del país con la Costa Atlántica, se han adelantado estudios con miras a definir el voltaje de la línea que será la primera en el rango de Extra-Alta Tensión (EAT). Todo indica que el nivel seleccionado será de 500 kV y por ello, para los fines del presente capítulo, se trabajará con base en el esquema 230-500 kV, admitiendo además que para los fines del mismo no sea necesario por ahora prever la necesidad de un nivel mayor (750 ó 1000 kV)

IX.4 CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE LAS LINEAS

Antes de entrar a analizar el posible esquema de conexión, conviene establecer la capacidad de transporte que puede esperarse de las líneas en los niveles de voltaje bajo consideración. Como regla general se define esta capacidad para las líneas de corriente alterna en función del valor de la potencia natural (también denominada "surge impedance loading", o SIL), admitiendo además que a medida que decrece la longitud de la línea su cargabilidad aumenta en términos de unidades SIL. Valores usuales para el caso presente 1/ son los que se muestran en la tabla siguiente.

1/ Consideraciones previas a la selección de un nivel de Extra-Alta Tensión en Colombia, Gustavo Sánchez, V Reunión COPIMERA - Bogotá, Agosto, 1973.

CAPACIDAD DE CARGA

POR CIRCUITO DE LINEA DE TRANSMISION

(sin compensación en serie)

Volt. Nominal kV	Carga para 500 km MW	Carga para 300 km MW	Carga (líneas cortas) MW
220/230	175	260	350
500	900	1.200	1.800

Si se considera como una primera aproximación que la central de Xarrapa se podría conectar a la subestación La Esmeralda, en vista de su cercanía, que Farallones y Cañafisto pueden atender mercados dentro del rango de 300 km y que Ituango, Apaví y Nechí dispondrán de una potencia agregada del orden de 6.500 MW, parte de la cual podría transmitirse a zonas como la Costa Atlántica, con distancias del orden de los 500 km, el número tentativo de circuitos para transmitir la potencia total de cada central sería el siguiente:

	230 kV	500 kV
Xarrapa	1	-
Farallones	8	2
Cañafisto	6	2
Ituango	15-22	3-4
Apaví	7-11	2
Nechí	2	1

IX 5 FORMA DE CONEXION

Por la magnitud del desarrollo del Cauca Medio y por su localización geográfica, su energía podría ser parte importante del abastecimiento del país, y particularmente de sus centros de consumo principales, así

- La zona central, que tiene como base el mercado de Bogota.

- La Costa Atlántica.

- El Occidente, con base en los valles de Aburrá y Rionegro y la zona de Urabá.

- El Oriente, concentrado en las áreas de Bucaramanga y Cúcuta.

- El Sur, particularmente en el área de Cali.

No debe descartarse además la posibilidad de interconexiones con Panamá, Venezuela y Ecuador, que estarían respectivamente relacionadas con las tres últimas zonas nombradas.

Independientemente del orden de construcción, que en algunos casos determinará no solamente el esquema de conexión sino también el mismo voltaje, se pueden hacer algunas consideraciones de tipo general como las siguientes:

a. Por la magnitud de la capacidad instalable y por su situación geográfica con respecto al desarrollo del Cauca Medio, la Central de Ituango se constituye en el eje obligado del sistema de transmisión; en ella deben originarse no solamente líneas de alimentación a diversas zonas, sino también de interconexión a las otras centrales.

b. La central de Xarrapa, en cambio, por su capacidad relativamente baja y su ubicación, puede integrarse al sistema interconectado actual en La Esmeralda mediante líneas a 230 kV.

c. Las centrales de Farallones y Cañafisto podrían conectarse en la subestación de Farallones, con miras a constituir así el punto de unión del extremo sur del desarrollo con la red interconectada central, en especial por la posibilidad de enlaces directos a Bogotá, Medellín y Cali.

d La vecindad de Nechí y Apaví facilita la concentración de sus líneas en una sola subestación. Sin embargo, si se construye Nechí con suficiente anticipación a Apaví, sería necesario considerar para la primera facilidades de transmisión suficientes para su conexión autónoma a la red central, sin descartar sin embargo una futura interconexión con Apaví

Con base en los criterios anteriores, es posible prever un esquema de conexión tentativo como el que se muestra en la figura No. IX-1 en el cual se definen tres subestaciones principales con enlaces a 500 kV, así:

- Subestación A, que reuniría las salidas de Cañafisto y Farallones y estaría localizada cerca a esta última; desde ella saldrían líneas de conexión a los sistemas que atienden las áreas de Bogotá, Medellín y Cali, y a través de ésta al sur del país. En caso de construirse Cañafisto antes que Farallones, podría preverse la construcción de una línea a Medellín y otra (u otras dos) a Bogotá, estas últimas trazadas en tal forma que su ruta cruzara por el sitio de la futura subestación A

- Subestación B, que sería la correspondiente a la Central de Ituango, sitio de origen de enlaces directos a los sistemas del Norte y el Sur de Colombia lo mismo que a la zona de Urabá en Antioquia, y eventualmente a Panamá. Estaría además interconectada con las subestaciones de Farallones (A) y Apaví (C), por medio de líneas que, dependiendo de la secuencia de construcción de dichas centrales con respecto a Ituango, podrían ser en un principio líneas directas al sur y al norte, respectivamente.

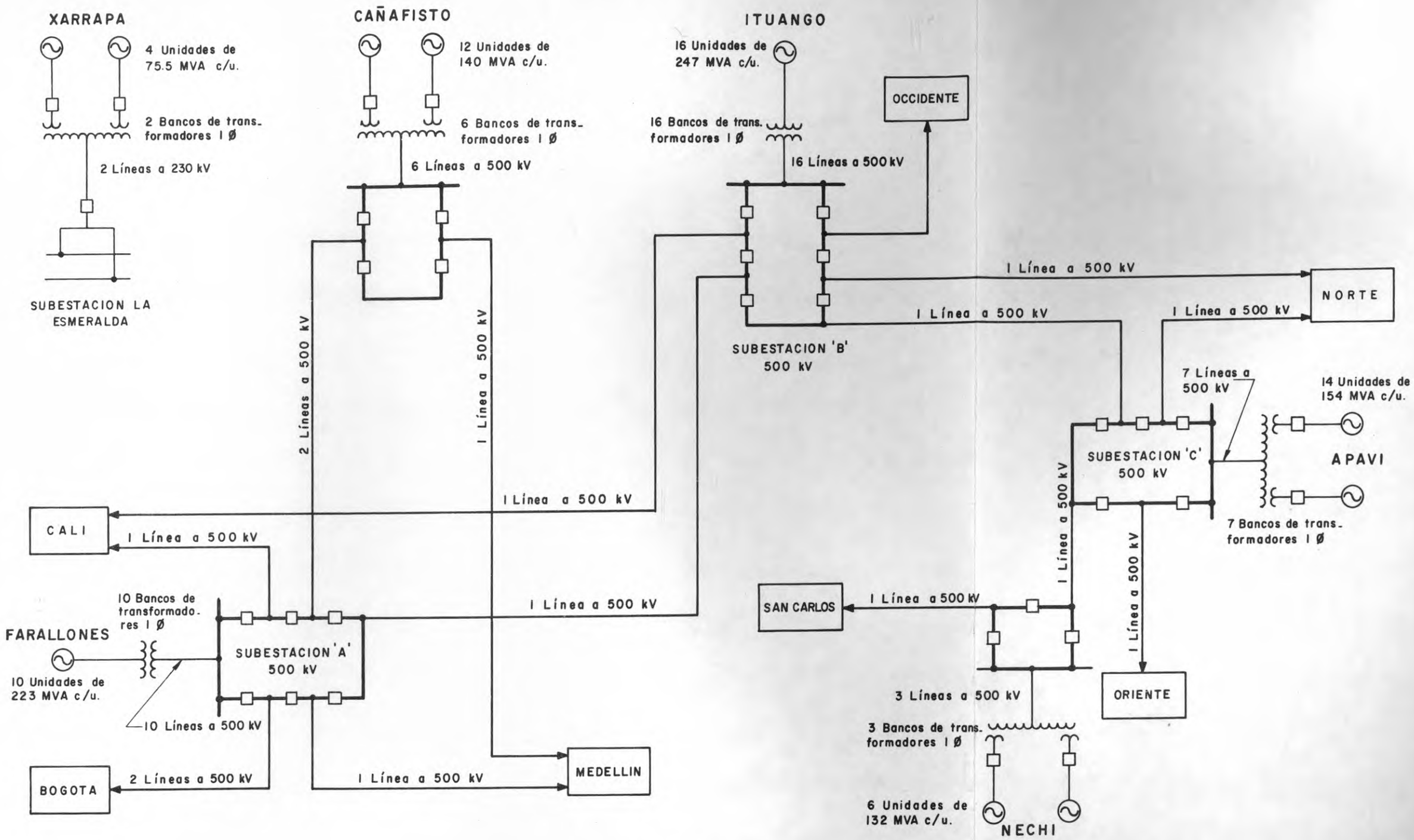
- Subestación C, correspondiente a Apaví, y sitio de enlace con Ituango y Nechí; esta subestación podría servir como origen de interconexión con el norte y el oriente del país, y a través de esta última con Venezuela.

Además, de estas subestaciones saldrían líneas a voltajes menores como complemento o sustitución de las que se muestran, dependiendo de las áreas a alimentar y de su demanda, de la secuencia de construcción, etc.

Tal como ya se anotó, este es un esquema apenas tentativo, sujeto a las modificaciones que impongan varios factores cuya definición no es posible en el momento de preparar el presente informe. Sin embargo, aún en tales condiciones, su planteamiento permite apreciar que la magnitud de la potencia instalable en el Cauca Medio (casi cuatro veces la potencia total instalada en Colombia a finales de 1973) y la ubicación relativa con respecto a los centros de carga, justifica la adopción de un sistema de transmisión con base en el próximo nivel que se tenga en Colombia (muy probablemente 500 kV) pasando este desarrollo a ser la base fundamental del mismo; de ahí que el problema de la transmisión e interconexión merezca un tratamiento especial a fin de optimizar su configuración, tanto desde el punto de vista de la red nacional como de los posibles enlaces internacionales.

El plano 573-G-01 ilustra la disposición geográfica del conjunto, aunque sin pretender establecer rutas definidas de las líneas, ni ubicación definitiva de las subestaciones.

Finalmente y por causa del voltaje a emplear y de la longitud de las líneas, el problema de compensación de potencia reactiva debe merecer especial atención en etapas posteriores de estudio.



INTERCONEXION ELECTRICA S.A. (ISA)
DESARROLLO HIDROELECTRICO DEL RIO CAUCA MEDIO
DIAGRAMA UNIFILAR PARA INTERCONEXION Y TRANSMISION

INTEGRAL LTDA
Noviembre 1974

FIGURA IX-1
IX - 7

CAPITULO X

OTRAS OBRAS COMPLEMENTARIAS

CAPITULO X

OTRAS OBRAS COMPLEMENTARIAS

X.1 INTRODUCCION

En este capítulo se hace una breve descripción de las obras diferentes a las de tipo hidroeléctrico que se requerirían para la construcción de las centrales del río Cauca Medio, o como consecuencia de éstas, tales como relocalización de carreteras, ferrocarriles y puentes afectados por los embalses; nuevas carreteras para sustituir vías de acceso para los habitantes de la zona, y para la construcción de las obras; carreteras que deben ser mejoradas para facilitar la construcción; relocalización de líneas de transmisión y subtransmisión en las zonas de embalse; relocalización de poblaciones y caseríos que serían inundados, etc. También se hace una descripción breve de la posible carretera que con especificaciones de troncal podría construirse a lo largo del río Cauca, aprovechando algunos tramos existentes y sectores de carretera que habría que ejecutar para la construcción de los proyectos del Cauca. Esta nueva carretera mejoraría apreciablemente el sistema vial del país, pero su costo no se ha asignado al costo de los proyectos, excepto por los tramos que se requieren para relocalizar vías existentes, o para construcción de algunas presas y centrales.

Para estos estudios se utilizaron los planos del IGAC a escala 1:25.000, complementados y mejorados mediante la nivelación de segundo orden hecha a lo largo del río entre La Virginia y Apaví. Además, se obtuvieron directamente en el campo las cotas de los principales puentes, pueblos y caseríos, a fin de tener mayor certeza sobre las cotas de inundación. La factibilidad técnica de las vías propuestas y las condiciones específicas de cada tramo para objeto de costos fueron verificados en el campo mediante reconocimientos a lo largo de las rutas propuestas.

Los efectos de las curvas de remanso y de agradación del lecho del río en los tramos aguas arriba de los embalses se tuvieron en cuenta en forma aproximada, y se dejó un margen más amplio que el normal entre los niveles de embalse y las limitantes que se establecieron, como se indicó en el Capítulo VI. Estos aspectos requerirán una investigación más detallada en etapas posteriores del estudio, pero para los fines de este informe no se considera necesaria.

Para efecto de los costos de los proyectos del río Cauca se consideró necesario relocalizar completamente el Ferrocarril del Pacífico en el tramo afectado por los embalses, entre La Virginia y Bolombolo. Sin embargo, en etapas posteriores del estudio será necesario analizar cuidadosamente la justificación económica, política y social de esta relocalización para determinar si debe llevarse a cabo, o si pueden considerarse otras soluciones alternativas, que técnica y económicamente sean más convenientes.

En los planos 573-G-08 a 573-G-11 se presentan los trazados preliminares de las vías y se indican los poblados y caseríos afectados por los embalses. La descripción de las obras se presenta en este capítulo dividida por áreas, en la siguiente forma: 1) La Virginia-La Pintada, 2) La Pintada-Santa Fé de Antioquia, 3) Santa Fé de Antioquia-Ituango, y 4) Ituango-Puerto Antioquia.

X.2 AREA LA VIRGINIA-LA PINTADA

En esta área estarían localizados los proyectos de Xarrapa y Farallones Alto para algunas de las alternativas, y para otras los de Xarrapa, Bocache y Farallones Bajo. En el plano 573-G-08 se muestran los embalses y obras para la Alternativa 4.

X.2.1 Proyecto de Xarrapa

El embalse de Xarrapa, cuyo nivel normal estaría a la cota 887, tendría una longitud aproximada de 27,5 km y se extendería hasta las cercanías de La Virginia. Debido a la configuración del cañón del río, el ancho del embalse sería menor de un kilómetro en toda su extensión, a pesar de lo cual inundaría la línea

férrea construída sobre la margen derecha y las estaciones correspondientes, entre las cuales se destacan Otún, Belalcázar y la Miranda. Sobre la margen izquierda del río no se inundarían carreteras existentes, aunque esto podría ocurrir si se continúa hasta La Virginia la carretera troncal que une La Pintada con La Felisa, de acuerdo con los proyectos de 1958 del Ministerio de Obras Públicas. (Véase plano 573-G-08)

En consecuencia, como parte del proyecto de Xarrapa, se consideró la relocalización del ferrocarril para reemplazar el existente, así como la extensión de la carretera troncal según los planes tentativos del Ministerio de Obras Públicas. Esta solución, por ser la más costosa, es la más conservativa para juzgar la factibilidad del proyecto de Xarrapa. No obstante, cuando se contemple la construcción de esta obra deberá estudiarse la justificación económica de estas vías, especialmente la del ferrocarril.

Para el estudio preliminar de las nuevas vías se contempla la construcción de una banca común para el ferrocarril y la carretera sobre la margen derecha, dada la dificultad, mutua interferencia y alto costo que tendría la excavación de bancas independientes. En el plano 573-G-08 se muestra la nueva línea del ferrocarril y de la carretera troncal, las cuales arrancarían un poco aguas abajo del puente de La Virginia, ascenderían luego hasta alcanzar la cota 950, pasarían a un lado de la presa de Xarrapa y luego empalmarían con la banca actual del ferrocarril aguas abajo de la desembocadura del río San Francisco, La longitud aproximada hasta este sitio sería de unos 43 km para el ferrocarril y de 44 km para la carretera.

En este trayecto sería necesaria la construcción de dos puentes importantes, el primero de ellos sobre el río Otún con una luz aproximada de 100 metros y una altura de 30 metros y el segundo sobre el río San Francisco con una luz y una altura de 100 y 20 metros respectivamente.

Las vías descritas tendrían especificaciones similares a las de la carretera Troncal de Occidente y del Ferrocarril del Pacífico.

El embalse de Xarrapa dificultaría el transporte entre las dos márgenes del río en una región agrícola y ganadera bien desarrollada, por lo que se ha considerado necesario la construcción de un carreteable por la margen izquierda del embalse, entre La Virginia y Arauca, como se muestra en el plano 573-G-08. Este carreteable se extendería desde las inmediaciones de La Virginia hasta empalmar con la carretera que de Arauca conduce a los corregimientos de San José y Belalcázar. La longitud de esta vía sería de unos 45 km y en su recorrido no requeriría estructuras de importancia, ya que el cruce de quebradas tales como la Beltrán y La Moravia se podría hacer con obras relativamente modestas.

Es conveniente anotar que el embalse de Xarrapa no inundaría núcleos importantes de población y solamente se perderían las estaciones férreas de Otún, Belalcázar y La Miranda, así como algunas viviendas rurales que existen a lo largo del río entre San Francisco y La Virginia. La población que se estima necesario movilizar por la construcción del mencionado embalse sería de unas 800 personas aproximadamente.

X.2.2 Proyecto de Bocache.

La presa de Bocache crearía un embalse con nivel normal a la cota 823, que se extendería en una longitud de 42,5 km hasta las proximidades del sitio de descarga de la actual central hidroeléctrica de San Francisco, situada en la cota 828, aproximadamente.

Este embalse inundaría el puente y la población de Arauca, ubicados en las cotas 806,27 y 819 respectivamente, como también la línea del ferrocarril entre las estaciones de San Francisco y Bocache, tramo en el cual están localizadas las estaciones de El Retiro, El Pintado y El Bosque. Además, inundaría el caserío y puente de Irra y la carretera en construcción por la margen izquierda del río Cauca, entre Irra y la Troncal de Occidente. (Véase plano 573-G-08). Conviene anotar que a fines de 1970 y antes de adjudicar el contrato de construcción para la carretera Irra-Troncal de Occidente, el Ministerio de Obras Públicas fue notificado por ISA sobre las implicaciones de los proyectos del Cauca Medio en la carretera mencionada.

Para reemplazar el tramo del ferrocarril que quedaría inundado se ha diseñado una vía que parte de la existente en San Francisco y continúa bordeando el embalse por la cota 850 aproximadamente hasta el kilómetro 60, en donde cambia de dirección hacia terrenos de topografía más suave para la vía férrea y que permiten una ruta más directa hacia la presa de Bocache, inmediatamente aguas arriba de la cual cruzaría el embalse, mediante un puente de 400 m de luz y 130 m de altura. Este tramo del ferrocarril tendría una longitud de 75 km, con lo cual se completarían 118 km desde La Virginia.

También sería necesario construir un tramo de carretera entre Supía y Xarrapa, que empate con la descrita atrás para este proyecto, para conformar la vía Supía-La Virginia programada por el Ministerio de Obras Públicas. La carretera partiría aproximadamente 1 km aguas abajo de la confluencia del rio San Francisco, en donde empalmaría con la carretera Xarrapa-La Virginia y continuaría en una longitud de 3,5 km por una banca común con el ferrocarril. Luego se separaría, ascendiendo por la margen derecha para buscar mejores condiciones topográficas, así como una ruta más directa hacia la presa de Bocache. El cruce del río se hace por la corona de esta presa, y para facilitarlo y mejorar el alineamiento se han previsto túneles en ambas márgenes, de los cuales el de la margen izquierda serviría para la carretera y el ferrocarril. Después de cruzar la presa, la carretera empata con la Troncal de Occidente, unos 5,6 km aguas arriba de La Felisa. La longitud de la troncal desde San Francisco sería de 56,6 km, para completar 100,5 km desde La Virginia.

La relocalización del ferrocarril haría necesaria la construcción de varios puentes importantes, a más del mencionado antes para cruzar el Cauca, entre los cuales cabe mencionar los de los ríos Campoalegre (200 metros de luz, 30 metros de altura); Chinchiná (150 metros de luz, 30 metros de altura); Tareas (150 metros de luz, 20 metros de altura); La Honda (100 metros de luz, 15 metros de altura) y Supía (50 metros de luz, 20 metros de altura).

Para la construcción de la carretera troncal se requerirían varios puentes, entre los cuales los más importantes serían: Campoalegre (100 metros de luz, 20 metros de altura); Chinchiná

(150 metros de luz, 30 metros de altura); Tareas (50 metros de luz, 15 metros de altura); La Honda (20 metros de luz, 10 metros de altura) y Supía (50 metros de luz, 15 metros de altura). Si se opta por la presa de Farallones Alto, en cuyo caso no se construiría la de Bocache, el paso del río Cauca se haría por un puente de características similares al propuesto para la vía férrea pero combinado para que sirva a ésta y a la carretera troncal.

El embalse de Bocache también haría necesaria la construcción de un carreteable por la margen izquierda del río, el cual tendría su origen en la vía que de Arauca conduce a Risaralda, y serviría la población de esta zona. Este carreteable bordearía el embalse hasta encontrar la troncal inmediatamente aguas abajo de la presa de Bocache. Su longitud sería de 52,6 km aproximadamente y requeriría la construcción de algunos puentes, entre los cuales los más importantes son los de las quebradas Combia y Opirama, y el río Tarria, todos de unos 20 metros de luz y 10 metros de altura.

Conviene anotar que al estudiar las nuevas rutas se consideró la posibilidad de utilizar la margen izquierda del río Cauca para la localización de la troncal y del ferrocarril, pero se descartó principalmente por razones topográficas, ya que el alineamiento horizontal resultaría menos ventajoso del que puede lograrse por la margen derecha, a más de que éste permite una conexión más rápida de la troncal con la ciudad de Manizales.

X.2.3 Proyecto de Farallones

Si se construye el proyecto de Farallones Bajo se crearía un embalse a la cota 696, que inundaría el Ferrocarril del Pacífico y el sector La Pintada-La Felisa de la Troncal de Occidente en casi todo el trayecto. Las estaciones El Pintado y La Felisa, que se encuentran ubicadas aproximadamente a las cota 710 y 698 respectivamente, no quedarían inundadas, pero no sucedería lo mismo a las estaciones Salamina, Pácora, Aguadas y La María, que quedarían cubiertas por el embalse. (Véase plano 573-G-08)

Para reemplazar aquellas vías, se propone un nuevo trazado para la Troncal y el Ferrocarril que se iniciaría en el sitio de empalme de estas dos vías con la troncal de occidente, unos 4 km arriba de La Felisa sobre la vía que conduce hacia Supía. De este punto hacia el Norte las dos vías seguirían paralelas por una banca común ascendiendo por la margen izquierda del Cauca hasta alcanzar la cota 850 aproximadamente. Se seleccionó el trazado a este nivel con base en los planos existentes y en reconocimientos de campo para evitar interferencias a la operación de la troncal existente durante la construcción de las nuevas vías.

La carretera y el ferrocarril avanzarían por una banca común a lo largo de unos 45,5 km, hasta llegar al frente de la curva de Cuba, en donde se separan nuevamente. La carretera descendería más rápidamente y empalmaría con la vía existente unos 8 km al sur de La Pintada, después de un recorrido total desde La Virginia de 158,5 km, y el ferrocarril descendería suavemente hasta las vecindades del río Cartama, el cual cruzaría en su parte alta mediante un puente de unos 100 metros de luz y 10 metros de altura, para luego continuar paralelamente a éste hasta su confluencia con el río Cauca. Cruzaría el río Cauca por un puente de 400 metros de luz, para continuar aguas abajo por la margen derecha del río. La longitud de la vía férrea desde La Virginia hasta el cruce del río Cauca es de unos 198 kilómetros.

En el recorrido que harían conjuntamente los dos sistemas de transporte sería necesario construir dos estructuras mayores para el cruce de los ríos Arquía (100 metros de luz, 25 metros de altura) y Vequedo (100 metros de luz y 30 metros de altura).

La construcción del embalse de Farallones requeriría un carreteable por la margen derecha del embalse, con el fin de dar acceso a la población localizada en esa área, que en este momento se sirve del ferrocarril y de varios cruces del río. Para ello se ha considerado una vía secundaria, que arrancaría en la presa de Bocache y recorrería todo el costado oriental del embalse de Farallones hasta la presa del mismo nombre. Su longitud total sería de unos 96,5 km y requeriría la construcción de algunos puentes, entre los cuales se pueden citar los de los ríos Maibá, Pozo y Pácora, con luces aproximadas de 20 metros y alturas del orden de 15 metros.

De construirse el proyecto de Farallones Alto, se crearía un embalse a la cota 806 que causaría una mayor inundación en el trayecto Farallones-Bocache, pero un poco menor de Bocache hacia aguas arriba. Además de las estaciones del ferrocarril que se inundarían con la presa baja en Farallones, también quedaría inundada la estación de La Felisa.

Los proyectos de la carretera troncal, del ferrocarril y del carreteable por la margen derecha conservarían el diseño mencionado anteriormente, pues éste obedece especialmente a las condiciones topográficas de las laderas vecinas al embalse. El nuevo trazado para el ferrocarril y la carretera troncal, a partir del río Campoalegre hasta La Pintada, tendría longitudes de 155 y 114, 5 km respectivamente, y el carreteable por la margen derecha tendría un recorrido de 149, 1 km.

Puesto que la línea de interconexión a 220 kV, Guatapé-La Esmeralda, recorre un tramo apreciable a la orilla del Cauca entre La Pintada y La Esmeralda, conviene hacer mención especial de esta obra.

De sur a norte, la línea sale de la subestación La Esmeralda y cruza el río Cauca un poco aguas abajo del sitio propuesto para la central de Xarrapa. La localización actual de las torres y su elevación permiten el cruce del río sin ningún problema, aun en el caso de que se construya el embalse de Bocache. Ya en la margen izquierda, la línea se dirige hacia el norte encontrando nuevamente el Cauca unos 13 km más adelante. En este sitio, el cruce no sería afectado por el embalse. A unos 7, 5 km al norte de este cruce, la línea encuentra el río Tapias, en una área en donde el embalse tendría un ancho aproximado de 1, 5 km, lo cual unido a la topografía de esa zona haría necesario la relocalización de unos 5 km de línea para empalmar con la existente en las vecindades de la quebrada La Honda. De este sitio en adelante la línea sigue hacia el norte pasando por la margen derecha de la presa de Bocache hasta la desembocadura del río Maiba en el Cauca, en

donde cruza nuevamente este último. En este cruce sería necesario relocalizar la torre de la margen derecha, que está ubicada por debajo de la cota máxima del embalse de Farallones. No sucede lo mismo con la torre de la margen izquierda, que está localizada a un nivel muy por encima del embalse. Nuevamente en la margen izquierda la línea avanza paralelamente al embalse de Farallones con una localización tal que solo requeriría revisiones menores cerca al río Arquía, en una longitud aproximada de 3 km. Un poco más adelante en frente de la curva de Cuba, la línea quedaría dentro del embalse, por lo cual sería necesario relocalizar unos 5,5 km adicionales, o modificar el trazado en tal forma que la línea entre a la Subestación A, si ello resultare conveniente.

El embalse de Farallones no inundaría poblaciones importantes que impliquen un problema de movilización humana a gran escala, aunque se afectarían todas las estaciones del ferrocarril, como son La Felisa, Salamina, Pácora, La María y Aguadas y una serie de viviendas alrededor de ellas y a lo largo de la Troncal en el tramo Farallones-La Felisa. Aunque no se tiene un dato actualizado que permita estimar con precisión el número de personas que requerirían movilización con motivo de la construcción del embalse, se estima que este número puede ser del orden de 1.800 habitantes.

X.3 AREA LA PINTADA-SANTA FE DE ANTIOQUIA

En el trayecto del río Cauca comprendido entre La Pintada y Santa Fé de Antioquia se propone la construcción de la central hidroeléctrica de Cañafisto, localizada unos 22 km aguas arriba de Santa Fé de Antioquia.

