

**EL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD
DEL
PROYECTO DE RECUPERACION DE PEQUEÑAS
CENTRALES ELECTRICAS
EN
LA REPUBLICA DE COLOMBIA**

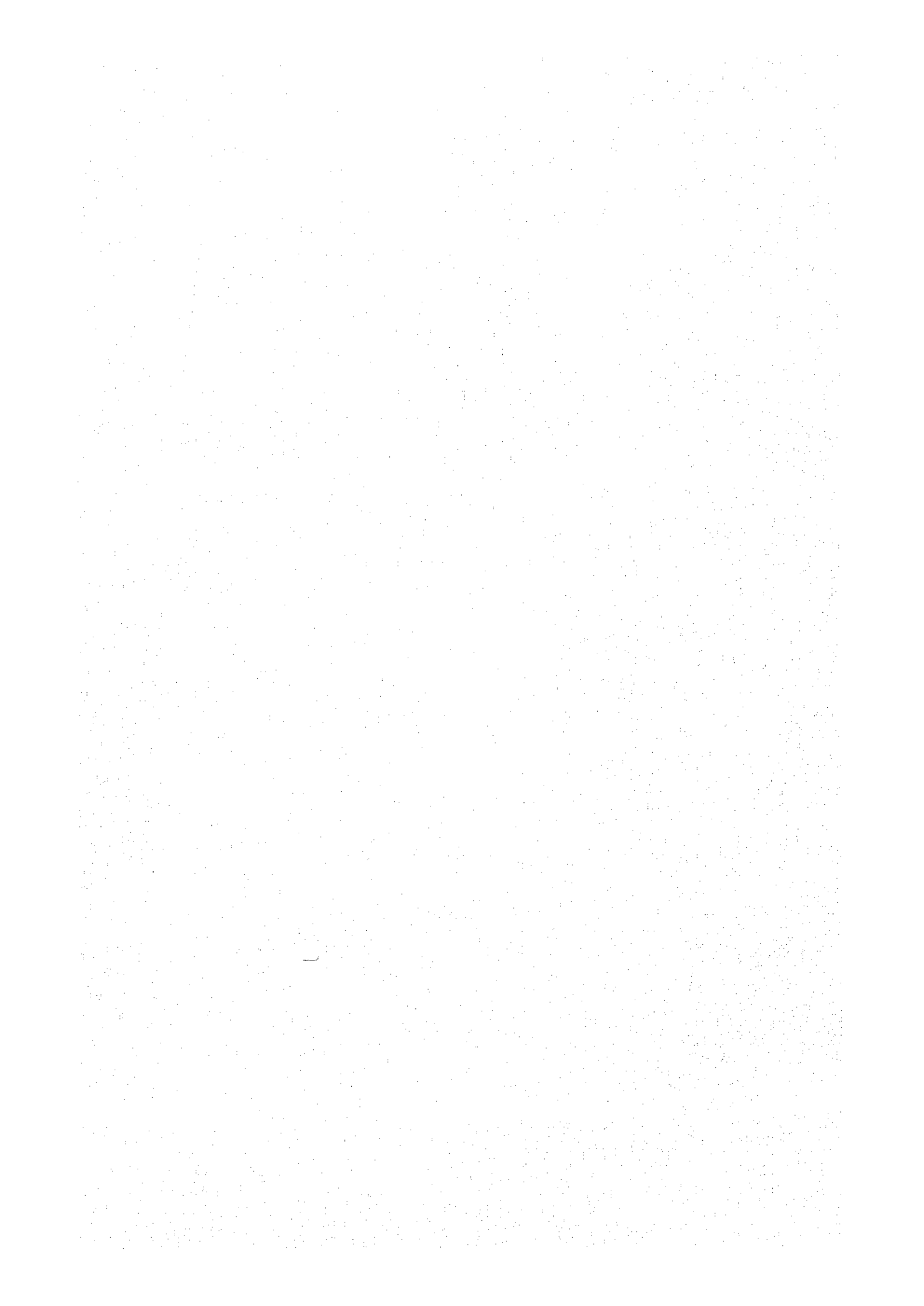
RESUMEN DEL INFORME EN ESPAÑOL

MARZO DE 1990

AGENCIA DE COOPERACION INTERNACIONAL DEL JAPON

| |
|-------|
| MPN |
| JR |
| 90-70 |

RY



JICA LIBRARY



1080999[4]

20932

No.

EL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD
DEL
PROYECTO DE RECUPERACION DE PEQUEÑAS
CENTRALES ELECTRICAS
EN
LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

RESUMEN DEL INFORME EN ESPAÑOL

MARZO DE 1990

AGENCIA DE COOPERACIÓN INTERNACIONAL DEL JAPÓN

| |
|-------|
| MPN |
| JR |
| 90-70 |



INDICE

| | Página |
|--|--------|
| ABREVIATURAS UTILIZADAS | |
| SUMARIO EJECUTIVO | |
| CAPITULO 1: CONTENIDO DEL PRESENTE INFORME | 1-1 |
| | |
| CAPITULO 2: PLAN DEL ESTUDIO..... | 2-1 |
| 2.1 Centrales eléctricas proyectadas para el estudio | 2-1 |
| 2.2 Composición de la misión del estudio..... | 2-4 |
| 2.3 Items del estudio..... | 2-7 |
| 2.4 Actividades del estudio y cronograma de ejecución | 2-8 |
| | |
| CAPITULO 3: SITUACION DE LA ENERGIA ELECTRICA | 3-1 |
| | |
| CAPITULO 4: RECOLECCION DE DATOS SOBRE SU DATOS BASICOS Y RESULTADOS DE ORDENAMIENTO | 4-1 |
| 4.1 Datos hidrológicos..... | 4-1 |
| 4.2 Datos topográficos y geológicos | 4-14 |
| 4.3 Datos sobre precios de materiales para construcción | 4-14 |
| | |
| CAPITULO 5: PLAN DE REHABILITACION PARA LA CENTRAL TERMOPAIPA | 5-1 |
| 5.1 Plan de aumento de la potencia de salida para la Unidad N° 2 | 5-1 |
| 5.2 Plan de cambio del método de medición para la Unidad N° 2 | 5-2 |
| 5.3 Plan de cambio del sistema de enfriamiento | 5-2 |
| 5.4 Problemas ambientales y medidas de solución | 5-3 |
| | |
| CAPITULO 6: PLANES DE LA RECUPERACION PARA LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS | 6-1 |
| 6.1 Examen y comparación sobre los planes alternativos de la recuperación según central..... | 6-1 |
| 6.2 Selección de un mejor plan de recuperación según central..... | 6-53 |
| 6.3 Análisis económico y financiero | 6-58 |
| | |
| CAPITULO 7: CONCLUSIONES | 7-1 |

ABREVIATURAS UTILIZADAS

| | |
|-------------|--|
| CAMBSA | Compañía del Acueducto Metropolitano de Bucaramangas S.A. |
| CAR | Corporación Autónoma Regional de la Sabana de Bogotá y de los Valles de Ubaté y Chiquinquirá |
| CEDELCA | Centrales Eléctricas del Cauca S.A. |
| CEDENAR | Centrales Eléctricas de Narino S.A. |
| CHEC | Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. |
| CIF | Cost, insurance and freight (Costo, seguro y flete) |
| CRQ | Corporación Autónoma Regional del Quindío |
| CRAMSA | Corporación Regional Autónoma Manizales Salamina Aranzazu |
| CVC | Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca |
| DANE | Departamento Administrativo Nacional de Estadística |
| E. | Electrificadora de |
| E.L. | Elevation (Altura) |
| E.P. | Empresas Públicas |
| E/P | Electric Precipitator (Filtro eléctrico) |
| EADE | Empresa Antioqueña de Energía S.A. |
| EBSA | Electrificadora de Boyacá S.A. |
| EEB | Empresa de Energía de Bogotá |
| ELECTRAGUAS | Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico |
| ELECTROLIMA | Electrificadora del Tolima S.A. |
| EPM | Empresas Públicas de Medellín |
| EPP | Empresas Públicas de Pereira |
| ESSA | Electrificadora de Santander S.A. |
| F/S | Feasibility Study (Estudio de factibilidad) |
| FOB | Free on Board (Franco a bordo) |
| HIMAT | Instituto Colombiano de Hidrología, Meteorología y Adecuación de Tierras |
| HP | High Pressure (Alta presión) |
| ICEL | Instituto Colombiano de Energía Eléctrica |
| IGAC | Instituto Geográfico "Agustín Codazzi" |
| ISA | Interconexión Eléctrica S.A. |
| JICA | Japan International Cooperation Agency (Agencia de Cooperación Internacional del Japón) |
| L.P. | Low Pressure (Baja presión) |
| P/P | Power Plant (Central eléctrica) |
| S.A. | Sociedad Anónima |

SUMARIO EJECUTIVO

INDICE

| | Página |
|---|--------|
| 1. Plan de Rehabilitación para la Central Termica "Termopaipa" | S-1 |
| 1.1 Plan de renovación de la Unidad No.2 | S-1 |
| 1.2 Plan de cambiar el sistema de enfriamiento del agua enfriadora | S-4 |
| 1.3 Sugerencias sobre el problema ambiental | S-6 |
| 2. Plan de Rehabilitation de las Centrales Hidroelectricas | S-9 |
| 2.1 Clasificación según los criterios de selección | S-9 |
| 2.2 Análisis del costo/beneficio | S-14 |
| 2.3 Centrales donde se ejecuta la rehabilitación | S-19 |
| 2.4 Recommendations para el mejoramiento de las pequeñas centrales hidroeléctricas | S-23 |

1. PLAN DE REHABILITACION PARA LA CENTRAL TERMICA “TERMOPAIPA”

Los estudios a realizar en Termopaipa (potencia nominal de 173MW) consisten en los 3 ítems de los cuales los primeros dos no corresponden, como se indica a continuación, al estudio de rehabilitación en el sentido estricto sino más bien se inclinan al estudio para establecer el plan de renovar la Unidad N° 2, enfocándose en la eliminación de sus defectos y aumento de la confiabilidad en su operación y mantenimiento.

• Item 1

Plan de aumentar la potencia con el reemplazo de la turbina de la Unidad N° 2 (de 66MW a 74MW)

• Item 2

Plan de convertir el sistema neumático de los instrumentos en el electrónica de la Unidad N° 2

El último ítem corresponde al estudios de factibilidad para reconstruir el sistema de enfriamiento del agua que cubre la totalidad de Termopaipa.

• Item 3

Plan de convertir el sistema de circuito abierto a través de piscina enfriadora en el sistema de circuito cerrado por la torre de enfriamiento

1.1 Plan de renovación de la Unidad N° 2

1.1.1 Plan de aumentar la potencia de salida (de 66MW a 74MW) con el reemplazo de la turbina

Respecto a las instalaciones electro-mecánicas montadas en 1975, existe una discrepancia de 8MW entre las potencias de salida nominales del generador (74kW) y de la turbina (66MW).

Se puede aumentar la potencia de salida de la turbina de 66MW a 74MW por el reemplazo de las partes de turbina (el rotor, paletas, boguillas, diafragmas, etc.) y los pre-calentadores de agua, todo que ha sido envejecidos en el lapso de 15 años transcurridos a partir de su instalación.

• Plan de renovador de la turbina

| | |
|------------------------|------------------------------|
| Fabricación•Montaje | US\$ 6,340 × 10 ³ |
| (Porción divisa) | US\$ 4,066 × 10 ³ |
| (Porción moneda local) | US\$ 2,280 × 10 ³ |

| | | |
|-------------------------|-----------------------|----------------|
| Período de construcción | Trabajos preparativos | 7 meses |
| | Fabricación | 14 meses |
| | Pruebas en sitio | 4 meses |
| | <hr/> Total | <hr/> 25 meses |

• Indice económico

| | |
|--------------------------|--------------|
| Costo de construcción/kW | US\$ 792/kW |
| Costo de generación/kWh | 20 mills/kWh |

• Observaciones para su realización

Cuando se aumenta la potencia de salida en 8MW, se va a necesitar 285.85 t/h de valor. La caldera de la Unidad N° 2 produce 300 t/h de valor en pico y 284 t/h en régimen máximo continuo, por lo cual resulta en falta de 1.85 t/h en caso de la capacidad máxima continua. De ahí que antes de proceder a la ejecución de este plan, se necesita realizar las discusiones minuciosas con el fabricante de la caldera existente con base a los datos más actualizadas.

1.1.2 Plan de conversión del sistema de instrumentos

Este plan de rehabilitación tiene por objeto lograr la operación, mantenimiento y control apropiado, factibilidad de inspecciones y aumentar la confiabilidad en lo que respecta a la supervisión y control, por medio de reemplazamiento del sistema neumático de instrumentos existente en la Unidad N° 2 con el electrónica nuevo.

Principalmente los instrumentos de medición que ejercen la vigilancia y control en la pizarra central para las instalaciones pertenecientes a la caldera y turbina, serán cambiados con el sistema de instrumentos electrónica, dotado de los computadores electrónicos. Los renglones principales a reemplazar son como sigue:

| Objeto del control | Contenido del plan |
|---|--|
| <p>(1) Equipos de caldera</p> <p>1) Control automático de caldera</p> <p>2) Control automático de Boiler Master</p> <p>3) Control del flujo de combustible</p> <p>4) Control de presión de vapor principal</p> <p>5) Control de alimentación de agua para el arranque</p> | <p>A reemplazar con el sistema de control digital automatizado de caldera (DDC).</p> <p>Realimentar la velocidad del alimentador de carbón como flujo del mismo.</p> <p>Instalar el nuevo circuito de Boiler Master en el sistema DDC por colocar el medidor de flujo del combustible.</p> <p>Instalar en el DDC el control a cascada para la temperatura del vapor en su salida.</p> <p>Instalar el circuito de controlar DDC para que se puede realizar el control del nivel de tambor al iniciar el arranque, por medio de la válvula de control de alimentar el agua para el arranque.</p> |
| <p>(2) Equipos de turbina</p> <p>1) Gobernador mecánico</p> <p>2) Control de nivel del restaurador de agua y del desaireador</p> | <p>Reemplazar con el sistema de controlar el gobernador bajo el modo digital eléctrico/hidráulico (DEH). Con esto se intenta automatizar el aumento de velocidad, frecuencia, tensión, cambio de la válvula, retroceso automático, carga y seguimiento del gobernador automático.</p> <p>Cambiar con el control remoto por DDC</p> |

• Plan de rehabilitación del sistema de instrumentos de la Unidad N° 2

| | |
|--------------------------------|------------------------------|
| Costo de fabricación y montaje | US\$ 5,750 × 10 ³ |
| (Porción divisa) | US\$ 3,680 × 10 ³ |
| (Porción moneda local) | US\$ 2,070 × 10 ³ |

Período de construcción

| | |
|-----------------------|----------|
| Trabajos preparativos | 10 meses |
| Fabricación | 12 meses |
| Pruebas en sitio | 5 meses |
| Total | 27 meses |

• Indice económico

Aumento en el costo de generación... 1.9 mills/kWh

• Observaciones para su realización

Cuando se cambia el sistema de instrumentos de medición, hay que tener preparados los planos en que están indicados con toda claridad los puntos de medición y sus lugares del sistema existente. Asimismo, hay que considerar la coherencia racional con el sistema de la Unidad N° 3. A propósito, la conversión del sistema existente para los equipos de caldera en DDC trae como consecuencia, el cambio del sistema de controlar la alimentación de agua.

1.2 Plan de cambiar el sistema de enfriamiento del agua enfriadora

Con el sistema actual, el agua que ha enfriado el restaurador de agua y los rodamientos de los equipos auxiliares, se bota en el río Chicamocha aguas arriba del tomadero lo cual está causando los problemas citados a continuación.

Con el fin de solventar estos problemas y mejorar la eficiencia de enfriamiento, se ha planteado el cambio del sistema con la torre de enfriamiento por donde se circula el agua enfriadora.

• Los problemas existentes en el sistema actual

- 1) Como se trata de enfriamiento natural, se necesita la piscina inmensa.
- 2) Sin querer, se aumenta la temperatura del agua en la piscina al succionarse lo cual baja la eficiencia de enfriamiento.
- 3) Debido al enfriamiento natural basado en la piscina de enfriamiento, su eficiencia depende mucho del estado atmosférico.

- 4) El aumento de la temperatura en la piscina favorece al crecimiento de las hierbas acuáticas (buchon, elodea etc.) en ella y empeora la circulación de agua. Además, no se puede desestimar los gastos para quitar las hierbas crecidas.

De torres de enfriamiento hay varios tipos de los cuales se ha elegido como conclusión el tipo de circulación de aire forzada.

A continuación se indican las condiciones de diseño para el sistema de enfriamiento circulante con el uso de la torre a aire forzado.

• Especificaciones de diseño para el sistema de enfriamiento de circulación

- Capacidad de enfriamiento de la torre
 - Para la Unidad No. 1 7,000m³/h
 - Para la Unidad No. 2 13,000m³/h
 - Para la Unidad No. 3 13,000m³/h

- Temperatura del agua enfriadora
 - A la entrada de la torre: 35°C
 - A la salida de la torre: 27°C

- Temperatura del ambiente (Temp. medida por globo mojado) 13°C

- Esqueleto de la bomba de presión para el agua enfriadora
 - Para la Unidad No. 1 7,000m³/h x 20m
 - Para la Unidad No. 2 13,000m³/h x 20m
 - Para la Unidad No. 3 13,000m³/h x 20m

- Se instalará el dosificador de material purificante para mejorar la calidad del agua circulante

• Estimación del costo y período de construcción

Costo estimado (US\$ x 10³)

| | Divisa | Moneda local | Total |
|---------------|--------------|--------------|---------------|
| Equipo | 8,760 | — | 8,760 |
| Montaje | — | 4,940 | 4,940 |
| Obras civiles | — | 1,170 | 1,170 |
| Total | 8,760 | 6,110 | 14,870 |

Período de construcción

| | |
|-----------------------|-----------------|
| Trabajos preparativos | 13 meses |
| Fabricación de equipo | 10 meses |
| Transporte | 2 meses |
| Montaje, Pruebas | 9 meses |
| Total | 34 meses |

(incluidos 7 meses para las obras civiles)

• Indice económico

Aumento en el costo de generación...4.9 mills/kWh

• Observaciones para su realización

Como el terreno asignado para la instalación de la torre está bien cerca del Río Chicamocha, hay que efectuar de antemano el estudio de su subsuelo para asegurarse si lleva la resistencia suficiente. Asimismo, hay que investigar y confirmar la existencia de las instalaciones enterradas y si las hay, habrá que reconstruirlas o cambiar el diseño de la porción correspondiente a la instalación nueva.

