

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

RESUMEN DEL INFORME EN ESPAÑOL

JULIO DE 1988

AGENCIA DE COOPERACION INTERNACIONAL DEL JAPON



MPN
CR(3)
88-102

JICA LIBRARY



1067262[4]

19950

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

RESUMEN DEL INFORME EN ESPAÑOL

JULIO DE 1988

AGENCIA DE COOPERACIÓN INTERNACIONAL DEL JAPÓN

日本国際協力銀行の国際協力事業団の国際協力事業

1795

日本国際協力銀行の国際協力事業団の国際協力事業

1795

日本国際協力銀行の国際協力事業団の国際協力事業

日本国際協力銀行

国際協力事業団

国際協力事業団

1795

1795

日本国際協力銀行の国際協力事業団の国際協力事業

INDICE

	Página
1. CENTRALES ELECTRICAS PROYECTADAS PARA EL ESTUDIO	1
2. PROCEDIMIENTO BASICO DEL PRE-ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE REHABILITACION	4
3. RESULTADOS DE LAS INVESTIGACIONES DEL SITIO	10
4. PLAN DE REHABILITACION PARA LAS CENTRALES TERMoeLECTRICAS	17
5. PLAN DE REHABILITACION PARA LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS	22
6. PLAN DE REHABILITACION PARA LAS CENTRALES DIESEL	28
7. ORDEN DE PRIORIDAD DE LAS CENTRALES PROYECTADAS PARA EL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD	29
8. TRADUCCION	39

1. CENTRALES ELECTRICAS PROYECTADAS PARA EL ESTUDIO

El ICEL ha solicitado un estudio de las siguientes ochenta y dos (82) centrales eléctricas que están descrito en los Apéndices I y II, con relación al "Proyecto de Rehabilitación de las Centrales Eléctricas con Pequeñas Escalas." Sus detalles son como siguen:

- Centrales termoeléctricas (incluyendo Plantas con turbrina de gas):

Número de centrales 3
 Capacidad total de la instalación 254.000 kW

- Centrales hidroléctricas:

Número de centrales 62
 Capacidad total de la instalación 192.416 kW

- Centrales diésel:

Número de centrales 17
 Capacidad total de la instalación 14.848 kW

Las centrales de energía arriba mencionadas están distribridas en los siguientes 13 departamentos (Antioquia, Boyaca, Caldas, Risaralda, Quindio, Cauca, Choco, Cundinamarca, Huila, Meta, Nariffo, Santander, Tolima) y una intendencia (Putumayo).

Número de centrales propuestas con pequeña escala

Departamento	Centrales			Total
	Termoeléctrica	Hidroeléctrica	Diésel	
Antioquia	0	9	0	9
Boyaca	1	1	0	2
Caldas	0	6	0	6
Risaralda	0	3	0	3
Quindio	0	4	0	4
Cauca	0	9	0	9
Choco	0	1	9	10
Cundinamarca	0	4	0	4
Huila	0	5	0	5
Meta	0	2	3	5
Nariffo	0	4	5	9
Putumayo	0	1	0	1
Santander	2	6	0	8
Tolima	0	7	0	7
Total	3	62	17	82

1.1 Centrales para fuente de energía independiente

Dentro de las 82 centrales eléctricas a ser investigado, las 17 centrales totales de diésel y los 11 lugares de las centrales hidroeléctricas están generados independientemente la energía separada de la red nacional de la electricidad.

Las 11 centrales hidroeléctricas que están suministrando la energía independientemente son las siguientes:

Nº	Centrales	Propietario	Capacidad de generación (kW)
215	Salamina	E.P. de Salamina	280
216	Anserma	E.P. de Anserma	-
231	Toribio	CEDELCA	63
233	La Vuelta	E. Choco (Mineros del Choco)	2.000
234	La Salada	ECSA	280
236	Choachi	E.P. de Choachi	300
237	Apulo	ECSA (Cementos Diamantes S.A.)	3.000
243	El Calvario	EMSA	20
244	San Juanito	EMSA	20
249	Mulato	E.P. de Mocoa	168
261	Lagunilla	E. Tolima	452
Total			6.583

1.2 Instalaciones de generación fuera de servicio

Actualmente, las centrales eléctricas que no están en operación son las siguientes:

Centrales	Unidades inoperativas	
	Nº	Capacidad (kW)
Termoeléctrica	1 (20)	15.000 (6)
Hidroeléctrica	47 (38)	32.707 (17)
Diésel	14 (45)	3.533 (24)

Nota: El valor en () muestra el porcentaje del valor total.