El embalse formado por la presa de Cañafisto con las aguas a la cota 573 tendría una longitud aproximada de 78 km y se extendería hasta la desembocadura del río Cartama en el Cauca. En el plano 573-G-09 se observa que el embalse inundaría la línea férrea que viene de La Pintada y recorre la margen derecha del Cauca hasta encontrar la quebrada Sinifaná, en donde cambia de curso para dirigirse hacia la ciudad de Medellín. El tramo inundado del ferrocarril tendría una longitud aproximada de 46,5 km.

Se inundarían además las estaciones Jericó y Puente Iglesias, localizadas a las cotas 556 y 574 aproximadamente; la estación Tarso; el corregimiento de Bolombolo y el Puente José J. Escobar, ubicados a las cotas 527 y 540, 23 respectivamente. Aguas abajo de Bolombolo, el embalse cubriría la estación Tulio Ospina, el corregimiento El Golpe y prácticamente toda la carretera que por la margen izquierda del río comunica a Puente Iglesias con el puente de Peñalisa y con Anzá, y posteriormente con Santa Fé de Antioquia. La carretera actualmente en construcción, que parte desde la estación Jericó hacia Támesis y La Pintada está localizada por encima de la cota máxima del embalse y por lo tanto solo requeriría la modificación de unos 3 km en la vecindad de Puente Iglesias. Aguas abajo de la quebrada Sinifaná el embalse inundaría el caserío de Cangrejo. La población total que habría que relocalizar para la construcción del proyecto de Cañafisto es del orden de 1.600 habitantes.

La nueva vía férrea para reemplazar la existente se extendería desde la desembocadura del Cartama al Cauca, y continuaría paralela al embalse hasta la quebrada Sinifaná en donde empalmaría con la vía existente del Ferrocarril que se dirige hacia la ciudad de Medellín. En este recorrido se requerirían puentes relativamente pequeños para el cruce de las quebradas Ardita, Combia, La Arabia, La Rochela y el Revenidero. La nueva línea para el ferrocarril tendría una longitud de 46, 5 km.

Por la margen izquierda del río sería necesario reconstruir el carreteable Puente Iglesias-Peñalisa, en una longitud aproximada de 32 km hasta un sitio cercano a Barroso, en donde cruzaría el río San Juan y empalmaría con la nueva carretera de Bolombolo a Andes, que sería necesario reconstruir en una longitud de 10 km. De Bolombolo hacia el norte y siempre por la margen izquierda se requeriría la construcción de un nuevo carreteable que bordearía el embalse de Cañafisto y pasaría por el corregimiento de El Golpe hasta llegar a Anzá. Hacia el kilómetro 61 se aprovecharía un corto tramo de la carretera existente que no quedaría inundada por el embalse, y al norte de este punto continuaría el nuevo carreteable paralelo al curso del río, pasando por el costado izquierdo de la presa de Cañafisto para empalmar en el kilómetro 75, 8, antes de la quebrada Iguiná, con la vía que conduce a Santa Fé de Antioquia. El tramo Cañafisto-Santa Fé

de Antioquia requeriría sin embargo una ampliación, así como la construcción de varios puentes con el fin de facilitar la construcción del proyecto de Cañafisto.

Se requerirían dos estructuras de importancia para cruzar el embalse en donde hoy están localizados Puente Iglesias y el puente de Bolombolo. El primero de estos cruces tendría una luz de 250 metros y una altura aproximada de 30 metros, y el segundo una luz de 400 metros y altura de 50 metros. A más de estas dos estructuras, se requeriría la construcción de otros puentes menores como son: Río Piedras (50 metros de luz, 20 metros de altura), río Mulatos (30 metros de luz, 30 metros de altura), Rio San Juan (50 metros de luz, 20 metros de altura), quebrada San Mateo, quebrada Purco y quebrada Niverengo (50 metros de luz, 15 metros de altura).

Como se mencionó anteriormente, el embalse inundaría varias estaciones del ferrocarril, entre las cuales merece mención especial la de Bolombolo, que tiene un núcleo de población de 1.200 habitantes, los cuales deberán ser relocalizados cuando se construya el proyecto de Cañafisto. Por otra parte y como se mencionó en el Capítulo V, este embalse inundaría las vegas del río Cauca hasta las cercanías de La Pintada, una de las regiones ganaderas más importantes del departamento de Antioquia.

El embalse de Cañafisto no afectaría líneas de transmisión de la región.

Como se mencionó en la introducción de este capítulo, al analizar en conjunto el desarrollo hidroeléctrico del Cauca Medio y las vías de comunicación de la región resulta evidente la importancia que en un futuro no lejano tendría la construcción de una vía con características de troncal, a todo lo largo del Cauca, desde La Virginia hasta Puerto Valdivia, la cual utilizaría parcialmente algunas de las rutas de acceso propuestas para construcción de los proyectos hidroeléctricos sobre el río Cauca. Esta nueva vía se ha mostrado en los planos, pero su costo no se ha tenido en cuenta como imputable a los proyectos del río Cauca, salvo los sectores que necesariamente se requerirán para la construcción de las obras hidroeléctricas. En el tramo del río comprendido

entre La Pintada y Santa Fé de Antioquia la vía troncal arrancaría del puente de La Pintada por la margen derecha del río Cauca y a unos 5 km aguas abajo empalmaría con la línea del ferrocarril, al frente de la desembocadura del río Cartama. De este sitio en adelante los dos sistemas de transporte utilizarían la misma banca hasta la localidad de Bolombolo, en donde se separarían después de unos 41 km de recorrido. La ruta de la troncal cruzaría la quebrada Sinifaná y seguiría paralela al río por la margen derecha del embalse hasta la presa de Cañafisto, a la cual llegaría en el kilómetro 120, como se muestra en el plano 573-G-09. Aunque esta vía requeriría estructuras importantes para su construcción, estas no se han estudiado en detalle, pues como se mencionó anteriormente su costo no ha sido considerado como imputable a los proyectos hidroeléctricos del Cauca.

X.4 AREA SANTA FE DE ANTIOQUIA-ITUANGO

El tramo del río comprendido entre Santa Fé de Antioquia e Ituango podría desarrollarse por medio de los proyectos de Carquetá e Ituango Bajo, o por medio del proyecto de Ituango Alto.

X.4.1 Proyecto de Carquetá.

En caso de que se construya el proyecto de Carquetá, la presa crearía un embalse a la cota 456, con una longitud aproximada de 42 km, que se extendería unos 15 km aguas arriba de Santa Fé de Antioquia. Este embalse inundaría el Puente de Occidente, ubicado en la cota 454,17, y haría necesarias algunas obras en las aproximaciones al puente del Paso Real cuya cota es de 464,71. Además, se inundarían las vegas del río Cauca en la desembocadura del río Tonusco, al sureste de Santa Fé de Antioquia, en las cuales existen valiosos cultivos de tabaco. Por otra parte, se inundaría el carreteable Santa Fé de Antioquia-Quebrada Noque que comunica con el sitio de Cañafisto, lo cual haría necesaria la construcción de un carreteable de unos 20 km. La vía existente entre el corregimiento de Sucre y la población de Olaya quedaría afectada en algunos tramos por el embalse, lo cual requeriría la construcción de unos 8 km de carretera.

Para la construcción del proyecto de Carquetá sería necesario construir una carretera de acceso, como extensión de la vía que pasando por Liborina comunica con la población de Sabanalarga. Esta nueva carretera se iniciaría a la cota 975, aproximadamente 2 km antes de llegar a Sabanalarga, y tendría una longitud de 13 km. Para estimar el costo de las vías anteriores se consideraron carreteras con características similares a las existentes, pero ligeramente más anchas, dado el pesado tráfico que tendrían que soportar. Además se considera necesario rectificar la carretera Sucre-Sabanalarga para facilitar el acceso de equipos y materiales a la obra, en una longitud aproximada de 55 kilómetros.

Las vías anteriores no se muestran en el plano 573-G-10, ya que lo indicado en él corresponde a la Alternativa 4 para desarrollo del Cauca, que incluye a Ituango Alto y excluye el proyecto de Carquetá.

El embalse de Carquetá no inundaría núcleos numerosos de población que podrían presentar problemas delicados para su movilización. Con los datos existentes, se estima en unos 800 habitantes la población afectada por este proyecto, la mayor parte diseminada a lo largo del río.

X.4.2 Proyecto de Ituango

Si conjuntamente con Carquetá se construyera la presa de Ituango Bajo, ésta crearía un embalse a la cota 352 que inundaría el puente de Pescadero sobre el río Cauca, en la carretera de acceso a la población de Ituango, ubicado a la cota 286,91, así como dos tramos de esta carretera en las vecindades del puente. El embalse inundaría además los caseríos de Barbacoas, La Fragua, Boca de Niquía y Oro Bajo, este último el núcleo de población más importante de la zona. El puente Niquía -cuya cota es la 368,26- quedaría sobre el nivel máximo del embalse.

Para reemplazar los tramos inundados de la carretera de acceso a la población de Ituango, se requeriría la construcción de una carretera secundaria de 20 km de longitud, que cruzaría el río Cauca sobre la presa de Ituango. El cruce de esta carretera sobre el río San Andrés requeriría un puente con luz de 50 metros y altura de 20 metros aproximadamente. Por otra parte deberían construirse varias carreteras para facilitar el acceso a las obras, con una longitud de 12 km.

Para el transporte de equipos y materiales para la construcción de la central de Ituango se ha considerado y se muestra en los planos 573-G-10 y 573-G-11 una carretera secundaria que arrancaría en las inmediaciones de Puerto Valdivia y llegaría por la margen derecha del Cauca hasta el sitio de las obras. La longitud de este tramo de carretera sería de unos 43 km aproximadamente y requeriría la construcción de un puente de 30 metros de luz y 30 metros de altura sobre el río Espíritu Santo.

Si se construye el proyecto de Ituango Alto que se propone tentativamente en este informe, el embalse tendría la cota 447 y se extendería en una longitud aproximada de 87 km, hasta las cercanías de la desembocadura del río Tonusco en el Cauca. Los efectos producidos por este embalse aguas arriba de la presa de Carquetá serían un poco menos severos que en el caso de construir este último proyecto, y el Puente de Occidente no sufriría daño pues su cota es la 454,17, ni tampoco el carreteable entre la quebrada Noque y Santa Fé de Antioquia. El carreteable Sucre-Olaya requeriría la reconstrucción de dos tramos cortos de vía que quedarían inundados por el embalse en una extensión aproximada de 3 kilómetros. Sin embargo, conviene anotar que en Ituango puede construirse una presa más alta, que causaría los mismos daños indicados atrás para el proyecto de Carquetá.

Aunque la cota del embalse de Ituango Alto es superior a la de Ituango Bajo, aguas abajo de Carquetá no se afectarían muchos más sitios de los mencionados anteriormente para Ituango Bajo ya que es una zona muy deshabitada y sin cultivos de importancia. La única excepción sería que el puente Niquía quedaría inundado por el embalse.

Se estima que el núcleo de población afectado por el embalse de Ituango Alto hasta el sitio de Carquetá ascendería a unos 450 habitantes aproximadamente.

En forma similar al sector La Pintada-Santa Fé de Antioquia, en el plano 573-G-10 se muestra una ruta tentativa para una vía troncal por la margen derecha del embalse, que sería la continuación de la mencionada anteriormente. La longitud de esta ruta hasta empalmar con la vía San Andrés-Ituango, de donde continuaría con base en la carretera que se construiría para llegar a la presa

y a las distintas obras de la Central de Ituango, sería de 143 km. Sin embargo, el costo de aquella vía no se ha imputado a los proyectos, por no ser requerida por ellos, ni corresponder a una relocalización de una vía inundada. No obstante, el costo de la carretera entre el río San Andres y la presa de Ituango, que eventualmente haría parte de la troncal, sí se ha imputado a este proyecto por ser necesaria para la construcción de la presa.

X.5 AREA ITUANGO-PUERTO ANTIOQUIA

En el trayecto del río comprendido entre Ituango y Puerto Antioquia estarían localizados los desarrollos hidroeléctricos de Bredunco y Apaví. En las alternativas 1, 2 y 3 se consideran los proyectos de Bredunco y Apaví Bajo, en tanto que en las alternativas 4 y 5 solo se contempla el proyecto de Apaví Alto, con el cual se aprovecharía toda la caída del tramo en mención.

X.5.1 Proyecto de Bredunco

En caso de construir el proyecto de Bredunco, se crearía un embalse a la cota 209, con una extensión aproximada de 15 km hasta las obras de descarga de la central de Ituango. El embalse inundaría zonas completamente inexplotadas en donde no existen carreteras, ni poblados, a excepción de algunas viviendas aisladas de colonos que habitan la región. La garrucha de Guarimán, ubicada a la cota 208,57, y el puente colgante de Palestina, localizado a la cota 194,10, que son utilizados para que peatones y cargas livianas crucen el río, quedarían inundados por el embalse.

El acceso a la central de Bredunco se haría por la misma vía descrita para la central de Ituango. Partiría de las cercanías de Puerto Valdivia en el puente antiguo y ascendería por la margen derecha del Cauca en una longitud aproximada de 17 km hasta alcanzar el sitio de la presa. Requeriría la construcción de un puente sobre el río Espíritu Santo, tal como se mencionó para el proyecto de Ituango.

X.5.2 Proyecto de Apaví

Si se construye la presa de Apaví Bajo, aproximadamente en la desembocadura de la quebrada del mismo nombre, se crearía un embalse a la cota 148, que se extendería hasta un poco aguas arriba de Puerto Valdivia, en las vecindades del río Espíritu Santo. Este embalse inundaría una parte de la población de Puerto Valdivia situada a orillas del río, como también el puente antiguo cuya cota es la 130,48. El puente nuevo no quedaría inundado por estar ubicado a la cota 156,55.

El embalse inundaría un tramo apreciable de la actual Troncal de Occidente entre Puerto Valdivia y Tarazá, recientemente mejorada y pavimentada, como también algunos caseríos a lo largo de la vía, incluyendo el caserío y puente El Doce, cuyas cotas son la 100 y la 106,86 respectivamente. La población afectada por este proyecto se puede estimar en unas 1.300 personas aproximadamente.

El embalse haría necesaria la reconstrucción de unos 21 km de la carretera troncal entre el río Pescado y la quebrada Nuró, localizada un poco aguas abajo de la presa de Apaví, y la construcción de dos puentes sobre los ríos Puquí y Pescado de unos 40 metros de luz y 20 metros de altura. Además, sería necesario efectuar algunos trabajos de refuerzo de las pilas del puente de Puerto Valdivia.

Si se construye el proyecto de Apaví Alto, plano 573-G-11,se crearía un embalse a la cota 200, que se extendería hasta la desembocadura de la quebrada Guarimán, en las vecindades de la presa de Ituango, con una longitud aproximada de 50 km. Se inundarían el puente existente sobre el río Cauca en Puerto Valdivia, como también la carretera troncal entre esta misma localidad y la presa. El efecto sobre la población residente a lo largo de la carretera troncal sería comparable al que se describió para el embalse de Apaví Bajo, pero además se inundaría totalmente el corregimiento de Puerto Valdivia, con una población residente de unos 800 habitantes.

La nueva carretera que reemplazaría a la Troncal de Occidente tendría una longitud de 44,5 km y se iniciaría 1,0 kilómetro

antes del cruce actual de la troncal sobre el río Cauca, en la población de Puerto Valdivia, en donde arrancaría en dirección noroeste para cruzar el embalse mediante un puente de aproximadamente 400 metros de longitud y 70 metros de altura. Continuaría sobre la margen izquierda del embalse por la cota 250 aproximadamente, con una dirección general hacia el noreste hasta empalmar con la actual Troncal de Occidente. (plano 573-G-11)

Puesto que los habitantes de la margen derecha del río utilizan actualmente la carretera troncal como medio de acceso, cruzando el río mediante puentes colgantes o barcas cautivas, la construcción del embalse de Apaví los aislaría de los medios de comunicación. Por este motivo, se ha considerado como parte del proyecto la construcción de un carreteable por la margen derecha del embalse.

En el caso de Apaví Bajo, el carreteable partiría de la Troncal de Occidente un poco aguas arriba de la confluencia de la quebrada La Honda, cruzaría el Cauca por un puente de unos 400 metros de luz, y continuaría por la margen derecha hasta el sitio de la presa, por sobre la cual cruzaría nuevamente el río. Este carreteable tendría una longitud aproximada de 50 km y requeriría puentes sobre las quebradas La Lancha, La Honda y Nerí.

En el caso de Apaví Alto, el carreteable se iniciaría en el mismo sitio de donde arranca el nuevo trazado de la troncal, pero en dirección noreste, cruzando la quebrada Valdivia por un puente de 350 metros de longitud y 50 m. de altura, el cual sería utilizado también por la carretera de acceso al proyecto del río Nechí. El carreteable circunvalaría el embalse después de cruzar la quebrada Valdivia, seguiría por la cota 230 sobre la margen derecha del embalse de Apaví hasta el kilómetro 28, en donde se apartaría de éste para acortar un poco su recorrido, y tomaría dirección sureste hasta el kilómetro 37, en donde encontraría el embalse sobre la quebrada Nerí, para continuar por la margen derecha de éste hasta el sitio de la presa, después de un recorrido total de unos 65 km (plano 573-G-11). Este carreteable requeriría, además de la estructura sobre la quebrada Valdivia, la construcción de cuatro puentes de 30 metros de luz y 20 metros de altura sobre las quebradas La Lancha, La Honda, Nerí y Purí.

X.6 PROYECTO DE NECHI

El desarrollo hidroeléctrico de Nechí contempla la construcción de una presa con embalse a la cota 680, el cual se extendería en una longitud aproximada de 15 km e inundaría zonas completamente inexplotadas, sin vías de comunicación y en su mayor parte cubiertas de bosques. Los puentes colgantes que sirven para el cruce del río Nechí y de la quebrada Media Luna al oriente del caserío El Cedro, quedarían inundados por este embalse (véase plano 573-G-11).

Para el acceso al proyecto de Nechí I es necesario construir una carretera de segunda categoría, que en los primeros 800 metros de recorrido sería común con el carreteable circunvalar del embalse de Apaví. Después de cruzar la quebrada Valdivia seguiría con rumbo noreste hasta el km 4, en donde tomaría una dirección general sureste para llegar al sitio de la presa. La carretera tendría una longitud total de 26 km, incluyendo los ramales hasta los diferentes frentes. En el caso de Nechí II la carretera cruzaría el Cauca aguas arriba de la confluencia de la quebrada Honda, por donde también pasaría el carreteable circunvalar para el embalse de Apaví Bajo, y luego empalmaría con la vía propuesta para acceso al proyecto de Nechí I. La longitud de la vía sería similar en ambos casos.

CAPITULO XI

ESTIMATIVOS DE COSTO DE LAS OBRAS

CAPITULO XI

ESTIMATIVOS DE COSTO DE LAS OBRAS

XI.1 GENERALIDADES

En esta etapa del estudio del potencial hidroeléctrico del río Cauca Medio solamente es posible hacer estimativos aproximados del costo de las obras, dadas las limitaciones en la información básica y el carácter preliminar de los diseños.

Las cantidades de obra se determinaron sobre los esquemas de las presas y centrales, y se asignaron precios unitarios con base en los de obras recientemente construídas, o en etapas de licitación y construcción. Para los equipos se utilizaron datos de licitaciones recientes e informaciones específicas recibidas de fabricantes. En cuanto al costo de las vías, se calcularon precios unitarios típicos por kilómetro, de acuerdo con las características de la sección de la vía y tipo del terreno. El costo de relocalización de poblados y de indemnizaciones en áreas inundables se estimó con base en las recientes experiencias de las Empresas Públicas de Medellín, con las poblaciones de El Peñol y Guatapé y con las zonas inundadas por la represa de Santa Rita, parte del proyecto hidroeléctrico de Guatapé.

Para la obtención de las cantidades de obra, solamente se consideraron los items más importantes y significativos, y se agregaron porcentajes adicionales, según el tipo de obra, para cubrir los costos de los items de menor cuantía. Algo similar se hizo con los equipos, para los cuales se estimó únicamente el costo de los equipos principales y se agregó un porcentaje del costo global para cubrir los equipos menores. Los costos de las obras civiles y equipos son representativos para el nivel de precios a mediados de 1974.

Por razón del carácter preliminar de los diseños y por ser aproximados los estimativos de costos, se adoptaron márgenes conservativos de 25% del costo de las obras civiles y 15% de los equipos para cubrir imprevistos. Fn las obras civiles se incluyen presas, centrales, vías, relocalización de poblados y compras de tierras. Para ingeniería y administración se adoptaron márgenes equivalentes al 10% del costo de obras civiles y 8% del de los equipos.

Los estimativos de costo de las diferentes centrales y alternativas incluyen los patios de conexión y, las líneas desde las centrales, como también las que conectan estas entre sí, pero no las líneas a los centros de consumo, que son comunes a las varias alternativas y no tienen influencia en la comparación de las mismas.

Para la conversión de costos locales a moneda extranjera se utilizó una tasa de cambio de 25,50 Pesos por Dolar de los Estados Unidos.

XI.2 COSTOS DF LOS PROYECTOS

En las tablas 1 a 12 del Anexo 3, Volumen IV se presentan los estimativos detallados, con cantidades y precios unitarios, para las presas, centrales, vías, relocalización de poblados e indemnizaciones, y para los equipos mecánicos y eléctricos de cada uno de los proyectos de Xarrapa, Bocache, Farallones Alto, Farallones Bajo, Cañafisto, Carquetá, Ituango Alto, Ituango Bajo, Bredunco, Apaví Alto, Apaví Bajo y Nechí I. Los costos en dichas tablas están expresados en pesos colombianos. Para los proyectos de Xarrapa, Bocache, Farallones Alto, Farallones Bajo, Carquetá, Bredunco, Apaví Alto, Apaví Bajo y Nechí I, los costos son aplicables a las alternativas de desarrollo del Cauca Medio en donde estos proyectos aparecen. Para la central de Ituango Bajo se presentan los costos correspondientes a la alternativa 2, y para Cañafisto e Ituango Alto los correspondientes a la Alternativa 4.

En las Tablas XI.1 a XI.12 de las páginas siguientes se presentan los costos globales de los diferentes proyectos, expresados en millones de dólares, para cada uno de los items principales de los mismos, entendiéndose como tales los siguientes: presa ; obras civiles de la central; vías; tierras, indemnizaciones y relocalización de poblados; equipos mecánicos; equipos eléctricos (incluyendo patios de conexión); imprevistos; ingeniería y administración.

XI.3 COSTOS DE LAS ALTERNATIVAS

En la Tabla XI.13 se presentan los costos globales, expresados en millones de dólares, de cada una de las cinco alternativas consideradas para el desarrollo hidroeléctrico del Cauca Medio, incluyendo los patios de conexión y las líneas que conectan éstos entre sí, o con las varias centrales, sin tener en cuenta los costos de las líneas de transmisión hasta los sitios de consumo.

TABLA XI-1

CENTRAL DE XARRAPA

ESTIMATIVO DE COSTOS
(Millones de US Dólares)

ITEM	COSTO
Presa	74, 69
Obras civiles central	29, 36
Equipos mecánicos	24, 59
Equipos eléctricos	15, 54
Vías	24, 44
Tierras, indemnizaciones y relocalizaciones	0, 91
SUBTOTAL	169, 53
Ingeniería y Administración	16, 15
Imprevistos	38, 37
TOTAL	224, 05

TABLA XI-2

CENTRAL DE BOCACHE

ESTIMATIVO DE COSTOS
(Millones de US Dólares)

ITEM	COSTO
Presa	75, 56
Obras civiles central	30, 89
Equipos mecánicos	35, 52
Equipos eléctricos	34, 28
Vías	39, 88
Tierras, indemnizaciones y relocalizaciones	11, 34
SUBTOTAL	227, 47
Ingeniería y Administración	21, 35
Imprevistos	49, 89
TOTAL	298, 71

TABLA XI-3

CENTRAL DE FARALLONES ALTO

ESTIMATIVO DE COSTOS
(Millones de US Dólares)

ITEM	COSTO
Presa	156,93
Obras civiles central	81,76
Equipos mecánicos	55,09
Equipos eléctricos	69,17
Vías	81,78
Tierras, indemnizaciones y relocalizaciones	14,26
SUBTOTAL	458,99
Ingeniería y Administración	43,41
Imprevistos	102,32
TOTAL	604,72

TABLA XI-4

CFNTRAL DE FARALLONES BAJO

FSTIMATIVO DF COSTOS
(Millones de US Dólares)

ITEM	COSTO
Presa	86,27
Obras civiles central	30,99
Equipos mecánicos	42,17
Equipos eléctricos	39,25
Vías	41,50
Tierras, indemnizaciones y relocalizaciones	2,70
SUBTOTAL	242,88
Ingeniería y Administración	22,66
Imprevistos	52,58
TOTAL	318,12

TABLA XI-5

CENTRAL DE CAÑAFISTO

ESTIMATIVO DE COSTOS
(Millones de US Dólares)

ITEM	COSTO Alternativas I y V	COSTO Alternativas II, III, IV
Presa	95,36	95,36
Obras civiles central	84,16	101,35
Equipos mecánicos	58,33	67,37
Equipos eléctricos	56,23	66,94
Vías	24,68	24,68
Tierras, indemnizaciones y relocalizaciones	11,47	11,47
SUBTOTAL	330,23	367,17
Ingeniería y Administración	30,73	34,03
Imprevistos	75,42	83,02
TOTAL	436,38	484,22

TABLA XI-6

CENTRAL DE CARQUETA

ESTIMATIVO DE COSTOS
(Millones de US Dólares)

ITEM	COSTO
Presa	74, 61
Obras civiles central	76, 82
Equipos mecánicos	59, 64
Equipos eléctricos	56, 99
Vías	7, 39
Tierras, indemnizaciones y relocalizaciones	1, 81
SUBTOTAL	277, 26
Ingeniería y Administración	25, 40
Imprevistos	57, 65
TOTAL	360, 31

TABLA XI-7

CENTRAL DE ITUANGO ALTO

ESTIMATIVO DE COSTOS
(Millones de US Dólares)

ITEM	COSTO Alternativa III	Alternativa IV	Alternativa V
Presa	219,36	219,36	219,36
Obras civiles central	191,92	175,10	175,10
Equipos mecánicos	89,53	84,11	82,62
Equipos eléctricos	142,44	130,95	127,66
Vías	12,54	12,54	12,54
Tierras, indemnizaciones y relocalizaciones	3,61	3,61	3,61
SUBTOTAL	659,40	625,67	620,89
Ingeniería y Administración	61,30	58,26	57,88
Imprevistos	141,65	134,91	134,20
TOTAL	862,35	818,84	812,97

TABLA XI-8

CENTRAL DE ITUANGO BAJO

ESTIMATIVO DE COSTOS
(Millones de US Dólares)

ITEM	COSTO Alternativa I	COSTO Alternativa II
Presa	70,30	70,30
Obras civiles central	139,68	139,68
Equipos mecánicos	71,06	74,54
Equipos eléctricos	87,76	90,50
Vías	12,20	12,20
Tierras, indemnizaciones y relocalizaciones	1,93	1,93
SUBTOTAL	382,93	389,15
Ingeniería y Administración	35,12	35,62
Imprevistos	79,85	80,79
TOTAL	497,90	505,56

TABLA XI-9

CENTRAL DE BREDUNCO

ESTIMATIVO DE COSTOS
(Millones de US Dólares)

ITEM	COSTO
Presa	42,89
Obras civiles central	80,22
Equipos mecánicos	39,15
Equipos eléctricos	29,25
Vías	-
Tierras, indemnizaciones y relocalizaciones	0,12
SUBTOTAL	191,63
Ingeniería y Administración	17,80
Imprevistos	41,07
TOTAL	250,50

TABLA XI-10

CENTRAL DE APAVI ALTO

ESTIMATIVO DE COSTOS
(Millones de US Dólares)

ITEM	COSTO
Presa	134,35
Obras civiles central	160,38
Equipos mecánicos	71,65
Equipos eléctricos	75,90
Vías	21,60
Tierras, indemnizaciones y relocalizaciones	8,47
SUBTOTAL	472,35
Ingeniería y Administración	44,29
Imprevistos	103,33
TOTAL	619,97

TABLA XI-11

CENTRAL DE APAVI BAJO

ESTIMATIVO DE COSTOS
(Millones de US Dólares)

ITEM	COSTO
Presa	92,68
Obras civiles central	77,54
Equipos mecánicos	39,43
Equipos eléctricos	30,06
Vías	12,84
Tierras, indemnizaciones y relocalizaciones	5,47
SUBTOTAL	258,02
Ingeniería y Administración	24,41
Imprevistos	57,56
TOTAL	339,99

TABLA XI-12

CENTRAL DE NECHI

ESTIMATIVO DE COSTOS
(Millones de US Dólares)

ITEM	COSTO NECHI I	COSTO NECHI II
Presa	35,07	35,07
Obras civiles central	99,38	101,05
Equipos mecánicos	26,20	27,65
Equipos eléctricos	35,58	38,16
Vías	3,88	3,88
Tierras, indemnizaciones y relocalizaciones	0,27	0,27
SUBTOTAL	200,38	206,08
Ingeniería y Administración	18,80	19,29
Imprevistos	43,92	44,94
TOTAL	263,10	270,31

TABLA XI-13

ESTIMATIVO DE COSTOS GLOBALES DE LAS VARIAS ALTERNATIVAS DF DESARROLLO
(Millones de US Dólares)

CENTRAL	ALTERNATIVA I	II	III	IV	V
Xarrapa	224,05	224,05	224,05	224,05	224,05
Bocache	298,71	-	-	-	298,71
Farallones Alto	-	604,72	604,72	604,72	-
Farallones Bajo	318,12	-	-	-	318,12
Cañafisto	436,38	484,22	484,22	484,22	436,38
Carquetá	360,31	360,31	-	-	-
Ituango Alto	-	-	862,35	818,84	812,97
Ituango Bajo	497,90	505,56	-	-	-
Bredunco	250,50	250,50	250,50	-	-
Apaví Alto	-	-	-	619,97	619,97
Apaví Bajo	339,99	339,99	339,99	-	-
SUBTOTAL PROYECTOS CAUCA	2725,96	2769,35	2765,83	2751,80	2710,20
Nechí	270,31	270,31	270,31	263,10	263,10
TOTAL DE LA ALTERNATIVA	2996,27	3039,66	3036,14	3014,90	2973,30
Líneas de Interconexión entre las Centrales	67,77	67,46	66,37	61,68	61,99
TOTAL GENFRAL	3064,04	3107,12	3102,51	3076,58	3035,29

CAPITULO XII

COMPARACION DE LAS ALTERNATIVAS

CAPITULO XII

COMPARACION DE LAS ALTERNATIVAS

XII. 1 INTRODUCCION

No siendo posible en este momento conocer la fecha de entrada de las diferentes centrales que se contemplan a lo largo del cauce medio del río Cauca, ni la situación del sistema eléctrico en ese entonces en cuanto a demanda y a disponibilidad de energía y capacidad instalada, no es posible hacer en la fecha una completa evaluación de las alternativas de desarrollo del Cauca en comparación con otros proyectos que podrían construirse en el país como alternativa a una o varias de las centrales del Cauca. Por la misma razón, no es posible determinar en que forma un proyecto diferente de los aquí considerados podría modificar las alternativas analizadas y especialmente su secuencia de construcción.