1.3 Sugerencias sobre el problema ambiental

Como los efectos nocivos contra el ambiente producidos por las centrales en cuestión, se citan el hollín que sale de la Unidad N0 1 por carecer de su colector y la ceniza de carbón que se deja salir al Río Chicamocha. De estos dos problemas, el de ceniza causa daños tremendos a las ciudades localizadas aguas abajo, por lo tanto se recomienda planificar cuanto antes las medidas integrales para contrarrestarlos, incluyendo el reforzamiento del dique de defensa y la búsqueda del terreno adecuado para botar la ceniza.

La instalación del filtro eléctrico para eliminar el hollín de la Unidad N° 1 no se considera viable, ya que esto implica las obras exorbitantes como demolición de la chimenea existente y construcción de la nueva en el mismo sitio, todo debido a la indisponibilidad del terreno suficiente en dimensión alrededor de la caldera existente.

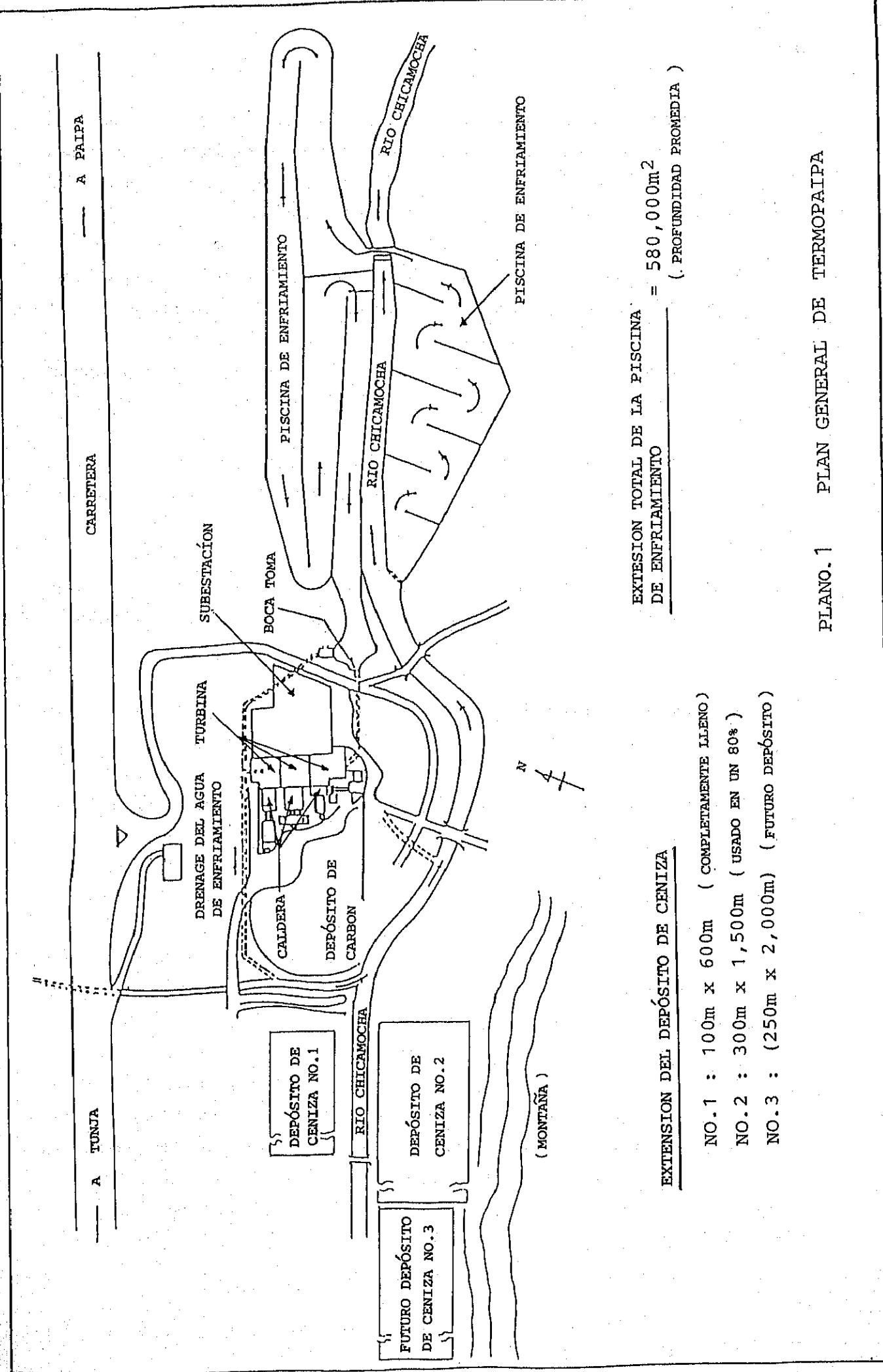
Como medidas preventivas contra fuga de la ceniza de sus depósitos ya llenados y en uso, se sugieren los planes siguientes, aunque son los métodos muy generalizados.

- ① Construir el dique de contención en ambas orillas del Río Chicamocha para evitar la afluencia de ceniza.
- ② Instalar en el patio de los tanques de filtración y de sedimentación para tratar el agua pluvial acumulada en los depósitos de ceniza para que se pueda drenar luego al Río Chicamocha.
- ③ Construir un canal de drenaje en una extensión de terreno entre el depósito de ceniza de la Unidad N° 2 y la montaña para regular el agua pluvial que afluye desde dicha montaña.
- ④ Cubrir la ceniza con tierra o arena y plantar los árboles o césped sobre el y terreno así formado, a fin de evitar la dispersión de ceniza por el viento.

Por otra parte, se llama la atención a lo que se indica abajo como posibles problemas ambientales en el futuro.

Es decir, coincidiendo con el lapso en que vaya avanzando la obsoletización y deterioración de la Unidad N° 1 construida en 1958, se aumentará la demanda para energía y se obligará instalar unidades adicionales. En tal caso, se hará imprescindible establecer las medidas para conservar las circunstancias ambientales sanas, tales como obtención del terreno para el depósito de ceniza y la prevención de salida de ceniza al río.

Al convertir el sistema de enfriamiento actual en la torre, hay que prestar la atención a la ventaja de poder aprovechar la inmensa extensión de terreno (580.000 m² aproximadamente) que ocupa la piscina de enfriamiento, aparte de la meta original de mejorar la eficiencia del enfriamiento. (Ver el Plano 1.)



EXTENSION TOTAL DE LA PISCINA DE ENFRÍAMIENTO = 580,000m² (PROFUNDIDAD PROMEDIA)

EXTENSION DEL DEPÓSITO DE CENIZA

- NO.1 : 100m x 600m (COMPLETAMENTE LLENO)
- NO.2 : 300m x 1,500m (USADO EN UN 80%)
- NO.3 : (250m x 2,000m) (FUTURO DEPÓSITO)

PLANO. 1 PLAN GENERAL DE TERMO PAIPA

2. PLAN DE REHABILITACION DE LAS CENTRALES HIDRO-ELECTRICAS

De las 11 centrales seleccionadas como objeto del estudio de factibilidad para su rehabilitación, la de Puente Guillermo perteneciente a EBSA del Depto. de Boyaca ha sido excluida del grupo prioritario, por cuanto puede ser puesta en marcha nuevamente una vez terminada la obra de recuperación del tanque de carga y la tubería de presión.

Sobre las 10 centrales restantes, se han resumido en el Cuadro-1 los planes evaluados como óptimos entre sus alternativas comparativas.

2.1 Clasificación según los criterios de selección

Como se aprecia en la tabla de los planes óptimos según centrales la que está mostrada en el Cuadro-3, existen variaciones grandes entre los costos de rehabilitación por kW y los costos de generación por kW estimados después de haber sido rehabilitadas. Por consiguiente, se han hecho las agrupaciones con base a las 3 normas señaladas abajo, las cuales fueron usadas en el estudio de pre-factibilidad como criterio para evaluar la prioridad en los planes de rehabilitación.

Criterio 1: Potencia rehabilitada o aumentada tiene que ser mayor de 1,000 kW

2: Costo de rehabilitación/kW en función de la potencia rehabilitada o aumentada tiene que ser menor de US\$ 2,000

3: Costo de generación/kWh en función del kilovatiohora aumentado por la rehabilitación tiene que ser menor de 30 mills./kWh

Cuadro - 1 General Statement of the Optimum Rehabilitation Plan for Hydroelectric Power Plants

| Group | Power Plant | ① Specifications for Existing Generating Facilities | | | | | ② Rehabilitation Plan | | | | | | | ③ Recovered or Increased Energy | |
|-------|---------------------|---|---------------------------------|---------------------------|-----------------------------|--------------------------------|---|--------------------------------|--|--|--|--|--|---|--|
| | | ⑩ Max. available discharge Qo (m³/s) | ⑪ Net head Ho (m) | ⑫ Rated output Po (kW) | ⑬ Present facility capacity | | ⑳ Max. available discharge Qi (m³/s) | ㉑ Standard net head H1 (m) | ㉒ Theoretical output = 9.8 x ㉒ x ㉑ | ㉓ Resultant efficiency η | ㉔ Output = ㉒ x ㉓ P1 (kW) | ㉕ Annual probable generated energy E1 (GWh) | ㉖ Facility utilization factor ε (%) | ㉗ Output = ㉔ - ㉒ ΔP (kW) | ㉘ Annual probable generated energy ΔE (GWh) |
| | | | | | ⑭ Output Pc (kW) | ⑮ Generated energy Ec (GWh) | | | | | | | | | |
| 1 | Caracoli (ALT-1) | 5.0 | 86.0 | 3,200 | 2,300 | 18.81 | 10.0 | 82.9 | 8,124 | 0.835 | 6,700 | 57.0 | 96 | 4,400 | 38.1 |
| | Municipal (ALT-2) | 5.6 | 79.6 | 2,112 | 1,400 | 5.94 | 7.0 | 79.6 | 5,460 | 0.835 | 4,500 | 34.8 | 88 | 3,100 | 28.9 |
| | Julio Bravo (ALT-1) | 2.0 | 120.0 | 1,500 | 0 | 0 | 3.0 | 143.0 | 4,204 | 0.835 | 3,500 | 29.4 | 97 | 3,500 | 29.4 |
| | Lagunilla (ALT-3-1) | 0.5 | 120.0 | 392 | 0 | 0 | 2.0 | 309.0 | 6,056 | 0.830 | 5,000 | 43.2 | 99 | 5,000 | 43.2 |
| 2 | Intermedia | 5.6 | 56.8 | 1,120 | 900 | 3.33 | 5.6 | 56.8 | 3,117 | 0.830 | 2,500 | 19.7 | 88 | 1,600 | 16.4 |
| | San Cancio | 5.6 | 53.8 | 2,320 | 1,750 | 8.44 | 5.6 | 53.8 | 2,952 | 0.830 | 2,400 | 18.5 | 88 | 650 | 10.1 |
| | La Vuelta (ALT-2) | 54.0 | 4.8 | 2,000 | 500 | 6.25 | 100.0 | 9.65 | 9,457 | 0.823 | 7,700 | 65.7 | 96 | 7,200 | 59.4 |
| 3 | Silvia | Total 1.5 No Unit 1.1 | 31.0 | 604 | 100 | 0.82 | 1.1 | 31.0 | 334 | 0.740 | 240 | 2.1 | 98 | 240 | 2.1 |
| | | 500 | | 0 | 0 | | | | | | | | | | |
| | Ovejas (ALT-2) | 7.0 | 24.5 | 900 | 650 | 2.97 | 15.0 | 26.0 | 3,822 | 0.830 | 3,100 | 26.2 | 94 | 2,450 | 23.2 |
| | Zaragoza (ALT-1) | 6.5 | 30.0 | 1,560 | 1,200 | 6.29 | 10.0 | 32.8 | 3,214 | 0.830 | 2,600 | 18.4 | 78 | 1,400 | 12.1 |
| Group | Power Plant | ④ Rehabilitation Work Cost (US\$1000) | | | | | ⑤ Construction Cost per kW (US\$/kW) | | ⑥ Total of Annual Cost at Generating Terminal (US\$1000) | | | | | ⑦ Average Generating Cost per kWh (mills/kWh) | |
| | | ⑩ Generating Equipment Cost | | | ⑭ Civil work cost C2 | ⑮ = ⑭ | ⑯ Cost per ΔP = ⑮/⑩ C/ΔP | ⑰ Cost per P1 = ⑮/⑰ C/P1 | ⑱ Operation and maintenance costs AOM | ⑲ Principal repayment amount for construction cost (25-year average) | | | ⑳ = ⑲ + ⑲ per E1 = ⑲/⑲ ÷ 0.95 | ㉑ = ⑲/㉑ per ΔE = ⑲/㉑ ÷ 0.95 | |
| | | ㉒ Foreign currency portion C1f | ㉓ Local currency portion C1l | ㉔ = ㉒ + ㉓ C1 | | | | | | ㉕ Foreign currency portion ⑲ = 2,610 x ㉒ ÷ 25 | ㉖ Local currency portion ⑲ = 2,016 x (㉒ + ㉓) ÷ 25 | ㉗ = ㉕ + ㉖ | | | |
| 1 | Caracoli (ALT-1) | 2,900 | 1,200 | 4,100 | 2,900 | 7,000 | 1,600 | 1,050 | 26.8 | 305 | 329 | 634 | 661 | 12 | 18 |
| | Municipal (ALT-2) | 2,450 | 1,000 | 3,450 | 750 | 4,200 | 1,350 | 950 | 18.0 | 255 | 140 | 395 | 413 | 13 | 15 |
| | Julio Bravo (ALT-1) | 2,300 | 950 | 3,250 | 1,050 | 4,300 | 1,220 | 1,220 | 14.0 | 242 | 158 | 400 | 414 | 15 | 15 |
| | Lagunilla (ALT-3-1) | 3,800 | 1,500 | 5,300 | 1,600 | 6,900 | 1,400 | 1,400 | 20.0 | 401 | 252 | 653 | 673 | 16 | 16 |
| 2 | Intermedia | 1,900 | 750 | 2,650 | 1,050 | 3,700 | 2,310 | 1,500 | 10.0 | 197 | 145 | 342 | 352 | 19 | 23 |
| | San Cancio | 1,900 | 750 | 2,650 | 600 | 3,250 | 5,035 | 1,350 | 9.6 | 197 | 111 | 308 | 318 | 18 | 33 |
| | La Vuelta (ALT-2) | 7,400 | 2,950 | 10,350 | 9,770 | 20,120 | 2,800 | 2,600 | 30.8 | 772 | 1,026 | 1,798 | 1,829 | 29 | 32 |
| 3 | Silvia | 458 | 184 | 642 | 34 | 676 | 2,800 | 2,800 | 1.0 | 48 | 18 | 66 | 67 | 33 | 33 |
| | Ovejas (ALT-2) | 2,650 | 1,050 | 3,700 | 4,300 | 8,000 | 3,300 | 2,600 | 12.4 | 277 | 433 | 710 | 722 | 29 | 33 |
| | Zaragoza (ALT-1) | 2,250 | 900 | 3,150 | 1,000 | 4,150 | 2,900 | 1,600 | 10.4 | 236 | 154 | 390 | 400 | 23 | 35 |

• Evaluación del plan de generación según cada central

| Central | Indice económico del plan de generación | | | | | |
|-------------|---|---|---|---|--|---|
| | Potencia aumentada ΔP (kW) | | Costo de rehabilitación por ΔP (US\$/kW) | | Costo de generación por ΔE energía aumentada (mills/kWh) | |
| Caracoli | 4,400 | O | 1,600 | O | 18 | O |
| San Cancio | 650 | X | 5,035 | X | 33 | X |
| Intermedia | 1,600 | O | 2,310 | X | 23 | O |
| Municipal | 3,100 | O | 1,350 | O | 15 | O |
| Silvia | 240 | X | 2,800 | X | 33 | X |
| Ovejas | 2,450 | O | 3,300 | X | 33 | X |
| La Vuelta | 7,200 | O | 2,800 | X | 32 | X |
| Julio Bravo | 3,500 | O | 1,220 | O | 15 | O |
| Zaragoza | 1,400 | O | 2,900 | X | 35 | X |
| Lagunilla | 5,000 | O | 1,400 | O | 16 | O |

Nota: O significa "cumple."

X significa "no cumple."

• Grupo 1: Centrales cuya rehabilitación es factible

Son las siguientes 4 centrales hidroeléctricas de tipo a filo de agua las que satisfacen todos los criterios de selección.

- ① Central Hidroeléctrica Caracoli (Propietario EADE del Depto. de Antioquia:
Potencia nominal 3,200 kW)
Potencia actual 2,300 kW → Potencia rehabilitada 6,700 kW
- ② Central Hidroeléctrica Municipal (Propietario CHEC del Depto. de Caldas:
Potencia nominal 2,112 kW)
Potencia actual 1,400 kW → Potencia rehabilitada 4,500 kW
- ③ Central Hidroeléctrica Julio Bravo (Propietario CEDENAR del Depto. de Nariño: Potencia nominal 1,500 kW)
Potencia actual 0 kW → Potencia rehabilitada 3,500 kW
- ④ Central Hidroeléctrica Lagunilla (Propietario ELECTROLIMA del Depto. de Tolima: Potencia nominal 392 kW)
Potencia actual 0 kW → Potencia rehabilitada 5,000 kW

• Grupo 2: Centrales de que se debe considerar sus condiciones especiales como localización, característica regional, etc.