1.3 Duración del servicio de las instalaciones de generación hidroeléctrica

La duración del servicio de las 62 centrales hidroeléctricas propuestas para el estudio, varía entre 1 a 72 años después de la puesta en marcha de la instalación.

La proporción de las instalaciones de generación fuera de servicio muestra una tendencia de incremento junto con la duración de servicio. A continuación, se indica el estado de operación de las centrales según el período de los 10 años de duración de servicio:

Año de servicio	En operación		Fuera de operación	
	Nº de Instalación	Capacidad (kW)	Nº de Instalación	Capacidad (kW)
Menos de 15 años	9	61.340	0	0
16 a 25 años	16	31.943	5 (31)	2.216 (7)
26 a 35 años	39	49.984	14 (36)	14.676 (29)
36 a 45 años	26	26.269	9 (35)	5.395 (21)
Más de 46 años	34	22.880	19 (56)	10.420 (46)
Total	124	192.416	47 (38)	32.707 (17)

Nota: El valor en () muestra el porcentaje de las instalaciones de generación en cada grupo.

2. PROCEDIMIENTO BASICO DEL PRE-ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE REHABILITACION

El objetivo principal del pre-estudio de factibilidad es seleccionar las centrales para el estudio de factibilidad dentro de las 82 centrales solicitadas a ser investigado.

El contenido de las investigaciones realizadas en la etapa del presente pre-estudio de factibilidad es como sigue:

- (1) Revisión de los resultados de estudios y los datos existentes
- (2) Reconocimiento de las centrales propuestas
- (3) Formulación del plan preliminar de la rehabilitación
- (4) Diseño concepcional
- (5) Estimación preliminar para el costo de la obra de rehabilitación
- (6) Análisis económico y evaluación preliminar
- (7) Evaluación sobre orden de prioridad
- (8) Elaboración del plan de estudio en la etapa del estudio de factibilidad

La selección de las centrales proyectadas para el estudio de factibilidad fue realizado teniendo en cuenta la necesidad, el efecto de rehabilitación, el balance entre demanda y suministro y otras condiciones locales.

2.1 Procedimiento de seleccionar las centrales adecuadas para el plan preliminar de rehabilitación

Con el fin de seleccionar las centrales adecuadas para el plan preliminar de rehabilitación, se han adoptados los procedimientos básicos que se indican en la figura 2.1.