Sin embargo, para los fines del presente estudio, que son la determinación del potencial hidroeléctrico del río en su cauce medio y la identificación de los proyectos más atractivos para estudios posteriores, sí es posible seleccionar la mejor alternativa global, o de desarrollo último, con base en la potencia y energía que pueden producir las diferentes alternativas, y en los respectivos costos de construcción a que se refiere el Capítulo anterior, mediante la aplicación de algunos índices que permitan juzgar la bondad relativa de las varias alternativas. Los índices adoptados son:

1. Producción de "potencia primaria" de las alternativas y costo relativo de la misma.

2. Capacidad nominal de cada alternativa y su respectivo costo unitario.

3. Capacidad firme del desarrollo y el costo unitario de la misma.

4. Generación promedia de energía y costo relativo de la misma.

En este Capítulo se hace una comparación de los méritos relativos de las varias alternativas para definir la más conveniente, con base en los índices y criterios atrás mencionados.

XII. 2 CONSIDERACIONES SOBRE EL PROYECTO DE XARRAPA

La central de Xarrapa, por sus limitaciones físicas y por ser el proyecto de más aguas arriba de la cadena de plantas del Cauca Medio es común a todas las alternativas y, en consecuencia, su efecto es igual sobre todas ellas. Además, es un proyecto de alto costo unitario (US$ 680 por kW instalado) y de relativo bajo tamaño en comparación con las demás centrales del Cauca Medio, por lo que conviene excluirlo del análisis conjunto de centrales para fines de seleccionar la alternativa más ventajosa, ya que sus características de planta de alto costo pueden distorsionar un poco el verdadero mérito del conjunto de los proyectos restantes.

El alto costo del proyecto de Xarrapa se debe, como se indicó en los Capítulos IV, VI y VII, a las condiciones topográficas y geológicas del sitio y a las limitaciones que tiene esta central en cuanto a altura y volumen de embalse. Por ello, indudablemente Xarrapa será un proyecto de baja prioridad dentro del conjunto de centrales del Cauca. No obstante, cuando en el futuro se hayan agotado otras fuentes energéticas de mejores características podría entrarse a considerar nuevamente este proyecto, y mediante estudios más detallados tratar de disminuir su costo.

XII. 3 COMPARACION DE LAS ALTERNATIVAS CON BASE EN SU APORTE DE POTENCIA PRIMARIA

En la Tabla XII-1 se presenta un resumen de los valores de la "potencia primaria", en megavatios, de los diferentes proyectos que comprenden cada una de las cinco alternativas analizadas y la potencia primaria global de cada alternativa, de acuerdo con los resultados que se presentan en el Capítulo VII, pero excluyendo los valores de potencia primaria del proyecto de Xarrapa. Un análisis de la Tabla XII-1 permite concluir lo siguiente:

1. La mínima potencia primaria del sistema de plantas del Cauca corresponde a la alternativa No. 1, con presas escalonadas en todos los sitios estudiados, cuyas alturas individuales están limitadas por la cota de restitución del canal de descarga de las turbinas del respectivo proyecto de aguas arriba.

2. La sustitución de los proyectos de Bocache y Farallones Bajo por un solo proyecto alto en Farallones (alternativa 2) aumenta la potencia primaria de la alternativa 1, debido a la mayor regulación que permite el embalse de Farallones Alto en comparación con la combinación de los embalses de Bocache y Farallones Bajo. Este efecto es no solo notable en la planta de Farallones Alto, que produciría una potencia primaria de 710 MW, en lugar de 625 MW que sería la potencia conjunta de las plantas de Bocache y Farallones Bajo, sino que aumenta la potencia primaria de todas las centrales situadas aguas abajo de Farallones, como puede apreciarse claramente al comparar las alternativas 1 y 2 de la Tabla XII-1.

3. La sustitución de los proyectos de Carquetá e Ituango Bajo por un solo proyecto alto en Ituango (alternativa 3) aumenta aún más la potencia primaria del sistema, como puede observarse al comparar las alternativas 2 y 3 de la Tabla XII-1. La potencia primaria del proyecto de Ituango Alto es de por sí mayor que la combinación de la potencia primaria de los proyectos de Carquetá e Ituango Bajo, y además, por razón de la regulación adicional que permite el proyecto alto en Ituango, se aumenta la potencia primaria de las plantas localizadas aguas abajo del mismo (Bredunco y Apaví Bajo).

4. La sustitución en la alternativa anterior de los proyectos de Bredunco y Apaví Bajo por un solo desarrollo alto en Apaví contribuye a aumentar aún más la potencia primaria del sistema de plantas escalonadas a lo largo del Cauca, como puede observarse al comparar las alternativas 3 y 4, sin tener en cuenta el proyecto de Nechí. Sin embargo, la mayor altura de la presa de Apaví implica una disminución en el salto utilizable en Nechí, que hace que globalmente las alternativas 3 y 4 sean prácticamente equivalentes desde el punto de vista del aporte de potencia primaria, cuando se considera el conjunto de plantas del Cauca y la de Nechí.

5. La construcción de plantas grandes en el extremo de aguas abajo del río Cauca (Ituango Alto y Apaví Alto) en combinación con plantas pequeñas aguas arriba (Bocache y Farallones Bajo), en lugar de un solo proyecto alto en Farallones, disminuye la potencia primaria del sistema, como puede observarse al comparar la alternativa 5 con las alternativas 2,

TABLA No. XII-1

POTENCIA PRIMARIA EN MW

Proyecto	Alternativa 1	2	3	4	5
Bocache	305	-	-	-	305
Farallones Bajo	320	-	-	-	320
Farallones Alto	-	710	710	710	-
Cañafisto	515	565	565	565	515
Carquefa´	560	600	-	-	-
Ituango Bajo	830	880	-	-	-
Ituango Alto	-	-	1570	1570	1490
Bredunco	340	360	380	-	-
Apaví Bajo	405	425	450	-	-
Apaví Alto	-	-	-	850	810
Subtotal	3275	3540	3675	3695	3440
Nechí I	-	-	-	221	221
Nechí II	242	242	242	-	-
TOTAL	3517	3782	3917	3916	3661

3 y 4 (véase Tabla XII-1), lo cual es lógico dado el menor grado de regulación que la combinación de los proyectos de Bocache y Farallones Bajo produce en comparación con un solo proyecto alto en Farallones.

6. De lo anterior se concluye que desde el punto de vista de producción de "potencia primaria", el desarrollo óptimo corresponde a aquel con presas de mayor tamaño, o sea a las Alternativas Nos. 3 y 4.

En el análisis anterior solo se ha considerado el efecto de las diferentes alternativas sobre la "potencia primaria" que puede aportar el desarrollo del río Cauca, sin tener en cuenta su costo que es el factor determinante para seleccionar las mejores alternativas. Por lo tanto, con base en los estimativos de costo que se presentan en el Capítulo XI se preparó la tabla XII-2, que muestra el valor relativo de los proyectos y de las alternativas de desarrollo del Cauca con base en un índice obtenido de dividir el costo de cada proyecto y de cada alternativa por el total de la "potencia primaria", en kW, del respectivo proyecto o alternativa. Del análisis de esta tabla, se obtienen las siguientes conclusiones:

1. Los mínimos costos en US$/kW de "potencia primaria" corresponden a la Alternativa No. 4, seguida de cerca por la Alternativa No. 3, o sea al desarrollo con las presas de mayor altura, y ello es más notorio cuando se comparan los costos de las centrales en el río Cauca sin considerar el costo del proyecto de Nechí, que tiene relativamente alto costo por razón de su alta capacidad instalada.

2. A medida que se sustituyen presas altas por presas más bajas, se va aumentando el costo unitario. Así, la sustitución de Farallones Alto por Bocache y Farallones Bajo, no solo aumenta el valor unitario global del desarrollo, como puede observarse en la Tabla XII-2 para la Alternativa No. 5, sino que aumenta los valores unitarios de los proyectos individuales aguas abajo de Farallones. La sustitución de Apaví Alto por Bredunco y Apaví Bajo (Alternativa 3)

TABLA No. XII-2

INDICE DE COSTO CON BASE EN EL VALOR DEL KILOVATIO DE POTENCIA PRIMARIA - US$ /kW

Proyecto	Alternativa 1	2	3	4	5
Bocache	979	-	-	-	979
Farallones Bajo	994	-	-	-	994
Farallones Alto	-	852	852	852	-
Cañafisto	847	857	857	857	847
Carquetá	643	601	-	-	-
Ituango Bajo	600	575	-	-	-
Ituango Alto	-	-	549	522	546
Bredunco	737	696	659	-	-
Apaví Bajo	839	800	756	-	-
Apaví Alto	-	-	-	729	765
DESARROLLO DEL CAUCA SIN NECHI	764	719	692	684	723
Nechí I	-	-	-	1190	1190
Nechí II	1117	1117	1117	-	-
DESARROLLO TOTAL	788	744	718	712	751

aumenta ligeramente el costo unitario de esta alternativa con respecto a la número 4. Si se construyeran las presas de Ituango Bajo y Carquetá en lugar de Ituango Alto (Alternativas Nos. 1 y 2) se aumentan aún más los costos unitarios de estas alternativas.

3. Desde el punto de vista del costo unitario del aporte por kilovatio de "potencia primaria", el sistema tiene mayor sensibilidad a la sustitución de presas altas por presas bajas en el extremo de aguas arriba del río, como puede observarse al comparar el valor global de las Alternativas Nos. 2, 3 y 4 en relación con la Alternativa No. 5, que tiene el valor unitario más alto entre estas alternativas.

4. Desde el punto de vista del costo del kilovatio de "potencia primaria", el proyecto individual más económico es el de Ituango Alto, con US$ 522 por kW, seguido por Ituango Bajo y Carquetá que quedarían sustituídos más ventajosamente por el primero.

XII. 4 COMPARACION DE LAS ALTERNATIVAS CON BASE EN LA CAPACIDAD INSTALADA

En la Tabla XII-3 se resume la capacidad nominal, o capacidad instalada de los diferentes proyectos individuales a lo largo del Cauca y de las alternativas globales, tal como se define en el Capítulo VII y en el Apéndice A de este informe, pero sin considerar unidades de reserva. Por este motivo y por haber adoptado un criterio diferente para la central de Nechí al fijar su capacidad instalada, se excluye esta de la comparación. Sin embargo, conviene anotar que puesto que el planeamiento de un sistema eléctrico debe hacerse con base en capacidad firme, de hecho las plantas del Cauca disponen de un cierto grado de reserva por razón de que una gran parte del tiempo la capacidad nominal excede la capacidad firme. No obstante, esta reserva solo sería aprovechable cuando los embalses estén por sobre el nivel mínimo de operación normal. Puesto que los criterios utilizados para todas las alternativas son idénticos, los resultados de la Tabla XII-3 son directamente comparables.

TABLA No. XII-3

CAPACIDAD INSTALADA EN MEGAVATIOS

Proyecto	Alternativa 1	2	3	4	5
Bocache	820	-	-	-	820
Farallones Bajo	910	-	-	-	910
Farallones Alto	-	2120	2120	2120	
Cañafisto	1360	1600	1600	1600	1360
Carquetá	1380	1380	-	-	-
Ituango Bajo	2190	2290	-	-	-
Ituango Alto	-	-	4140	3860	3750
Bredunco	570	570	570	-	-
Apaví Bajo	730	730	730	-	-
Apaví Alto	-	-	-	1920	1920
TOTAL PLANTAS RIO CAUCA	7960	8690	9160	9500	8760

Por otra parte, en la Tabla XII-4 se presenta el costo unitario del kilovatio instalado para los diferentes proyectos analizados y las varias alternativas estudiadas, obtenido de dividir los respectivos estimativos de costo por la capacidad nominal de cada proyecto o alternativa. Del análisis de estas tablas, puede concluirse lo siguiente:

1. La mínima capacidad instalada corresponde a la Alternativa No. 1, o sea al desarrollo del cauce medio del río Cauca mediante presas en todos los sitios seleccionados. A medida que se sustituyen grupos de dos proyectos por un proyecto de mayor altura, va aumentando la capacidad instalable, hasta llegar a un valor de 9.500 MW para la Alternativa No. 4. En consecuencia, desde el punto de vista de capacidad instalable en el Cauca Medio, la Alternativa No. 4 es la más aconsejable.

2. En relación con el costo unitario de la capacidad instalada (Tabla XII-4), la solución global más costosa es aquella que contempla la construcción de presas en todos los sitios originalmente escogidos (Alternativa 1). A medida que van incorporándose presas mayores para sustituir dos de menor tamaño, va disminuyendo el costo unitario de la instalación, como puede observarse al comparar la Alternativa No. 2 con la 1, la 3, con la 2, y la 4 con la 3. En igual forma, al sustituir en la Alternativa 4 la presa de Farallones Alto por dos presas menores en Bocache y Farallones, el costo unitario de la instalación sube nuevamente.

3. El costo unitario global de la alternativa más ventajosa, o sea la número 4, es de US$ 266/kW. A su vez, en esta alternativa la central más económica es la de Ituango, con un costo unitario de US$ 212/kW. Conviene anotar que en la Alternativa No. 3 aparece Ituango Alto como un costo unitario de US$ 208/kW, cuando el mismo proyecto en la Alternativa No. 4 tiene un costo ligeramente superior. Lo anterior se debe a la diferente asignación de capacidad que se hizo a la central de Ituango Alto en las Alternativas Nos. 3 y 4, como se explica en el cuadro que

TABLA No. XII-4

INDICE DE COSTO CON BASE EN VALOR
KILOVATIO INSTALADO US$ / kW

Proyecto	Alternativa 1	2	3	4	5
Bocache	364	-	-	-	364
Farallones Bajo	350	-	-	-	350
Farallones Alto	-	285	285	285	-
Cañafisto	321	303	303	303	321
Carquetá	261	261	-	-	-
Ituango Bajo	227	221	-	-	-
Ituango Alto	-	-	208	212	217
Bredunco	439	439	439	-	-
Apaví Bajo	466	466	466	-	-
Apaví Alto	-	-	-	323	323
PROMEDIO PLANTAS RIO CAUCA	314	293	277	266	284

aparece a continuación del Artículo VII-7, del Capítulo Séptimo. Las demás centrales sobre el río Cauca tienen costos unitarios que varían entre US$ 285/kW y US$ 323/kW para la Alternativa No. 4

XII. 5 COMPARACION DE LAS ALTERNATIVAS CON BASE EN LA CAPACIDAD FIRME

En la Tabla XII-5 se muestra la capacidad firme de las cinco alternativas analizadas a lo largo del río Cauca y de los proyectos individuales que las constituyen, entendiéndose como capacidad firme la que pueden producir las centrales en las condiciones más adversas de salto, o sea con los embalses a su mínimo nivel y todas las unidades operando simultáneamente, a máxima apertura pero sin sobre-carrera. De esta comparación se excluyó también el proyecto de Nechí, porque en su costo influye la mayor capacidad instalada y la reserva de capacidad que no se tuvo en cuenta en las centrales sobre el río Cauca. En la Tabla XII-6 se presentan los costos unitarios de la capacidad firme de las varias alternativas, y de los proyectos que las constituyen, obtenidos de dividir el respectivo costo de construcción, por la correspondiente capacidad firme. Un análisis de estas dos tablas permite concluir lo siguiente:

1. Como en los casos anteriores, la capacidad firme de las centrales en serie a lo largo del río Cauca va aumentando desde un mínimo de 5885 MW para la Alternativa No. 1, con presas de baja altura en todos los sitios estudiados, a un máximo de 6590 MW para la alternativa que contempla la construcción de pocas presas de mayor altura (Alternativa No. 4).

2. Desde el punto de vista de los costos unitarios de la capacidad firme, los mayores corresponden a la Alternativa No. 1 con presas en todos los sitios considerados, y van disminuyendo a medida que se sustituyen las presas bajas de esta alternativa por otras de mayor altura, llegando a un costo mínimo de US$ 384/kW para la Alternativa No. 4, seguido de cerca por la Alternativa No. 3 (US$ 387/kW)

TABLA No. XII-5

CAPACIDAD FIRME EN MEGAVATIOS

Proyecto	Alternativa 1	2	3	4	5
Bocache	500	-	-	-	500
Farallones Bajo	580	-	-	-	580
Farallones Alto	-	1270	1270	1270	-
Cañafisto	860	1010	1010	1010	860
Carquetá	1025	1025	-	-	-
Ituango Bajo	1620	1695	-	-	-
Ituango Alto	-	-	2980	2800	2700
Bredunco	570	570	570	-	-
Apaví Bajo	730	730	730	-	-
Apaví Alto	-	-	-	1510	1510
TOTAL PARA EL DESARROLLO DEL CAUCA SIN NECHI	5885	6300	6560	6590	6150

TABLA No. XII-6

COSTO UNITARIO DE LA CAPACIDAD FIRME
US$ /kW

Proyecto	Alternativa 1	2	3	4	5
Bocache	597	-	-	-	597
Farallones Bajo	548	-	-	-	548
Farallones Alto	-	476	476	476	-
Cañafisto	507	479	479	479	507
Carquetá	352	352	-	-	-
Ituango Bajo	307	298	-	-	-
Ituango Alto	-	-	289	292	301
Bredunco	439	439	439	-	-
Apaví Bajo	466	466	466	-	-
Apaví Alto	-	-	-	411	411
PROMEDIO DEL DESARROLLO DEL CAUCA SIN NECHI	425	404	387	384	404

3. Salta a la vista en la Tabla XII-6 los altos costos unitarios que tienen los proyectos de Bocache, Farallones y Cañafisto, en comparación con los de las plantas de Carquetá e Ituango, y con los valores promedios del desarrollo. Estos altos costos unitarios se deben a la mayor fluctuación que tiene el nivel de los embalses para los primeros proyectos, que hace que la relación entre la capacidad firme y la capacidad instalada sea menor, sin que por ello se disminuya el costo de construcción del proyecto.

4. El costo unitario de la capacidad firme para el proyecto individual más económico es del orden de US$ 292/kW, correspondiente a la central de Ituango Alto.

XII. 6 COMPARACION DE LAS ALTERNATIVAS CON BASE EN LA GENERACION DE ENERGIA

Si el desarrollo eléctrico del país continúa a base de centrales hidroeléctricas durante los próximos 20 años, como es de esperar, no será posible colocar en el sistema toda la energía promedia que pueden generar las centrales hidroeléctricas, específicamente las del Cauca, pues no habrá lugar a una total utilización de la energía secundaria mediante sustitución de energía térmica, por razón del bajo porcentaje que esta última representará de la generación total del país. Sin embargo, en épocas posteriores y a medida que se incorporen nuevas centrales térmicas al sistema de generación del país, habrá lugar a una mayor utilización de la energía secundaria. Por lo tanto, es de esperar que durante los primeros años de operación de los proyectos del Cauca su generación de energía esté limitada por la curva de carga del sistema, en tanto que en un futuro a mayor plazo será posible utilizar mejor la energía secundaria, y por ende la energía promedia generable por dichos proyectos será mucho mayor. Por este motivo conviene dividir el análisis de la energía promedia en dos partes, uno relacionado con la energía colocable dentro de la curva de carga del sistema, que correspondería a la operación inicial de estos proyectos, y otro a la energía promedia generable cuando haya gran utilización de la energía secundaria.

a. Energía colocable. Como se indicó en el Capítulo VII, la energía colocable corresponde a aquella parte de la energía promedia generable que puede ser absorbida por el sistema eléctrico del país, o sea a la energía acomodable dentro de la curva de carga del sistema. Puesto que en el momento actual no se puede definir esta curva para cuando entren los proyectos del Cauca, ni la composición térmica e hidráulica del sistema en ese entonces, por no poderse determinar la fecha en que estarán en operación los proyectos del Cauca, fue necesario hacer una aproximación consistente en suponer que la energía mensual generada por sobre un 62% de la capacidad instalada global de los proyectos del Cauca, sería energía que no podría colocarse en el sistema. Por otra parte, la energía colocable solamente puede establecerse para el conjunto de plantas del desarrollo del Cauca, incluyendo Xarrapa y no para cada proyecto individual, por lo cual en esta comparación solo se consideran las alternativas globales.

En la Tabla XII-7 se presenta la energía colocable, expresada en megavatios continuos durante el período hidrológico analizado, tanto para las centrales en serie a lo largo del río Cauca, como para el conjunto de éstas y el proyecto de Nechí. En la misma tabla se presenta el costo unitario de la energía colocable, expresado en dólares por kW continuo colocable de generación, valor éste obtenido de dividir el costo global de construcción de cada alternativa por su respectiva generación continua colocable.

El análisis de esta tabla claramente muestra que la mínima generación de energía corresponde a la Alternativa No. 1, y que esta va aumentando a medida que se sustituyen las presas bajas de dicha alternativa por presas mayores, para llegar a una generación máxima de 5.040 MW continuos con la Alternativa No. 4. En la misma forma, el costo unitario más alto corresponde a la Alternativa No. 1 y va disminuyendo a medida que se sustituyen presas pequeñas por presas de mayor altura, para llegar a un costo unitario mínimo de US$ 546/kW continuo para la Alternativa No. 4, que evidentemente es la más favorable desde el punto de vista de generación de energía colocable.

TABLA No. XII-7

ENERGIA COLOCABLE
EN MEGAVATIOS CONTINUOS

	Sin Nechí	Con Nechí
Alternativa 1	4454	4862
Alternativa 2	4760	5168
Alternativa 3	4845	5253
Alternativa 4	5040	5403
Alternativa 5	4815	5178

COSTO UNITARIO DE LA ENERGIA
COLOCABLE US$/kW CONTINUO

	Sin Nechí	Con Nechí
Alternativa 1	612	616
Alternativa 2	582	588
Alternativa 3	571	578
Alternativa 4	546	558
Alternativa 5	563	574

b. Energía promedia generable. En la Tabla XII-8 se presenta un resumen, por proyectos y por alternativas, de la energía promedia expresada en megavatios continuos que podrían generar las centrales del río Cauca durante el período hidrológico histórico de los años 1946-1971. En esta tabla puede verse claramente que con las Alternativas Nos. 3 ó 4 se logra la mayor generación promedia del río Cauca. Al sustituir una de las plantas mayores por dos plantas de menor tamaño, se disminuye la generación promedia de energía, como puede observarse al comparar la Alternativa No. 5 con la Alternativa No. 4. Si se sustituyen dos de los proyectos altos por varias presas menores se disminuye aún más la generación promedia de energía como se observa al comparar la Alternativa No. 2 con la Alternativa No. 4. La construcción de presas en todos los sitios en estudio (Alternativa No. 1) resultaría en la mínima generación promedia de energía.

En la Tabla XII-9 se muestra el costo unitario de la energía promedia generable, tanto para las centrales individuales como para las alternativas globales, obtenido de dividir el costo de cada proyecto o alternativa por el respectivo valor de la energía promedia generable en kilovatios continuos. Un análisis de esta tabla permite concluir lo siguiente:

1. La alternativa que permite los menores costos de generación de energía es la número 4, con un valor de US$ 478/ kW continuo. A medida que se sustituyen las presas altas de la Alternativa No. 4 por varias presas de menor altura, van aumentando los costos unitarios de generación, como puede observarse al comparar las Alternativas Nos. 3 y 5 con la Alternativa No. 4. Una mayor sustitución de presas altas por bajas, continúa aumentando el costo de la generación, como puede observarse al comparar la Alternativa No. 2, con las Alternativas Nos. 3, 4 y 5, o a la Alternativa No. 1 con las restantes.

2. El proyecto individual que menores costos unitarios de generación tiene es el de Ituango Alto, con un valor de US$ 377/kW continuo.