Se eligieron las 3 centrales siguientes con de tipo a filo de agua de las cuales deben ser considerados no solo los índices del plan de generación usados como criterio de selección sino también las circunstancias particulares que las rodean, como las condiciones de ubicación o característica regionales que tienen.

- ① Central Hidroeléctrica Intermedia (Propietario CHEC del Depto. de Caldas: Potencia nominal 1,120 kW)
Potencia actual 900 kW → Potencia rehabilitada 2,500 kW
- ② Central Hidroeléctrica San Cancio (Propietario CHEC del Depto. de Caldas: Potencia nominal 2,320 kW)
Potencia actual 1,750 kW → Potencia rehabilitada 2,400 kW
- ③ Central Hidroeléctrica La Vuelta (Propietario Metales Preciosos de Choco, S.A. Depto. de Choco: Potencia nominal 2,000 kW)
Potencia actual 500 kW → Potencia rehabilitada 7,700 kW

(Condiciones especiales de las Centrales Intermedia y San Cancio)

Por las siguientes razones, estas dos centrales han sido incluidas en el Grupo-2.

Las dos centrales, incluyendo Central Municipal, están localizadas en serie a lo largo del Río Chinchina, es decir, el canal de descarga de San Cancio se conecta directamente con el canal de conducción de Intermedia y asimismo su canal de descarga se conecta con el canal de conducción de Municipal. Por lo tanto, el caudal planeado a utilizar por cada central depende del caudal máximo diseño de la San Cancio $Q = 5.6\text{m}^3/\text{s}$ la cual está localizada aguas más arriba.

Además, no hay diferencias notables entre la cabeza base útil de cada central, según por la cual al rehabilitar estas 3 centrales, se debe considerar la conversión de los equipos existentes en un solo tipo más racional con el fin de lograr la normalización de la tecnología en la operación, mantenimiento y control, y la compatibilidad de los repuestos.

(Condiciones especiales de La Central La Vuelta)

Esta central ha sido clasificada al Grupo-2 por siguiente razón.

En caso de esta central, existe un antecedente por el cual no se puede tomar la decisión, sea positiva o negativa, sobre el plan de rehabilitación o de recuperación, solo a través de los índices del plan de generación; es decir, se requiere un juicio basado en la vista socio-económica, tomando en cuenta el efecto extendido al desarrollo regional del Departamento de Choco considerado como el área atraseda.

Al estudiar el plan de rehabilitación de la Central La Vuelta, se ha adoptado opcionalmente el plan de eliminar la presa tipo Trincho y construir una nueva presa de hormigón. Sin embargo, faltan siguientes datos fundamentales para realizar el plan de rehabilitación.

- Datos de la perforación de tierra ejecutada en el subsuelo de la presa.
- Datos del levantamiento topográfico del área de filtración fluvial (incluyendo la elaboración gráfica por el levantamiento fotogramétrico).
- Datos sobre los objetos de indemnización por la sumersión.

• Grupo 3: Centrales hidroeléctricas con poca factibilidad

Las 3 siguientes centrales hidroeléctricas del tipo a filo de agua no satisfacen los criterios mencionados.

- ① Central Hidroeléctrica de Silvia (Propietario CEDELCA del Depto. de Cauca:
Potencia nominal 604 kW)
Potencia actual 100 kW → Potencia rehabilitada 340 kW
- ② Central Hidroeléctrica de Ovejas (Propietario CEDELCA del Depto. de Cauca: Potencia nominal 900 kW)
Potencia actual 650 kW → Potencia rehabilitada 3,100 kW
- ③ Central Hidroeléctrica de Zaragoza (Propietario ESSA del Depto. de Santander: Potencia nominal 1,560 kW)
Potencia actual 1,200 kW → Potencia rehabilitada 2,600 kW

2.2 Análisis del costo/beneficio

Como la forma de evaluar la rentabilidad de rehabilitación, se ha adoptado el método generalizado que se llama el análisis del costo/beneficio.

Al analizar el costo/beneficio, se han establecido las premisas cuyo resumen está indicado a continuación.

• Premisas para el análisis de costo/beneficio

(1) Adopción del análisis de costo/beneficio en función de su aumento

La porción aumentada resultante del cálculo, rentabilidad con rehabilitación menos rentabilidad sin rehabilitación, se toma como rentabilidad contra la inversión.

En el supuesto caso de que los equipos no se reemplazan, se ha establecido que la vida útil que les queda a los equipos existentes es uniformemente 5 años como promedio.

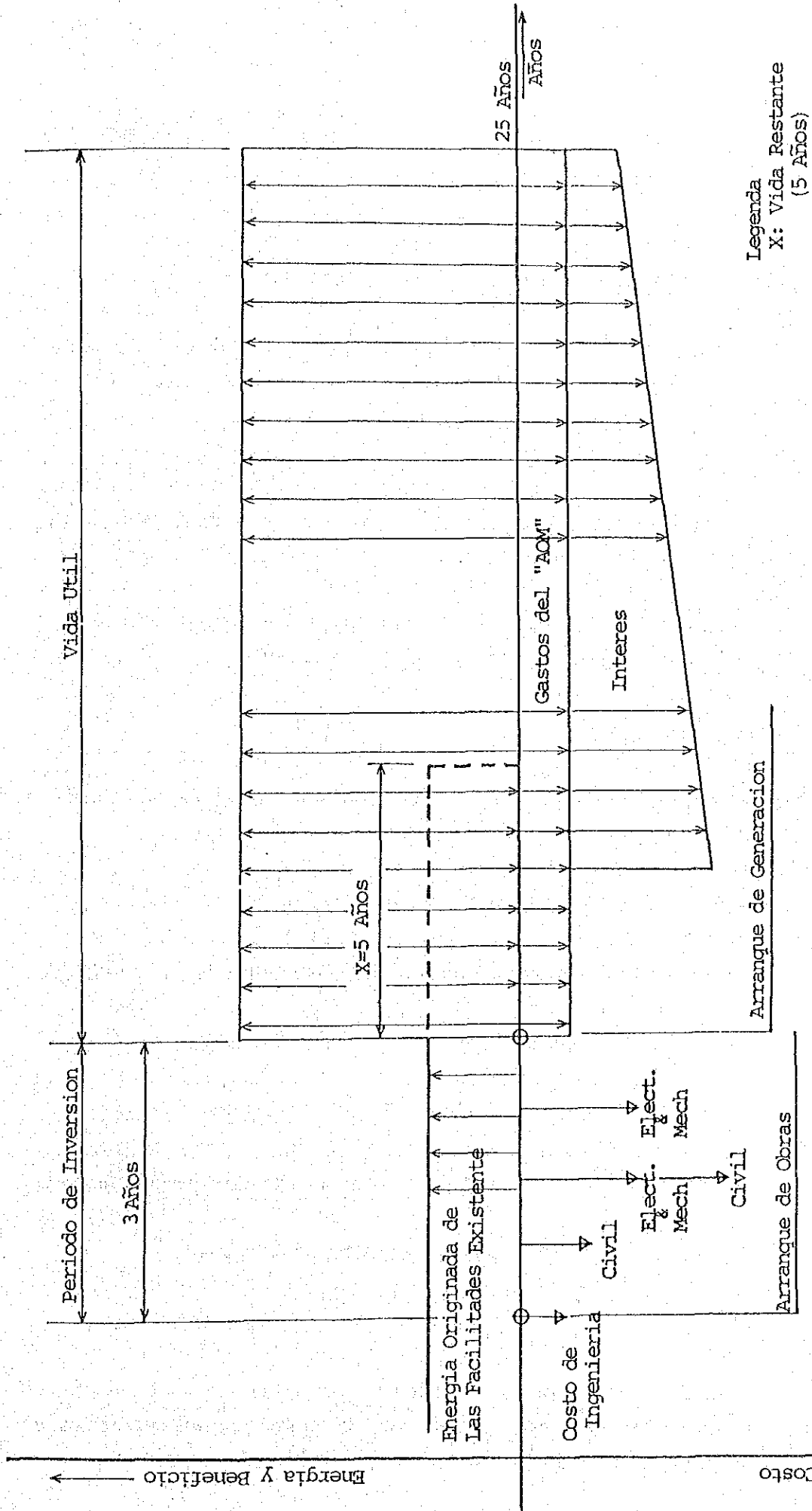
(2) Estimación del costo de construcción

El costo de construcción está cotizado en los precios prevalecientes en septiembre de 1989, según porciones de divisa y de moneda local. La tasa cambiaria entre la divisa (US \$) y moneda local (Col \$) está fijada en US \$1 = Col \$369.4 conforme a lo establecido por DNP. El costo de construcción estimado incluye la reserva y el honorario de ingeniería pero no incluye el gasto de confiscar el terreno y indemnizar las pérdidas.

El costo FOB de los equipos está cotizado según los precios válidos en Japón y CIF ha sido calculado conforme a la fórmula adoptada por ISA en el proyecto de la central hidroeléctrica, o sea $FOB:CIF = 1.00:1.12$.

(3) Duración de servicio

La duración de servicio del proyecto para evaluar la rentabilidad ha sido establecido en 25 años a partir de la rehabilitación terminada. El costo de amortización por cada año está calculado en base al método fijo adoptado por ICEL. En este caso, la vida útil según las instalaciones está fijada como sigue,



Plano 2 Costo y Beneficio de Rehabilitación de la Centrales Hidroelectricas

sin que se quede ningún valor restante (cero).

① Vida útil de las estructuras civiles...50 años

② Vida útil de los equipos electro-mecánicos...25 años

(4) Gastos de operación y mantenimiento

Se ha adoptado el precio valorado promedio que ISA aplica a las centrales hidroeléctricas, o sea, US \$4⁹⁹/kW instalado, durante todo el año.

(5) Precio unitario de beneficio

La renta proveniente del proyecto se ha estimado en base a la tarifa que ICEL aplica a las empresas eléctricas en diciembre de 1988.

Renta por kW...Col \$1,086,909.69/MW = US \$2,942.36/MW

Renta por kW...Col \$4,936.18/MW = US \$13.36/MW

(6) Condiciones de adquirir el fondo

Las condiciones de préstamo para adquirir el fondo en divisa y en moneda local.

① Condiciones de préstamo en divisa

- Interés anual: 10%
- Período del desembolso de capital: 25 años, incluyendo el período de gracia por 4 años
- Forma de desembolso: Pagos de capital en cuotas iguales

② Condiciones de préstamo en moneda local

- Interés anual: 21%
- Período de desembolso de capital: 8 años, incluyendo el período de gracia por un año
- Forma de desembolso: Pagos de capital en cuotas iguales

(7) Tasa de descuento

Conforme a lo que se supone del interés sustancial en Colombia, la tasa de descuento aplicable al cálculo del valor neto presente y relación de costo/beneficio se ha establecido en 7.6%.

2.2.1 Análisis de costo/beneficio para las centrales hidroeléctricas que pertenecen al Grupo 1

A continuación se indica el resultado de análisis costo/beneficio en el proyecto de rehabilitar las centrales hidroeléctricas que fueron seleccionadas como factibles.

- Evaluación del proyecto de rehabilitación para las centrales hidroeléctricas del Grupo 1

| Central | Índice económico | | | Análisis costo/beneficio | | |
|-----------|---------------------------------------|--|--|--------------------------|--|----------------------------|
| | Potencia aumentada ΔP (kW) | Costo rehabilitación por ΔP (US\$/kW) | Costo generación por ΔE (mills/kWh) | Relación costo/beneficio | Valor neto Presente (US\$ x 10 ³) | Relación renta interna (%) |
| Caracoli | 4,400 | 1,600 | 18 | 0.99 | 53 | 7.7 |
| Municipal | 3,100 | 1,350 | 15 | 0.86 | 366 | 9.2 |
| J. Bravo | 3,500 | 1,220 | 15 | 0.96 | 100 | 8.1 |
| Lagunilla | 5,000 | 1,400 | 16 | 1.06 | -202 | 7.0 |

2.2.2 Análisis de costo/beneficio para las centrales hidroeléctricas del Grupo 2

Las tres centrales hidroeléctricas, San Cancio, Intermedia, Municipal, propiedad de CHEC del Depto. de Caldas son una serie de plantas localizadas a lo largo del Río Chinchina, por lo tanto sus rehabilitaciones se han considerado como Paquete. Bajo tal concepto, se realizó el análisis de costo/beneficio cuyo resultado se indica abajo.

- Evaluación en Paquete de las centrales hidroeléctricas localizadas en serie a lo largo del Río Chinchina

| Paquete* | Índice económico | | | Análisis costo/beneficio | | |
|-----------|---------------------------------------|---|--|--------------------------|--|----------------------------|
| | Potencia aumentada ΔP (kW) | Costo rehabilitación por ΔP (US\$ x 10 ³ /kW) | Costo generación por ΔE (mills/kWh) | Relación costo/beneficio | Valor neto Presente (US\$ x 10 ³) | Relación renta interna (%) |
| Paquete ① | 4,700 | 1,680 | 18 | 1.01 | -177 | 7.5 |
| Paquete ② | 5,350 | 2,100 | 21 | 1.07 | -384 | 6.8 |

*Paquete ① = Municipal + Intermedia

Paquete ② = Municipal + Intermedia + San Cancio

Abajo se indica el resultado de análisis costo/beneficio en el proyecto de rehabilitación de la central hidroeléctrica La Vuelta perteneciente a la Metales Preciosos de Choco, S.A. que se clasificó al Grupo 2.

• Evaluación del proyecto de rehabilitación para la Central Hidroeléctrica La Vuelta

| Central | Índice económico | | | Análisis costo/beneficio | | |
|-----------|------------------------------------|---|---|--------------------------|---|----------------------------|
| | Potencia aumentada ΔP (kW) | Costo rehabilitación por ΔP (US\$/kW) | Costo generación por ΔE (mills/kWh) | Relación costo/beneficio | Valor neto Presente (US\$ x 10 ³) | Relación renta interna (%) |
| La Vuelta | 7,200 | 2,800 | 32 | 2.29 | -6398 | 0.5 |

2.2.3 Análisis de costo/beneficio para las centrales pertenecientes al Grupo 3

Para las Centrales Silvia y Ovejas de CEDELCA del Depto. de Cauca, Zaragoza de ESSA del Depto. de Santander, no se ha obtenido resultado positivo en el análisis de costo/beneficio por lo cual hay que concluir que el proyecto de rehabilitación no es factible. A continuación, se encuadra el resultado de análisis de los índices económicos y relaciones de costo/beneficio para el proyecto de generación.

• Evaluación para el proyecto de generación según cada central

| Grupo | Plan por cada central | Índice económico | | | Análisis costo/beneficio | | |
|-------|-----------------------|------------------------------------|---|---|--------------------------|--|----------------------------|
| | | Potencia aumentada ΔP (kW) | Costo construcción por ΔP (US\$/kW) | Costo generación por ΔE (mills/kWh) | Relación costo/beneficio | Valor neto Pres. (US\$ x 10 ³) | Relación renta interna (%) |
| 1 | Caracoli ALT-1 | 4,400 | 1,600 | 18 | 0.99 | 53 | 7.7 |
| | Municipal ALT-2 | 3,100 | 1,350 | 15 | 0.86 | 366 | 9.2 |
| | J. Bravo ALT-1 | 3,500 | 1,220 | 15 | 0.96 | 100 | 8.1 |
| | Lagunilla ALT-3-1 | 5,000 | 1,400 | 16 | 1.06 | -202 | 7.0 |
| 2 | Intermedia | 1,600 | 2,310 | 23 | 1.37 | -538 | 4.6 |
| | San Cancio | 650 | 5,035 | 33 | 1.40 | -491 | 4.6 |
| | La Vuelta ALT-2 | 7,200 | 2,800 | 32 | 2.29 | -6398 | 0.5 |
| 3 | Silvia REH | 240 | 2,800 | 33 | 2.02 | -173 | 1.1 |
| | Ovejas ALT-2 | 2,450 | 3,300 | 33 | 2.63 | -3226 | -0.4 |
| | Zaragoza ALT-1 | 1,400 | 2,900 | 35 | 1.74 | -936 | 2.7 |

2.3 Centrales donde se ejecuta la rehabilitación

La Misión de JICA ha seleccionado las 4 siguientes centrales hidroeléctricas como las que merecen la rehabilitación con base al juicio globalizado que consta del resultado de la evaluación y de lo conversado en las reuniones sostenidas cada empresa involucrada.

- ① Central Hidroeléctrica a filo de agua Municipal
(Propietario CHEC: Potencia nominal actual 2,112kW → Potencia nominal rehabilitada 4,500kW)
- ② Central Hidroeléctrica a filo de agua Intermedia
(Propietario CHEC: Potencia nominal actual 1,120kW → Potencia nominal rehabilitada 2,500kW)
- ③ Central Hidroeléctrica a filo de agua San Cancio
(Propietario CHEC: Potencia nominal actual 2,320kW → Potencia nominal rehabilitada 2,400kW)
- ④ Central Hidroeléctrica a filo de agua Julio Bravo
(Propietario CEDENAR: Potencia nominal actual 1,500kW → Potencia nominal rehabilitada 3,500kW)

2.3.1 Centrales Municipal, Intermedia y San Cancio

Los 3 centrales hidroeléctricas Municipal, Intermedia y San Cancio, pertenecientes a la CHEC del Depto. de Caldas están localizadas en serie a lo largo del Río Chinchina. Al efectuar la evaluación individual, sobresale la Municipal mucho por encima de las otras en lo que respecta al efecto de beneficio y lleva gran ventaja en su factibilidad. Sin embargo, estas 3 centrales deben ser tratadas como un paquete cuando se plantea realizar un proyecto de generación eléctrica, debiéndose ejecutar su rehabilitación por orden serial de Municipal → Intermedia → San Cancio.