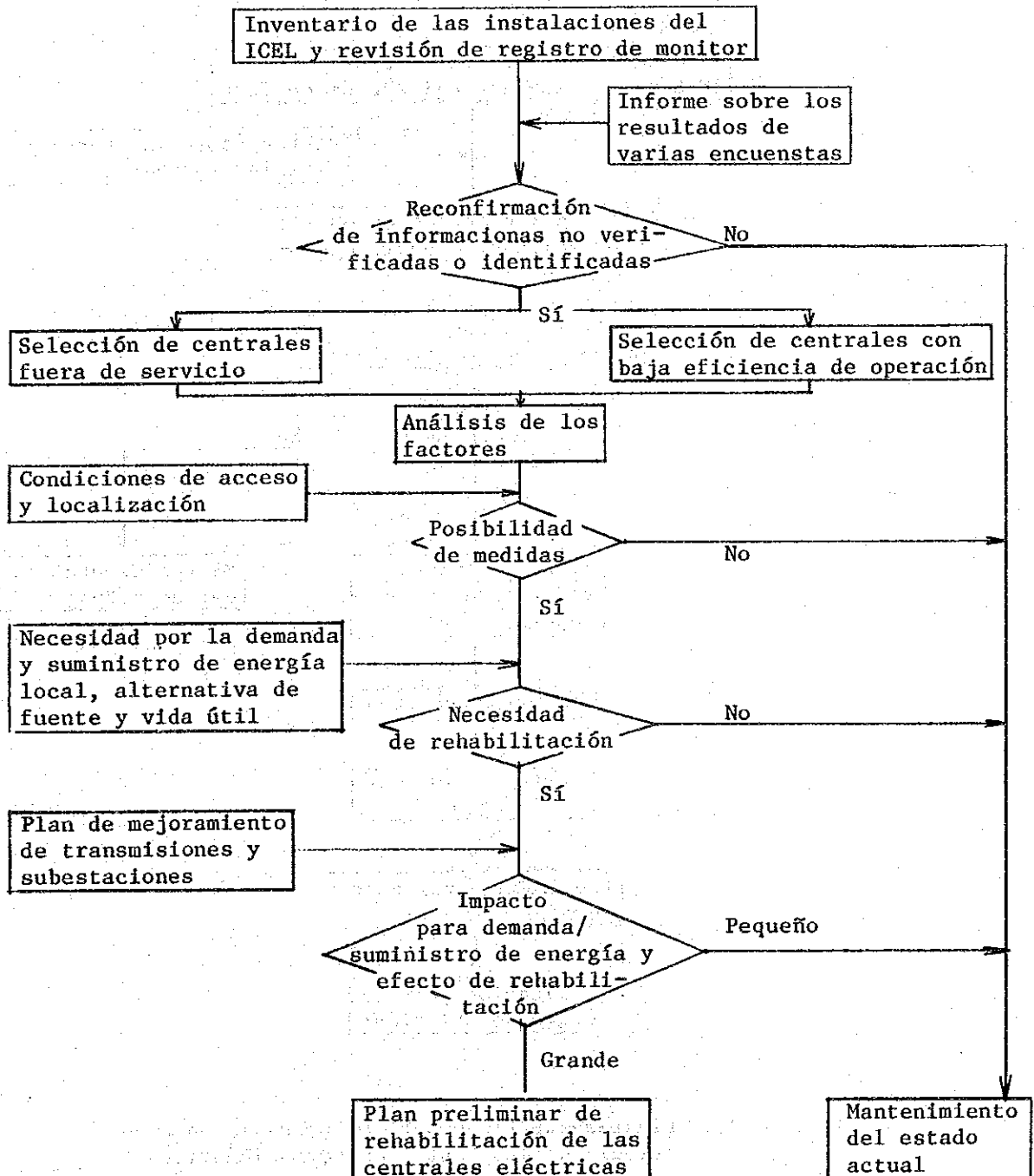


Figura 2.1 Diagrama de flujo de procedimientos básicos para el plan preliminar de rehabilitación

2.2 Procedimiento del estudio para las centrales termoeléctricas

Las 3 centrales termoeléctricas tales como Termopaipa, Termopalenque y Termobarranca son seleccionados para el pre-estudio de factibilidad. El procedimiento de los trabajos para el estudio puede ser simplificado como se indica en la Figure 2.2, dado a que estas centrales están incorporadas en la red nacional de electricidad y sus salidas son grandes.