TABLA No. XII-8

ENERGIA PROMEDIA GENERABLE
EN MEGAVATIOS CONTINUOS

Proyecto	Alternativa 1	2	3	4	5
Bocache	578	-	-	-	578
Farallones Bajo	582	-	-	-	582
Fallones Alto	-	1247	1247	1247	-
Cañafisto	782	838	838	838	782
Carquetá	783	845	-	-	-
Ituango Bajo	1231	1300	-	-	-
Ituango Alto	-	-	2170	2170	2120
Bredunco	521	521	532	-	-
Apaví Bajo	620	620	632	-	-
Apaví Alto	-	-	-	1190	1190
TOTAL CENTRALES DEL CAUCA	5097	5371	5419	5445	5252
Nechí I	-	-	-	390	390
Nechí II	434	434	434	-	-
DESARROLLO TOTAL	5531	5805	5853	5835	5642

TABLA No. XII-9

COSTO UNITARIO DE LA ENERGIA
PROMEDIA GENERABLE US$/kW CONTINUO

Proyecto	Alternativa 1	2	3	4	5
Bocache	517	-	-	-	517
Farallones Bajo	547	-	-	-	547
Farallones Alto	-	485	485	485	-
Cañafisto	558	578	578	578	558
Carquetá	460	426	-	-	-
Ituango Bajo	404	389	-	-	-
Ituango Alto	-	-	397	377	383
Bredunco	481	481	471	-	-
Apaví Bajo	548	548	538	-	-
Apaví Alto	-	-	-	521	521
PROMEDIO CENTRALES DEL CAUCA	491	474	469	464	473
Nechí I	-	-	-	675	675
Nechí II	623	623	623	-	-
PROMEDIO DEL DESARROLLO TOTAL	501	485	480	478	487

XII.7 SELECCION DE LA ALTERNATIVA DE DESARROLLO

Los análisis anteriores muestran que la alternativa más aconsejable para el desarrollo hidroeléctrico del cauce medio del río Cauca es la número 4, que se basa en la construcción de cuatro presas altas en los sitios de Farallones, Cañafisto, Ituango y Apaví, a más del desarrollo hidroeléctrico del río Nechí, mediante su desviación al Cauca. En consecuencia, para determinar los proyectos prioritarios mediante el análisis de las diferentes secuencias de construcción de las plantas del río Cauca se ha utilizado la Alternativa No. 4.

Conviene anotar aquí, lo que ya se ha indicado en otras partes del informe en el sentido de que la presa alta de Apaví está localizada en un área en donde existen varias fallas que eventualmente podrían ser activas. Aunque para los anteproyectos de la central de Apaví Alto se ha considerado un diseño antisísmico y bastante conservativo, es posible que el estudio posterior de las fallas indique la conveniencia de no construir en este sitio la central de Apaví y reemplazarla por la de Apaví Bajo, que está más alejada de las fallas. Además, la presa alta en Apaví requiere varios terraplenes a lo largo de la divisoria de aguas para cierre del embalse, que podrían resultar de mayor magnitud que la considerada en este informe cuando se hagan levantamientos topográficos en el terreno, lo que podría aumentar los costos de construcción de este proyecto. En estos casos, la Alternativa No. 4 quedaría sustituída por la Alternativa No. 3 que es después de la anterior la más aconsejable y económica, como puede observarse del análisis de la comparación hecha en este capítulo. Por lo tanto, uno de los primeros trabajos que debe acometerse al continuar los estudios de ingeniería para el desarrollo del Cauca será el estudio detallado de la zona en donde estaría localizado el proyecto de Apaví Alto, especialmente el de sus fallas y zonas bajas, para definir si puede llevarse a cabo o no la construcción del proyecto propuesto, y establecer con más certeza los costos del mismo. Si dichos estudios muestran que la central de Apaví Alto es definitivamente factible, el desarrollo deberá ejcutarse de acuerdo con la Alternativa No. 4. Si por el contrario, los estudios detallados llevan a la conclusión de que es más conveniente no construir la presa en este sitio, deberá optarse por la Alternativa No. 3.

XII. 8 CONSIDERACIONES SOBRE LA CAPACIDAD PROPUESTA

La capacidad que se ha adoptado en este informe para las diferentes centrales del río Cauca, y específicamente para la alternativa seleccionada, debe considerarse como la capacidad mínima económicamente instalable para fines de comparación de las alternativas y selección de los proyectos de mayor prioridad. Por lo tanto, los futuros estudios del río Cauca deberán revaluar las capacidades que aquí se proponen, a la luz de un conocimiento más avanzado en cuanto a las fechas en que podrían entrar los varios proyectos, a las necesidades del sistema en cuanto a la capacidad de pico y reserva, y a la economía relativa de esta capacidad en comparación con otros proyectos.

Por otra parte, no hay duda de que en un futuro más lejano habrá necesidad de incrementar en forma apreciable la capacidad de las centrales del Cauca, cuando el sistema disponga de un alto contenido de energía térmica, que requiera o justifique la operación de las centrales del Cauca para atender los picos de carga. Por lo tanto, en el diseño definitivo de los proyectos deberá darse consideración a la posibilidad de ampliaciones de las centrales, o a la construcción de nuevas centrales paralelas

CAPITULO XIII

SECUENCIA DE CONSTRUCCION DE LOS PROYECTOS

CAPITULO XIII

SECUENCIA DE CONSTRUCCION DE LOS PROYECTOS

XIII.1 INTRODUCCION

Habiendo seleccionado en el capítulo anterior la mejor alternativa para el desarrollo hidroeléctrico del cauce medio del río Cauca, se procedió a analizar las diferentes secuencias de construcción de los proyectos individuales, a fin de definir la más económica y conveniente, para con base en ella determinar las prioridades de los estudios futuros.

Para hacer un análisis riguroso de las secuencias de construcción sería necesario estudiar programas de instalación de plantas que incluyan, no sólo los proyectos del río Cauca, sino otras centrales que actualmente se estudian en el país, las cuales podrían ser construídas con anterioridad a los proyectos del Cauca, o intercaladas dentro de la secuencia de construcción de estos últimos. Sin embargo, lo anterior - a más de que está por fuera del alcance del presente estudio - implicaría un conocimiento detallado de todos los proyectos actualmente en estudio, del cual no se dispone, máxime si se tiene en cuenta que muchos de los estudios aún están en proceso de ejecución. Por lo tanto, es necesario limitar el análisis exclusivamente a las secuencias para los proyectos del Cauca

Existe una dificultad aparente para este análisis y es la definición de la tasa de crecimiento de la demanda del sistema cuando entren en operación las centrales del Cauca, ya que, por tratarse de plantas de gran tamaño, si el crecimiento de la demanda no es alto podría transcurrir un tiempo apreciable entre la terminación de un proyecto y su completa utilización Si por el contrario, la entrada en servicio de las plantas del Cauca tiene lugar en un momento en que el crecimiento de la carga sea alto, será mucho más rápida la utilización de las centrales, y menor su lucro cesante. Por este motivo, inicialmente se contempló la necesidad de estudiar la sensibilidad de las secuencias a varias situaciones del crecimiento de la carga, suponiendo diferentes fechas para la entrada en servicio de las plantas del Cauca. Sin embargo, un análisis

más detallado del problema llevó a la conclusión de que por una parte no sería viable tener en servicio ninguno de estos proyectos antes de mediados de la década del 80, y por la otra que estos quedarían completamente copados para principios de 1994, si las centrales entran en operación a partir de 1985, o sea en un período relativamente corto de solo nueve años. Además, si los proyectos del Cauca entran en una época posterior, la totalidad de la capacidad firme se coparía en un período inferior a los 9 años y con una rapidez tal que la comparación de las diferentes secuencias tendría muy poca sensibilidad al orden como se construyan los proyectos, ya que habría necesidad de ejecutarlos casi simultáneamente. Por lo tanto, se concluyó que no era necesario estudiar la sensibilidad de las secuencias de construcción de los proyectos del Cauca a fechas variables de entrada en servicio, habiéndose supuesto para fines de comparación que, para todas las secuencias, la primera planta entraría en operación a principios de 1985, y que a ésta seguirían en orden los demás proyectos del Cauca, hasta contemplar el desarrollo propuesto en este informe.

XIII. 2 CRITERIOS ADOPTADOS PARA LA PROGRAMACION DE LA ENTRADA EN SERVICIO DE LOS PROYECTOS

1. Como proyección de la demanda, se adoptó la curva de crecimiento recientemente elaborada por ISA-CORELCA, según la cual a principios de 1985 el sistema tendría una demanda de 6227 MW. Para programar la instalación de plantas y centrales, se supuso además que el sistema requeriría una capacidad mínima de reserva con respecto a la capacidad nominal del 12%, o sea que la capacidad instalada en el país a principios de 1985 debería ser de 6974 MW. A partir de 1985, y siempre de acuerdo con las proyecciones de ISA-CORELCA, el crecimiento anual del sistema sería del orden de 9%.

2. Para fijar el programa de entrada de plantas y unidades a partir de 1985, se buscó que los nuevos desarrollos pudieran atender permanentemente las necesidades de "potencia primaria" y "capacidad firme" del sistema, según las definiciones adoptadas en el Apéndice A, al final de este volumen. Lo anterior quiere decir que para el programa de adición de nuevas centrales se supuso que el período crítico podría empezar a principios de cualquier año entre 1985 y 1994.

Como el criterio de capacidad firme es bastante riguroso, pues la condición de que todos los embalses estén vacios solo se presenta esporádicamente y durante períodos limitados de tiempo, no seria económico, ni es necesario, que el sistema disponga de capacidad firme de reserva, distinta a la resultante de la sobrecarrera de los álabes o chorros de las máquinas (del orden de 5%). Por este motivo, en los estudios de secuencias se programó la entrada de las unidades en forma tal que la capacidad firme que se agrega atienda el crecimiento de la demanda, sin capacidad de reserva. Simultaneamente se verificó que la capacidad nominal instalada fuera por lo menos igual a la demanda de pico con un 12% de reserva.

La programación de la entrada de plantas y unidades se hizo mediante un subprograma del modelo matemático utilizado para los estudios de energía, que va agregando selectivamente nuevas centrales o unidades, de acuerdo con los requerimientos de energía primaria y/o capacidad firme del sistema, teniendo en cuenta lo que en un determinado momento puede aportar cada uno de los proyectos del Cauca conjuntamente con los previamente instalados. Por tanto, en las diferentes secuencias analizadas, que se muestran en las Figuras XIII-1 a XIII-9, la adición gradual de nuevas plantas y centrales es la mínima requerida por el sistema, sin que en ningún momento se presente deficiencia de potencia primaria o de capacidad firme. El programa tiene en cuenta que cuando al entrar un proyecto no es posible afirmar la totalidad de las unidades previstas, la instalación de éstas se aplaza para el momento en que los aportes de potencia primaria, resultantes de la construcción de nuevos proyectos, permitan afirmar estas unidades.

3. Se supuso que para completar los estudios de factibilidad de los proyectos prioritarios y tomar una decision sobre la ejecución de los mismos, como tambien para llevar a cabo gestiones de financiación y preparar diseños y pliegos de condiciones para las primeras licitaciones, se requeriría un periodo de cuatro a seis años a partir de principios de 1975, de acuerdo con el proyecto. Lo anterior fija los primeros meses de 1979 como la fecha más proxima para la iniciación de la construcción.

4. Para cada uno de los proyectos se preparó un programa de construcción de obras civiles y de fabricación y montaje de equipos, con base en el cual y a partir de enero de 1979 se

determinó la fecha más probable para la entrada en operación de las primeras unidades de los mismos. Para la elaboración de estos programas de construcción se utilizaron los criterios generales que se mencionan más adelante en este capítulo.

5. Con base en lo anterior, se llegó a la conclusión de que los únicos proyectos que podrían entrar a principios de 1985 serían los de Nechí y Cañafisto, y que la fecha más próxima para la entrada en servicio de los proyectos de Farallones, Ituango y Apaví sería en 1986.

XIII. 3 SECUENCIAS ANALIZADAS

Dadas las limitantes de orden práctico en cuanto al tiempo de construcción de algunos de los proyectos, aunadas a las limitantes de tipo económico que tiene la central de Xarrapa, no es necesario estudiar todas las combinaciones teóricas de secuencias, y por tanto el análisis se limitó a nueve casos, que se consideran los más representativos. Puesto que sólo las centrales de Nechí y Cañafisto podrían entrar en operación a principios de 1985, todas las secuencias consideran en primer término una de estas plantas. Además, es lógico que estos dos proyectos, por ser más pequeños y tener menores costos globales que los restantes, sean considerados en primer término. La planta de Xarrapa, por sus características de planta no económicamente instalable en el momento actual, se tomó en todas las secuencias como la última central que entraría en operación. Finalmente, dadas las características extremadamente favorables del proyecto de Ituango, se consideró que no debería ser de las últimas centrales en ninguna de las secuencias, y esto se comprobó posteriormente al hacer el análisis de las mismas. Por lo tanto, las secuencias analizadas fueron las siguientes:

Secuencia No.	Orden de construcción de los proyectos					
1	NE	CÑ	IT	FA	AP	XA
2	CÑ	NE	FA	IT	AP	XA
3	NE	IT	CÑ	FA	AP	XA
4	NE	IT	FA	CÑ	AP	XA
5	NE	AP	CÑ	IT	FA	XA
6	NE	AP	IT	CÑ	FA	XA
7	NE	CÑ	IT	AP	FA	XA
8	CÑ	NE	IT	AP	FA	XA
9	NE	FA	IT	CÑ	AP	XA

Explicación de las abreviaturas en el cuadro anterior:

NE	Nechí	AP	Apaví
CÑ	Cañafisto	FA	Farallones
IT	Ituango	XA	Xarrapa

Conviene anotar que las secuencias anteriores se refieren a la terminación de las respectivas presas y a la instalación inicial de las unidades generadoras, ya que el montaje del resto de unidades se hace gradualmente en etapas posteriores, a medida que se afirma la capacidad.

Las fechas en que entrarían estos proyectos y sus diferentes unidades se muestran en forma detallada en las Figuras No. XIII-1 a XIII-9.

XIII. 4 BASES ADOPTADAS PARA LA COMPARACION ECONOMICA DE LAS SECUENCIAS

Básicamente, la comparación de las diferentes secuencias se hizo de acuerdo con el "valor presente", o valor descontado de los desembolsos anuales requeridos para la ejecución del desarrollo total para cada una de las secuencias analizadas. El "valor presente", o costo capitalizado, se calculó para tres tasas diferentes de interés, entre 8% y 15%, habiéndose encontrado que la tasa de interés no cambia el orden relativo de las secuencias, por lo que en este informe sólo se presentan los datos correspondientes al análisis para una tasa de descuento del 12%. Para la comparación de secuencias se utilizaron precios a nivel de mediados de 1974, sin tener en cuenta costos financieros, ni efectos de devaluación. El valor presente de las diferentes secuencias de construcción se calculó para el año de 1978, o sea un año antes de iniciar la construcción de los diferentes proyectos.

Para estimar el monto de las inversiones anuales se prepararon programas de construcción para cada una de las centrales, teniendo en cuenta los tiempos requeridos para construcción de vías de acceso y campamentos, licitación y adjudicación de los contratos para obras civiles y equipos, y ejecución de las obras con base en ratas de producción normalmente alcanzables. Cuando un proyecto tiene varias etapas de construcción, que es el caso general para la mayoría de las secuencias, se buscó aplazar al

máximo las inversiones que pueden ser diferidas, especialmente en lo relacionado con conducciones, casas de máquinas y equipos de generación. Sin embargo, en casos especiales como la central subterránea de Ituango se consideró la excavación completa de la caverna desde la primera etapa de construcción, aplazando para etapas posteriores parte de los concretos, la instalación de los equipos adicionales y parte de los túneles. Para las centrales de superficie se consideró la construcción parcial de éstas, con ampliaciones posteriores. Para la elaboración de los programas de construcción se tuvieron en cuenta los siguientes criterios básicos:

a. Las unidades de cada central entrarán en grupos de a dos, con intervalo mínimo de cuatro meses entre cada par de unidades.

b. Puesto que posiblemente los equipos se adquirirán con financiación de proveedores, se consideró un plazo de un año para la licitación, adjudicación y formalización de los respectivos contratos. Para la fabricación de los equipos principales se adoptó un período mínimo de dos años y medio, con excepción de los equipos para la planta de Nechí que podrían fabricarse en dos años. Para el montaje y prueba de las unidades se adoptó un período de veinte meses, discriminado así: dos meses para las vigas grúa, ocho meses para montaje de turbina y diez meses para montaje de generador.

c. Para la licitación, adjudicación e iniciación de los trabajos de obras civiles se estimó necesario un período de nueve meses.

d. En general, la ruta crítica para construcción de los varios proyectos está controlada inicialmente por las vías de acceso y por las obras requeridas para sustituir carreteras y obras existentes antes de hacer la desviación del río. Más adelante, la construcción de las presas normalmente constituye la ruta crítica para entrada en servicio de de los proyectos, pues en general las centrales están por fuera de la ruta crítica.

e. Para el cálculo de los desembolsos anuales, se supuso que los contratos de construcción de obras civiles tendrían un pago anticipado de 5%, correspondiente a gastos de movilización, y que el resto sería pagado mensualmente

con base en la obra ejecutada de acuerdo con los programas previstos. Para el suministro y montaje de equipos se supuso un pago inicial de 15%, un pago de 75% al despacho y un pago de 10% a la entrada en servicio.

XIII. 5 DESEMBOLSOS ANUALES

Con base en lo indicado anteriormente, para cada una de las nueve secuencias estudiadas se calcularon los desembolsos anuales, que se resumen en las Tablas Nos. XIII-1 a XIII-9. En estas tablas aparecen las inversiones anuales requeridas para la construcción de cada uno de los proyectos durante el período 1978-1993, como también las inversiones anuales totales para cada secuencia, y los valores acumulados de dichas inversiones.

En la Tabla No. XIII-10, página XIII-18 se presenta un resumen del "valor presente" de las nueve secuencias estudiadas, ordenadas por valores ascendentes a partir de la más económica, y en la Tabla No. XIII-11 se presenta un resumen comparativo de las inversiones anuales requeridas para la construcción de las cuatro secuencias más favorables.

XIII. 6 ANALISIS COMPARATIVO DE LAS SECUENCIAS

Un análisis de la Tabla No. XIII-10, página XIII-18, muestra que las secuencias más convenientes desde el punto de vista de costo son las que se inician con la construcción de la planta de Nechí, seguida de Cañafisto o Apaví, y como tercer proyecto el de Ituango (Secuencias 7, 6 y 1). Entre éstas, la más ventajosa a su vez es la secuencia No. 7, con el siguiente orden de construcción de plantas:

Nechí
Cañafisto
Ituango
Apaví
Farallones
Xarrapa

De construir la central de Cañafisto antes de Nechí aumentarían los costos globales del proyecto, como puede verse al comparar las secuencias 7 y 8, en las cuales se invierte el orden de

construcción de estos dos proyectos. Por otra parte, construir un proyecto diferente al de Cañafisto como segundo de la serie, implicaría un mayor costo para el desarrollo, como puede deducirse de la comparación de la secuencia No. 7 con las número 6, 3 y 9.

El adelantar Ituango para que éste sea el segundo proyecto de la serie resultaría en mayores costos para el desarrollo global, como puede observarse al analizar en la Tabla XIII-10 los valores presentes de las secuencias 3 y 4 en comparación con la No. 7. Aplazar a Ituango para que este sea el cuarto proyecto resultaría también en mayores costos, como puede apreciarse al comparar en la Tabla XIII-10 la secuencia 6 con la secuencia 5, que sólo difieren en el orden relativo de los proyectos de Ituango y Cañafisto.

También es claro en la Tabla No. XIII-10 que como cuarto proyecto el más conveniente sería Apaví, pues construir a Farallones con anterioridad a Apaví implicaría un mayor valor presente de las inversiones, como puede observarse al comparar las secuencias 7 y 1, que solo difieren entre sí en el orden relativo de los proyectos de Apaví y Farallones. Además, en la misma tabla puede apreciarse que mientras más se adelante el proyecto de Farallones mayor sería el valor presente de las inversiones requeridas para el desarrollo de los proyectos del Cauca (Secuencias 4 y 9).

XIII. 7 ANALISIS COMPLEMENTARIO PARA LA SELECCION DE LAS MEJORES SECUENCIAS DE CONSTRUCCION

Puesto que la capacidad instalada durante cada año del período 1985-1994 varía para las diferentes secuencias, es lógico pensar que la energía secundaria que podrían general las plantas del Cauca sea diferente para las varias secuencias, por lo menos hasta cuando se complete la instalación total del desarrollo. Además, como para la fecha de entrada de las plantas del Cauca indudablemente estará en operación la interconexión eléctrica con la Costa Atlántica, será posible ahorrar combustible en las centrales térmicas mediante la utilización de la energía secundaria de estos proyectos, en la medida en que la magnitud de la energía secundaria no exceda la capacidad térmica instalada.

TABLA XIII - 1

SECUENCIA 1

INVERSIONES Y VALOR PRESENTE

(Millones de pesos)

PROYECTO	AÑOS															COSTO TOTAL
	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	
Xarrapa									259	485	917	1.264	1.812	928	49	5.714
Farallones					746	1.644	1.931	1.944	2.121	2.763	2.432	594	721	457	67	15.420
Cañafisto	230	644	1.070	1.659	2.522	2.999	1.261	405	511	935	112					12.348
Ituango		186	1.149	580	2.118	3.102	3.783	4.233	2.035	1.248	1.517	775	154			20.880
Apaví					87	156	838	1.736	1.985	2.657	3.971	2.767	802	615	195	15.809
Nechi	114	318	1.429	1.561	1.957	1.218	112									6.709
Inversión Anual Total	344	1.148	3.648	3.800	7.430	9.119	7.925	8.318	6.911	8.088	8.949	5.400	3.489	2.000	311	
Inversión Anual Acumulada	344	1.492	5.140	8.940	16.370	25.489	33.414	41.732	48.643	56.731	65.680	71.080	74.569	76.569	76.880	
Valor presente de la Inversión Anual (+)	274	817	2.318	2.156	3.764	4.125	3.201	2.999	2.225	2.325	2.297	1.238	714	365	51	
Valor Presente Acumulado	274	1.091	3.409	5.565	9.329	13.454	16.655	19.654	21.879	24.204	26.501	27.739	28.453	28.818	28.869	

(+) El valor presente se ha calculado para el año 1978 con base en una tasa de descuento de 12% anual.

TABLA XIII - 2

SECUENCIA 2

INVERSIONES Y VALOR PRESENTE

(Millones de pesos)

PROYECTO	AÑOS															COSTO TOTAL
	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	
Xarrapa									259	485	917	1.264	1.812	928	49	5.714
Farallones		746	1.644	1.931	1.944	2.121	2.763	2.156	292	447	723	566	87			15.420
Cañafisto		470	1.779	2.340	3.039	2.795	507	817	531	70						12.348
Ituango				565	779	1.091	3.095	3.599	4.928	3.382	1.035	1.009	1.253	144		20.880
Apaví					87	156	838	1.186	1.899	2.140	3.833	3.479	949	1.078	164	15.809
Nechí		114	318	1.429	1.561	1.957	1.218	112								6.709
Inversión Anual Total		1.330	3.741	6.265	7.410	8.120	8.421	7.870	7.909	6.524	6.508	6.318	4.101	2.150	213	
Inversión Anual Acumulada		1.330	5.071	11.336	18.746	26.866	35.287	43.157	51.066	57.590	64.098	70.416	74.517	76.667	76.880	
Valor Presente de la Inversión Anual(+)		947	2.377	3.555	3.754	3.673	3.401	2.838	2.547	1.876	1.670	1.448	839	393	35	
Valor Presente Acumulado		947	3.324	6.879	10.633	14.306	17.707	20.545	23.092	24.968	26.638	28.086	28.925	29.318	29.353	

(+) El valor presente se ha calculado para el año 1978 con base en una tasa de descuento de 12% anual.

TABLA XIII-3

SECUENCIA 3

INVERSIONES Y VALOR PRESENTE

(Millones de pesos)

PROYECTO	AÑOS															COSTO TOTAL
	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	
Xarrapa									259	485	917	1.264	1.812	928	49	5.714
Farallones			94	1.139	1.424	1.474	1.596	1.996	2.729	3.929	870	169				15.420
Cañafisto						456	1.633	2.088	3.712	2.451	1.514	407	87			12.348
Ituango	565	779	1.091	3.095	3.599	4.928	3.320	508	226	61	527	783	1.254	144		20.880
Apaví					87	156	838	1.736	1.985	2.657	3.971	2.767	802	615	195	15.809
Nechí	114	318	1.429	1.561	1.957	1.218	112									6.709
Inversión Anual Total	679	1.097	2.614	5.795	7.067	8.232	7.499	6.328	8.911	9.583	7.799	5.390	3.955	1.687	244	
Inversión Anual Acumulada	679	1.776	4.390	10.185	17.252	25.484	32.983	39.311	48.222	57.805	65.604	70.994	74.949	76.636	76.880	
Valor Presente de la Inversión Anual(+)	541	781	1.661	3.288	3.580	3.723	3.029	2.282	2.869	2.755	2.002	1.235	809	308	40	
Valor Presente Acumulado	541	1.322	2.983	6.271	9.851	13.574	16.603	18.885	21.754	24.509	26.511	27.746	28.555	28.863	28.903	

(+) El valor presente se ha calculado para el año 1978 con base en una tasa de descuento de 12% anual.

TABLA XIII-4

SECUENCIA 4

INVERSIONES Y VALOR PRESENTE

(Millones de pesos)

PROYECTO	AÑOS															COSTO TOTAL
	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	
Xarrapa									259	485	917	1.264	1.812	928	49	5.714
Farallones				746	1.644	1.970	2.207	2.480	3.426	2.730	48	169				15.420
Cañafisto					230	644	1.181	2.662	2.892	3.073	1.456	36	174			12.348
Ituango	565	779	1.091	3.095	3.599	4.928	3.320	508	226	61	527	783	1.254	144		20.880
Apaví					87	156	838	1.736	1.985	2.657	3.971	2.767	802	615	195	15.809
Nechí	114	318	1.429	1.561	1.957	1.218	112									6.709
Inversión Anual Total	679	1.097	2.520	5.402	7.517	8.916	7.658	7.386	8.788	9.006	6.919	5.019	4.042	1.687	244	
Inversión Anual Acumulada	679	1.776	4.296	9.698	17.215	26.131	33.789	41.175	49.963	58.969	65.888	70.907	74.949	76.636	76.880	
Valor Presente de la Inversión Anual(+)	541	781	1.601	3.065	3.808	4.033	3.093	2.663	2.830	2.589	1.776	1.150	827	308	40	
Valor Presente Acumulado	541	1.322	2.923	5.988	9.796	13.829	16.922	19.585	22.415	25.004	26.780	27.930	28.757	29.065	29.105	

(+) El valor presente se ha calculado para el año 1978 con base en una tasa de descuento de 12% anual.

TABLA XIII - 5

SECUENCIA 5

INVERSIONES Y VALOR PRESENTE

(Millones de pesos)

PROYECTO	AÑOS																COSTO TOTAL
	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	
Xarrapa										259	485	917	1.264	1.812	928	49	5.714
Farallones						94	1.139	1.424	1.610	1.550	1.576	3.093	2.925	1.450	491	68	15.420
Cañafisto					230	1.064	1.668	2.481	2.726	1.226	87	381	423	1.242	715	105	12.348
Ituango			93	562	733	528	1.769	2.931	3.862	4.850	2.537	735	1.322	855	103		20.880
Apaví	87	156	838	1.527	2.053	2.190	4.267	2.619	93	424	985	502	68				15.809
Nechí		114	318	1.429	1.561	1.957	1.218	112									6.709
Inversión Anual Total	87	270	1.249	3.518	4.577	5.833	10.061	9.567	8.291	8.309	5.670	5.628	6.002	5.359	2.237	222	
Inversión Anual Acumulada	87	357	1.606	5.124	9.701	15.534	25.595	35.162	43.453	51.762	57.432	63.060	69.062	74.421	76.658	76.880	
Valor presente de la Inversión Anual (+)	78	215	889	2.236	2.597	2.955	4.551	3.864	2.990	2.675	1.630	1.445	1.376	1.096	409	36	
Valor Presente Acumulado	78	293	1.182	3.418	6.015	8.970	13.521	17.385	20.375	23.050	24.680	26.125	27.501	28.597	29.006	29.042	

(+) El valor presente se ha calculado para el año 1978 con base en una tasa de descuento de 12 % anual.