• Plan de la obra de rehabilitación

El costo de las obras para rehabilitación estimado en base a los precios del mercado prevalecientes en septiembre de 1989 resulta US\$ 11,150 x 10³ en total. De dicho total, la porción en divisa corresponde a US\$ 6,250 x 10³ y la porción en moneda local a US\$ 4,900 x 10³, siendo su relación 0.56:0.44.

| Central | Divisa | Moneda local | Total |
|-----------------------------------|--------------|--------------|---------------|
| (Unidad: US\$ x 10 ³) | | | |
| Municipal | 2,450 | 1,750 | 4,200 |
| Intermedia | 1,900 | 1,800 | 3,700 |
| San Cancio | 1,900 | 1,350 | 3,250 |
| Total | 6,250 | 4,900 | 11,150 |

En caso se ejecuta la construcción por orden de Municipal, Intermedia y San Cancio, su período va a ser de 48 meses en total, contado a partir de su comienzo.

| Año | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|------------------------|----|----|----|---|----|----|----|----|
| ① Período preparativo | | | | | | | | |
| Estudio del proyecto | ←→ | | | | | | | |
| Diseño de construcción | | ←→ | | | | | | |
| Licitación/Contrato | | | ←→ | | | | | |
| ② Municipal | | | | | #1 | #2 | | |
| ③ Intermedia | | | | | | #1 | #2 | |
| ④ San Cancio | | | | | | | #1 | #2 |

• Indice económico en caso de agrupar las 3 centrales en un paquete

Potencia aumentada ΔP (kW)...5,350

Aumento en la energía ΔE (MWh) producible durante un año...55,400

Costo de construcción por ΔP kW (US\$/kW)...2,100

Costo de generación por ΔE kW (mills/kWh)...21

Relación de costo/beneficio...1.07

Valor neto presente (US\$ $\times 10^3$)...-384

Relación de renta interna (%)...6.8

• Observaciones para su realización

Hacia realización del proyecto de rehabilitación de estas 3 centrales hidroeléctricas, el grupo ICEL debe efectuar la verificación de los siguientes ítems a la mayor brevedad posible.

- ① Capacidad de conducción de los canales de alimentación existentes
- ② Caudal disponible en el área residual localizada en la bocatoma de Municipal
- ③ Calidad del agua del Río Chinchina

2.3.2 Central Hidroeléctrica Julio Bravo

Respecto a esta central perteneciente a CEDENAR del Depto. de Nariño, su proyecto de rehabilitación es altamente factible, aunque quedan por verificar algunos ítems para iniciar su ejecución.

• Proyectos de la obra de rehabilitación

El costo de construcción para rehabilitación está estimado como US\$ $4,300 \times 10^3$ siendo la relación de divisa/moneda local 0.54:0.46.

Divisa...US\$ $2,300 \times 10^3$

Moneda local...US\$ $2,000 \times 10^3$

Total...US\$ $4,300 \times 10^3$

El período de construcción se estima en 36 meses, excluyendo el plazo preparativo de 36 meses.

| Año | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|------------------------|----|----|----|----|----|----|----|---|
| ① Período preparativo | | | | | | | | |
| Estudio del proyecto | ←→ | | | | | | | |
| Diseño de construcción | | ←→ | | | | | | |
| Licitación/Contrato | | | ←→ | | | | | |
| ② Obras civiles | | | | ←→ | | | | |
| ③ Fab. de equipos | | | | | ←→ | | | |
| ④ Montaje | | | | | | #1 | #2 | |

• Indice económico

Potencia aumentada ΔP (kW)...3,500

Aumento en la energía producible durante un año ΔE (MWh)...29,400

Costo de construcción por ΔP kW (US\$/kW)...1,220

Costo de generación por ΔE kW (mills/kWh)...15

Relación de costo/beneficio...0.96

Valor neto presente (US\$ $\times 10^3$)...100

Relación de renta interna (%)...8.1

• Observaciones para su realización

Hacia la realización de este proyecto de rehabilitación, el grupo ICEL debe verificar los 2 siguientes ítems.

- ① Condiciones de caudal en la presa existente
- ② Variación de la calidad de agua anual en la bocatoma existente

2.3.3 Centrales cuya rehabilitación no se puede realizar de inmediato

Las Centrales Caracoli de EADE del Depto. de Antioquia y Lagunilla de ELECTROLIMA del Depto. de Tolima se han excluido del proyecto, por cuanto se considera que es difícil de iniciar la obra de rehabilitación de inmediato por las razones expuestas abajo.

• Razon por la cual se descarta la ejecución de obra inmediata

Se ha concluido que el proyecto de reconstruir la planta por duplicar el caudal a utilizar es más vetajoso que la rehabilitación en el sentido de que reconstrucción trae mayor efecto de beneficio en este caso a eliminar el canal de alimentación (en tubería $\phi 1,350\text{mm}$, $L = 1,300\text{m}$) existente y instalar el nuevo de mayor capacidad. Sin embargo, se le dió la prioridad al chequeo del estado de su deterioración y verificación de su vida útil restante, puesto que la tubería existente está mantenida sólida en su operación.

• Razon por la cual dificulta la ejecución inmediata de la Central Hidroeléctrica Lagunilla

La central hidroeléctrica en la cuenca del Río Lagunilla fue llevada totalmente por las rocas y tierra que invadieron al río a causa de la erupción de Nevado del Ruiz producida en noviembre de 1985.

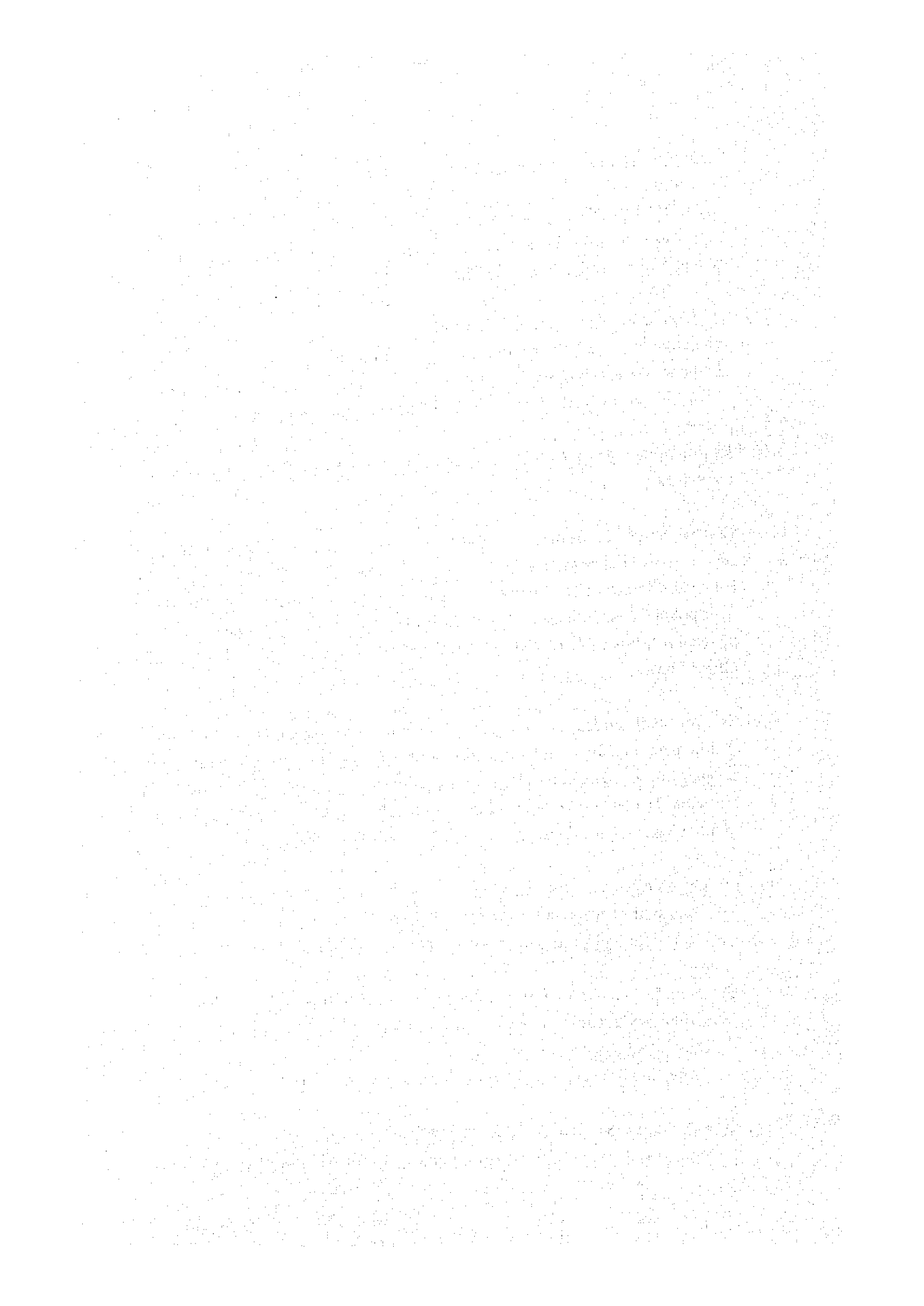
Aunque se puede aprovechar como referencia los datos recientes obtenibles en las cuencas cercanas, hace falta acumular los datos de medición para el caudal simultáneo en el Río Lagunilla por lo menos de dos años seguidos, puesto que el caudal en esta cuenca ha sufrido la variación considerable debido a la inundación de rocas y tierra.

2.4 Recomendaciones para el mejoramiento de las pequeñas centrales hidroeléctricas

Eran 62 en total las pequeñas centrales hidroeléctricas que el ICEL escogió como objeto del estudio de pre-factibilidad en noviembre de 1987. Contra esta cifra, son solamente 4 los centrales que han sido recomendadas como factibles y la totalidad de la potencia rehabilitada es de 8,850 kW (la potencia de salida nominal después de rehabilitación es de 12,900 kW), producto del estudio de factibilidad realizado últimamente.

Este resultado se debe a que el alcance de trabajo encargado queda limitado al estudio para rehabilitar las instalaciones existentes. Si nos basamos en otro punto de vista, o sea, desarrollar el potencial hidroeléctrico que contienen estas 62 centrales, la conclusión sería diferente. En este sentido, se puede señalar por ejemplo los siguientes sitios como candidatos a ser estudiados.

- ① Centrales cuyo factor de utilización de agua es sumamente bajo
Central hidroeléctrica Inza (Depto. de Cauca)
Central hidroeléctrica Río Recio (Depto. de Tolima)
- ② Centrales que no están desarrolladas globalmente pese a sus localizaciones seriales en la misma cuenca
Cuenca del Río Quindío
Grupo de las 3 centrales Bayona, Campestre y La Unión
- ③ Central en reemplazo de la planta de Diesel existente
Nuevo local para instalar la central hidroeléctrica Río Napia (Depto. de Cauca)



CAPITULO 1: CONTENIDO DEL PRESENTE INFORME

El presente informe resume los resultados del estudio de factibilidad (en adelante se denominará E/F) del "Proyecto de Recuperación de Pequeñas Centrales Eléctricas". Dicho estudio se ejecutó sobre doce (12) centrales eléctricas (1: termoeléctrica, 11: hidráulicas) seleccionadas dentro de 82 pequeñas centrales (3: térmicas, 62: hidráulicas y 17: diesel) perteneciente Grupo del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (en adelante ICEL), el cual consite en 15 empresas públicas de electricidad.

El presente estudio de factibilidad se ejecutó de acuerdo con el Alcance de Trabajo (en adelante se denominará A/T) que fue firmado en mes julio del año 1988 entre ICEL y la Agencia de Cooperación Internacional del Japón (en adelante denominado JICA).

A continuación, se listan los centrales objeto del estudio y los departamentos en donde están localizadas dichas centrales:

| Central | Departamento |
|-------------------------------|--------------|
| Termopaipa (Térmica) | Boyacá |
| Puente Guillermo (Hidráulica) | Boyacá |
| Caracoli (Idem) | Antioquia |
| San Cancio (Idem) | Caldas |
| Intermedia (Idem) | Caldas |
| Municipal (Idem) | Caldas |
| Silvia (Idem) | Cauca |
| Ovejas (Idem) | Cauca |
| La Vuelta (Idem) | Chocó |
| Julio Bravo (Idem) | Nariño |
| Zaragoza (Idem) | Santander |
| Lagunilla (Idem) | Tolima |

Los resultados del estudio sobre cada una de los 12 centrales están detallados en un volumen separado del informe. (Véase el Anexo 1.) En el caso de la Central hidroeléctrica Puente Guillermo, el plan de rehabilitación se completará por medio de la ejecución de la Obra de reparación del tanque de carga y la tubería de presión. Con relación al resto de las 10 centrales hidroeléctricas, se clasificación en 3 grupos según la proporción alta, media y baja de actualización haciendo la evaluación desde punto de vista de: índices económicos, relación beneficio/costo y tiempo de inicio de obra.

El presente informe ha tenido en consideración el plan de expansión en generación presentado por Interconexión Eléctrica, S.A. (en adelante ISA) en junio de 1987.

CAPITULO 2: PLAN DEL ESTUDIO

El Instituto Colombiano de Energía Eléctrica solicitó al Gobierno del Japón en febrero de 1987, la realización del estudio para el Proyecto de Recuperación. Esto tiene el propósito de mejorar la operación, por medio de ejecución de una rehabilitación adecuada para las 82 pequeñas centrales eléctricas (3: térmicas, 62: hidráulicas y 17: diesel) las cuales son operadas por las 15 empresas públicas de electricidad filiales del ICEL.

Como se indica en el Anexo 2 del presente informe, las 82 centrales eléctricas solicitadas están distribuidas extensamente en los 13 departamentos y en una intendencia del territorio nacional. Por lo tanto, JICA decidió a realizar el estudio separándolo en dos etapas; estudio de pre-factibilidad y estudio de factibilidad. El estudio de pre-factibilidad se ejecutó durante un período de 8 meses entre el noviembre de 1987 y el junio de 1988, con el propósito de conocer el estado real de dichas centrales y seleccionar las centrales de los cuales se esperan un resultado eficiente de la rehabilitación.

El presente estudio de factibilidad se realizó durante un período de 17 meses entre el noviembre de 1988 y el marzo de 1990 con el propósito de trazar los planes adecuados de rehabilitación sobre las 12 centrales (1: térmica y 11: hidráulicas) seleccionadas por JICA e ICE y de acuerdo a los resultados del estudio de pre-factibilidad.

2.1 Centrales eléctricas proyectadas para el estudio

Como se indicó anteriormente, las centrales eléctricas proyectadas para el presente estudio son, una central termoeléctrica: Termopaipa y once (11) centrales hidroeléctricas de tipo filo de agua.

Dichas centrales eléctricas están distribuidas en ocho (8) departamentos (Antioquia, Boyacá, Caldas, Cauca, Chocó, Nariño, Santander y Tolima):

Distribución de las centrales del estudio

| Departamento | Centrales | | Total |
|--------------|----------------|----------------|-----------|
| | Termoeléctrica | Hidroeléctrica | |
| Antioquia | 0 | 1 | 1 |
| Boyacá | 1 | 1 | 2 |
| Caldas | 0 | 3 | 3 |
| Cauca | 0 | 2 | 2 |
| Chocó | 0 | 1 | 1 |
| Nariño | 0 | 1 | 1 |
| Santander | 0 | 1 | 1 |
| Tolima | 0 | 1 | 1 |
| Total | 1 | 11 | 12 |

(1) Plan de rehabilitación para la Central Termoeléctrica de Paipa (Termopaipa)

En cuanto a la Central Termopaipa, los siguientes 3 ítems siendo considerados para rehabilitación. Dentro de ellos, 2 ítems correspondiente a la Unidad N° 2.

- 1) Aumento de la potencia de salida de la turbina para la Unidad N° 2 (66 a 74MW)
- 2) Cambio del sistema de medición de tipo neumático a tipo electrónico para la Unidad N° 2
- 3) Cambio del sistema de agua de enfriamiento al sistema de círculo cerrado por medio de la construcción de una nueva torre de enfriamiento

(2) Plan de rehabilitación para las centrales hidroeléctricas

En el cuadro 2.1, está indicado el estado actual y el nombre de las 11 centrales hidroeléctricas de tipo filo de agua seleccionadas para el presente estudio de factibilidad. La capacidad total instalada de dichas centrales es de 16,988kW y la total potencia actual es de 8,800kW. Esto muestra una reducción actual en potencia del 50% aproximadamente.

Cuadro 2-1 Estado actual de las centrales hidroeléctricas seleccionadas para el Proyecto de Rehabilitación

| Codigo de JICA | Central | E.P. | DEP. | Volumen de agua Q (m ³ /s) | Caida H (m) | Potencia nominal | | Estado de Operación | | | Observaciones |
|----------------|--------------|-------------|-----------|---------------------------------------|-------------|----------------------|---------------------|---------------------|--------------------|----------------|--|
| | | | | | | T. po X No * | Po Potencia Nominal | Año ** | Pe Potencia actual | Pe/Po (%) | |
| 201 | Caracolí | E.A.D.E. | Antioquia | 5,0 | 86,0 | PX 1 FX 1 | 1.600 1.600 | 55 27 | 1.150 1.150 | 72 72 | Desde 1984 está suspendida la operación por daño de tubería de presión. |
| 210 | P. Guillermo | EBSA | Boyaca | 2,6 | 58,0 | FX 2 | 640 640 | 30 40 | 0 0 | 0 0 | |
| 211 | San Cancio | CHEC | Caldas | 5,6 | 59,8 | FX 1 PX 1 | 1350 970 | 43 61 | 1.000 750 | 74 77 | Existe un desequilibrio entre potencia teórica y nominal. |
| 212 | Intermedia | CHEC | Caldas | 5,6 | 59,0 | PX 1 | 1.120 | 43 | 900 | 80 | |
| 213 | Municipal | CHEC | Caldas | 5,6 | 80,6 | PX 2 | 1.056X2 | 45 | 700X2 | 66 | |
| 227 | Silvia | CEDELCA | Cauca | 1,5 | 31,0 | FX 1 FX 1 | 500 104 | 36 30 | 0 100 | 0 96 | Por defecto, se suspendió la operación desde 1972 |
| 228 | Ovejas | CEDELCA | Cauca | 7,0 | 24,5 | FX 1 | 900 | 51 | 650 | 72 | |
| 233 | La Vuelta | E. CHOCO | Choco | 54,0 | 4,8 | FX 1 FX 1 | 1.000 1.000 | 75 60 | 300 200 | 30 20 | |
| 248 | Julio Bravo | CEDENAR | Nariño | 2,0 | 120,0 | PX 3 | 500X3 | 48 | 0 | 0 | Por defecto de la tubería de presión está parada la operación desde 1983 |
| 251 | Zaragoza | E.S.S.A. | Santander | 6,5 | 30,0 | FX 1 FX 1 FX 1 | 520 520 520 | 40 58 53 | 400 400 400 | 77 77 77 | |
| 261 | Lagunilla | ELECTROLIMA | Tolima | 0,5 | 120,0 | PX 1 PX 1 | 240 152 | 50 50 | 0 0 | 0 0 | Desde 1972, está parada la operación por defecto de los equipos. |

(Nota) * : P. Pelton F. Francis
** : Año: Transcurridos desde la fabricación de la unidad.