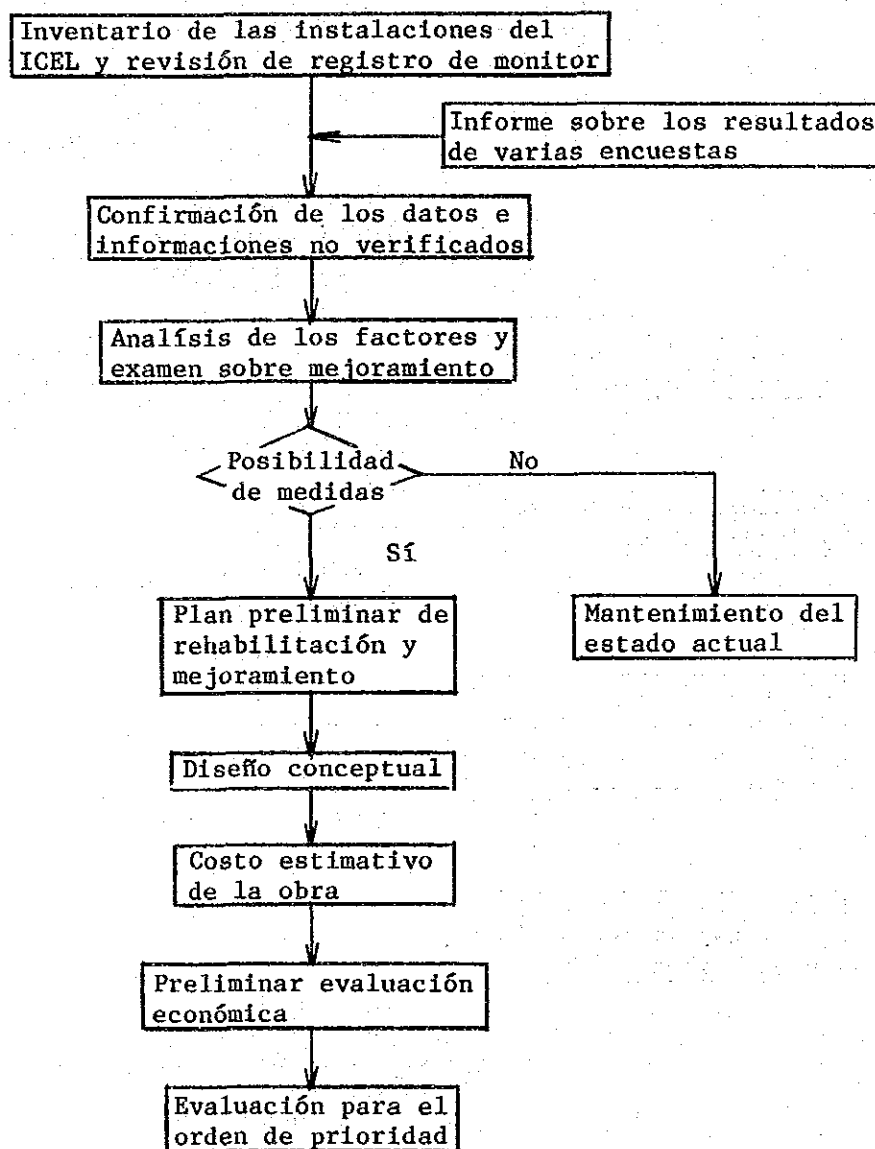