TABLA XIII - 6

SECUENCIA 6

INVERSIONES Y VALOR PRESENTE

(Millones de pesos)

PROYECTO	AÑOS																COSTO TOTAL
	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	
Xarrapa										259	485	917	1.264	1.812	928	49	5.714
Farallones						94	1.139	1.424	1.610	1.550	1.576	3.093	2.925	1.450	491	68	15.420
Cañafisto								456	1.633	2.034	3.245	2.253	510	1.023	1.089	105	12.348
Ituango		93	152	1.143	528	1.678	2.886	3.525	4.387	2.524	1.184	2.028	601	151			20.880
Apaví	87	156	838	1.543	1.996	2.181	3.867	2.541	427	969	1.102	102					15.809
Nechí		114	318	1.429	1.561	1.957	1.218	112									6.709
Inversión Anual Total	87	363	1.308	4.115	4.085	5.910	9.110	8.058	8.057	7.336	7.592	8.393	5.300	4.436	2.508	222	
Inversión Anual Acumulada	87	450	1.758	5.873	9.958	15.868	24.978	33.036	41.093	48.429	56.021	64.414	69.714	74.150	76.658	76.880	
Valor Presente de la Inversión Anual (+)	78	289	931	2.615	2.318	2.994	4.120	3.255	2.905	2.362	2.183	2.154	1.215	908	458	36	
Valor Presente Acumulado	78	367	1.298	3.913	6.231	9.225	13.345	16.600	19.505	21.867	24.050	26.204	27.419	28.327	28.785	28.821	

(+) El valor presente se ha calculado para el año 1978 con base en una tasa de descuento de 12% anual.

TABLA XIII - 7

SECUENCIA 7

INVERSIONES Y VALOR PRESENTE
(Millones de pesos)

PROYECTO	AÑOS															COSTO TOTAL
	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	
Xarrapa									259	485	917	1.264	1.812	928	49	5.714
Farallones					94	1.139	1.424	1.474	1.596	1.996	2.729	3.929	870	169		15.420
Cañafisto	230	644	1.070	1.659	2.522	2.999	1.261	405	511	935	112					12.348
Ituango		186	1.149	580	2.118	3.102	3.783	4.233	2.035	1.248	1.517	775	154			20.880
Apaví				87	156	838	1.667	1.909	2.756	4.221	1.599	403	969	1.102	102	15.809
Nechí	114	318	1.429	1.561	1.957	1.218	112									6.709
Inversión Anual Total	344	1.148	3.648	3.887	6.847	9.296	8.247	8.021	7.157	8.885	6.874	6.371	3.805	2.199	151	
Inversión Anual Acumulada	344	1.492	5.140	9.027	15.874	25.170	33.417	41.438	48.595	57.480	64.354	70.725	74.530	76.729	76.880	
Valor presente de la Inversión Anual (+)	274	817	2.318	2.205	3.469	4.205	3.331	2.892	2.305	2.554	1.765	1.460	778	402	25	
Valor Presente Acumulado	274	1.091	3.409	5.614	9.083	13.288	16.619	19.511	21.816	24.370	26.135	27.595	28.373	28.775	28.800	

(+) El valor presente se ha calculado para el año 1978 con base en una tasa de descuento de 12% anual.

TABLA XIII-8

SECUENCIA 8

INVERSIONES Y VALOR PRESENTE

(Millones de pesos)

PROYECTO	AÑOS															COSTO TOTAL
	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	
Xarrapa									259	485	917	1.264	1.812	928	49	5.714
Farallones					94	1.139	1.424	1.474	1.596	1.996	2.729	3.929	870	169		15.420
Cañafisto		470	1.779	2.340	3.039	2.610	468	246	978	360	58					12.348
Ituango		187	1.167	1.082	3.125	3.426	5.006	2.925	1.017	830	1.307	654	154			20.880
Apaví				87	156	838	1.667	1.909	2.756	4.221	1.599	403	969	1.102	102	15.809
Nechí		114	137	1.236	1.578	1.676	1.723	245								6.709
Inversión Anual Total		771	3.083	4.745	7.992	9.689	10.288	6.799	6.606	7.892	6.610	6.250	3.805	2.199	151	
Inversión Anual Acumulada		771	3.854	8.599	16.591	26.280	36.568	43.367	49.973	57.865	64.475	70.725	74.530	76.729	76.880	
Valor Presente de la Inversión Anual (+)		549	1.959	2.692	4.049	4.382	4.155	2.452	2.127	2.269	1.697	1.432	779	402	25	
Valor Presente Acumulado		549	2.508	5.200	9.249	13.631	17.786	20.238	22.365	24.634	26.331	27.763	28.542	28.944	28.969	

(+) El valor presente se ha calculado para el año 1978 con base en una tasa de descuento de 12% anual.

TABLA XIII - 9

SECUENCIA 9

INVERSIONES Y VALOR PRESENTE

(Millones de pesos)

PROYECTO	AÑOS															COSTO TOTAL
	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	
Xarrapa									259	485	917	1.264	1.812	928	49	5.714
Farallones	746	1.644	1.971	2.126	1.915	3.803	2.362	174		95	174	367	43			15.420
Cañafisto					230	644	1.181	2.662	2.892	3.073	1.456	36	174			12.348
Ituango			565	779	1.091	3.095	3.599	4.928	3.320	569	753	783	1.254	144		20.880
Apaví					87	156	838	1.736	1.985	2.657	3.971	2.767	802	615	195	15.809
Nechí	114	318	1.429	1.561	1.957	1.218	112									6.709
Inversión Anual Total	860	1.962	3.965	4.466	5.280	8.916	8.092	9.500	8.456	6.879	7.271	5.217	4.085	1.687	244	
Inversión Anual Acumulada	860	2.822	6.787	11.253	16.533	25.449	33.541	43.041	51.497	58.376	65.647	70.864	74.949	76.636	76.880	
Valor presente de la Inversión Anual (+)	686	1.397	2.520	2.534	2.675	4.033	3.268	3.426	2.723	1.978	1.866	1.196	836	308	40	
Valor Presente Acumulado	686	2.083	4.603	7.137	9.812	13.845	17.113	20.539	23.262	25.240	27.106	28.302	29.138	29.446	29.486	

(+) El valor presente se ha calculado para el año 1978 con base en una tasa de descuento de 12% anual.

TABLA XIII-10

VALOR PRESENTE DE LAS VARIAS SECUENCIAS DE CONSTRUCCION

Secuencia No.	Orden de construcción de los proyectos						Vr. presente(*) mill.pesos 12%
7	NE	CÑ	IT	AP	FA	XA	28.800
6	NE	AP	IT	CÑ	FA	XA	28.821
1	NE	CÑ	IT	FA	AP	XA	28.869
3	NE	IT	CÑ	FA	AP	XA	28.903
8	CÑ	NE	IT	AP	FA	XA	28.969
5	NE	AP	CÑ	IT	FA	XA	29.042
4	NE	IT	FA	CÑ	AP	XA	29.105
2	CÑ	NE	FA	IT	AP	XA	29.353
9	NE	FA	IT	CÑ	AP	XA	29.486

(*) Descontado al año de 1978

NE Nechí
AP Apaví
IT Ituango
CÑ Cañafisto
FA Farallones
XA Xarrapa

TABLA XIII-11

INVERSIONES ANUALES PARA LAS CUATRO SECUENCIAS MAS ECONOMICAS

(Millones de pesos)

SECUENCIA		1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
7	Inversión Anual		344	1.148	3.648	3.887	6.847	9.296	8.247	8.021	7.157	8.885	6.874	6.371	3.805	2.199	151
	Inversión Anual Acumulada		344	1.492	5.140	9.027	15.874	25.170	33.417	41.438	48.595	57.480	64.354	70.725	74.530	76.729	76.880
6	Inversión Anual	87	363	1.308	4.115	4.085	5.910	9.110	8.058	8.057	7.336	7.592	8.393	5.300	4.436	2.508	222
	Inversión Anual Acumulada	87	450	1.758	5.873	9.958	15.868	24.978	33.036	41.093	48.429	56.021	64.414	69.714	74.150	76.658	76.880
1	Inversión Anual		344	1.148	3.648	3.800	7.430	9.119	7.925	8.318	6.911	8.088	8.949	5.400	3.489	2.000	311
	Inversión Anual Acumulada		344	1.492	5.140	8.940	16.370	25.489	33.414	41.732	48.643	56.731	65.680	71.080	74.569	76.569	76.880
3	Inversión Anual		679	1.097	2.614	5.795	7.067	8.232	7.499	6.328	8.911	9.583	7.799	5.390	3.955	1.687	244
	Inversión Anual Acumulada		679	1.776	4.390	10.185	17.252	25.484	32.983	39.311	48.222	57.805	65.604	70.994	74.949	76.636	76.880

Por este motivo se utilizó como criterio adicional y complementario para la evaluación relativa de las secuencias, la mayor o menor generación de energía secundaria de las mismas durante el período de ejecución de la totalidad del desarrollo del cauce medio del río Cauca.

No es posible en el momento hacer una evaluación rigurosa de este beneficio, dadas las suposiciones que necesariamente se han tenido que hacer en este informe en cuanto a la demanda futura, las fechas de entrada de los proyectos del Cauca, y la manera como otras centrales podrían estar intercaladas con éstos, por lo que fue necesario introducir una serie de suposiciones y simplificaciones que se describen a continuación.

La generación de energía secundaria en las centrales del Cauca está íntimamente ligada a los caudales que tendrá el río en el período 1985-1994, los cuales a su vez son función del régimen hidrológico durante ese período, que naturalmente es aleatorio. Un análisis estocástico del régimen de caudales no se justifica en este momento con la información limitada de que se dispone, y suponer una repetición del ciclo hidrológico histórico no sería lógico para este tipo de análisis. Por tal motivo se supuso para el estudio, admitiendo que ello constituye una gran simplificación pero que permite juzgar un orden de magnitud de las ventajas relativas de las varias secuencias, un año típico teórico que tuviese en cada mes el promedio de los caudales mensuales para el respectivo mes de los 27 años del registro histórico. Se supuso además que este año teórico se repetiría durante cada uno de los años del período 1985-1994, esto es, se supuso un régimen hidrológico uniforme durante este lapso de 10 años. Se consideró además que la energía secundaria estaría constituída por la energía que se pudiese generar por sobre un factor mensual de carga para el sistema de 62%, con los caudales naturales del río y la capacidad instalada en cada año, limitada a un máximo de 90% de la capacidad nominal de las unidades en operación.

Con estas suposiciones, se hicieron corridas del modelo matemático para cada secuencia, habiéndose obtenido los siguientes valores de energía secundaria total generable por cada una de las secuencias entre 1985 y 1994.

Secuencia No.	Energía secundaria promedia para el período 1985-1994 MW continuos
1	740
2	768
3	741
4	738
5	736
6	744
7	740
8	793
9	724

Un análisis de las cifras anteriores muestra que las secuencias que producirían mayor cantidad de energía secundaria serían las número 2 y 8, que contemplan como primer proyecto el desarrollo hidroeléctrico de Cañafisto, en tanto que las demás secuencias, que se inician con la planta de Nechí, producen una energía secundaria promedia que poco varía entre sí. Lo anterior es una consecuencia directa del aporte, durante algo más de un año, de la mayor energía secundaria que puede producir la central de Cañafisto, por razón de la gran diferencia de caudales entre el río Cauca y el río Nechí. Sin embargo, la generación de energía secundaria por sí sola no puede utilizarse como criterio de evaluación de las secuencias, independientemente del "valor presente" de las inversiones requeridas para la construcción de las mismas, por lo que fue necesario hacer una evaluación del "valor presente" del costo del combustible que podría ahorrarse al sustituir generación térmica por energía secundaria de las plantas del Cauca, conjuntamente con el "valor presente" de las inversiones que requiere la construcción de éstas. A manera de simplificación se supuso que el ahorro sería en carbón, habiéndose adoptado un valor de 450 gramos de carbón como la economía en combustible por cada kilovatio-hora térmico que se deje de generar por sustitución de energía hidráulica. En este valor se considera el combustible necesario para mantener la planta caliente y generando en vacío a fin de que pueda tomar cargas sin demoras cuando el sistema lo requiera. Como existe una diferencia notable entre el precio local del carbón y su precio internacional, se utilizó para este análisis global un precio promedio del orden de 306 pesos colombianos (12 dólares de los Estados Unidos) por tonelada de carbón, puesto en las centrales térmicas.

Debe tenerse en cuenta, sin embargo, que como la capacidad térmica instalada en el país a mediados de la década del 80 será inferior a los 1500 MW, y no todas las centrales térmicas pueden dejar de generar cuando haya exceso de energía secundaria en el sistema, fue necesario limitar a 1000 MW la energía secundaria mensual utilizable de las plantas del Cauca, por lo menos durante el período 1985 a 1994. En esta forma, se obtuvieron los siguientes valores:

VALORES PRESENTES COMPARABLES
EN MILLONES DE PESOS

Secuencia No.	Vr presente de inversión en plantas del Cauca (1)	Vr presente menor consumo de combustible (2)	Valor neto (1) - (2)
8	28.969	2.270	26.699
7	28.800	2.031	26.769
6	28.821	2.038	26.783
1	28.869	2.031	26.838
3	28.903	2.054	26.849
5	29.042	2.010	27.032
4	29.105	2.043	27.062
2	29.353	2.185	27.168
9	29.486	1.983	27.503

Si se comparan estos resultados con los que se muestran en la Tabla XIII-10, página XIII-18, se observa que el mérito relativo de las diferentes secuencias tiene muy poca variación con el anteriormente establecido con base en el "valor presente" de las inversiones requeridas para la construcción de las plantas del Cauca o sea que la mayor o menor generación secundaria de las diferentes secuencias poco cambia el orden relativo que se había establecido para las mismas, excepto que la secuencia 8 resultaría ligeramente mejor que la 7. Sin embargo, la diferencia de "valor presente neto" entre ambas secuencias es de menos del 0,3% y la pequeña ventaja de la secuencia 8, debida a la mayor energía secundaria aportada por Cañafisto es de naturaleza aleatoria que por sí sola no justifica el mayor "valor presente" de

las inversiones requeridas para construir las plantas según la secuencia No. 8

XIII. 8 PROYECTOS PRIORITARIOS Y PROGRAMA DE NUEVOS ESTUDIOS

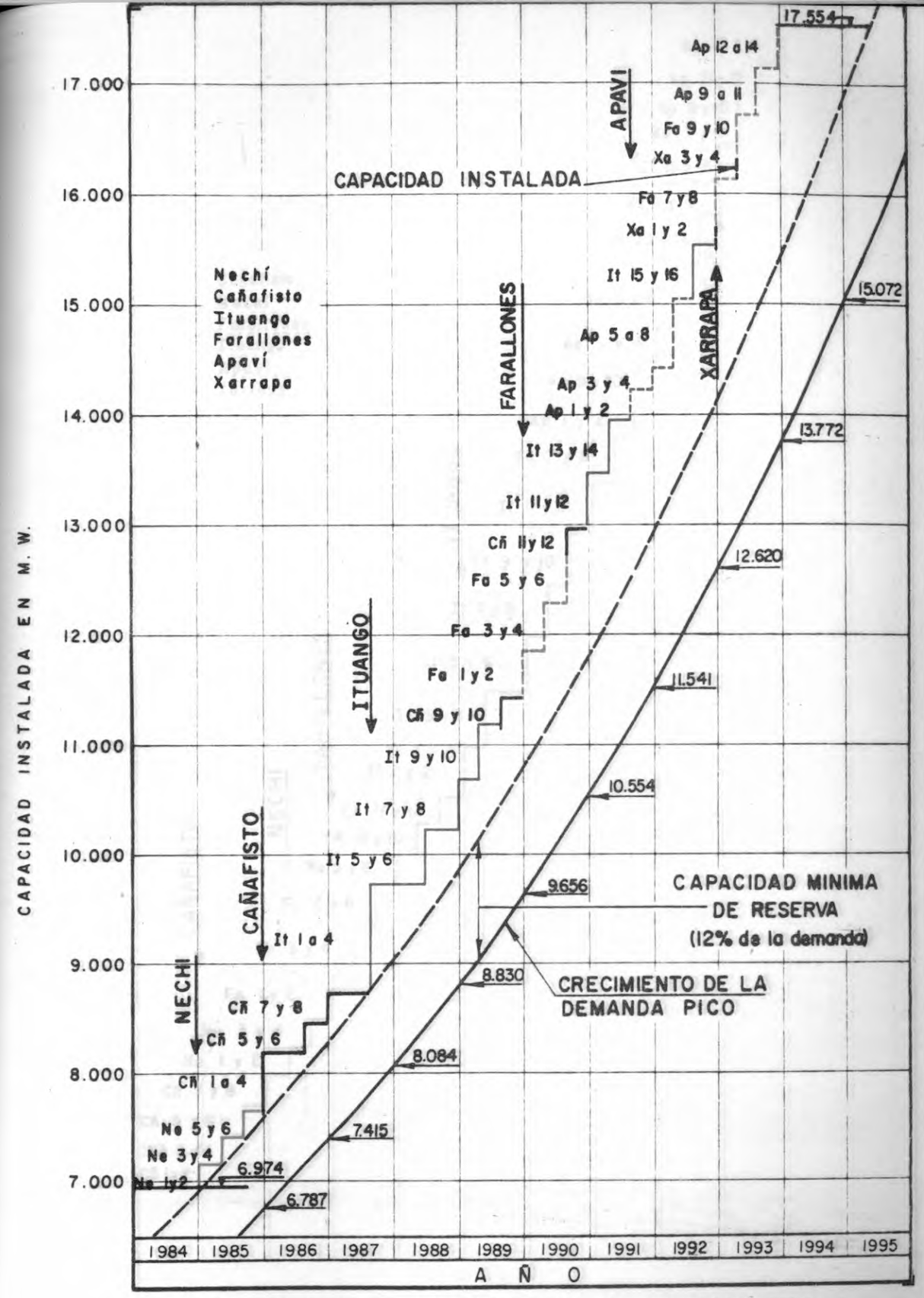
Aunque no existe una diferencia muy marcada entre los valores presentes de las inversiones requeridas para la construcción de las plantas del Cauca en diferentes secuencias, los estudios hechos hasta el presente permiten identificar como más ventajosa la que considera el siguiente orden de proyectos:

1. Nechí
2. Cañafisto
3. Ituango
4. Apaví
5. Farallones
6. Xarrapa

Con base en esta secuencia de construcción y teniendo en cuenta los tiempos requeridos para construcción y para adelantar estudios de factibilidad y la preparación de diseños y pliegos de condiciones para la construcción de las obras, se preparó un programa de estudios que se muestra en las Figuras XIII-10 y XIII-11, bajo el supuesto de que los primeros desarrollos del río Cauca deberán entrar en servicio a partir de principios de 1985. De acuerdo con estos programas será necesario iniciar los estudios de factibilidad para los proyectos de Nechí, Cañafisto e Ituango a principios de 1975 para que puedan entrar en las fechas programadas en este informe.

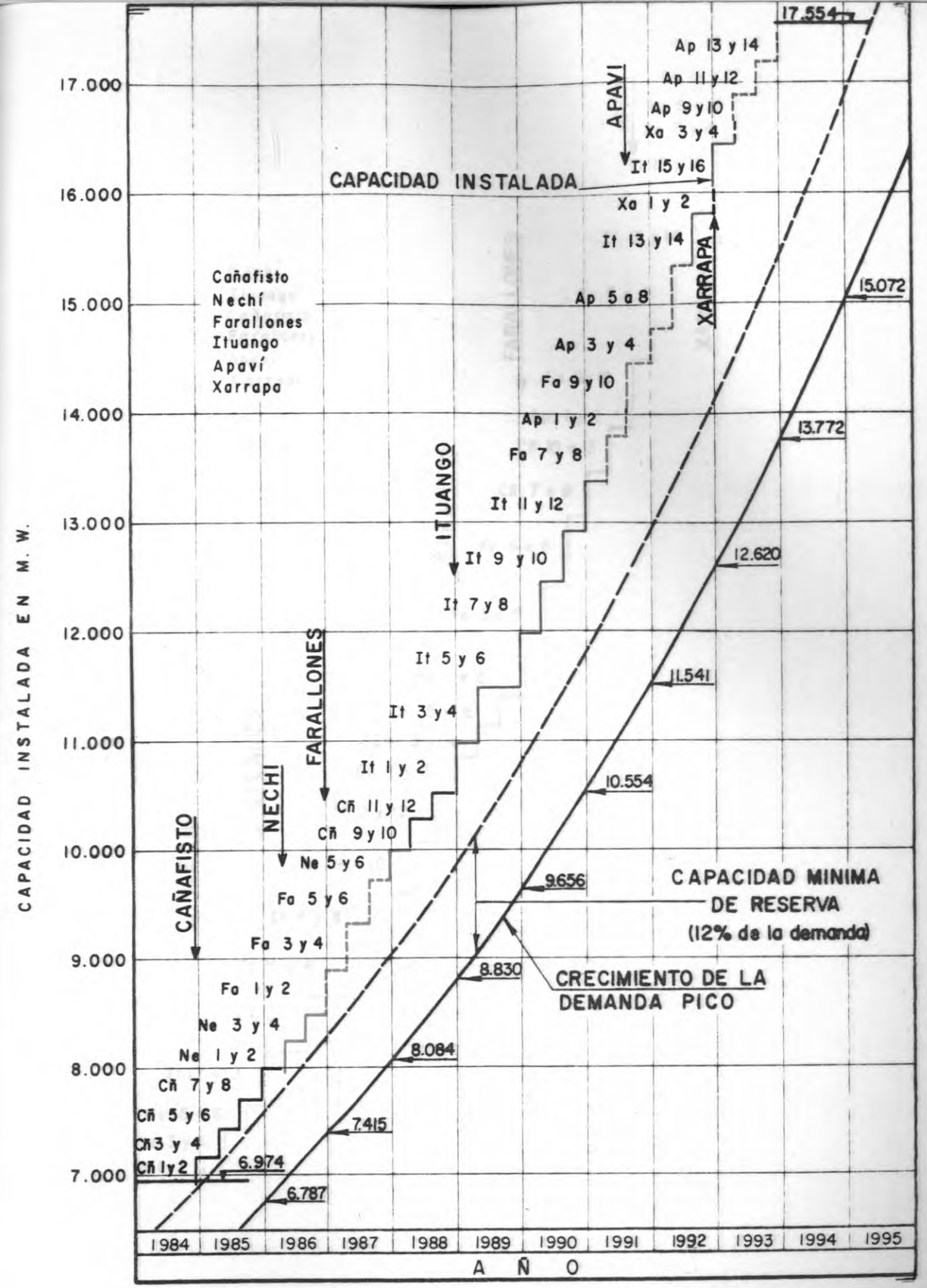
Por otra parte, es necesario tener en cuenta que la construcción de la planta de Nechí está íntimamente relacionada con la altura que se adopte para la presa de Apaví, ya que la cota de restitución del primero será el nivel normal del embalse de Apaví. En consecuencia, como aún existen algunas dudas sobre la factibilidad de construir una presa alta en Apaví, por razón de las zonas bajas en la periferia del embalse, cuyo volumen es aparentemente mayor que el que se había estimado con base en las restituciones existentes, a más de que es necesario definir si las fallas que existen en el sitio de la presa son activas o no, es conveniente profundizar los estudios de Apaví para establecer de una vez por todas

si se debe construir o no la presa alta, a fin de fijar la cota de restitución del proyecto de Nechí. Por lo tanto, paralelamente con los estudios que se recomiendan atrás será conveniente proceder con estos estudios adicionales para el proyecto de Apaví, aunque no será necesario llevarlos a nivel de factibilidad como para los proyectos anteriores.