2.2 Composición de la misión del estudio

2.2.1 Misión del estudio de factibilidad de JICA

La composición de la misión del estudio de factibilidad de JICA consistió en el mismo número de miembros para la misión del estudio de pre-factibilidad y además de los profesionales de campos tales como: planificación de centrales hidroeléctricas (ingeniería civil), instalación de centrales hidroeléctricas (equipos), hidrología (electricidad), geología y economía:

| Nombre | Carga y (especialidad) |
|-------------------|---|
| Masami Ono | Jefe-coordinador general (Ingeniería civil) |
| Muraō Toyama | Planificación de centrales hidroeléctricas (Ingeniería civil) |
| Susumu Nonaka | Hidrología (Electricidad) |
| Yoshio Kawasaki | Planificación de centrales hidroeléctricas (Ingeniería civil) |
| Akira Takahashi | Planificación de centrales hidroeléctricas (Equipos: Trabajo de oficina) |
| Masayuki Tamai | Planificación de centrales hidroeléctricas (Electricidad) |
| Eiji Shimomura | Instalación de centrales termoeléctricas (Equipos) |
| Takashi Seto | Instalación de centrales termoeléctricas (Electricidad) |
| Nobuhiko Uchiseto | Geólogo (Electricidad) |
| Takashi Inoue | Geólogo (Electricidad) |
| Masaki Ueda | Economista (Electricidad) |

2.2.2 Composición de la contraparte de ICEL

La composición de la contraparte nombrada por el ICEL para la misión de estudio de JICA así como sus cargos es la siguiente:

| Nombre | Cargo y (especialidad) |
|---------------------------|--|
| Juvenal Peñaloza Rosas | Jefe de división de centrales (Ingeniería civil) |
| Jairo E. Gonzalez Morales | Ingeniero de división de centrales (Ingeniería civil) |
| Mario Gutierrez Ospina | Ingeniero de división de centrales (Ingeniería civil) |
| Rafael Torres Mariño | Ingeniero de división de centrales (Ingeniería civil) |
| Rafael Gómez Florez | Ingeniero de división de centrales (Ingeniería civil) |
| Jorge E. Hurtado Muñoz | Ingeniero de división de centrales (Ingeniería civil) |
| Augusto Sanabría Díaz | Ingeniero de división de centrales (Ingeniería mecánica) |
| Ramiro Velásco | Ingeniero de división de centrales (Ingeniería eléctrica) |

2.2.3 Nómina del personal de apoyo en cada electrificadora

La misión de estudio de factibilidad de JICA obtuvo además la cooperación y el apoyo del siguiente personal de las electrificadoras, durante el período de las investigaciones en el sitio y la recolección de datos:

| Empresa | Nombre | Cargo |
|-----------------------------|----------------------------|---------------------------------|
| EADE | Humberto Alonso Cadavid A. | Jefe del Dep. de Planificación |
| | David Aguilar | Jefe de Subestaciones y Plantas |
| | Walter León Ospina Ortiz | Ingeniero de Planificación |
| EBSA | Edgar Olarte Reyes | Gerente |
| | Francisco Duque | Sub Gerente de operaciones |
| | Enoc Guerrero | Sub Gerente técnico |
| | Hector Pulido | Jefe de planta de Termopaipa |
| | Jorge Hermán Ramirez S. | Jefe de ingenieros de servicios |
| | Pedro Lesmes | Ingeniero de servicios |
| | Avelino Cely | Ingeniero de servicios |
| | Fernando Cruz F. | Jefe de ingeniería eléctrica |
| José de Los Santos Cárdenas | Ingeniero eléctrico | |

| Empresa | Nombre | Cargo |
|-----------|----------------------------|--|
| | Alvaro Delgado O. | Ingeniero de producción |
| | Fabio Abril G. | Ingeniero mecánico |
| | Reinaldo Avelia | Ingeniero de operación |
| | Flaviano A. Gonzalez | Ingeniero civil |
| CHEC | Alberto Naranjo A. | Director del Proyecto la MIEL |
| | Hernando Duque Vargas | Jefe de Plantas Menores |
| | Jorge H. García C. | Miembro del Proyecto la MIEL |
| | Claudia M. Agudelo | Miembro del Proyecto la MIEL |
| E. CHOCO | Juan B. Hinestroza C. | Gerente |
| | José Wilson Guerrero | Jefe de planeación |
| | José Antonio Correa H. | Ingeniero de operaciones |
| | Luz Elba Gonzalez | Ingeniero de operaciones |
| | *Juan Ramón Gilabert | Jefe de mantenimiento de la Central La Vuelta |
| | *Carlos Osorio Molina | Jefe de planta de la Central de La Vuelta |
| CEDELCA | Fernando Iragorri Cajiao | Gerente |
| | José Morales M. | Sub Gerente técnico |
| | Larry Guzmán M. | Ingeniero civil |
| CEDENAR | Hernando Carreño Pilonieta | Gerente |
| | Enrique Moreno B. | Sub Gerente técnico |
| | Diego Delgado Ruiz | Jefe de la división de Generación de Energía y Transmisión |
| | Juan Carlos Salazar | Ingeniero civil |
| | Alvaro E. Martinez | Ingeniero civil |
| ESSA | Hernan Uribe Niño | Gerente |
| | Ruben Gelves Díaz | Sub Gerente de operaciones |
| E. TOLIMA | Ivan Nicholls N. | Gerente |
| | Hugo Neira S. | Jefe de planeación |
| | Francisco Corrales | Jefe de Plantas Menores |

* Personal de "Metales Preciosos del Chocó"

2.3 Items de estudio

Los temas para el estudio de factibilidad, que están prescritos en el Alcance de Trabajo acordado y firmado entre JICA e ICEL en julio de 1988, son los siguientes:

- (1) Examen y análisis de los datos e informaciones existentes
- (2) Reconocimiento del sitio
- (3) Investigaciones en el sitio
 - 1) Agrimesura topográfica
 - 2) Fotogrametría (si era necesario)
 - 3) Investigación geología
 - 4) Investigaciones hidráulicas y meteorológicas
 - 5) Recopilación de los datos e informaciones arriba mencionados y confirmación de ellos en el sitio
- (4) Investigación sobre el estudio de la energía eléctrica (Análisis y examen sobre la demanda energética y el plan de suministro)
- (5) Revisión de los planes existentes y selección de la mejor alternativa en dichos planes
- (6) Diseño en etapa de factibilidad
- (7) Análisis sobre la estabilidad de las estructuras principales
- (8) Plan de ejecución de las obras
- (9) Cálculo del costo de las obras a rehabilitar y optimización de dicho plan
- (10) Análisis económico y financiero
- (11) Elaboración de manuales integrales de operación y mantenimiento

2.4 Flujo de trabajos del estudio y cronograma de ejecución

En el diagrama 2.1, se indica el contenido del F/S y sus correspondientes relaciones.

Las actividades del F/S que se indican en el cuadro 2.2 se realizaron durante un período de 17 meses a partir de sumicio, en noviembre de 1988, hasta la presentación del informe final en marzo de 1990.

Las actividades se presentan divididas entre aquellos ejecutados en Japón y en Colombia.

DIAGRAMA 2.1 CONTENIDO Y FLUJO DE TRABAJOS DEL ESTUDIO

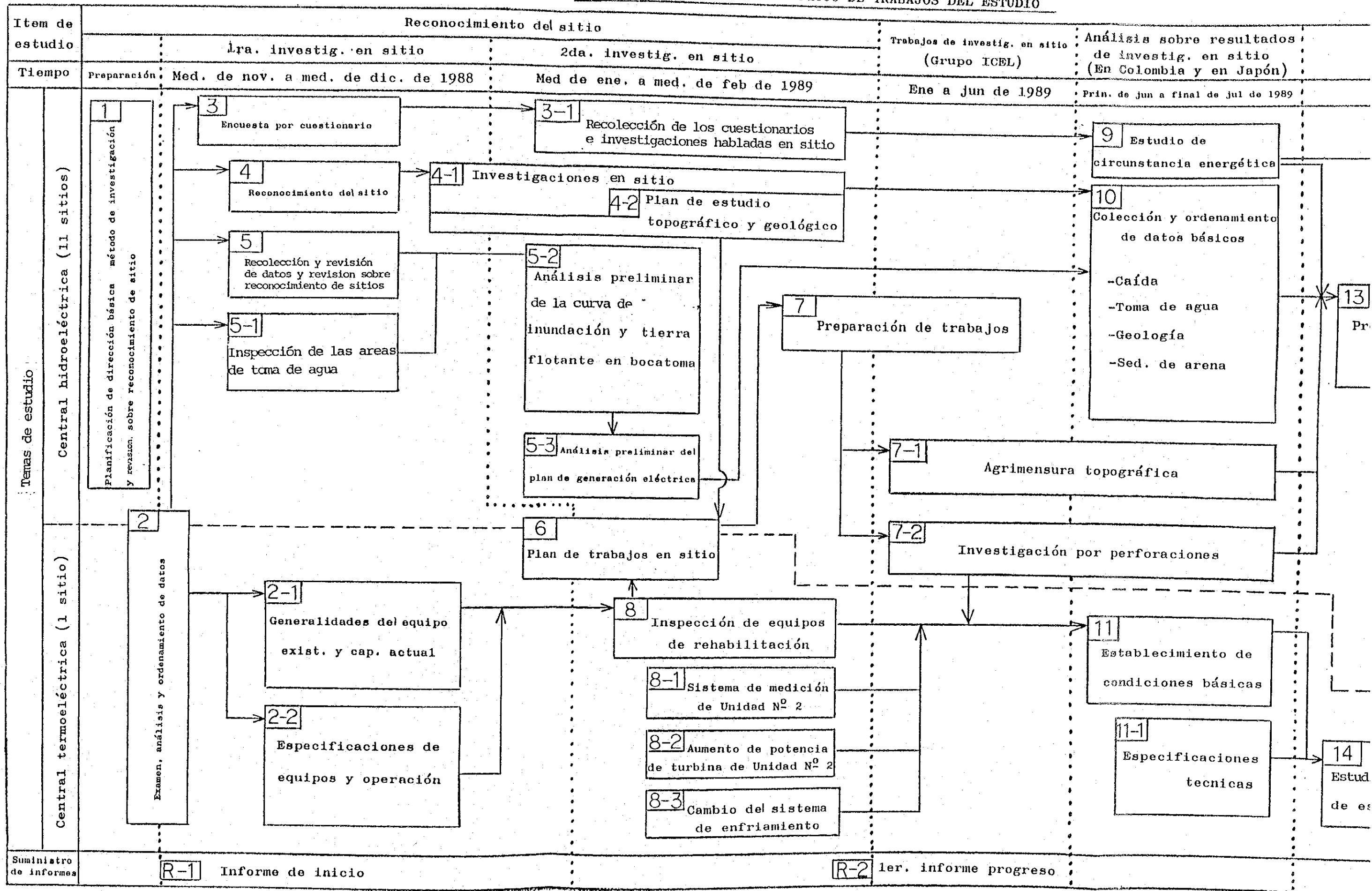
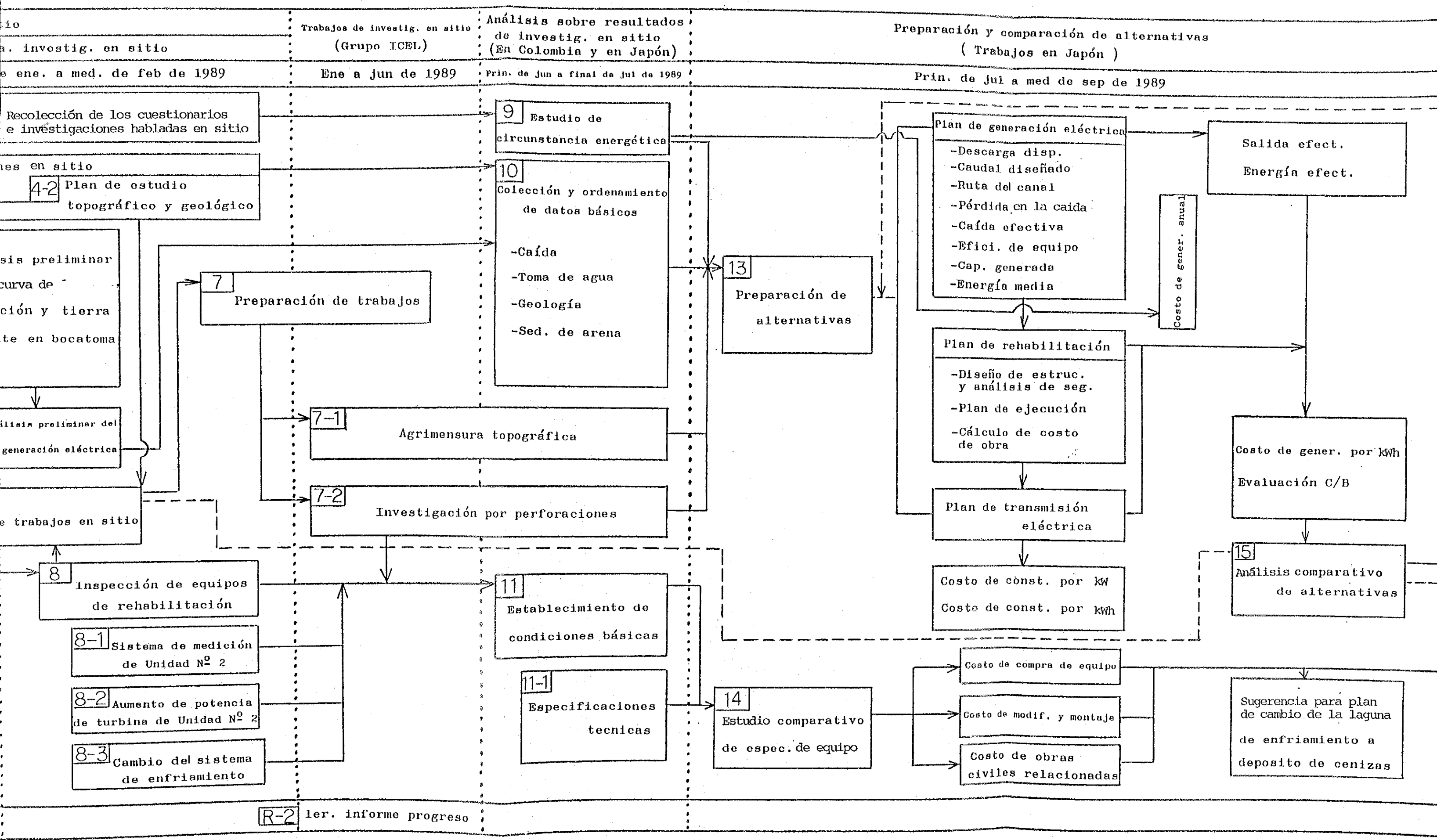