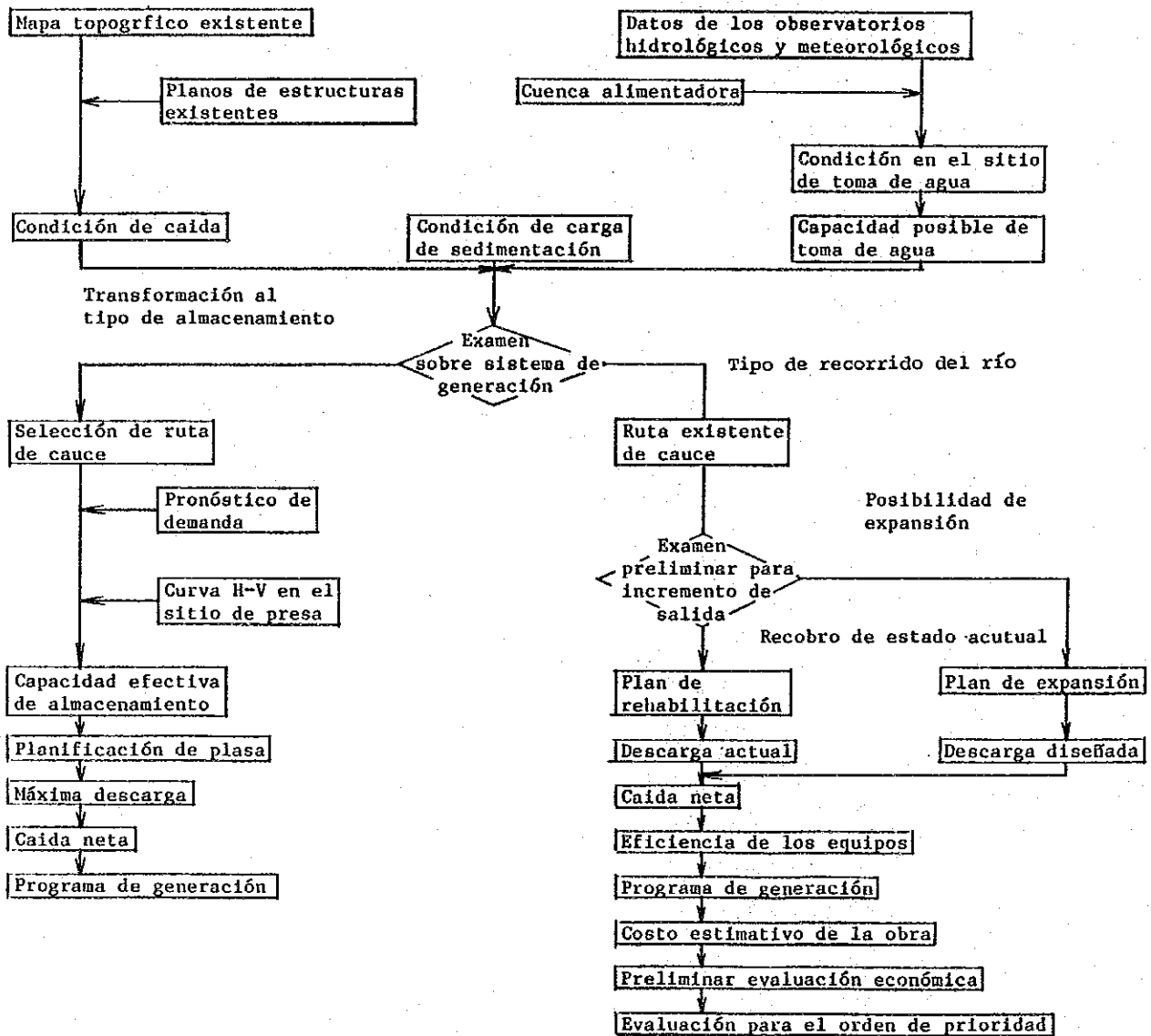