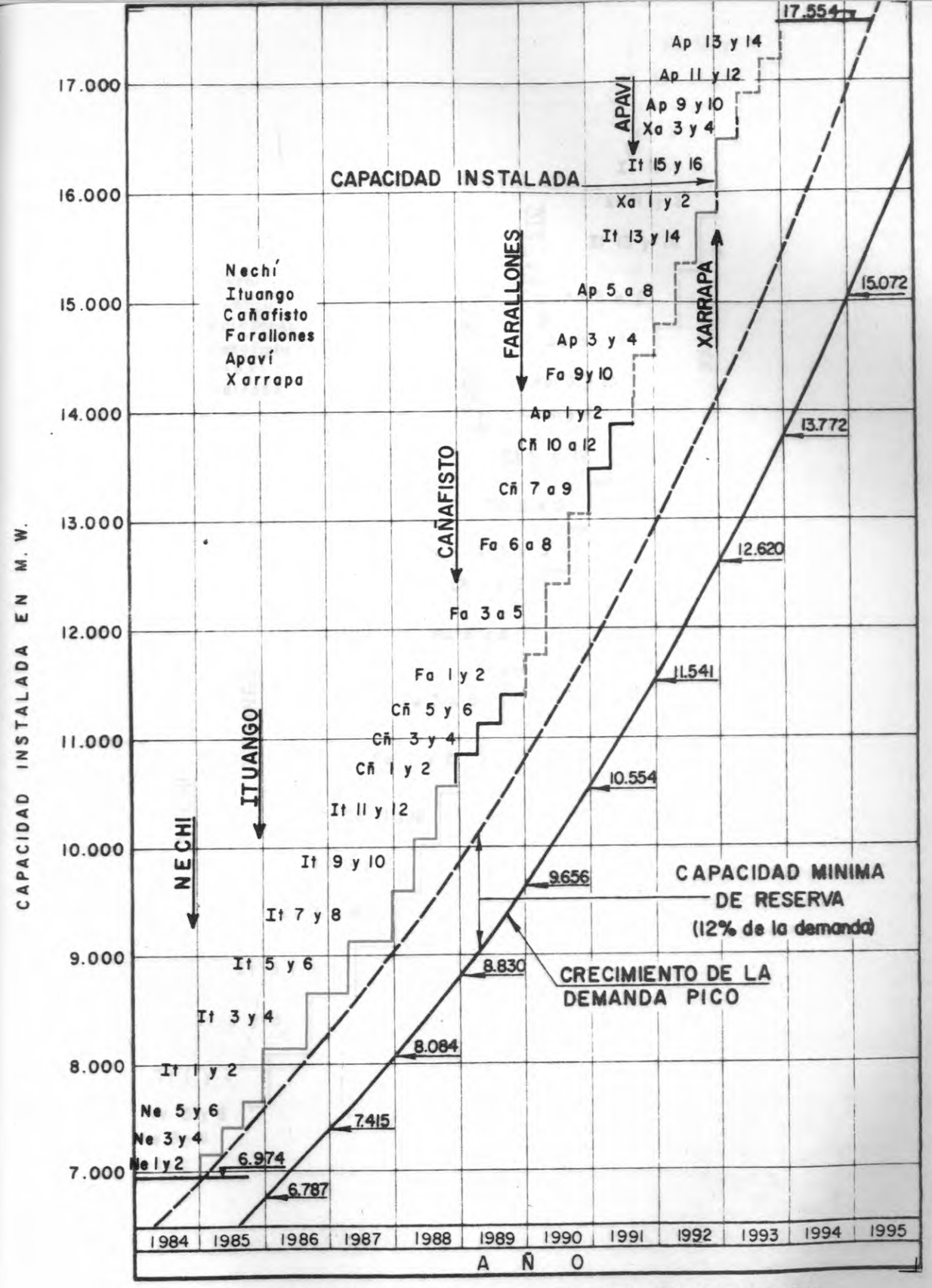
PROGRAMA DE INSTALACION DE CENTRALES

ALTERNATIVA 4 — SECUENCIA 1



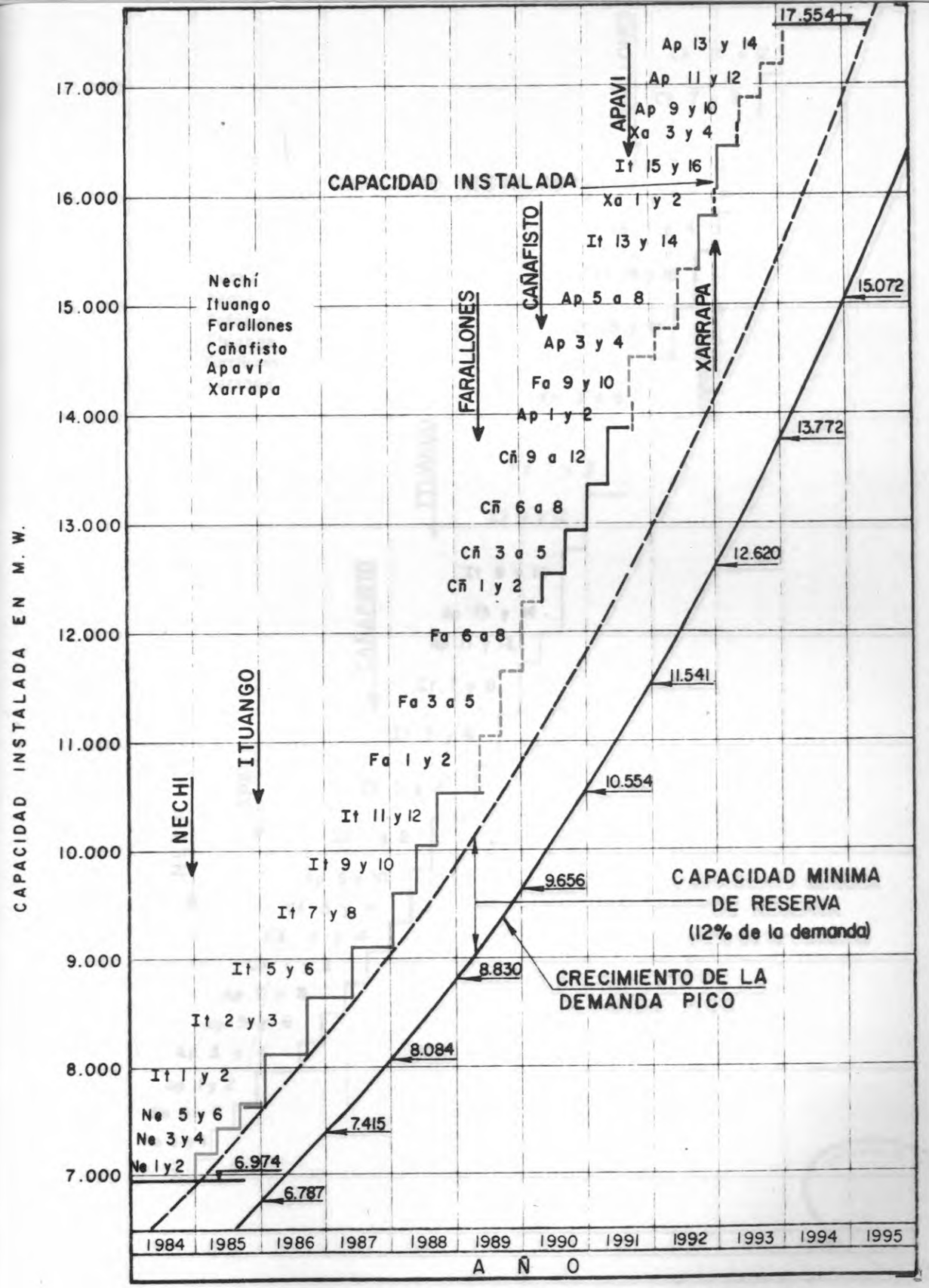
PROGRAMA DE INSTALACION DE CENTRALES

ALTERNATIVA 4 — SECUENCIA 2



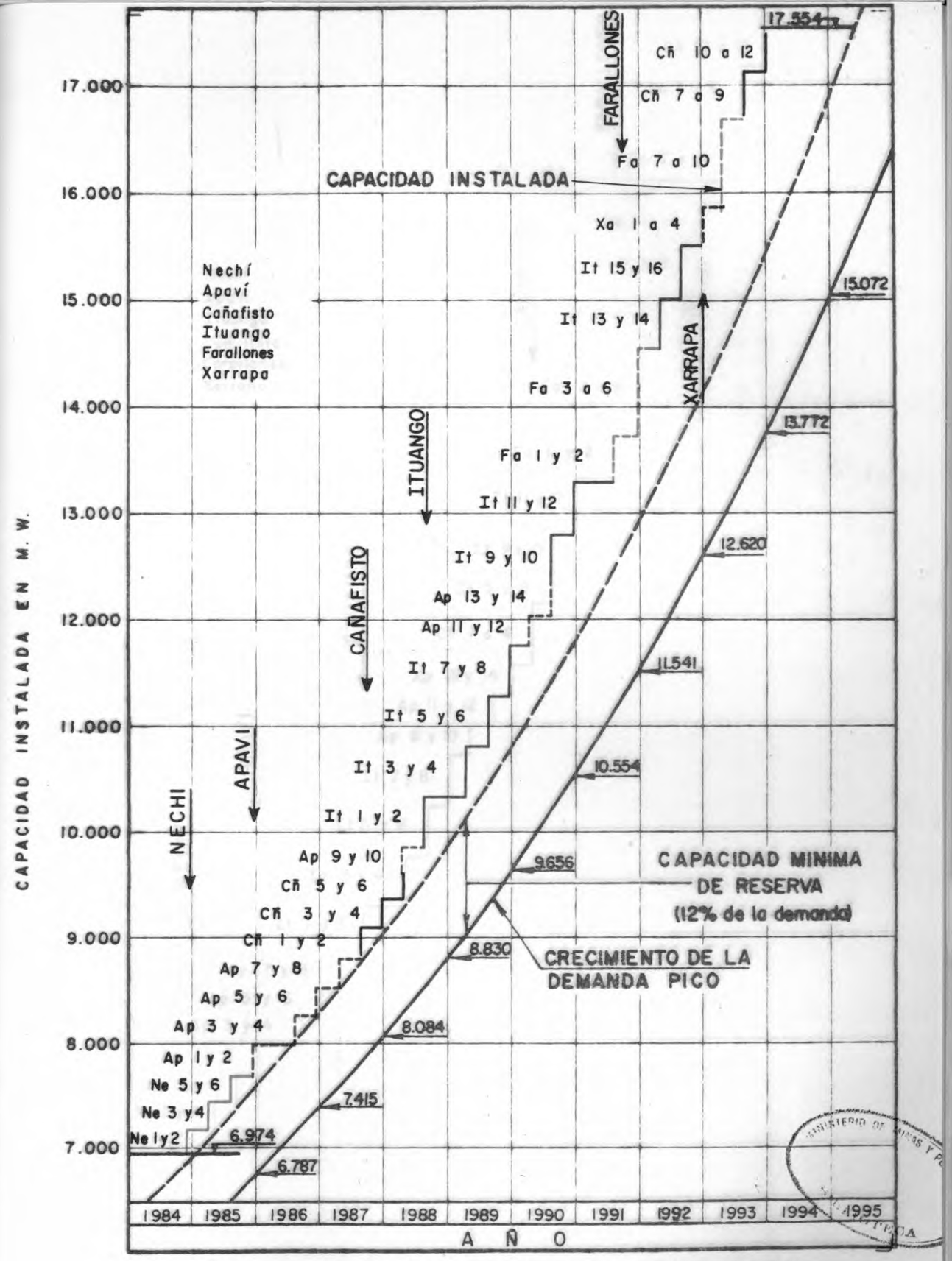
PROGRAMA DE INSTALACION DE CENTRALES

ALTERNATIVA 4 — SECUENCIA3



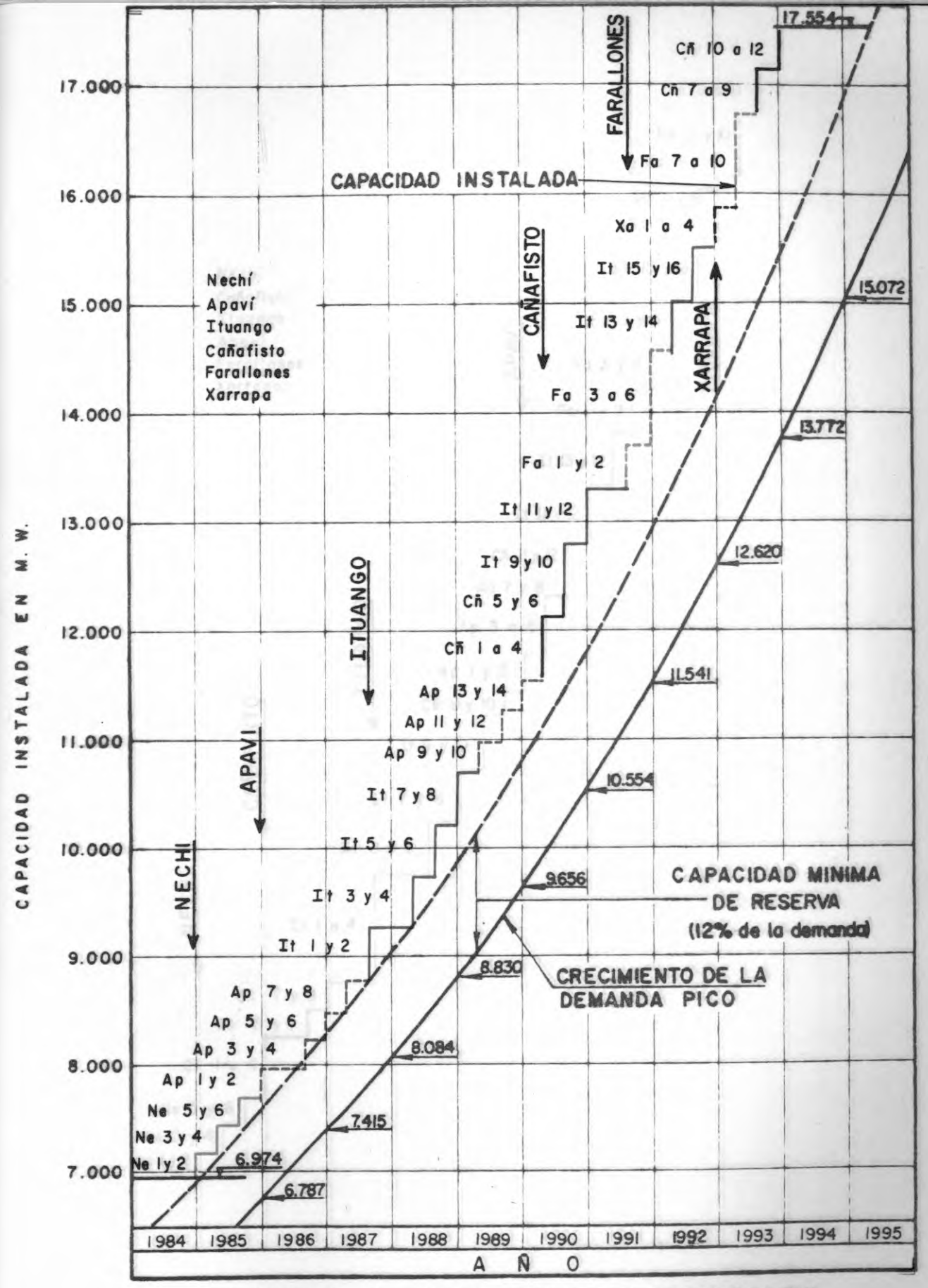
PROGRAMA DE INSTALACION DE CENTRALES

ALTERNATIVA 4 — SECUENCIA 4



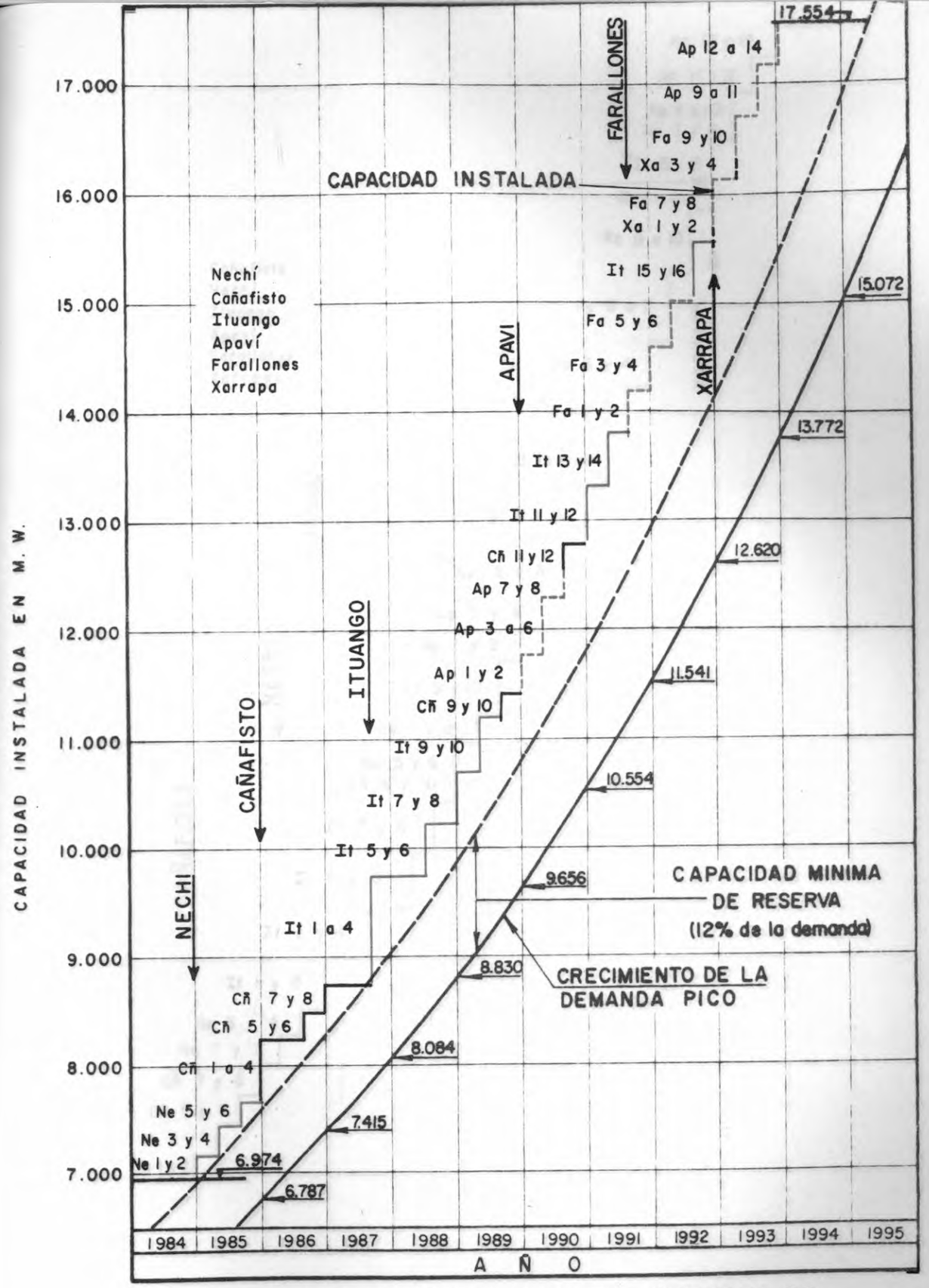
PROGRAMA DE INSTALACION DE CENTRALES

ALTERNATIVA 4 — SECUENCIA 5



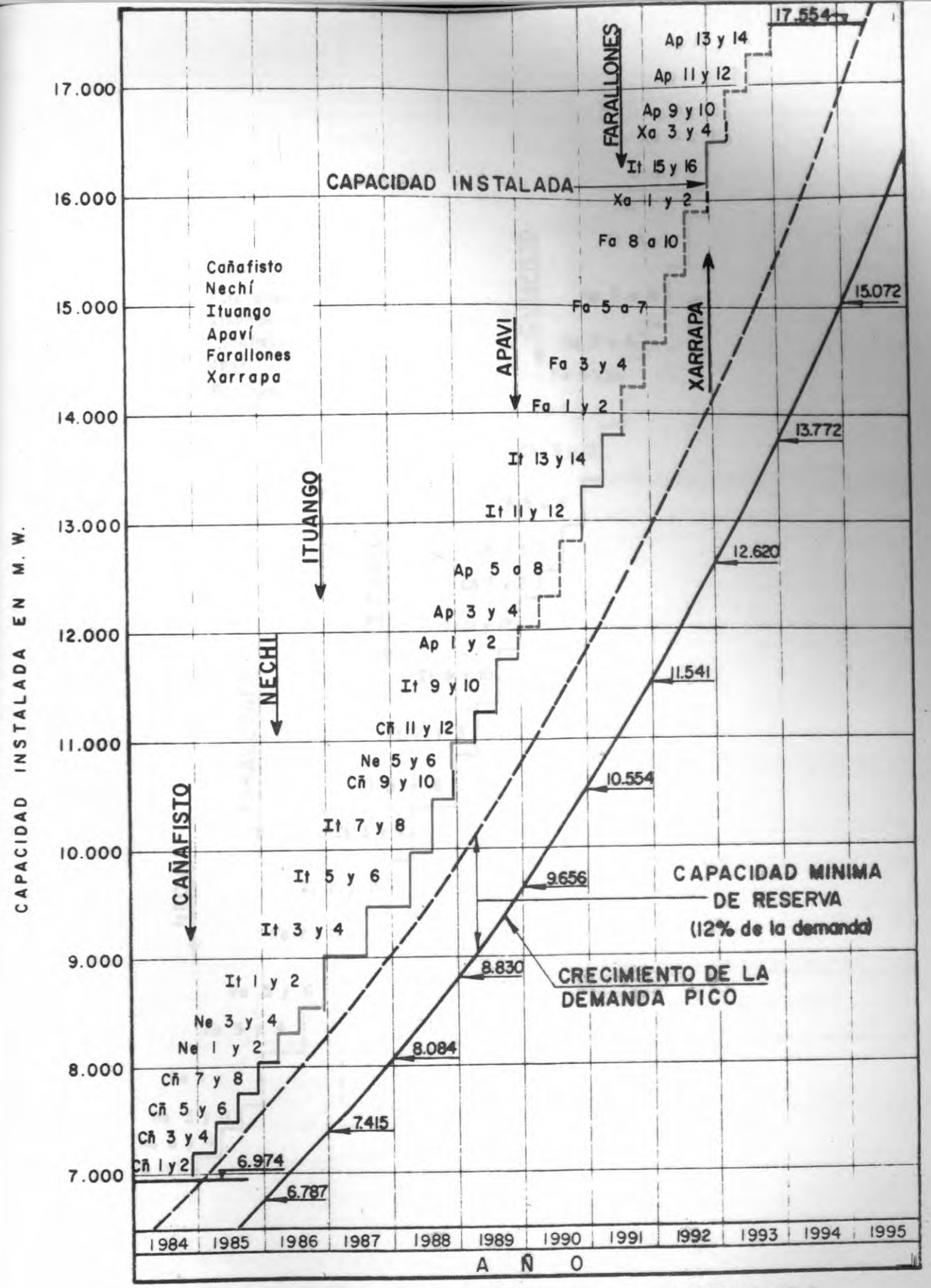
PROGRAMA DE INSTALACION DE CENTRALES

ALTERNATIVA 4 — SECUENCIA 6



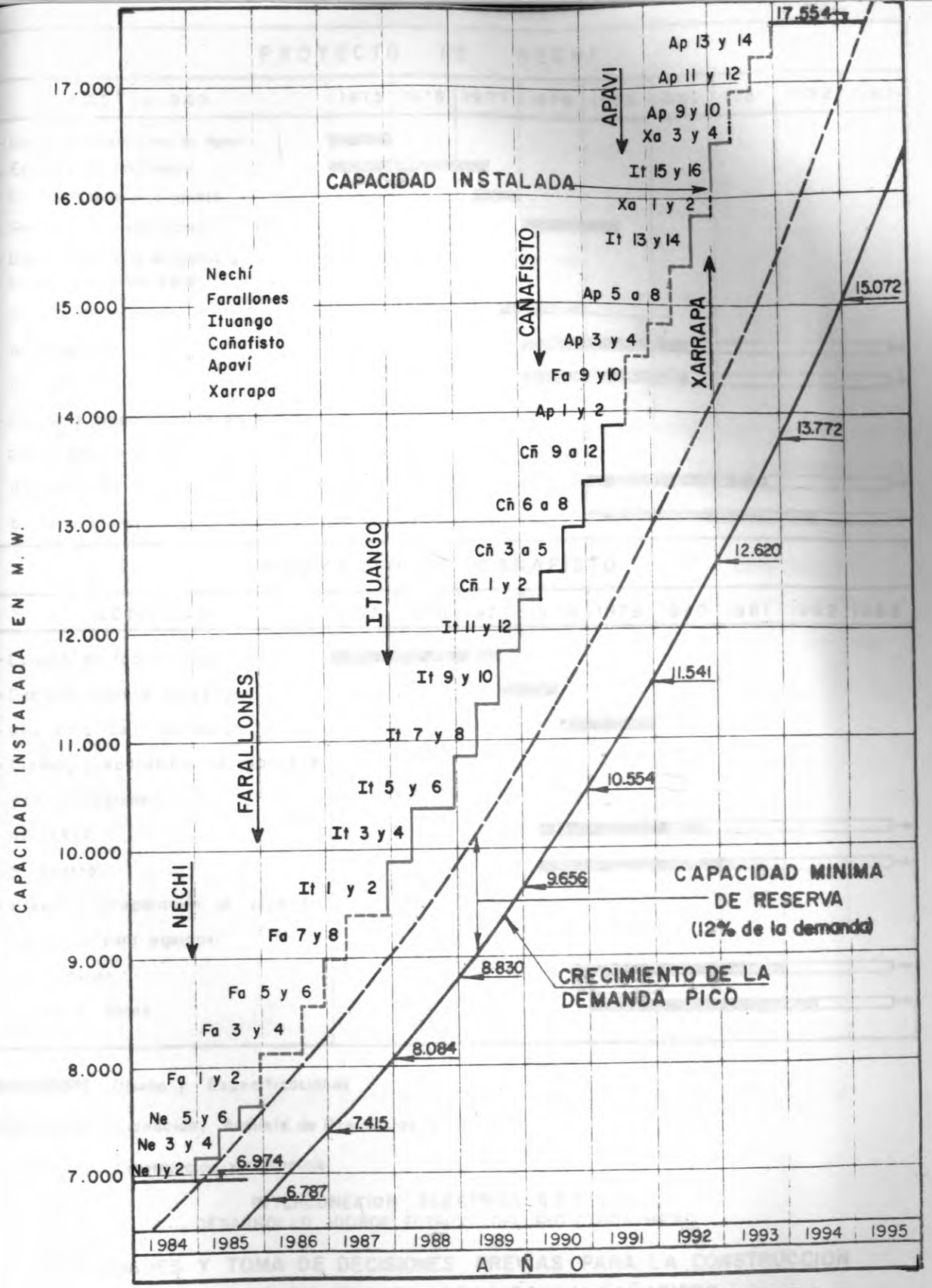
PROGRAMA DE INSTALACION DE CENTRALES

ALTERNATIVA 4 — SECUENCIA 7



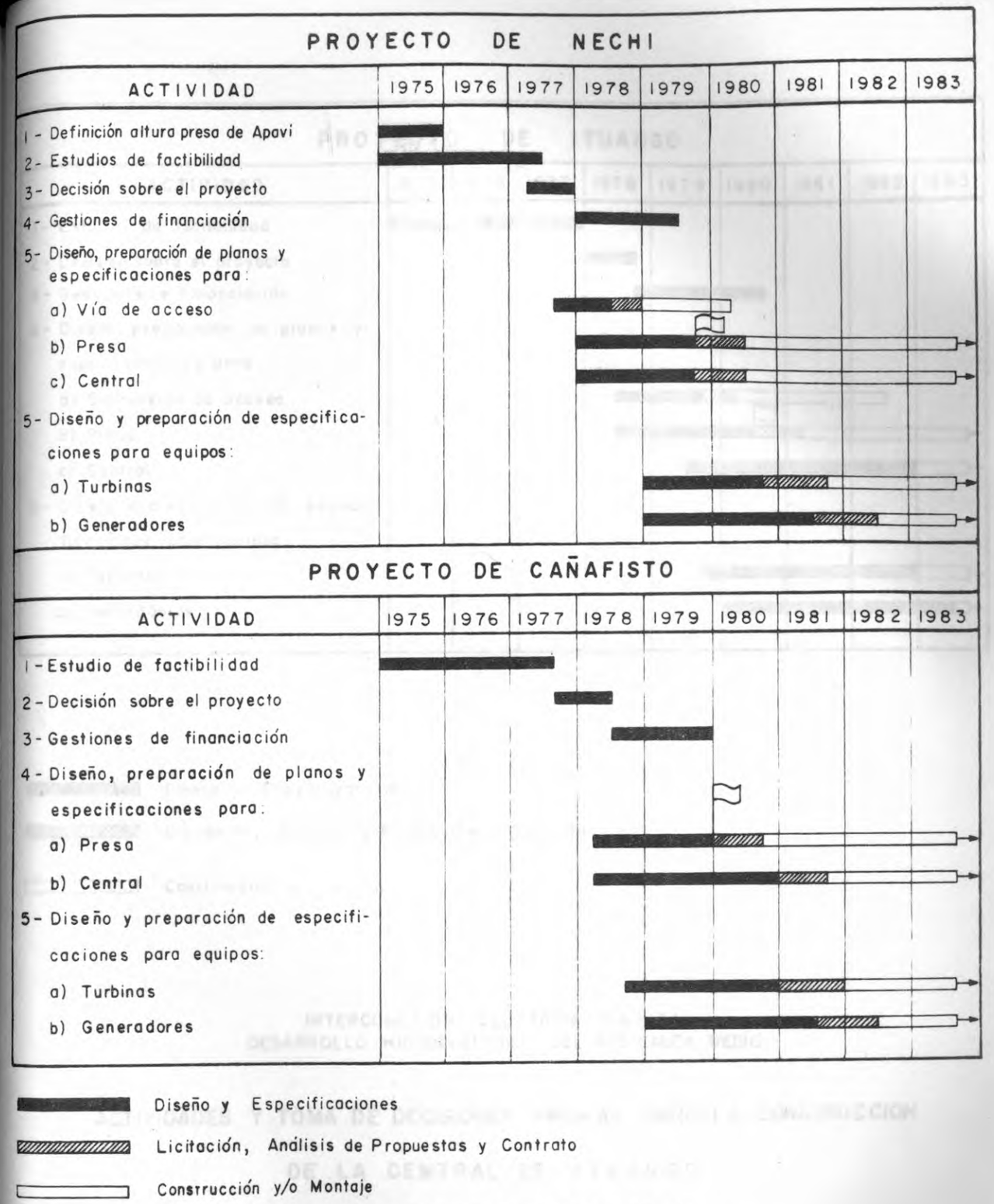
PROGRAMA DE INSTALACION DE CENTRALES

ALTERNATIVA 4 — SECUENCIA 8



PROGRAMA DE INSTALACION DE CENTRALES

ALTERNATIVA 4 — SECUENCIA 9



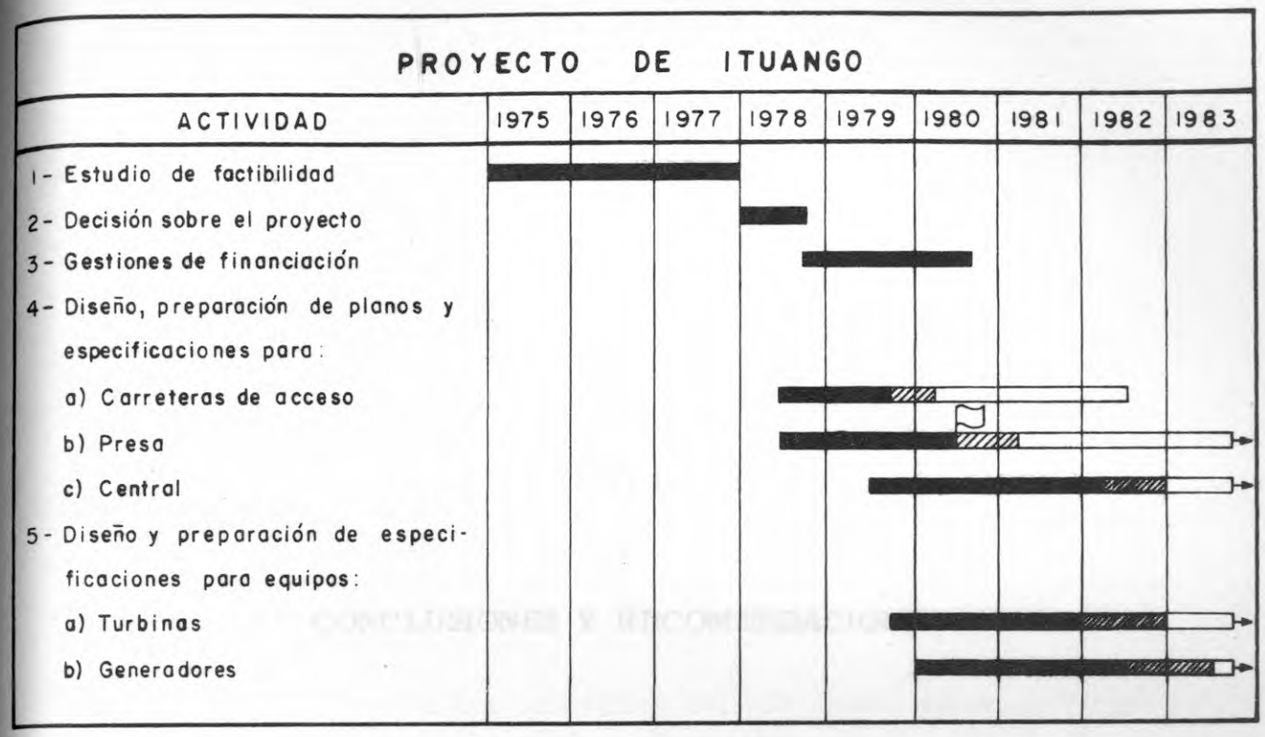
Diseño y Especificaciones

Licitación, Análisis de Propuestas y Contrato

Construcción y/o Montaje

INTERCONEXION ELECTRICA S.A (ISA)
DESARROLLO HIDROELECTRICO DEL RIO CAUCA MEDIO

ACTIVIDADES Y TOMA DE DECISIONES PREVIAS PARA LA CONSTRUCCION DE LAS CENTRALES DE NECHI Y CAÑAFISTO



Diseño y Especificaciones

Licitación, Análisis de Propuestas y Contrato

Construcción y/o Montaje

INTERCONEXION ELECTRICA S.A. (ISA)
DESARROLLO HIDROELECTRICO DEL RIO CAUCA MEDIO

ACTIVIDADES Y TOMA DE DECISIONES PREVIAS PARA LA CONSTRUCCION DE LA CENTRAL DE ITUANGO

CAPITULO XIV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CAPITULO XIV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

XIV.I CONCLUSIONES

Con base en el alcance limitado de este estudio, cuyo objetivo básico es la evaluación del potencial hidroeléctrico del río Cauca en su cauce medio y la formulación de recomendaciones sobre el orden de prioridad para continuar los estudios de los proyectos más ventajosos y de más próxima ejecución, puede concluirse lo siguiente:

1. El desarrollo hidroeléctrico del cauce medio del río Cauca es no solo técnica y económicamente factible, sino que constituye uno de los mejores recursos que tiene el pais para atender su crecimiento eléctrico a partir de 1985.