DIAGRAMA 2.1 CONTENIDO Y FLUJO DE TRABAJOS DEL ESTUDIO

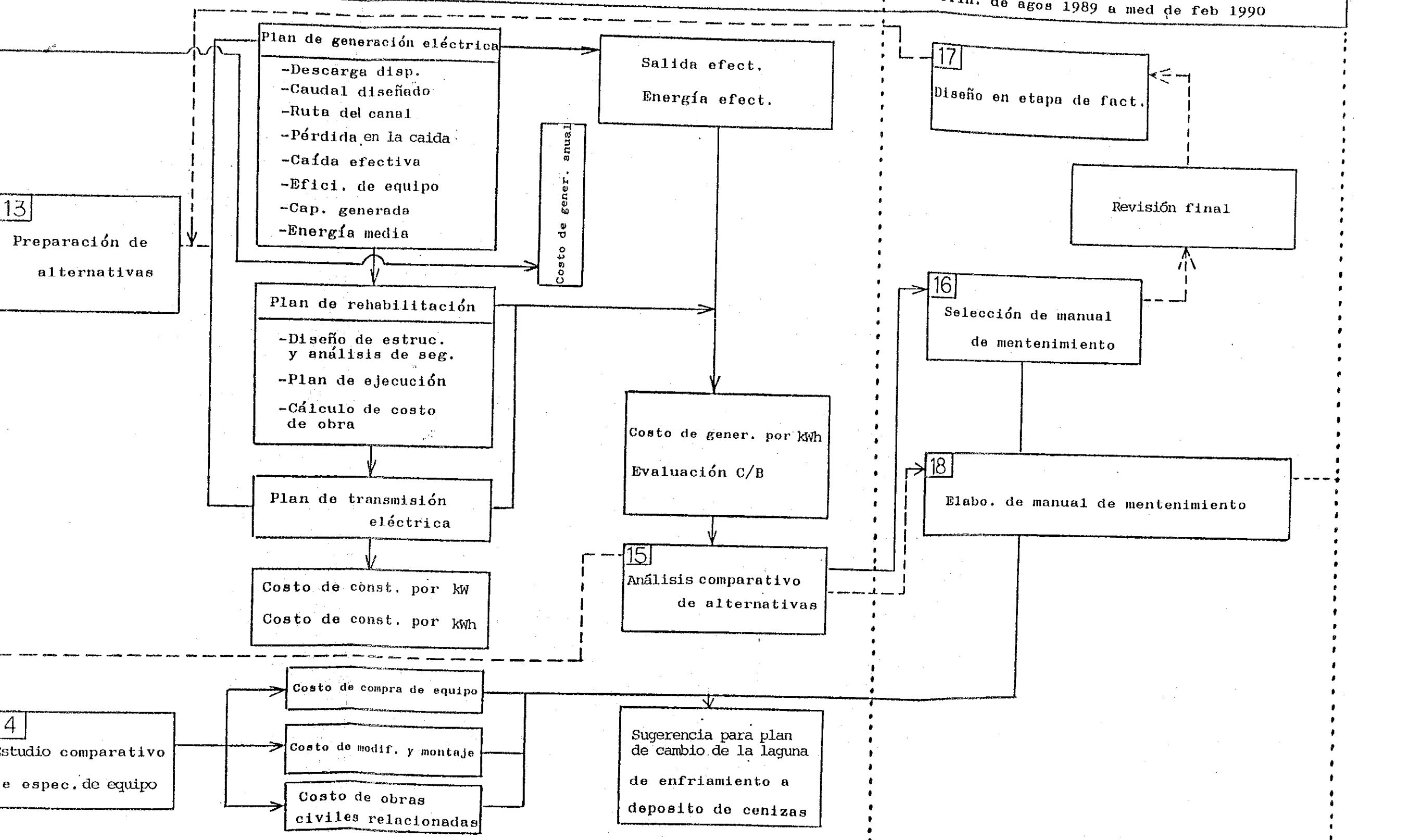


Preparación y comparación de alternativas
(Trabajos en Japón)

Prin. de jul a med de sep de 1989

Selección de mejor plan de rehabilitación
(Trabajos en Japón)

Prin. de agos 1989 a med de feb 1990



R-3 Informe intermedio R-4 2do. informe progreso R-5 Borrador de Informe final

Cuadro 2.2 Cronograma integral del estudio

| Ano | | 1988 | | | | | | | | | | | | 1989 | | | | | | | | | | | | 1990 | | | | | |
|---|--|-------|----|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|------|----|----|----|----|---|---|---|---|---|---|----|------|----|---|---|---|---|
| Mes | | 11 | 12 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Mes. del Proyecto | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | | | | | | | | | | | | | |
| ACTIVIDADES | 1. Revision y analisis de los datos existentes | ===== | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 2. Reconocimiento del sitio | ===== | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | (1) Plan de trabajos | ===== | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | (2) Preparacion del Trabajo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | (3) Agrimensura topografica | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | (4) Mapa por agrimensura aerea | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | (5) Investigacion geologica | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | (6) Recoleccion de datos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 4. Investigacion sobre situacion energetica | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 5. Seleccion de la mejor alternativa | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 6. Diseno de la etapa de E/F | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 7. Analisis de estabilidad de las estructuras | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 8. Plan de ejecucion de obra | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 9. Calculo del costo de las obras | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 10. Analisis economico y financiero | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 11. Manual de operacion y mantenimiento | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| I n f o r m e s | 1. Informe de inicio | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 2. Informes de avance | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 3. Informe intermedio | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 4. Borrador del informe final | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 5. Informe final | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Leyenda :  Tiempo planeado  Presentacion de informe

CAPITULO 3: SITUACION DE LA ENERGIA ELECTRICA

En el cuadro se muestra la demanda y participación del ICEL en el mismo.

El Grupo ICEL está formado por las empresas públicas de electricidad las cuales están distribuídas en los siguientes catorce (14) departamentos y una comisaría:

EMPRESAS PUBLICAS DEL GRUPO ICEL

| Nº | Abreviatura de empresa | Departamento | Observación |
|----|------------------------|------------------------|-------------|
| 1 | EADE | Antioquia | Excepto EPM |
| 2 | EBSA | Boyacá | |
| 3 | CHEC | Caldas | |
| 4 | E. CAQUETA | Caquetá | |
| 5 | CEDELCA | Cauca | |
| 6 | CELGAC* | Cundinamarca | Excepto EEB |
| 7 | E. CHOCO | Chocó | |
| 8 | E. HUILA | Huila | |
| 9 | EMSA | Meta | |
| 10 | CEDENAR | Nariño | |
| 11 | CENS | Norte de Santander | |
| 12 | EDEQ* | Quindío | |
| 13 | ESSA | Santander | |
| 14 | ELECTROLIMA | Tolima | |
| 15 | EEASA* | Comisaría del Amazonas | |

Del cuadro de demandas se observa que los valores de energía demandada por ICEL en 1989 fue 6,277GWh (19,3%) comparando con el valor nacional de 32,386GWh. La tasa promedio anual de crecimiento de la energía durante un período de 10 años entre 1980 y 1989 fue el 6,2%, valor este superior al de crecimiento nacional.

En el año 1989, el Grupo ICEL tuvo una demanda máxima de 1,185MW y una capacidad instalada de 1,184MW de los cuales 852MW son propios y 1,032MW en plantas de propiedad múltiple.

* CELGAC: Compañía de Electricidad y Gas Cundinamarca

EDEQ: Empresa de Energía del Quindío

EEASA: Empresa de Energía del Amazonas.

Dentro de las instalaciones de la generación eléctrica que dependen del Grupo ICEL, se encuentran las plantas independientes (diesel e hidroeléctricas), de capacidad pequeña, las cuales no están interconectadas con la red nacional de la energía. La mayoría de dichas plantas independientes son administradas por la entidad autónoma regional, así como su operación y mantenimiento.

En cuanto al cubrimiento de la demanda de ICEL, en 1988 él se cubre con recursos propios y el resto se adquiere al sistema interconectado. La potencia instalada en Colombia es suficiente para el cubrimiento de la demanda.

Demanda de Energía Colombia e ICEL

| Sistema integrado | | | Grupo ICEL | | | | |
|-------------------|---------|-------|------------|--------|------------------------------|-------|-------|
| Año | Demanda | | Demanda | | Capacidad Efectiva Instalada | | |
| | (GWh) | (MW) | (GWh) | (MW) | Propia | ISA** | Total |
| 1980 | 19,481 | 3,568 | 3,650 | 698 | 577 | 99 | 676 |
| 1981 | 19,519 | 3,404 | 3,677 | 657 | 577 | 136 | 713 |
| 1982 | 21,549 | 3,855 | 4,125 | 757 | 672 | 279 | 951 |
| 1983 | 23,073 | 4,040 | 4,313 | 830 | 702 | 279 | 981 |
| 1984 | 24,588 | 4,230 | 4,651 | 861 | 702 | 440 | 1,142 |
| 1985 | 25,739 | 4,436 | 5,055 | 920 | 852 | 468 | 1,320 |
| 1986 | 27,551 | 4,838 | 5,284 | 976 | 852 | 468 | 1,320 |
| 1987 | 29,493 | 5,150 | 5,675 | 1,086 | 852 | 985 | 1,837 |
| 1988 | 31,148 | 5,443 | 6,017 | 1,116 | 852 | 1,032 | 1,884 |
| 1989 | 32,386 | 5,698 | 6,277 | 1,185* | 852 | 1,032 | 1,884 |

* Valor Por Confirmar

** Potencia en la que Participa ICEL en plantas de propiedad múltiple de ISA

CAPITULO 4: RECOLECCION DE DATOS BASICOS Y RESULTADOS DE SU ORDENAMIENTO

Gracias a la colaboración del ICEL, se pudieron conseguir los datos necesarios para el estudio de factibilidad, especialmente para el plan de generación hidroeléctrica, sobre campos tales como: meteorología, hidrología, topografía, geología así como el precio de los materiales de construcción.

La lista de los datos recogidos, el análisis y el ordenamiento de ellos están incluidos en el presente informe (Anexo 1, volumen separado) para cada central.

4.1 Datos hidrológicos

En el cuadro 4.1, están indicadas las estaciones meteorológicas para medición de caudales de los ríos para el estudio de Proyecto de Recuperación de las 11 centrales hidroeléctricas. Para la medición de flujo del río, el Grupo ICEL tiene solamente una Estación de aforos denominada Bocatoma, para la Central San Cancio de CHEC. Las otras estaciones son de propiedad del HIMAT, CAR y CVC.

Dentro de las estaciones indicadas en el cuadro 4.1, solo las siguientes tres realizan la medición sobre volumen de tierra y arena flotantes:

| <u>Central</u> | <u>Río</u> | <u>Estación</u> |
|----------------|------------|-----------------|
| Caracolí | Nus | Caramanta |
| La Vuelta | Andágueda | Aguasal |
| Zaragoza | Suratá | Café Madrid |

La estación que realiza el análisis sobre calidad del agua es:

| <u>Central</u> | <u>Río</u> | <u>Estación</u> |
|----------------|------------|-----------------|
| Jurio Bravo | Pasto | Universidad |

Cuadro 4.1 Nombre de las estaciones metereologicas para medición del caudal

| Central | Observatorios | | | | | Año de Medición | Dist. de la Bocatoma |
|-----------------------|----------------|----------|----------------|------------------|-------------|-----------------|----------------------|
| | Rfo | No | Nombre | Tiempo | Propietario | | |
| Caracolf | Nus | 2308-716 | Caramanta | 73-07 | HIMAT | 75-85 | Arriba 5km |
| P. Guillermo | Suarez | 3-60ILMG | Garavito | Sin confirmación | CAR | 77-86 | Arriba 5km |
| San Cancio Intermedia | Chinchina | 6-939 | Bocatoma | 79-12 | CHEC | 79-87 | Bocatoma |
| | Chinchina | 6-939 | Bocatoma | 79-12 | CHEC | 79-87 | Arriba 2,5km |
| Municipal | Chinchina | 6-939 | Bocatoma | 79-12 | CHEC | 79-87 | Arriba 5,5km |
| Silvia | Piendamó | 2602-709 | Cortijo El | 61-05 | HIMAT | 77-87 | Abajo 1,5km |
| | Piendamó | 2602-710 | Pte. Carretera | 63-12 | HIMAT | 75-85 | Abajo 19km |
| Ovejas | Ovejas | 2602-711 | Abajo Tarabita | 64-09 | CVC | 64-87 | Arriba 10km |
| | Ovejas | 2602-728 | Los Combulos | 81-07 | CVC | 82-86 | Arriba 1km |
| La Vuelta | Andagueda | 1107-701 | Aguasal | 76-05 | HIMAT | 77-85 | Abajo 3km |
| Julio Bravo Zaragoza | Pasto | 5204-701 | Universidad | 70-08 | HIMAT | 72-86 | Arriba 6km |
| | Lebrija Surata | 2319-729 | Cafe Madrid | 68-12 | HIMATA | 75-85 | Abajo 8km |
| Lagunilla | Lagunilla | 4-132 | El Bosque | Sin continuación | CAMBS.A | 82-87 | Abajo 0,2km |
| | Lagunilla | 2125-708 | Quinta Cobra | 56-02 | HIMAT | 57-64 | Arriba 0,7km |
| | | | | 72-04 | ELECTRAGUAS | 74-75 | Abajo 27km |

4.1.1 Recolección de datos sobre caudal de los ríos

En cuanto a la recolección de datos de caudal de los ríos para las centrales proyectadas en el presente estudio, se trató de obtener mediciones de por lo menos 10 años. Sin embargo, como se indica en el cuadro 4.2, solamente las siguientes 6 estaciones registran datos completos de caudal durante los últimos diez años.

| <u>Estación</u> | <u>Central</u> |
|-------------------------------|----------------|
| 1. Caramanta | Caracolí |
| 2. Garavito | Pte. Guillermo |
| 3. Cortijo El, Pte, Carretera | Silvia |
| 4. Abajo Tarabita | Ovejas |
| 5. Universidad | Julio Bravo |
| 6. Café Madrid | Zaragoza |

La estación Bocatoma del río Chinchiná para la central San Cancio, se estableció en diciembre del año 1979 y conserva el registro de observación durante ocho (8) años hasta 1987. Sin embargo, en el año 1984 hubo un período grande sin medición, por lo que se obtuvieron datos completos para siete (7) años.

La estación Aguasal para la central de La Vuelta se fundó en junio de 1976. Tiene el registro de mediciones durante un período de 10 años hasta 1986, Pero existe un período de 5 años que se encuentran varios días sin medición. Es decir, que prácticamente se obtuvo datos completos para un período de 5 años.

La estación Quinta Cobra para la Central Lagunilla se estableció en 1972 y se cerró en 1975 después de 3 años de funcionamiento. El registro de mediciones hidráulicas muestra varios días sin medición. Por lo tanto, para el presente estudio se tomaron los datos registrados en la estación El Bosque de ELECTRAGUAS, antecedente de HIMAT, la cual se fundó en febrero de 1956 y tiene registros de medición para un período de 8 años entre 1957 y 1964.

Aunque, según el registro de las estaciones de aforos del HIMAT, en el área del Río Surata, donde está localizada la Central de Zaragoza, existe un observatorio (No. 2319-747, año de fundación en mayo de 1981), no se pudieron obtener los datos sobre caudal del río en el HIMAT. En vez de esta estación se tomaron los datos de la estación Café Madrid la cual está situada en el Río Lebrija, en la parte aguas abajo de la desembocadura del río Surata.

Por otra parte, a través de ESSA, se adquirieron las (1982 a 1988) mediciones en la parte de la bocatoma de la planta de tratamiento de agua potable de Bucaramanga, que está localizada cerca de la descarga de la Central Zaragoza. Sin embargo, dentro de dichos datos es posible solo utilizar prácticamente un período de 2 años ya que durante los primeros 5 años existen varios Periodos sin medición.

4.1.2 Curva de duración de caudales para cada estación de aforos

(1) Formación de la curva de duración de caudal

Encuanto a la curva de duración de caudal del río, se encuentran diferencias por año aún en el mismo lugar. Por esta razón, para elaborar una curva representativa de duración de caudal de un lugar, se consideraron los siguientes métodos:

(a) Método de paralelo:

Se toman los caudales promedios de los 365 días del año y se elabora una curva de duración de caudal anual. Luego, se toma el promedio de cada año.

(b) Método de año estandar:

Se elabora una curva de duración de caudal para cada año y se selecciona el año con valor promedio. Este se toma como curva de duración de caudal del año estandar.

(c) Método de las series:

Los datos del caudal promedio diario para 15 años se colocan en orden decreciente y se modifica solamente el eje horizontal.

(d) Método de inserción de curva:

Se calculan los valores promedios de los volúmenes de agua en temporada de sequía, nivel bajo, nivel medio y abundante durante un período de por lo menos diez (10) años. Luego, se trazan los puntos para elaborar la curva.

En el presente estudio, se utilizó el método de paralelo (a) arriba mencionado, este método es el mas común para formar una curva representativa de duración de caudal para cada estación. Al elaborar dicha curva, se excluyeron los años para los cuales se tenían datos incompletos.

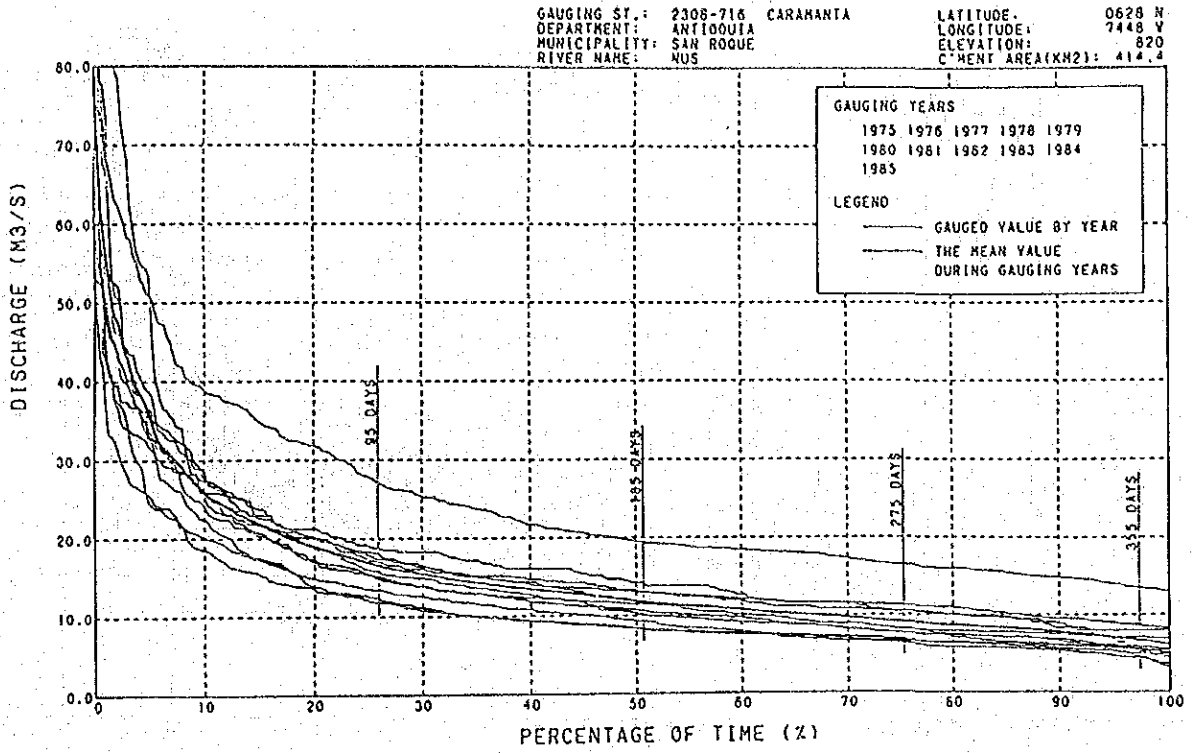
En la curva de duración de caudal se indica el día (%) para eje horizontal y el volumen promedio diario de agua (m³/seg.) en el eje vertical.