Figura 2.2 Diagrama de flujo para el procedimiento de estudio de las centrales termoeléctricas

2.3 Procedimiento del estudio para las centrales hidroeléctricas

En el transcurso del pre-estudio de factibilidad para la rehabilitación de las centrales hidroeléctricas se necesitan los siguientes trabajos de examen y clasificación que están descritos en la Figura 2.3. O sea, se examinan las centrales proyectadas y se clasifican ellas según plan de mejoramiento para aumentar la capacidad de generación.

Figura 2.3 Diagrama de flujo para el procedimiento de estudio de las centrales hidroeléctricas



2.4 Procedimiento del estudio para las centrales diésel

En cuanto al estudio de rehabilitación para las centrales diésel que están localizado en los tres (3) departamentos Nariño, Choco y Meta, se considera la característica local que ellas generan y suministran la energía independientemente a las áreas o pueblos especificados. Su procedimiento del estudio se muestra en la Figura 2.4 abajo mencionada:

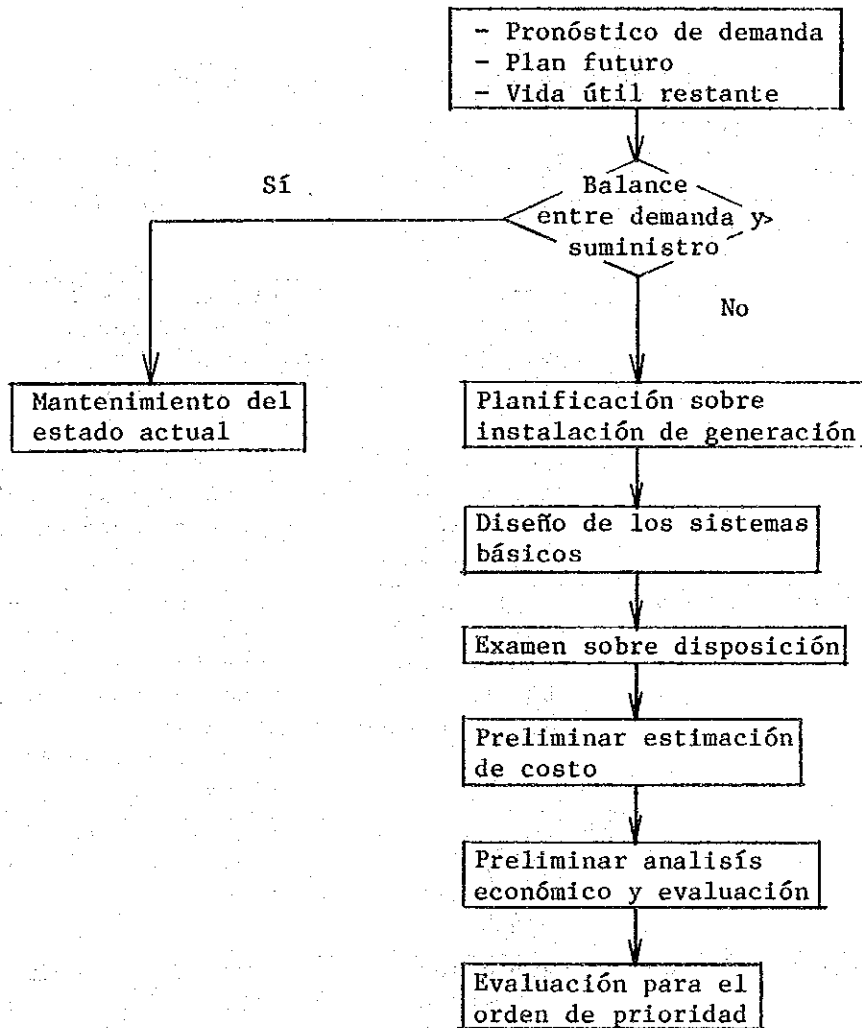


Figura 2.4 Diagrama de flujo para el procedimiento de estudio de las centrales diésel

3. RESULTADOS DE LAS INVESTIGACIONES EN SITIOS

3.1 Instalaciones de generación termoeléctrica

De acuerdo a los resultados de las investigaciones en los sitios Termopaipa, Termopalenque y Termobarrance, los ítems de rehabilitación o mejoramiento de ellas se resumen en el Cuadro 3.1.

Cuadro 3.1 Ítems de rehabilitación o mejoramiento

(1) Sobre la Central Termopaipa

No.	Año de montaje	Unidad		Ítems de rehabilitación o mejoramiento	Razones
		Capacidad (kW)	Salida (kW)		
I	1958	33.000	30.000	1) Reemplazo de precalentadora para generador	La eficiencia está reducido debido al envejecimiento y la frecuencia de daños está aumentado.
				2) Instalación de vaso de precipitación electrostática	a. Se genera la contaminación del aire debido a que no está equipado este aparato.
II	1974	66.000	66.000	3) Cambio de sistema de instrumentación neumáticas al tipo eléctrico	a. Los medidores y los dispositivos de control automáticos son pocos y no funcionan bien. b. Dificultad de adquisición de los repuestos.
				4) Aumento de salida de turbina (66MW a 74MW)	La salida de generador es de 74MW pero la de turbina es de 66MW.
III	1982	74.000	74.000	5) Cambio de sistema de tratamiento de cenizas	El costo de mantenimiento es alto debido al sistema de transportación a presión por tubería.
				6) Extracción de cenizas	Por falta de capacidad de almacenamiento, las cenizas salen directamente al río adyacente.
				7) Planta acuática en depósito de enfriamiento	El costo de escarda es alto debido a la falta de agua para enfriamiento.

Problemas comunes

(2) Sobre Central Termopalenque

No.	Unidad		Salida (kW)	Items de rehabilitación o mejoramiento	Razones
	Año de montaje	Capacidad (kW)			
IV	1972	15.000	0	Recobro de funcionamiento por reemplazo de las partes de turbina (cojinete, paleta etc.)	No está operado desde 1980.