2. El desarrollo hidroeléctrico del río Cauca entre La Virginia y Tarazá, complementado con la desviación del río Nechí al Cauca, permitirá agregar al sistema eléctrico del pais una generación continua de 6080 MW, ó 53.3 miles de GWh por año, cuando haya suficiente integración termo-hidráulica para absorber la energía secundaria del sistema. Inicialmente, cuando la producción de energía de las plantas del río Cauca esté limitada por la curva de carga del sistema, la energía promedia que éstas aportarán será del orden de 5400 MW continuos, y este valor irá aumentando a medida que pueda absorberse más energía secundaria para sustitución de generación térmica.

3. El desarrollo hidroeléctrico del Cauca Medio agregará al sistema una "potencia primaria" de 4096 MW durante un estiaje tan severo como el peor que se ha presentado en el pais en los últimos 50 años.

4. Para el desarrollo hidroeléctrico del Cauca Medio se propone inicialmente una capacidad instalada, o nominal, de 10.580 MW. La capacidad firme garantizable en todo momento en las condiciones más severas de operación, o sea con los embalses a mínimo nivel y todas las unidades trabajando, será de 7618 MW.

5. Los valores anteriores corresponden a la capacidad mínima económicamente instalable para fines de comparación de alternativas y selección de los proyectos de mayor prioridad. Sin embargo cuando se entre en estudios más detallados de los proyectos que se proponen en este informe será necesario revaluar las capacidades que aquí se indican, a la luz de un conocimiento más avanzado de las fechas en que podrían entrar los proyectos, las necesidades del sistema en cuanto a capacidad de pico y reserva, y la economía relativa de instalar esta capacidad en las centrales del Cauca, en comparación con otros sitios o proyectos alternativos. Por otra parte, no hay duda de que en un futuro más lejano deberá incrementarse en forma apreciable la capacidad de las centrales del Cauca, cuando el sistema disponga de un mayor contenido de energía térmica que requiera o justifique operar las plantas del Cauca en forma tal que atiendan los picos de carga del sistema.

6 Si se inician estudios de factibilidad en forma inmediata, seguidos por diseños definitivos, licitaciones y ejecución de las obras de primera prioridad, solo a principios de 1985 podrían entrar en operación las primeras unidades generadoras del desarrollo del río Cauca. Por otra parte, si a partir de 1985 entran en forma escalonada los proyectos que se proponen en este informe, para principios de 1994 se habrá copado la "potencia primaria" que aporta este desarrollo y la capacidad firme que se ha estimado para el mismo.

7. Para el desarrollo del cauce medio del río Cauca se consideraron todos los posibles sitios para construcción de represas y se estudiaron varias alternativas para definir la más conveniente, habiéndose encontrado que la más económica y la que permitía el mejor desarrollo en cuanto a la utilización del potencial hidroeléctrico del río, es la constituída por cinco presas en serie a lo largo del Cauca, y la desviación del río Nechí a éste, mediante los proyectos que se indican a continuación, y que se presentan por orden de localización geográfica de sur a norte.

Proyecto	Salto utilizable m	Embalse útil mill m3	Capacidad instalada MW
Xarrapa	56, 9	0	330
Farallones	206, 0	3.290	2.120
Cañafisto	99, 2	1.720	1.600
Ituango	228, 0	2.720	3.860
Apaví	104, 5	1.310	1.920
SUBTOTAL	694, 6	9.040	9.830
Nechí	465, 0	210	750
TOTAL			10.580

Sin embargo, conviene anotar que aun existen algunas dudas sobre la factibilidad y conveniencia de construir una presa alta en Apaví, por lo que al avanzar más los estudios podría encontrarse más conveniente sustituir la presa alta de Apaví por dos presas más pequeñas, una en el sitio de Bredunco y otra en Apaví. Esto correspondería a la Alternativa 3 que después de la 4 es la más ventajosa.

8. El costo de los proyectos anteriores, al nivel de precios de mediados de 1974, incluyendo adquisición de tierras, relocalización de obras existentes, relocalización de población en zonas inundadas, construcción de accesos, construcción de obras civiles, adquisición y montaje de equipos, costos de ingeniería y administración, y un amplio margen de imprevistos, pero excluyendo costos financieros, se ha estimado conservativamente, como se indica a continuación:

Proyecto	Costos en millones de US$
Xarrapa	224, 1
Farallones	604, 7
Cañafisto	484, 2
Ituango	818, 8
Apaví	620, 0
SUBTOTAL PROYECTOS CAUCA	2.751, 8
Nechí	263, 1
TOTAL CENTRALES	3.014, 9
Líneas de interconexión entre centrales	61, 7
GRAN TOTAL	3.076, 6

9. Para definir la prioridad de los proyectos a estudiar en un futuro inmediato se analizaron las diferentes secuencias como podrían construirse las centrales, habiendo concluído -dentro de las limitaciones del presente estudio- que la secuencia más conveniente sería:

1. Nechí
2. Cañafisto
3. Ituango
4. Apaví
5. Farallones
6. Xarrapa

10. Con base en la secuencia anterior y en los tiempos estimados para adelantar los respectivos estudios, se llegó a la conclusión de que para que el desarrollo hidroeléctrico del rio Cauca pueda entrar en operación a partir de 1985, y atender la demanda en los años subsiguientes, será indispensable proceder en forma inmediata con los estudios de factibilidad para los proyectos de Nechí, Cañafisto e Ituango. Debe tenerse en cuenta, sin embargo, que la cota de restitución del proyecto de Nechí está controlada por el nivel del embalse de Apaví, por lo que será necesario, paralelamente con los estudios anteriores, profundizar el estudio de la presa de Apaví para definir de una vez por todas la altura de esta presa y la cota de restitución de la central de Nechí.

11. Si se inician los estudios de factibilidad de los proyectos anteriores a principios de 1975, el siguiente podría ser el cronograma de ejecución de estas obras, para que puedan atender la demanda eléctrica del país a partir de 1985:

Proyecto	Term. estudios factib., decisión	Licit. accesos obras preparat.	Licit. presa	Entrada servicio
Nechí	Dic. 1977	Julio 1978	Oct. 1979	Ene. 1985
Cañafisto	Junio 1978	--	Ene. 1980	Ene. 1986
Ituango	Oct. 1978	Oct. 1979	Jul. 1980	Jul. 1987

XIV. 2 RECOMENDACIONES

Los estudios realizados hasta el presente, permiten formular las siguientes recomendaciones:

1. Que dadas las favorables características de los proyectos que se proponen en este informe, conjuntamente con el gran potencial hidroeléctrico del río Cauca y la forma económica como éste puede ser desarrollado, se adopten oficialmente tales proyectos como futuras fuentes de generación para atender el crecimiento eléctrico del país a partir de 1985.

2. Que en la formulación de políticas relacionadas con la electrificación del país se consideren como proyectos de viable y económica construcción los que se proponen en este informe para el desarrollo hidroeléctrico del río Cauca.

3. Que se continúe con la operación de la red de estaciones meteorológicas, hidrológicas y fluviométricas instaladas en la hoya del río Cauca, y con la recopilación e interpretación de la información que suministren dichas estaciones.

4. Que se proceda a la mayor brevedad con un estudio detallado de la sismicidad del cauce medio del río Cauca, orientado especialmente a definir si las fallas geológicas que se han reconocido podrían ser o no activas, y determinar su influencia sobre los proyectos propuestos.

5. Que de acuerdo con las conclusiones del Capítulo XIII y con el programa de estudios que se proponen en el mismo, se proceda a principios de 1975 con los estudios de factibilidad para los siguientes proyectos:

Nechí
Cañafisto
Ituango

Paralelamente con estos estudios deberá avanzarse un poco más el proyecto de Apaví para definir la cota del embalse y, en consecuencia la cota de restitución de la central de Nechí.

6. Que cualquiera que sea el sistema que adopte ISA para adelantar los estudios anteriores se establezca una cuidadosa coordinación entre las entidades que lleven a cabo dichos estudios,

y una dirección general de los mismos, por razón de las estrechas inter-relaciones que existen entre estos proyectos, ya que utilizan un mismo recurso en forma escalonada. Asímismo, es necesario establecer criterios uniformes de diseño para los diferentes proyectos individuales y para la concepción global del desarrollo.

APENDICE A

DEFINICIONES Y CRITERIOS BASICOS ADOPTADOS PARA LA SELECCION DE LOS EQUIPOS

APENDICE A

DEFINICIONES Y CRITERIOS BASICOS ADOPTADOS PARA LA SELECCION DE LOS EQUIPOS

I. DEFINICIONES

1 Capacidad nominal. Potencia entregada por la planta en bornes de salida de los transformadores, con todas las turbinas operando a su potencia garantizada para plena apertura de los álabes sin sobre-carrera y en condiciones de salto nominal.

2 Capacidad firme. Potencia producida por la planta en bornes de salida de transformadores con las turbinas operando con plena apertura y sin sobre carrera en las condiciones más adversas de operación (nivel mínimo en el embalse al terminar el período crítico de estiaje)

3 Potencia primaria. Potencia promedia continua que puede generarse durante el "período crítico" de estiaje

4 Período crítico. Es un período real dado durante el tiempo de registro de caudales históricos, en el cual un conjunto de plantas hidroeléctricas, ó de plantas hidroeléctricas y térmicas, produciría la mínima generación utilizando la totalidad del caudal natural de los ríos y del agua en los embalses, y haciendo máximo uso de los recursos térmicos.

5 Energía promedia. Promedio de la energía generable por una o varias plantas del sistema durante un determinado período hidrológico, sin consideración a que dicha energía pueda o nó ser colocada dentro de la curva de carga del sistema. La energía generable estará por lo tanto limitada por las disponibilidades de agua y la capacidad instalada de las Centrales, con un margen razonable de confiabilidad de operación continua en un período prolongado

6 Energía colocable. Energía generable en una planta o conjunto de plantas que puede ser absorbida por el sistema, o sea la energía que cabe dentro de la curva de carga del sistema.

7. Período promedio. Período hidrológico de más de 25 años que incluya períodos de sequía, períodos de caudales abundantes y períodos de caudales normales.

8. Salto nominal o de diseño. Salto neto a la entrada de la turbina, con el embalse en una cota correspondiente al 50% del embalse útil y todas las unidades operando con plena apertura.

9. Salto mínimo. Salto neto a la entrada de la turbina, con el embalse al mínimo nivel de operación y con las unidades que dependan de una misma conducción operando con plena apertura.

10. Salto máximo. Salto neto a la entrada de la turbina, con el embalse en el nivel de vertedero y una unidad en operación en cada conducción principal.

II. CRITERIOS BASICOS PARA LA SELECCION DE LOS EQUIPOS

1. Limitaciones en la selección de la capacidad de las unidades. Las restricciones que actualmente existen para transporte en el país y más exactamente en la zona en la cual estarían ubicadas las centrales, imponen un límite a la capacidad máxima de los equipos eléctricos y mecánicos destinados a ellas. Esto es particularmente importante en el caso de equipos como turbinas, generadores y transformadores, y, para una determinada capacidad de planta, constituye el factor que determina la capacidad individual de los grupos, el número de éstos y aún su forma de conexión a la red de transporte de energía.

No se consideró prudente en esta etapa preliminar de los estudios exceder las limitaciones de transporte existentes (60 toneladas de peso, 5.40 m de ancho y 3.40 m de altura para la pieza

más crítica). Sin embargo, es lógico pensar que, en una etapa más avanzada, el aspecto de transporte merezca ser analizado más detalladamente para establecer la justificación de las mejoras en carreteras, puentes, equipos de transporte y de alce, y las nuevas tecnologías en la fabricación, montaje y pruebas de los equipos, frente a las economías obtenibles al instalar equipos de gran capacidad en las diferentes centrales.

Para el caso de las turbinas, tampoco se consideró prudente en esta etapa del trabajo la posibilidad de fraccionar los rodetes, que son las piezas más críticas por su peso, diámetro o altura, y que para permitir ensamblaje en el campo requerirían procesos tecnológicos especiales. Se ha previsto, en cambio, la fabricación y transporte del generador con sus elementos más pesados y voluminosos divididos en piezas, tal como se ha hecho para varias de las centrales construídas recientemente. En el caso de los transformadores se admitieron unidades cuyos pesos estimados con base en los criterios teóricos usados para el dimensionamiento en este estudio superarían las 60 toneladas, pero cuya construcción podría ser factible dentro de tal limitación.

Para la selección de características y dimensionamiento de las unidades se siguieron criterios tradicionales, complementados y mejorados con estudios de las características de centrales construídas, habiéndose adoptado para las centrales del Cauca Medio parámetros que corresponden a valores típicos representativos, sin pretender utilizar por el momento criterios de diseño más audaces, por razón del carácter general que tiene este estudio. No obstante, cuando se llegue a un dimensionamiento definitivo de los proyectos habrá necesidad de refinar y mejorar estos criterios.

2. Tipo, capacidad nominal y capacidad firme de las turbinas. Los saltos que tienen las diferentes alternativas del proyecto corresponden al de aplicación de turbinas Francis, y de ahí que se haya selecccionado dicho tipo para las centrales del Cauca Medio.

Se adoptó como "capacidad nominal" de la central la potencia que ésta entregaría en los bornes de salida de los transformadores con el "salto nominal" y con plena apertura de los álabes de las

turbinas, pero sin sobreapertura de dichos álabes. Sin embargo, para el dimensionamiento de las unidades se consideró como criterio básico el que las centrales pudieran garantizar una " capacidad firme" equivalente a la "potencia firme" en condiciones de estiaje (potencia primaria), dividida por el factor de carga anual del sistema (0, 56). A partir de esta capacidad firme, la determinación de la capacidad nominal se efectuó con base en la Figura 1.

Para centrales que no tengan fluctuación de nivel del embalse, la " capacidad nominal" de las unidades será igual a la " capacidad firme". Para centrales con apreciable fluctuación del nivel del embalse primará el criterio de atender las necesidades de " capacidad firme" y en consecuencia la " capacidad nominal" será proporcionalmente mayor a medida que aumente la fluctuación del embalse. En otras palabras, las centrales de mayor fluctuación de nivel tendrán proporcionalmente mayor capacidad instalada y en consecuencia menor factor de planta.

3. Velocidad específica. El factor $K = Ns. H^{\frac{1}{2}}$ que relaciona la velocidad específica, Ns, de una turbina y el salto de diseño H, se ha ido aumentando con el tiempo a medida que mejora la tecnología del equipo hidráulico, siendo el límite inferior actual del orden de 850 (expresados Ns y H en unidades inglesas) que es el que conservativamente recomienda el U.S. Bureau of Reclamation, aunque esta entidad recientemente ha utilizado valores mayores(945 y 1125 para Grand Coulee III y IV, respectivamente). Por otra parte, las tecnologías europeas y rusa han adoptado valores aún mayores, que se acercan a 1000 en algunos proyectos importantes, y la japonesa que actualmente utiliza valores desde 900 a 950. Igualmente debe señalarse también la tecnología brasileña cuya selección del K actualmente excede la cifra de 1000 en varios de sus proyectos más representativos, como Paulo Alfonso 3.

Para el caso específico de las centrales del Cauca Medio dado el carácter preliminar del estudio y el alcance del mismo, hemos considerado prudente adoptar en esta etapa del trabajo valores conservativos que se acerquen más a los límites inferiores, reconociendo naturalmente que en etapas más avanzadas y cuando se tenga un mejor conocimiento de los proyectos podrían usarse valores más altos para el coeficiente K.

Para la selección de los equipos se tuvo en cuenta el criterio de que conviene adoptar los valores más bajos del coeficiente K para aquellas centrales con mayor fluctuación de salto y mayor salto de diseño de las turbinas, tal como lo recomienda el U.S. Bureau of Reclamation (que sugiere un valor de K por debajo de 850 cuando la fluctuación del salto sea mayor de un 10% del salto de diseño de la turbina). Esto además es recomendado también por los diseñadores de turbinas, como lo demuestra un análisis hecho sobre proyectos recientemente construídos 1/

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se optó por asignar a aquellas centrales del Cauca Medio con fluctuación apreciable de nivel y con valor elevado del salto de diseño un valor de K algo mayor de 850; y para las centrales que operarán con salto más o menos constante, valores de K variables entre 900 y 1000 (Bredunco, Apaví y Xarrapa). En la Figura No 2 se muestran los valores de Ns, H y K para los diferentes proyectos estudiados y su posición relativa con respecto a los gráficos normalmente utilizados para selección de la velocidad específica de las unidades.

Los resultados de selección y dimensionamiento de las turbinas para las distintas centrales del Cauca Medio, se presentan en la Tabla 1.

4. Acoplamiento turbina-generador. En las centrales en las cuales el salto permanece constante, o con muy pequeña variación en relación con el salto de diseño, el acople entre turbina y generador se efectuó haciendo que la capacidad de los generadores para una elevación máxima de temperatura de 80°C por encima de la temperatura del aire de refrigeración (40°C), y con un factor de potencia de 0.95, fuera igual a la potencia nominal de la turbina tal como se definió anteriormente y considerando una eficiencia del 97.5% para el generador.

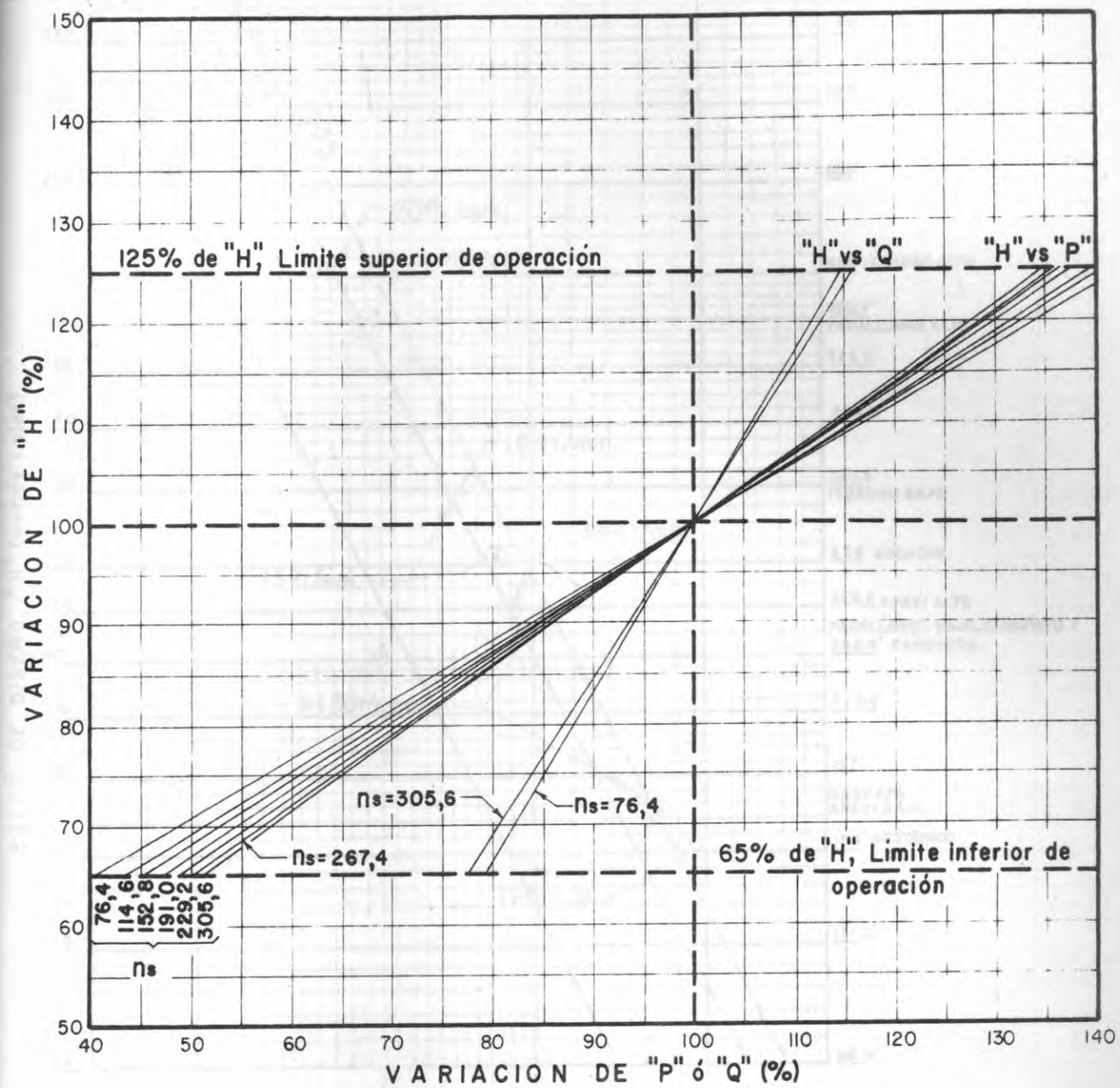
En las centrales que presentan una diferencia apreciable entre el salto máximo y el de diseño, se hizo la potencia nominal de cada turbina igual a la capacidad del generador para una elevación de temperatura de 60°C, por encima de la temperatura de 40°C del aire de refrigeración, y factor de potencia de 0.95.

1/ (Water Power, Diciembre 1971, página 457)

5. Acoplamiento generador-transformador. Para las centrales del Cauca Medio se adoptó el sistema de refrigeración FOW que permite unidades más económicas, y grupos de mayor capacidad con pesos y tamaños reducidos, teniendo en cuenta que en las centrales hidráulicas se puede disponer de un suministro abundante de agua para refrigeración.

Al adoptar transformadores con este sistema de refrigeración, el acoplamiento entre generador y transformador se efectuó tomando la potencia máxima de los generadores para una elevación de temperatura de 80°C, igual a la potencia de los transformadores para una elevación de temperatura de 65°C según la norma ANSI. La potencia de los transformadores para una elevación de temperatura de 55°C se obtuvo reduciendo el valor anterior en un 12%.

Los resultados de selección y dimensionamiento de generadores y transformadores para las distintas centrales del Cauca Medio, analizados según la alternativa considerada, se presentan en la Tabla 2.



CONVENCIONES

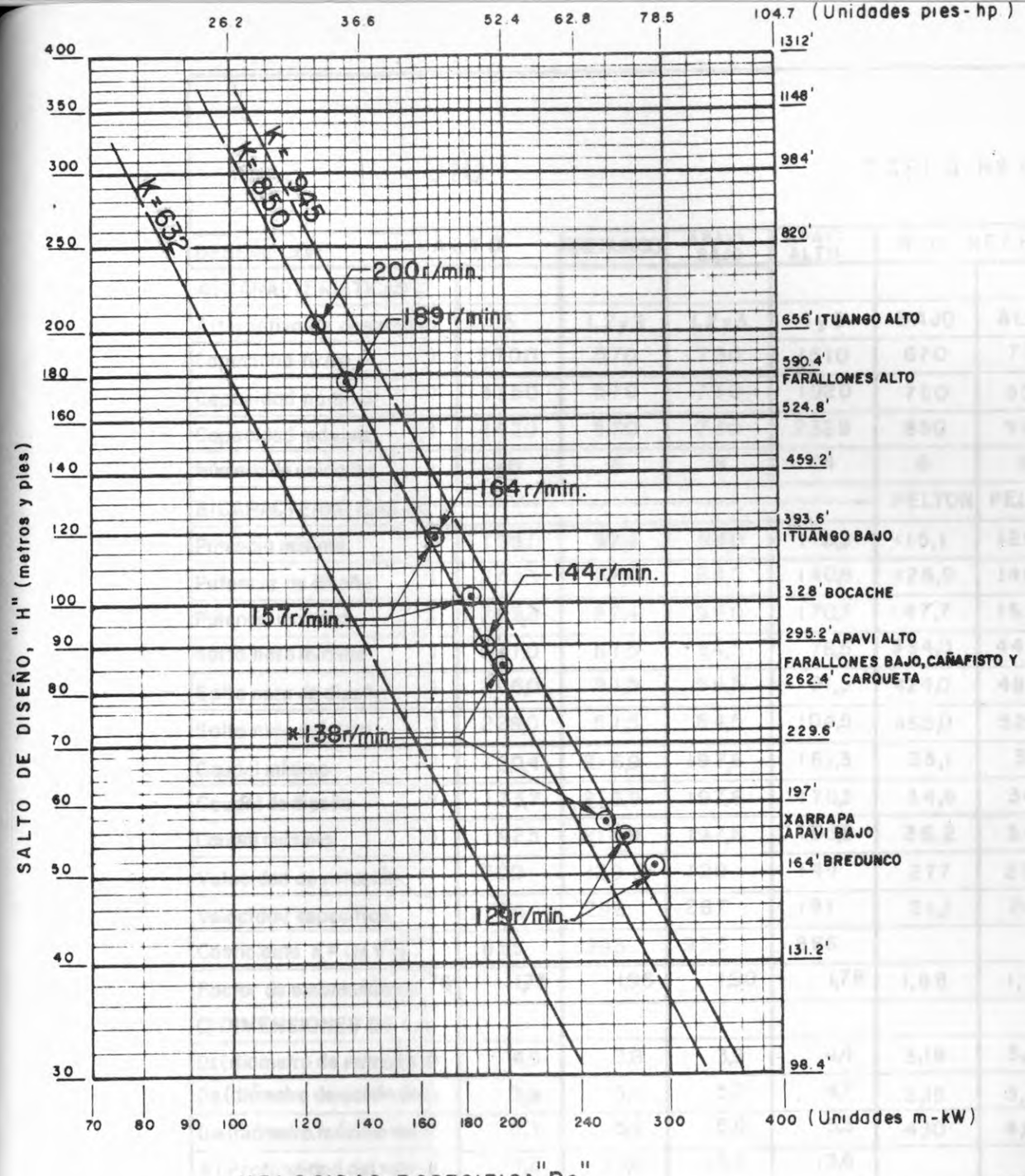
Ns = Velocidad específica en unidades "m-KW"
H = Salto neto de diseño
P = Potencia de diseño a plena apertura
Q = Caudal de diseño a plena apertura

INTERCONEXION ELECTRICA S.A. (ISA)
DESARROLLO HIDROELECTRICO DEL RIO CAUCA MEDIO

"POTENCIA Y CAUDAL-VS- SALTO" DE LAS TURBINAS FRANCIS

INTEGRAL LTDA.
Noviembre 1974

FIGURA Nº 1



* = FARALLONES BAJO: 150 r/min.