(2) Curva de duración de flujo en cada observatorio hidráulico

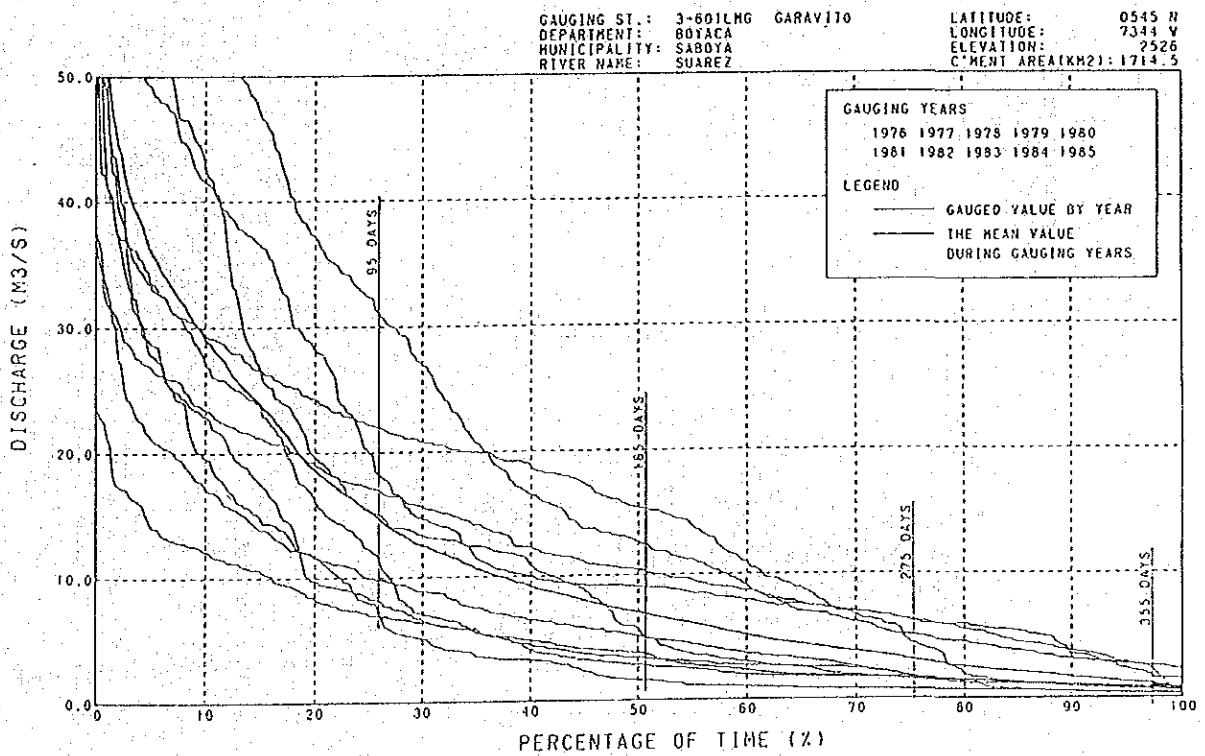
Se elabora la curva de duración de flujo, de acuerdo a los datos de flujo anual de los observatorios indicados en el cuadro 4.1.

A continuación, se presentan las curvas representativas de la duración de flujo para cada observatorio:

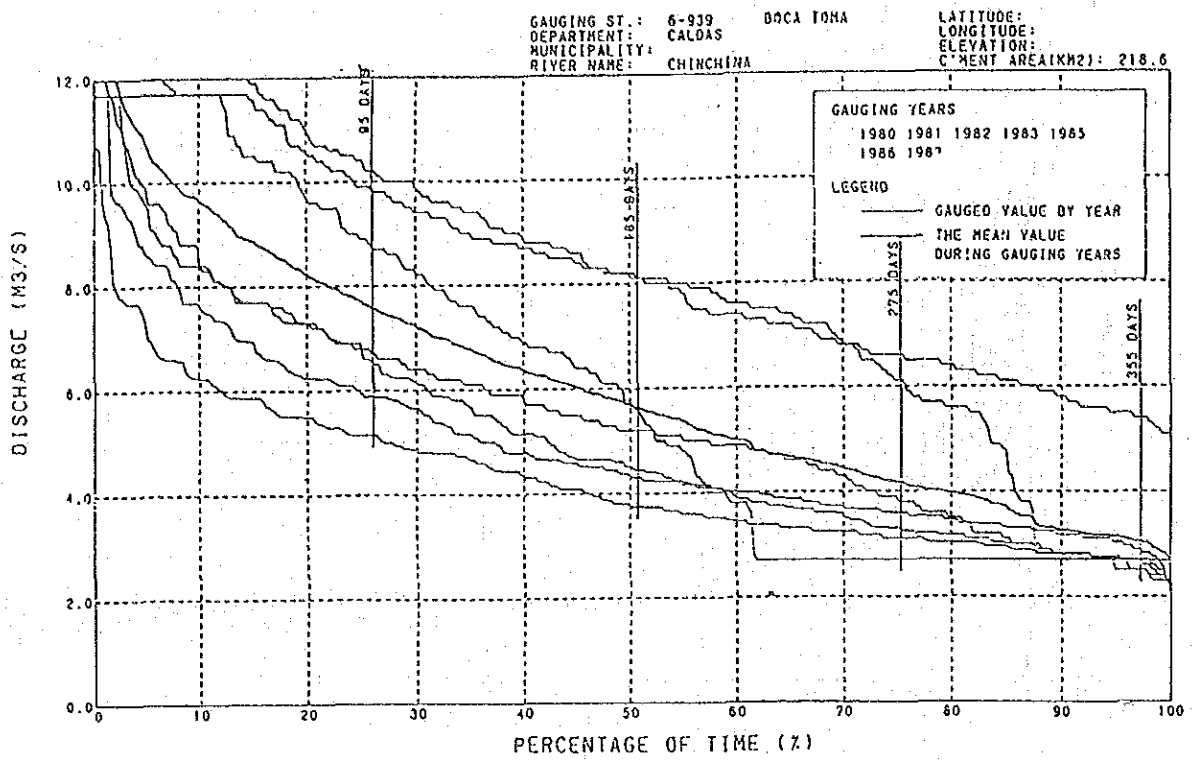
① Observatorio Caramanta de la Central Caracolí



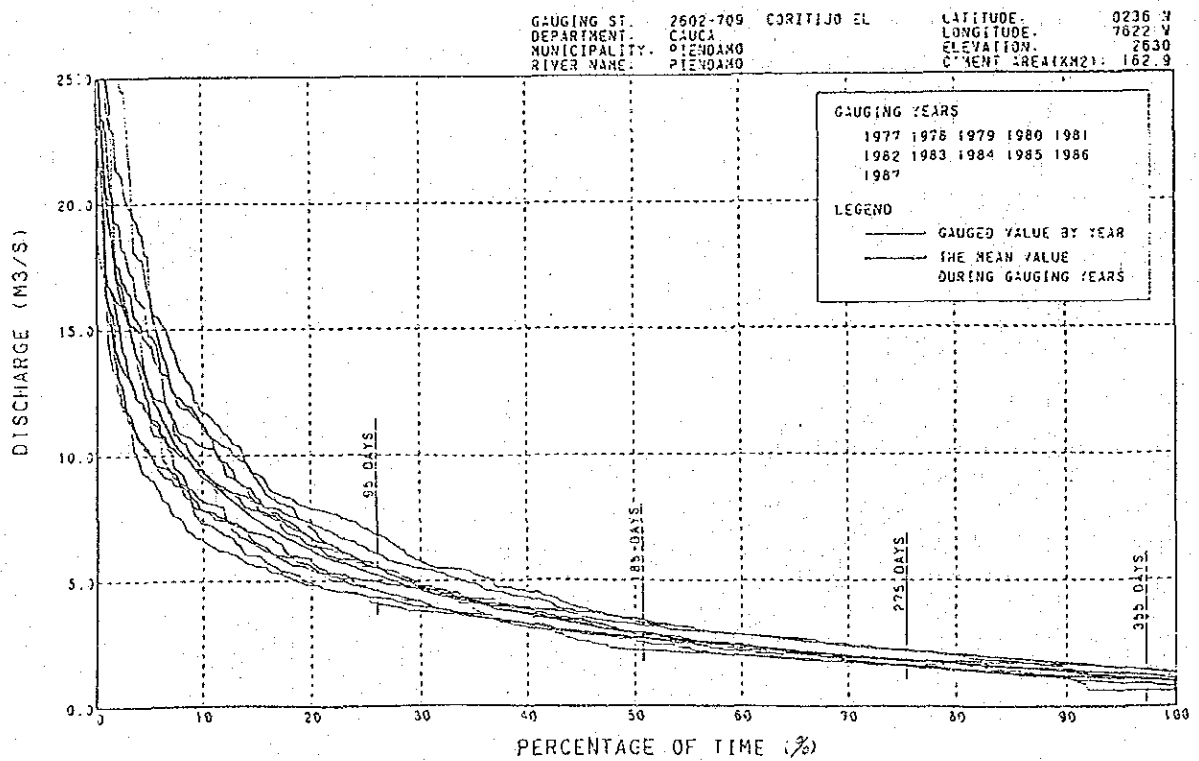
② Observatorio Garavito de la Central Pte. Guillermo



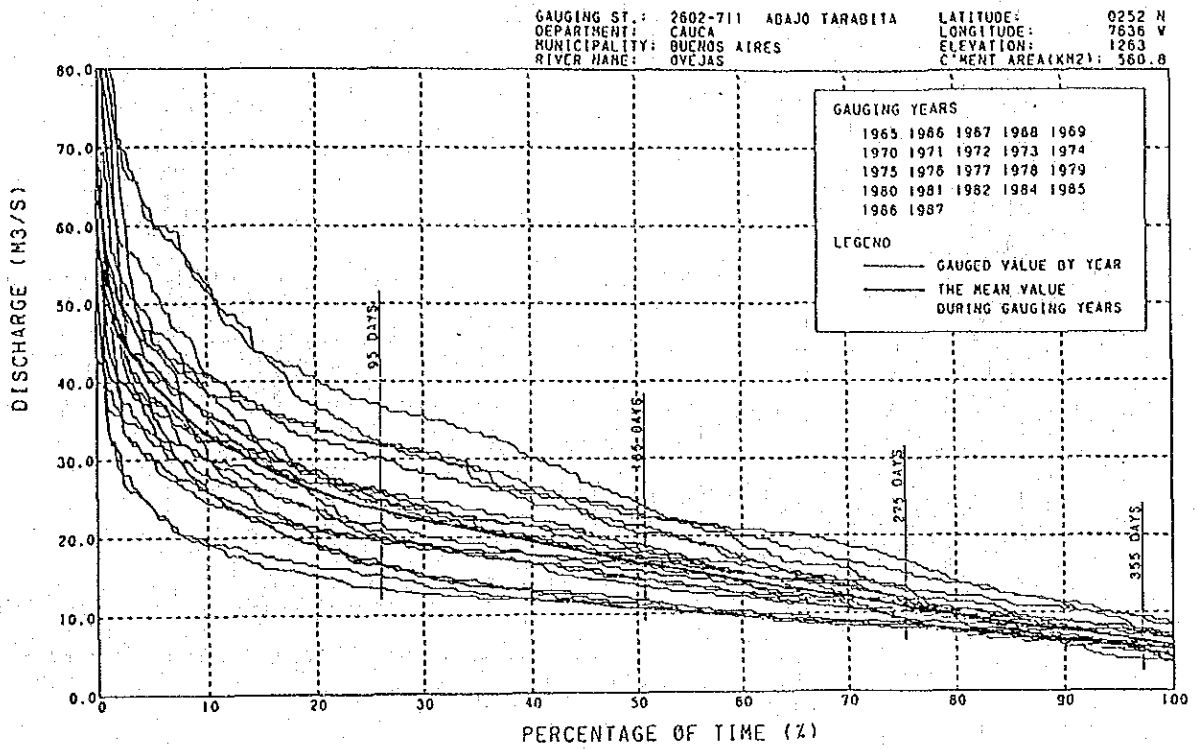
③ Observatorio Bocatoma (San Cancio) de las Centrales San Cancio, Intermedia y Municipal



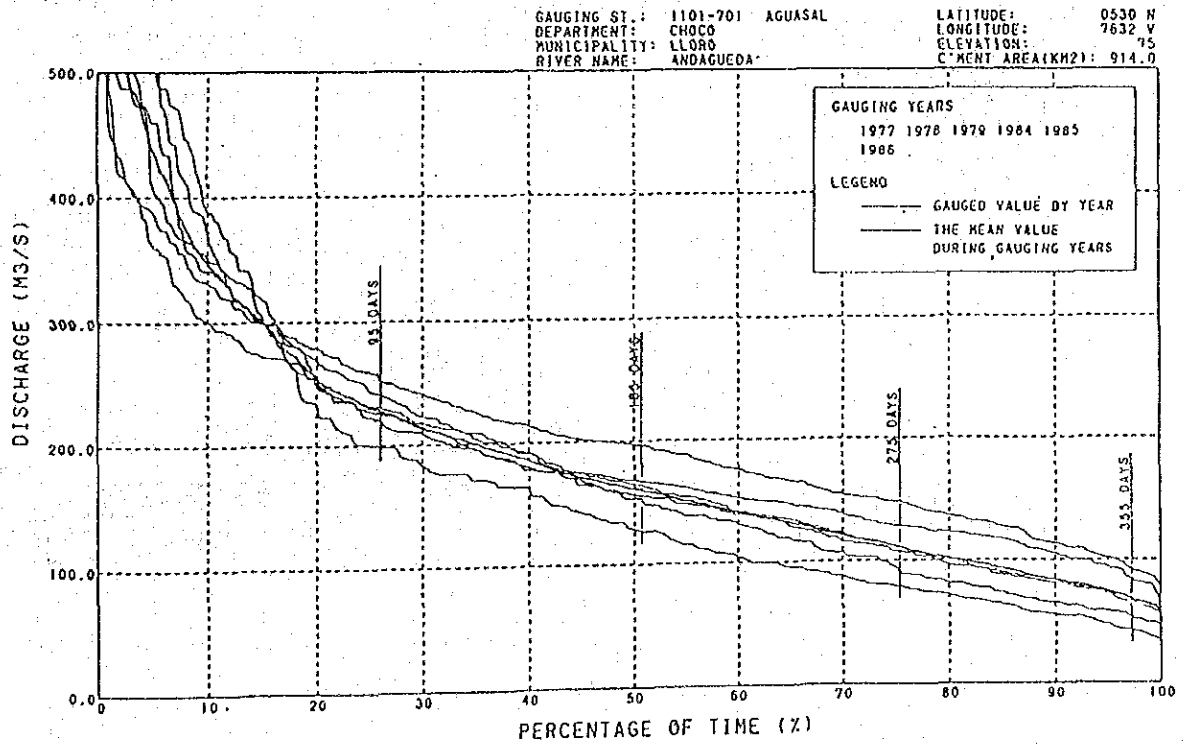
④ Observatorio Cortijo El de la Central Silvia



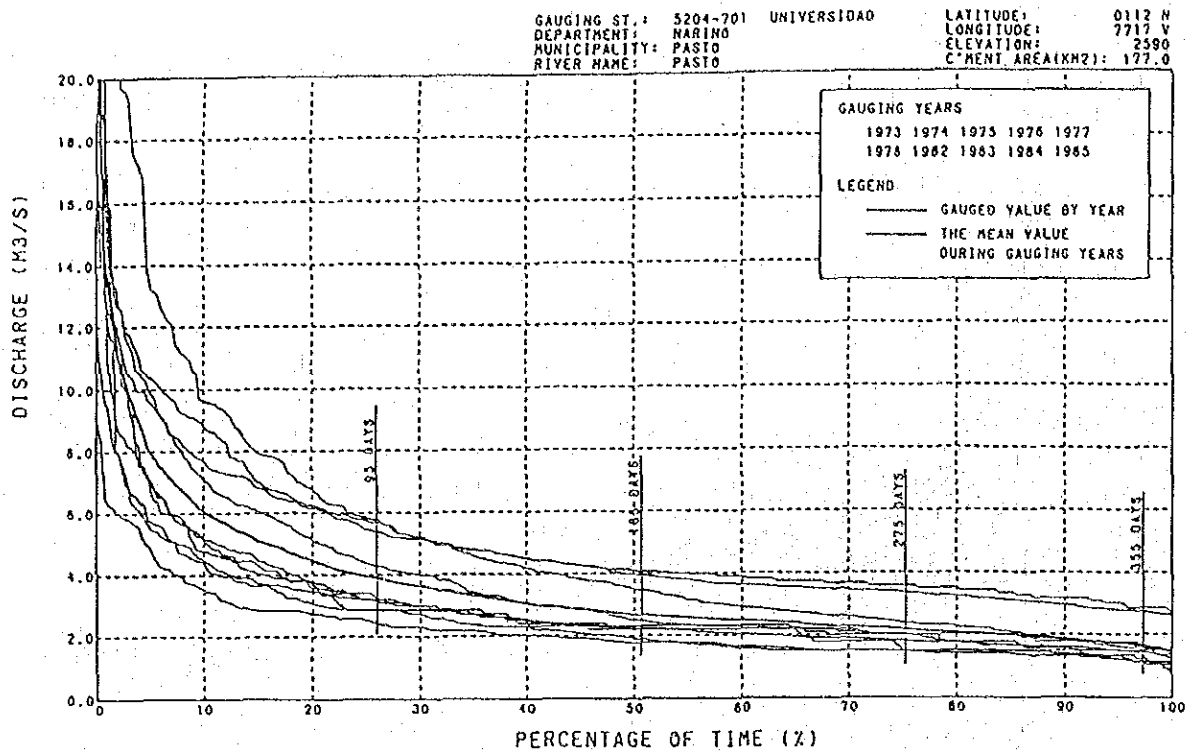
⑤ Observatorio Abajo Tavabita de la Central Ovejas