INTERCONEXION ELECTRICA S.A. (ISA)
DESARROLLO HIDROELECTRICO DEL RIO CAUCA MEDIO

VELOCIDAD ESPECIFICA DE LAS TURBINAS FRANCIS

INTERCONEXION ELECTRICA S. A.

ESTUDIO HIDROELECTRICO DEL RIO CAUCA MEDIO

TABLA Nº 1

SELECCION Y DIMENSIONAMIENTO DE LAS TURBINAS

DESCRIPCION / CENTRAL	XARRAPA	BOCACHE	FARALLONES BAJO	FARALLONES ALTO	CAÑAFISTO		CARQUETA	ITUANGO BAJO		ITUANGO ALTO			BREDUNCO	APAVI BAJO	APAVI ALTO	RIO NECHI	
A) CARACTERISTICAS DE LAS CENTRALES																	
Alternativa de desarrollo	1,2,3,4y5	1y5	1y5	2,3y4	1y5	2,3y4	1y2	1	2	3	4	5	1,2y3	1,2y3	4y5	BAJO	ALTO
Capacidad firme (MW)	330	500	580	1270	860	1010	1025	1620	1695	2980	2800	2700	570	730	1510	670	755
Capacidad nominal (MW)	330	820	910	2120	1360	1600	1380	2190	2290	4140	3860	3750	570	730	1920	750	850
Capacidad máxima (MW)	330	1010	1140	2630	1690	1980	1590	2600	2710	4880	4560	4420	570	730	2325	830	910
Número de unidades	4	6	8	10	10	12	10	14	14	18	16	16	6	8	14	6	6
B) CARACTERISTICAS DE LAS TURBINAS	← TURBINAS TIPO FRANCIS →															PELTON	PELTON
Potencia mínima (MW)	84,5	85,5	74,4	130,3	88,2	86,3	105,1	118,8	124,0	169,9	179,3	173,1	97,4	94,0	110,5	115,1	129,6
Potencia de diseño (MW)	84,5	140,2	116,6	217,4	139,5	136,8	141,0	160,7	167,5	235,9	247,3	240,3	97,4	94,0	140,8	128,9	146,0
Potencia máxima (MW)	84,5	172,7	146,1	269,7	173,3	169,3	162,7	190,6	198,5	278,2	291,8	283,3	97,4	94,0	170,3	147,7	163,0
Salto neto mínimo (m)	56,9	75,7	64,1	133,0	64,2	64,2	70,5	99,1	99,1	171,0	171,0	171,0	51,5	54,5	78,5	394,0	446,0
Salto neto de diseño (m)	56,9	101,7	85,1	178,0	85,2	85,2	85,5	119,1	119,1	206,0	206,0	206,0	51,5	54,5	91,5	424,0	483,0
Salto neto máximo (m)	56,9	117,7	99,1	206,0	99,2	99,2	94,5	133,1	133,1	228,0	228,0	228,0	51,5	54,5	104,5	465,0	520,0
Caudal mínimo (m^3/s)	170,5	134,3	133,6	119,8	159,6	156,4	169,2	139,2	145,7	118,1	124,7	120,4	216,9	197,8	161,3	33,1	33,1
Caudal de diseño (m^3/s)	170,5	158,0	157,1	140,0	187,7	184,0	189,1	154,7	163,8	131,3	142,8	133,7	216,9	197,8	176,3	34,6	34,5
Caudal máximo (m^3/s)	170,5	173,0	172,9	153,4	206,5	202,4	201,4	162,9	173,7	139,8	152,3	142,5	216,9	197,8	186,8	36,2	35,7
Velocidad de rotación (r/min.)	138	157	150	189	138	138	138	164	157	200	200	200	129	129	144	277	277
Velocidad específica (m-kW)	257	182	198	135	199	197	199	167	163	124	127	126	292	267	191	21,1	20,7
Coeficiente $K = n_s\sqrt{H}$ (Unidades Pie-HP)	918	870	867	857	871	863	874	864	845	847	867	855	993	935	866		
Factor de embalamiento	1,89	1,88	1,93	1,81	1,93	1,93	1,88	1,83	1,74	1,75	1,76	1,75	1,95	1,90	1,78	1,88	1,87
C) DIMENSIONES DE LAS TURBINAS																	
D_1 (diámetro de entrada del rodete) (m)	3,6	4,3	4,2	4,5	4,5	4,5	4,5	4,4	4,6	4,9	4,9	4,9	3,8	3,9	4,4	3,15	3,10
D_2 (diámetro de salida del rodete) (m)	4,8	4,4	4,5	4,1	4,9	4,9	4,9	4,5	4,6	3,9	4,0	3,9	5,2	5,2	4,7	3,15	3,10
D_m (diámetro máximo del rodete) (m)	5,1	5,1	5,0	5,1	5,4	5,4	5,4	5,2	5,4	5,1	5,2	5,1	5,4	5,4	5,3	4,10	4,00
A (Profundidad del tubo de aspiración) (m)	14,1	12,7	13,1	11,8	14,2	14,2	14,2	13,0	13,2	11,2	11,5	11,2	15,6	15,3	13,6		
B (Longitud del tubo de aspiración) (m)	19,2	17,6	18,0	16,4	19,6	19,6	19,6	18,0	18,4	15,6	16,0	15,6	20,8	20,8	18,8		
C (Ancho total del Caracol) (m)	18,2	16,2	16,6	14,4	18,1	18,1	18,1	16,5	16,8	13,8	14,2	13,8	20,1	19,8	17,3	14,5	14,5
D (diámetro de entrada del Caracol) (m)	6,0	5,0	5,2	4,1	5,6	5,6	5,6	4,8	4,8	4,0	4,2	4,0	6,9	6,9	5,5	1,9	1,9
E (Excentricidad del Caracol) (m)	7,2	6,5	6,6	5,9	7,2	7,2	7,2	6,6	6,7	5,6	5,7	5,6	7,9	7,8	6,9	6,5	6,5
S (Separación horizontal de grupos) (m)	21,5	20,0	20,0	18,0	21,5	21,5	21,5	20,0	20,3	17,5	18,0	17,5	23,5	23,5	21,0	17,0	17,0
Z (Sumergencia) (m)	-3,7	-5,8	-4,7	-6,2	-4,8	-4,8	-4,8	-4,7	-3,8	-5,7	-6,0	-5,7	-4,1	-2,7	-4,0		

INTEGRAL LTDA.
Noviembre 1974

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

TABLA Nº2

ESTUDIO HIDROELECTRICO DEL RIO CAUCA MEDIO

SELECCION Y DIMENSIONAMIENTO DE GENERADORES Y TRANSFORMADORES

DESCRIPCION / CENTRAL	XARRAPA	BOCACHE	FARALLONES BAJO	FARALLONES ALTO	CAÑAFISTO		CARQUETA	ITUANGO BAJO		ITUANGO ALTO			BREDUNCO	APAVI BAJO	APAVI ALTO	RIO NECHI	
ALTERNATIVA	1,2,3,4y5	1 y 5	1 y 5	2,3 y 4	1 y 5	2,3 y 4	1 y 2	1	2	3	4	5	1,2 y 3	1,2 y 3	4 y 5	Bajo	Alto
CAPACIDAD NOMINAL DE LA CENTRAL (MW)	330	820	910	2120	1360	1600	1380	2190	2290	4140	3860	3750	570	730	1920	750	850
A) CARACTERISTICAS DE LOS GENERADORES																	
Número de unidades	4	6	8	10	10	12	10	14	14	18	16	16	6	8	14	6	6
Potencia ($\Delta t° = 60°C$) (MVA)	76	145	121	224	144	141	146	166	173	243	256	248	87.5	84	145	132	149
Potencia ($\Delta t° = 80°C$) (MVA)	87,3	166,5	138,5	258	165,5	162,5	168	191	199	280	294	285	100,5	96,5	167	152	172
Velocidad sincrónica (r/min.)	138	157	150	189	138	138	138	164	157	200	200	200	129	129	144	277	277
Número de polos	52	46	48	38	52	52	52	44	46	36	36	36	56	56	50	26	26
Factor de embalamiento	1,89	1,88	1,93	1,81	1,93	1,93	1,88	1,83	1,74	1,75	1,75	1,75	1,95	1,90	1,78	1,88	1,87
B) DIMENSIONES DE LOS GENERADORES																	
Diámetros del entrehierro (m)	9,40	8,50	8,60	7,60	9,20	9,20	9,40	8,40	9,10	7,60	7,60	7,60	9,60	9,90	9,50	5,40	5,40
Diámetros de la carcasa (m)	11,60	10,70	10,80	9,70	11,40	11,40	11,60	10,60	11,30	9,70	9,70	9,70	11,80	12,10	11,70	7,60	7,60
Diámetro interior del recinto (m)	13,60	12,70	12,80	11,70	13,40	13,40	13,60	12,60	13,30	11,70	11,70	11,70	13,80	14,10	13,70	9,60	9,60
Longitud del núcleo (m)	0,90	1,80	1,50	3,00	1,75	1,75	1,70	2,05	1,95	3,10	3,30	3,15	1,00	0,90	1,65	2,30	2,60
Longitud total de las bobinas (m)	1,90	3,30	2,90	4,50	3,25	3,25	3,20	3,55	3,45	4,60	4,80	4,65	2,40	1,90	3,15	3,80	4,10
Distancias exterior entre placas inferior y superior. (m)	3,10	4,60	4,20	5,80	4,55	4,55	4,50	4,85	4,75	5,90	6,10	5,95	3,70	3,10	4,45	5,10	5,30
C) CARACTERISTICAS DE LOS TRANSFORM.																	
Número de unidades monofásicas	6	9	12	30	15	18	15	21	21	54	48	48	9	6	21	9	9
Potencia ($\Delta t° = 55°C$) (MVA)	52	98	83	77	98,5	98,5	100	114	118	83	87	85	60	115	98,5	90	102
Potencia ($\Delta t° = 65°C$) (MVA)	58	110	93	86	110	110	112	127	133	93	98	95	67	129	110	101	115
D) DIMENSIONES DE LOS TRANSFORM.																	
Area del piso (m^2)	19	26,00	25,00	23,00	26,00	26,00	26,00	28,00	28,00	25,00	25,00	25,00	21,00	28,00	26,00	25,00	26,00
Ancho (m)	5,30	6,20	6,10	5,90	6,20	6,20	6,20	6,50	6,50	6,10	6,10	6,10	5,60	6,50	6,20	6,10	6,20
Profundidad (m)	3,60	4,20	4,10	3,90	4,20	4,20	4,20	4,40	4,40	4,10	4,10	4,10	3,75	4,40	4,20	4,10	4,20
Altura del tanque (m)	3,60	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,40	4,40	4,00	4,00	4,00	3,60	4,40	4,00	4,00	4,00
Altura total (m)	6,10	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	5,90	5,90	5,50	5,50	5,50	5,40	8,40	8,00	5,50	5,50
Voltaje secundario (kV)	230	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500

APENDICE B

INFORME FINAL DE LOS ASESORES

J. Barry Cooke
253 Laurel Grove
Kentfield, Calif. 94904
(415) 454-9331

Richard E. Goodman
715 Arlington
Berkeley, Calif. 94707
(415) 524-5256

James L. Sherard
70 Hillcrest Road
Berkeley, Calif. 94705

August 2, 1974

Dr Oscar Mejía V.
Technical Manager
INTEGRAL LTDA
Calle 29 No 6-22
Bogotá, Colombia

CAUCA RIVER HYDROELECTRIC STUDIES
BOARD OF CONSULTANT'S REPORT No. 2

Dear Dr. Mejía:

The Board of Consultants met in Medellín during July 29-30 and August 1-2, 1974. Participating in discussions were: Oscar Mejía, José Tejada, Hernando Cadavid, Fabio Villegas, and Hilario López of INTEGRAL, and Alvaro Ochoa of ISA. Prior to the meeting, the Board members received copies of, "Informe de Progreso," Volumen II, INTEGRAL, March, 1974, and of an English summary of the text of the Informe de Progreso.

At Meeting No. 1 the Board visited some of the sites and flew over the Middle Reach of the Cauca. Report No. 1 presented suggestions on the layouts and on some design features. The suggestions have been taken into account in the Informe de Progreso set of drawings.

Meeting No. 2 was to review and comment on the layouts and basic design features. The Board was advised that the

schedule for completion of the Report has been changed from March 1975 to September 1974. This early completion date limits further alternative studies and design. In view of this, most of the Board's comments are on factors to be considered in future work on more definitive feasibility study, which would then include results of surveys and sub-surface exploration.

The Board is satisfied that the site selections, project layouts, and general designs are satisfactory for this preliminary feasibility project. This Report completes the work of the Board.

GENERAL CONCLUSIONS

1. The five alternative chains of dams, each chain including 5 to 8 dams, is well conceived to determine the most economical development of the Middle Cauca River.

2. The preliminar layouts are feasible and provide satisfactory bases for determining the most promising projects.

3. Modifications that will evolve in final design should not be major enough to change the relative economic position of the various projects, unless there is a major surprise in the results of sub-surface exploration.

4. Since the studies have been made without sub-surface exploration, there is the possibility that the proposed axis for a dam location may finally be up to several kilometers away from the axis proposed in the Preliminary Feasibility Report.

5. The next phase, feasibility design of the several most promising projects, will require surface and subsurface field investigations, and possibly at several axes for some projects.

COMMENTS ON DESIGN CRITERIA

DAMS

Embankment dams have been selected for most sites on the basis of lowest cost and maximum resistance to seismic forces. Gravity dams have been selected where reasonable spillway sites were not available. It is considered that future study, at sites where concrete gravity dams are proposed, should include attempts to find an axis and layout that would permit a spillway and an evaluation of an embankment dam.

The embankment sections are well zoned to include available materials; and, conservative outer slopes have been used. Having no sub-surface exploration and inadequate topography, quantities have been estimated based on surface contours. It is not worthwhile at this time to estimate the depth of foundation excavation, and to estimate foundation excavation quantities.

Concrete for the gravity dams have been estimated at 900 pesos/m3 (US$ 37 per m3 or US$ 29/CY). The Board is not up to date on this cost item, but considers it to be a reasonable figure at the present time.

RIVER HANDLING

The criteria for embankment overtopping risk has been adopted as a 1:25 year flood for the first year together with a cofferdam of a height where its failure would not create a significant flood wave. In the 2nd dry season the upstream zone of the dam would be raised to a height that would store and divert a 1:500 year flood. It appears that this is possible with 2 tunnels of practicable size and a height of upstream shell that can be constructed with reasonable construction rates.

For a gravity dam one tunnel that will handle a 1:5 or 1:10 year flood is satisfactory, higher floods being taken by sluiceways or by flow over a low block or blocks. For a low block overpour scheme the low block or blocks must be specified to be in the central zone to avoid abutment erosion.

SPILLWAY

Gated open-chute spillways with flip bucket discharge are appropriate and are preferred to tunnel spillways. Alignment and plunge pool excavation would be given careful consideration in final design. Much excavation can be done before a stilling basin alternative can be considered.

Where tunnel spillways show significant project cost savings they should be considered. Tunnel spillways can be of two types: one a shaft to diversion tunnel, and the other a tunnel on hydraulic slope to a flip bucket on the canyon wall. Both could be used at a particular site, using the flow tunnel or tunnels as the service spillway and the diversion tunnel type which is subject to higher velocities and elbow damage, as an emergency spillway. An alternative could be a single tunnel upper service spillway and two diversion tunnel spillways. The service spillway might have a narrow open cut chute rather than a tunnel, the width of channel for a full capacity open channel spillway being the problem in the steep walled canyon sites.

DIVERSION TUNNELS

All diversion tunnels are shown concrete lined and reinforced. This is appropriate at this stage of knowledge of sub-surface conditions. When more information is available, unlined or unreinforced concrete tunnels would be given consideration.

LOW LEVEL OUTLETS

At this time no low level outlets in tunnel plugs are planned. For a large river flow and for reservoirs of large size this is

possibly appropriate and acceptable practice. However it may be that some of the sites will develop an unwatering or by pass need for a low level outlet. However, it is agreed that low level outlets should not be included in the comparative studies.

The power operation is with a large operating range of head and reduces need for a low level outlet, since the spillway is often unwatered. The deep spillway gates provide capability of rapid emergency unwatering in the upper zone of the reservoir. As the river is developed there becomes control of a regulated flow. This might make a low level outlet of a capacity on the order of average flow or a portion of average as a by pass possibility, as well as emergency, a desirable feature. By pass provision becomes important for a plant that operates from a reservoir level below the spillway sill elevation.

POWER CONVEYANCE

The systems proposed are adequate and are suitable for the comparative estimates. The general conduit system is associated with a single tunnel leading to a branch to two units where the conduit is long and a single conduit system where conduits are short. It will probably develop that more single systems will be best, particularly in the event of larger units being used, as may develop in the future.

Gate and valve system. The proposed system is wicket gate, butterfly valve (BV), wheel gate, and stoplog gate (4 closures). Such a system is conservative and is appropriate at this stage of comparison, and total cost estimates. In the next stage consideration would be given to other alternative systems including: 1) a ring gate in the turbine instead of a BV turbine valve; 2) use of no turbine valve for a single conduit system; 3) use of a single upstream seating wheel gate without stoplog provision when a BV or ring gate is used; and other.

Wye branches. Steel wye branches have been shown located close to the powerhouse, and for that location steel would be necessary. The unit cost (per kg) of branch steel is 2 to 3 times

that of straight pipe and there are problems in installation. Later, more detailed study will probably show that longer steel penstocks will be economical, together with a concrete splitter wye lined tunnel. Also, later study will likely show more cases where a single conduit per unit is economical.

Steel penstocks. The steel underground penstocks are appropriately short, and to a location where the height of rock cover is greater than 0.4 of the head or in the case of underground plants, for a short length as based on precedent and an evaluation of the rock. Thorough adit and drill hole drainage provisions are understood to be planned, and are appropriately covered at this stage in the "Miscellaneous" cost estimate item.

Concrete lining. The concrete lining in power conduits has been assumed to be reinforced. This is appropriate at this stage to include contingency. For hard and impervious rock unreinforced concrete will be satisfactory and represents current practice.

SURGE TANKS

The relation of length of conduits to head for the projects is low and surge chambers are not considered to be required.

POWERPLANTS

The drawings show three draft tubes for surface plants and two for underground plants. This is satisfactory for the present, but consideration would be given to two for surface plants and one for underground plants, which is becoming standard practice on multiple unit plants of large turbine size.

SEISMIC CONSIDERATION

In the preliminary studies it has been assumed that the whole region comprising the projects is seismically active. Types of structures and design criteria are being chosen for earthquake

resistance and locations have been chosen to avoid known fault traces. With the exception of the High Apaví Site, known faults do not pass beneath structures or dams.

Major faults run generally parallel to the river valley over the whole reach of the Middle Cauca. Probably most of these are correctly located. Some of these faults may be active in the sense that they have been breaking the ground since the late Pleistocene, and have recorded epicenters in their vicinity.

In the past 10 years there has been much study of fault activity in various parts of the world, particularly in connection with investigations for nuclear powerplants. From this work there have been developments in the techniques and understanding of fault evaluation. One of the main conclusions is that is usually possible with adequate study to find geologic evidence that will show whether a fault is active or not. Another conclusion is that it is necessary to study a fault for a considerable distance along its length in order to evaluate its activity.

Because the Cauca Project have been designed conservatively for seismic shaking and are not located on faults (except High Apaví), it is not anticipated that the results of such a study will have a major influence or require large changes in the various projects. The study is necessary for the following main reasons:

1. Conceivably the study may show that the main faults are inactive and that we are currently overestimating the seismic potential.

2. Conceivably the study will show the existence of active faults with small branch faults in the sites which are not presently recognized. If such is determined, site locations and project design would be affected.

3. For the High Apaví Project we need an evaluation of the faults.

4. For this major river development with 5 to 8 projects, it is appropriate to make thorough fault and seismicity studies.

The study should be made by a geologist specializing in this field. Supplementary studies may be made by local personnel with measurements of micro tremors using portable seismographs.

Specifically we see no need for dynamic analysis of the dams using recently proposed methods. These procedures are in an early development stage and the results are not considered to be meaningful, and in fact could be misleading.

RESERVOIR SLIDES

Potential slide hazards in reservoir do not appear to be such as to have an effect on the feasibility of various alternatives. In general, slide hazards appear to be minimal except possibly for the Farallones reservoir. We do not consider an appraisal of reservoir slide hazards to be appropriate in this stage of study but it will be needed later.

CUT SLOPES

Conservative cut slopes in rock have been shown and are satisfactory for these comparisons. Exploration for design studies may be able to justify steeper slopes and lower cuts may be possible. Designs with benches, as are proposed, are favored.

COMMENTS ON PROJECTS

This section gives thoughts regarding details at each project, including opinions on the probable relative contingencies. Except for the general points described above and specific points noted here we concur with the design details shown in the drawings as being appropriate for this preliminary feasibility study.

XARRAPA PROJECT

For this project we are less confident of the foundation adequacy than for any of the others. Future explorations may show that there are large technical problems, possibly even leading to the conclusion that the project is not economically feasible at this site. The volcanic conglomerate may contain undesirable elements, such as large bodies of loose, cohesionless sand, which cannot be economically treated for an earthquake resistant dam.

For next stage studies we have some suggestions:

1. An effort should be made to rearrange the structures so as to discharge the spillway more directly down the the Rio Cauca;

2. For the poor rock conditions at this site the entrance canal to spillway and power intakes should have an impervious lining;

3. It is doubtful that it will be practical to grout the volcanic conglomerate formation with cement grout. Probably it will be necessary to control seepage by drainage galleries;

4. The drainage and grouting gallery in the dam foundation is probably not desirable;

5. In the conglomerate, explorations should be made by adits and trenches. Drilled borings are not very useful.

6. While we agree that the site chosen is the best for the first consideration, it does not have any great apparent advantage over several others located in the next several kilometers upstream. If the first explorations at the site chosen indicate possible problems, other sites upstream should be explored with adits and trenches.

BOCACHE PROJECT

There are good exposures showing relatively good rock foundations. No large changes are expected in the rock conditions.

The rock quality exposed in a recently constructed highway tunnel is reported to be better than previously forseen.

HIGH FARALLONES PROJECT

The F-4 site, is suitable for a dam with height sufficient to back water up to the San Francisco Powerplant (normal water level Elev. 823). While the upstream ridge on the right abutment is narrow, the main valley wall forming the right abutment is sufficiently massive for an embankment dam of this height.

Future studies at the F-4 site should consider moving the dam downstream by distances such as 50 to 200 meters (from the position of Dwg. FA-03).

The reinforcing fill shown on the upstream side of the right abutment ridge is favored with the dam at the location shown. If the dam were moved further downstream, the reinforcing fill may not be needed.

Location of the spillway completely separated from the dam is favorable.

While site F-4 is favored for the high dam alternative, site F-2 can also be considered again if the potential advantages are sufficiently great. The high steep cliff towering over the F-2 site and the rock fall potential are undesirable but probably a satisfactory project could be built at the site with appropriate design measures.

LOW FARALLONES PROJECT

No comments

CAÑAFISTO PROJECT

Because of the wider valley floor and close proximity to a major fault, there is a risk that somewhat greater foundation excavation may be required than for other projects. It would be appropriate to assume an average depth of excavation over the whole dam foundation in the river bed (below approximate Elev. 475) of as much as 15 meters.

Also, it is possible that the right abutment contains zones of badly crushed rock. In comparison with the other projects a higher contingency factor is justified for costs of tunnels and volumes of excavation on right bank.

The 3:1 embankment dam slopes are appropriate for this preliminary feasibility study.

CARQUETA PROJECT

As has been forseen the tuff formation in the upper elevations of the spillway excavation may not be suitable for dam construction. Also the excavation slope may require special erosion protection.

HIGH AND LOW ITUANGO PROJECTS

There appear to be many suitable sites for a high dam in the section of the river over the length between proposed sites I-1 and I-3. From our preliminary inspection, no great advantage is seen for any given one of the possible sites.

It is possible that the rock in this section of the river is sufficiently good so that high excavation slopes with near vertical faces can be cut safely for an embankment dam spillway. If not, tunnel spillways can be considered with a rock fill dam as discussed earlier.

The canyon is so narrow that only an underground powerhouse is feasible.

BREDUNCO PROJECT

We understand that the favored site is now different than shown on Dwg. BR-01, at a location several kilometers upstream and some distance from the Romeral Fault. We have not seen the site except in the distance from the airplane.

The preliminary geological report is optimistic that the rock is suitable for any type of plant layout and dam that suits the topography. Probably the situation is similar to the conditions at the Ituango Site.

HIGH APAVI PROJECT

The spillway chute shown needs to be longer with greater excavation carrying the flip bucket to a lower elevation.

At this stage of knowledge about the faults at the site, the very conservative structures shown are warranted.

If it can be shown that the faults under the auxiliary dam are not active, the project layout can be considerably different with several alternatives available for consideration.

The site has the definite advantage from the stand point of river handling during construction that the saddle under the auxiliary dam can be used to pass high floods at approximately Elevation 155.

To close the reservoir a series of rim dikes are needed to the east of the plant site. These might cross traces of the Romeral Fault and will be earthquake resistant embankment dams probably with difficult foundations. These can be important structures and it is necessary to obtain better topographic maps, preferably along with the new topography being obtained for the sites on the main river.

LOW APAVI SITE

We agree that the embankment dam scheme shown (Dwg. AP-05) is preferably to the gravity dam contemplated in earlier studies, primarily because of possible small faults in the river bed. No faults are known to pass through the Low Apaví Site. This is a change from our Board Report No. 1.

The spillway flip bucket should be located above the maximum tail water level.

NECHI DIVERSION PROJECT

The underground powerhouse alternative was selected to avoid engineering construction on reportedly unstable slopes at the downstream end. Without subsurface exploration, there is a possibility that the adequacy of the rock for large powerhouse openings has been over optimistically assessed. In this case, alternatives with pressure tunnel, pressure shaft, and surface powerhouse can be considered.

We concur with the bottom outlet for the reservoir and river of this size.

Respectfully submitted,

(Signed) J. Barry Cooke

(Signed) Richard E. Goodman

(Signed) James L. Sherard