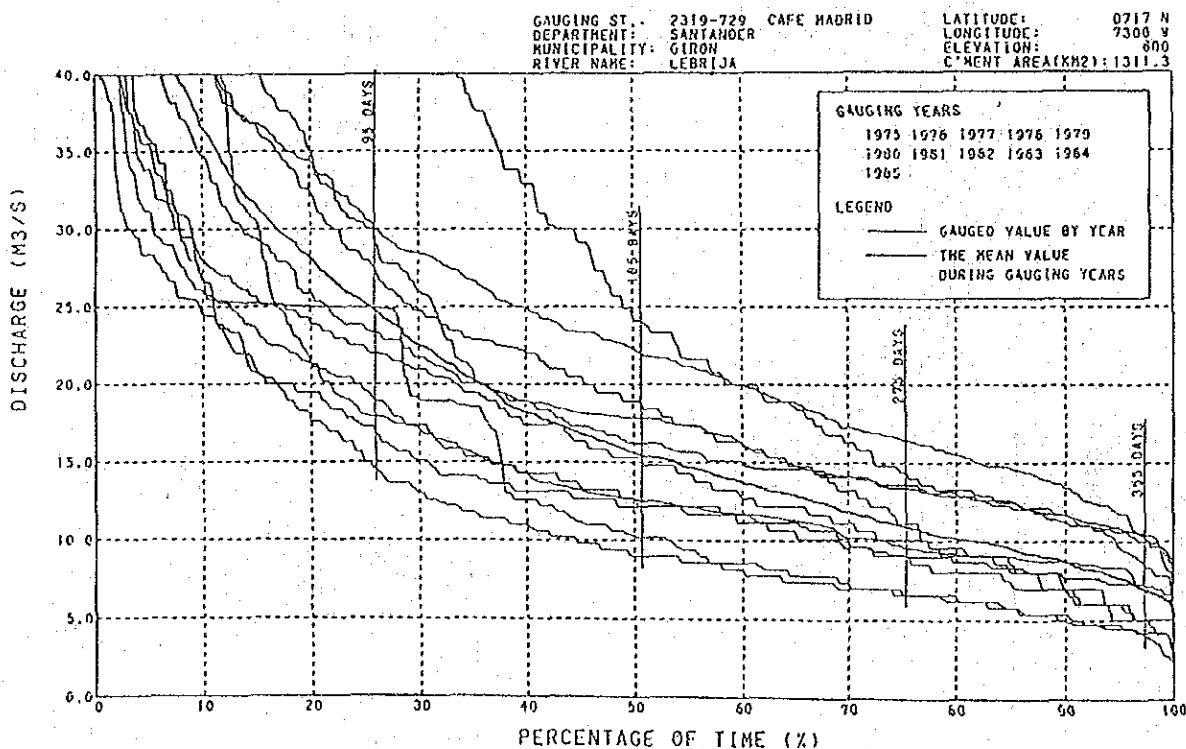
⑥ Observatorio Aguasal de la Central La Vuelta



⑦ Observatorio Universidad de la Central Julio Bravo

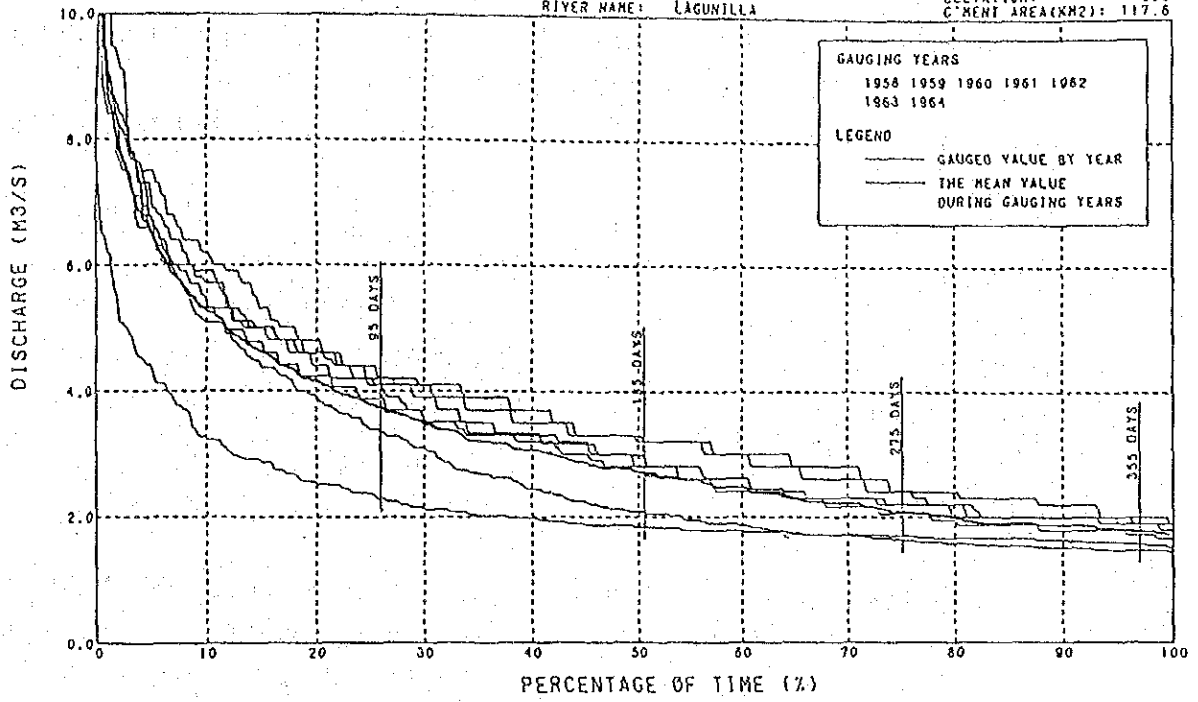


⑧ Observatorio Cafe Madrid de la Central Zaragoza



⑨ Observatorio El Bosque de la Central Lagunilla

GAUGING ST.: 4-132 EL BOSQUE LATITUDE: 0458 N
 DEPARTMENT: TOLIMA LONGITUDE: 2506 W
 MUNICIPALITY: --- ELEVATION: 900
 RIVER NAME: LAGUNILLA CATCHMENT AREA(KM2): 117.6



4.1.3 Identificación sobre localización de cada estación y el área de la cuenca tributaria

Para identificar la localización actual de cada estación de aforos, se utilizaron los valores de longitud y de latitud del registro de las estaciones y se ubicaron sobre un mapa publicado por IGAC (Escala de 1:100,000 ó 1:400,000).

Se encontró una desviación alta o sea una diferencia grande sobre la longitud en las siguientes 5 estaciones:

| <u>Estación</u> | <u>Río</u> |
|-----------------|------------|
| Caramanta | Nus |
| El Cotijo | Piendamó |
| Los Cambulos | Ovejas |
| Universidad | Pasto |
| El Bosque | Lagunilla |

Se realizó una identificación del área de cuenca de cada estación utilizando los mapas publicados por IGAC. Como resultado, se encontraron algunas estaciones con diferencias de áreas de cuenca, entre los valores del registro de las estaciones y las mediciones de la misión de estudio de JICA. En el cuadro 4.3 se indican las estaciones en donde se encontró una diferencia grande; estas fueron Caramanta y El Bosque. Por otra parte, en la estación Aguasal de Río Andágueda en Chocó, no se encontró una diferencia grande entre longitud ni latitud, pero se descubrió una diferencia grande sobre el área de la cuenca.

Con relación al área de las cuencas tributarias de agua para la II centrales hidroeléctricas incluídas en el Proyecto de Recuperación, no existen valores establecidos oficialmente. La misión de estudio JICA realizó las mediciones correspondientes para dichos lugares utilizando los mapas topográficos publicados por IGAC.

Al mismo tiempo, la misión de estudio de JICA realizó las mediciones sobre el área de la cuenca de las estaciones. Para calcular el caudal del río en el punto de la bocatoma y elaborar la curva de duración de caudal, fué necesario mantener la unificación de los valores de medición. Por consiguiente, se aplicaron los valores medidos por la misión de JICA y así se presentan en este informe.

Cuadro 4.3. Identificación del área de la cuenca para cada estación

| No. | Río | Observatorio | | Área de captación de agua (km ²) | | | |
|-----|-----------|--------------|-------------|--|----------|-----------------|-----------------|
| | | No. | Nombre | ** A Original | B Medida | Escala del mapa | Diferencia A -B |
| *1 | Nus | 2308716 | Caramanta | 320 | 414.4 | 1:100,000 | -94.4 |
| *2 | Piendamó | 2602709 | Cortujo El | 180 | 162.9 | 1:400,000 | 17.1 |
| *3 | Ovejas | 2602728 | Cambulos | No info. | 851.9 | 1:400,000 | — |
| *4 | Andagueda | 1101701 | Aguasal | 1030 | 914.0 | 1:500,000 | -116.0 |
| *5 | Pasto | 5204701 | Universidad | 177 | 178.8 | 1:100,000 | -11.8 |
| *6 | Lagunilla | 4-132 | El Bosque | 155 | 117.6 | 1:100,000 | -37.4 |

** : Datos originales suministrados por HIMAT y CVC.

* : No hay discrepancia de localización en el mapa que se indica ni en longitud y ni en latitud.

4.2 Datos topográficos y geológicos

Los datos topográficos y geológicos relacionados con las centrales proyectadas para el E/F, se dividieron en los siguientes 3 grupos:

- (1) Fotografías aéreas y mapas topográficos que se publican o están conservados en IGAC.
- (2) Planos de la ejecución de obras y planos de agrimensura de la obra que conservan las electificadoras.
- (3) Resultados de agrimensura topográfica e investigaciones geológicas por perforación, que fueron realizados para el presente estudio.

En el cuadro 4.4, se indica el estado de la recolección de datos topográficos y geológicos que fueron adquiridos bajo la cooperación del grupo ICEL.

4.2.1 Datos topográficos

Para las centrales hidroeléctricas de San Cancio, Inermedia y Municipal que se encuentran sobre la cuenca del Río Chinchiná en Caldas, se elaboró un mapa por agrimensura de fotos aéreas con escala 1/2500. También, en la central Lagunilla del Río Lagunilla en Tolima se conserva el mismo tipo de mapa con escala 1/5000.

Para las centrales Pte. Guillermo de EBSA en Boyacá y La Vuelta de la empresa Metales Preciosos del Chocó S.A. en Chocó, se conservan bastantes planos de la ejecución de las obras y ellos fueron muy útiles para el estudio. Sin embargo presentan el inconveniente de que los planos iniciales de construcción de las centrales y los producidos posteriormente para algunas reparaciones efectuadas, son difíciles de ajustar con los levantamientos topográficos ejecutados en estas plantas para el presente plan, ya que en ellos se tomaron cotas y coordenadas arbitrarias.

Cuadro 4.4 Estado de la recolección de datos topográficos y geológicos de las centrales proyectada para el E/F

| Central | Dato | Foto aérea | *Agrimensura aérea | Mapas publicados por IGAC | | | Planos existentes | | Estudio realizado por E/F | |
|------------|--------------|------------|--------------------|---------------------------|-------------|-------------|---------------------|------------------------|---------------------------|---------------------------------|
| | | | | S=1: 100,000 | S=1: 25,000 | S=1: 10,000 | Planos de ejecución | Planos de reparaciones | Agrimensura topográfica | Resultados de las perforaciones |
| | Termopaipa | Δ | × | Δ | ○ | Δ | ○ | ○ | × | × |
| | Caracoli | ○ | × | ○ | ○ | Δ | ○ | × | ○ | 3 pozos Total 27 m |
| | P. Guillermo | ○ | × | ○ | ○ | Δ | ○ | × | ○ | 3 pozos Total 38,5 m |
| | San Cancio | ○ | ○ | ○ | ○ | Δ | ○ | ○ | ○ | 6 pozos Prof. 9 m |
| | Intermedia | ○ | ○ | ○ | ○ | Δ | ○ | ○ | ○ | 2 pozos Prof. 3,1 m |
| Hidráulica | Municipal | ○ | ○ | ○ | ○ | Δ | ○ | ○ | ○ | 2 pozos Prof. 5 m |
| | Silvia | ○ | × | ○ | ○ | Δ | × | ○ | ○ | 4 pozos Total 49 m |
| | Ovejas | ○ | × | ○ | ○ | Δ | × | ○ | ○ | 4 pozos Total 40 m |
| | La Vuelta | ○ | × | ○ | ○ | Δ | ○ | × | ○ | × |
| | Julio Bravo | ○ | × | ○ | ○ | Δ | × | ○ | ○ | 4 pozos 44 m |
| | Zaragoza | ○ | × | ○ | ○ | Δ | × | ○ | ○ | 4 pozos Total 36,5 m |
| | Lagunilla | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | × | × | ○ | 4 pozos 55 m |

○: Obtenido
 (Convenciones): Δ: No obtenido
 ×: Sin datos
 * Planos de restitución fotogramétrica

En la agrimensura topográfica realizada en el E/F, el alcance de agrimensura fué bastante limitado por ahorro de tiempo y costo de estos trabajos. En consecuencia, en ciertas centrales no se tomó la topografía del contorno de algunas estructuras existente debido a la falta de un ingeniero que dirigiera los trabajos directamente en el sitio.

4.2.2 Datos geológicos

en cuanto a las centrales eléctricas, excepto las centrales Termopaipa y La Vuelta, se realizaron los estudios geológicos y se elaboraron los informes bajo dirección de las empresas de electricidad.

El alcance del presente estudio geológico fué bastante limitado en cuanto al área de estudio propiamente dicho debido a la rapidez requerida y al bajo presupuesto para dicho trabajo. Sin embargo, con el reconocimiento del sitio, hecho por la misión de estudio JICA, se obtuvo un resultado favorable en cuanto al estudio de factibilidad se refiere.

Los informes del estudio geológico presentados en el E/F son como siguen:

- Central Caracolf: perforaciones planta eléctrica Municipio de Caracolf. 1989, Tecnisuelos.
- Central Pte. Guillermo: estudio de Suelos microcentral hidroeléctrica Puente Guillermo. 1989, López Hermanos Ltda.
- Centrales Silvia y Ovejas: informe de resultados de perforaciones y ensayos de suelos para las pequeñas centrales hidroeléctricas de Silvia y Ovejas. 1989, Estudio de Suelos Ltda.
- Central Julio Bravo: informe de resultados de perforaciones y ensayos de suelos para la pequeña central hidroeléctrica de Julio Bravo en Pasto, 1989, Estudio de Suelos Ltda.
- Central Zaragoza: optimización planta de Zaragoza de la Electrificadora de Santander 1989. ingeniería de Suelos Ltda.
- Central Lagunilla: estudio de geología nueva planta Lagunilla perforaciones explorativas 1989. Consultoría Colombiana S.A.

4.3 Datos sobre precios de materiales de construcción

En cuanto a los precios de materiales de construcción relacionados con las obras civiles y arquitectónicas en Colombia, se encontró el "Catálogo de precios de materiales de construcción" que publica CAMACOL (Cámara Colombiana de la Construcción) mensualmente para cada departamento. Sin embargo, dicha publicación no cubre todo el territorio colombiano.

Se utilizaron además los datos propios de cada empresa, según se muestra en el cuadro 4.5.

Cuadro 4.5 Lista de los precios unitarios de obra de construcción

| | Unidad | EADE | CHEC | CEDBLCA | | E. CHOCO | CEDENAR | ESSA | ELECTRO LIMA |
|---------------------------------|------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------------|
| | | | | SILVIA | OVEJAS | | | | |
| | | | | NOV./86 | FEB./89 | | | | |
| 1. Obradetierra (Tierra) | p/m ³ | 2,400 | 2,925 | 700 | 800 | 2,950 | 990 | 2,500 | 1,100 |
| 2. Obradetierra (Roca) | p/m ³ | | 3,965 | | | | 1,900 | | 2,800 |
| 3. Obrade concreto (con de mas) | p/m ³ | — | — | — | — | 24,000 | — | — | — |
| 4. Obrade concreto (Estructura) | p/m ³ | 26,300 | 27,625 | 34,000 | 40,000 | 26,800 | 20,500 | 15,600 | 17,900 |
| 5. Barra reforzada | p/t | 354,000 | 454,000 | 350,000 | 360,000 | 447,500 | 300,000 | 320,000 | 215,000 |
| 6. Compuerta | p/t | 1,682,000 | 500,000 | 1,310,000 | 1,420,000 | 1,100,000 | 1,100,000 | 1,100,000 | 480,000 |
| 7. Reja | p/t | 1,682,000 | 500,000 | 804,195 | 874,125 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 650,000 |
| 8. Tubo en carga | p/t | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,250,000 | 1,250,000 | — | 815,000 | 1,260,000 | 420,000 |
| 9. Central (Reparación) | p/m ² | — | 10,000 | — | — | — | — | — | — |
| 10. Central (cons, nueva) | p/m ² | — | 40,000 | 47,000 | 55,000 | 50,000 | 50,000 | 50,000 | 50,000 |
| 11. Concreto de mampostería | p/m ³ | — | 14,000 | 17,000 | 20,000 | — | — | 8,000 | 9,000 |
| 12. Concreto de demolición | p/m ³ | 13,000 | 14,000 | 17,000 | 20,000 | — | — | 8,000 | 9,000 |
| 13. Tubería de acero | p/t | — | — | — | 1,250,000 | — | — | — | — |
| 14. Gavión | p/m ³ | — | — | 8,800 | — | — | — | — | — |
| 15. Excavación de túnel | p/m ³ | — | — | — | — | — | — | — | 19,600 |
| 16. Concreto de túnel | p/m ³ | — | — | — | — | — | — | — | 25,000 |