(3) Sobre Central Termobarranca

No.	Unidad		Salida (kW)	Items de rehabilitación o mejoramiento	Razones
	Año de montaje	Capacidad (kW)			
III	1978	66.000	40.000	1) Mejoramiento de sistema de agua enfriada (Desde el tipo abierto existente al tipo de ciclo cerrado)	En el sistema de toma de agua no existe la represa ya que los antículos de impureza del río afectan los dispositivos relacionados.
				2) Colocación de un sistema automático de limpieza para el condensador	El sistema de agua de enfriamiento se desgasta notablemente debido a la turbiedad alta del río.
				3) Mejoramiento del sistema de suministro de energía de C.C.	El interruptor de generador no se funciona y no se asegura la seguridad del sistema de suministro de energía continuo.
				4) Cambio de sistema de medición neumático al tipo eléctrico.	Por dificultad de adquisición de los repuestos, no se puede controlar la turbina y la combustión eficiente.
				5) Colocación del registrador de eventos	Se tarda mucho el tiempo para aclarar las causas de accidentes.
				6) Obra de re-vestimiento de orilla del río	La erosión del río está destacado debido a la falta de medidas a largo plazo.
Problemas comunes					

3.2 Instalaciones de generación hidroeléctrica

En el Apéndice IV, se resume el registro de instalaciones de cada central hidroeléctrica el cual se elaboró de acuerdo a los informes de estudios existentes y la identificación de los resultados de investigaciones.

3.2.1 Mapa topográfico

Se obtiene solamente la fotografía aérea con escala 1:25.000 que se publica por el IGAC. No se existe ninguna mapa topográfico detallado con la escala más grande.

La GRAMSA posee las fotografías aéreas (escala de 1:10.000) de la cuenca del río Chinchina en el Departamento de Caldas. Por consiguiente, será posible de preparar las fotografías aéreas sobre las 3 centrales hidroeléctricas tales como; San Cancio, Intermedia y Municipal.

3.2.2 Observatorio de aforo

Alrededor de las siguientes 18 centrales hidroeléctricas no existen el observatorio de aforo.

No. de código	Nombre	Departamento	Río
202	La Rebusca	Antioquia	San Roque
203	Calera	Antioquia	Qd. Malena
208	Urrao	Antioquia	Urrao
209	Abejorral	Antioquia	Qd. Las Yeguas
215	Salamina	Caldas	Qd. Frisolera & Qd. Palo
216	Anserma	Caldas	Qd. Cauya
229	Asnazu	Cauca	Asnazu
231	Toribio	Cauca	Isabelilla
234	La Salada	Cundinamarca	Bogotá
236	Choachi	Cundinamarca	Palmar
239	La Pita	Huila	Qd. Mayo
243	El Calvario	Meta	Qb. Panelo
244	San Juanito	Meta	Guajaro
246	Río Bobo	Nariño	Bobo
247	Río Sapuyes	Nariño	Sapuyes
253	Comoda	Santander	Lenguaruco
254	Servita	Santander	Servita
255	Calichal	Santander	Servita

3.2.3 Planos de instalaciones terminadas

Casi todas las centrales hidroeléctricas no mantienen los planos de instalaciones existentes por pérdida o ausencia. Por consiguiente, no se puede obtener los datos exactos sobre superficie de toma de agua, elevación, caída, longitud de cauce en el área de toma de aguas.

3.2.4 Equipos de generación

Dentro de las 62 centrales proyectadas al estudio, las 27 centrales tienen una capacidad nominal menos de 1000 kW.

Los equipos de generación con la salida de unidad grande instalados en el tipo estanque o represa tales como Sonson, Río Negro, Mayo-II, Palmas y Río Negro, Mayo-II, Palmas y Río Prado, se mantienen las condiciones buenas de operación y mantenimiento.

Por otro lado, la mayoría de los equipos de generación en la central de tipo recorrido del río, se muestra un envejecimiento transcurriendo más de 35 años después del montaje y se está operando bajo condición que no se puede recubrir por la reparación ordinaria.

3.2.5 Orden de prioridad sugerido por las compañías públicas de energía

Durante el reconocimiento de los sitios, el orden de prioridad para la rehabilitación de las centrales eléctricas sugerido por cada compañía pública de energía es como sigue:

Departamento	Compañía	Orden de prioridad sugerido por las compañías públicas de energía						
		1ro.	2do.	3ro.	4to.	5to.	Menos de 6to.	Sin intención
Antioquia	EADE	Sonsón	Tamesis	Caracolí	Río Abajo	Piedras	Rebusca Calera Urrao Abejorral	—
Caldas Risaralda Quindío	CHEC	Sin intención sobre el orden de prioridad. Bajo resultado de estudio por JICA						Anserma
Cauca	CEDELCA	Inza	Silvia	El Palo	Ovejas	Florida - I	Asnazu Toribio Sajandi Mondomo	—
Cundina- marca	ECSA	Sin intención						—
Hulla	E. Huila	Río Iquira - I	Río Iquira - II	La Pita	La Viecosa	—	—	Fortale- cillas
Meta	EMSA	El Calvario	San Juanito	—	—	—	—	—
Nariño	CEDENAR	Julio Bravo	Río Bobo	Mayo-II	Río Sapuyes	—	—	—
Santander	ESSA	Palmas	Zaragoza	Cascada	Comoda	—	Calichal Servita	—
Tolima	E.Tolima	Pastales	Mirolindo	Lagunilla	Guali	Río Recio	Ventanas Prado	—

3.3 Equipos de generación con diésel

Los datos e informaciones sobre las instalaciones y la operación de las 17 centrales diésel que están ubicadas en los departamentos Nariño, Choco y Meta se resumen en el Cuadro 3.2.

Solamente los dos centrales eléctricas tales como Puerto López (Meta) y Termotumaco (Nariño) se realiza la operación continua de 24 horas. Casi mitad de los generadores de diésel están suspendido actualmente su operación y la mayoría de los equipos están reparado. El 64% de los equipos excede de la vida útil más de 10 años.

Los siguientes planes están desarrollando como alternativa del suministro de energía por los equipos de generación diésel:

- 1) Construcción de la línea de transmisión (34,5 kV) entre Villa Vicencio - Puerto López (Meta) en el año 1989.
- 2) Construcción de la línea de transmisión (230 kV) entre Pasto - Tumaco (Nariño) en el año 1991.
- 3) Construcción de la central hidroeléctrica de Bahía Solano (2,4 MW) en departamento Choco (1990).

Cuadro 3.2 Resultados de investigación sobre las Centrales Diésel

N ^o	Departamento	Central	Propietario	N ^o de unidad	Capacidad (kW)	Condición	Año		Hora de uso
							En servicio	Suspendido	
1	Choco	Capurgana	ICEL	1	150	OPE.	1985		170
2	Choco	Zapzurro	Municipal	1	17.5	STOP	1958	1988	ND
3	Choco	Acandi	ICEL	1	275	STOP	1981	1986	5,238
4	Choco	Unguía	ICEL	1	150	OPE.	1980		4,010
5	Choco	Bahía Solano	E.Choco	1	100	STOP	1978	1988	ND
	Choco	"	ICEL	2	140	STOP	1972	1988	10,223
6	Choco	Nuquí	ICEL	1	150	STOP	1980	1988	1,900
7	Choco	Pizarro (*)		1	120	OPE.	ND		ND
8	Choco	Villa Claret (*)		1	25	STOP	1983	ND	ND
9	Choco	Sipi (*)		1	80	OPE.	ND		ND
10	Narino	Termotumaco	ICEL	1	3,000	OPE.	1977		52,178
	Narino	"	ICEL	2	3,000	OPE.	1978		62,605
	Narino	"	ICEL	3	2,000	STOP	1965	1988	8,109
	Narino	"	ICEL	4	2,000	OPE.	1965		3,256
11	Narino	La Playa	Municipal	1	75	STOP	1955	ND	ND
12	Narino	Sala Honda	Municipal	1	60	STOP	1973	ND	ND
	Narino	"	Municipal	2	150	OPE.	1985	ND	2,729
13	Narino	Baquerías	CEDENAR	1	35	STOP	1981	ND	1,404
14	Narino	Llorente	ICEL	1	120	STOP	1971	1986	15,308
15	Meta	Puerto Lopez	EMSA	1	275	OPE.	1983		8,754
	Meta	"	ICEL	2	245	OPE.	1971		65,415
	Meta	"	EMSA	3	930	OPE.	1987		3,532
	Meta	"	EMSA	4	240	STOP	1983	1987	5,988
	Meta	"	EMSA	5	240	OPE.	1985		6,899
	Meta	"	ICEL	6	145	OPE.	1971		73,459
	Meta	"	ICEL	7	145	OPE.	1971		79,536
16	Meta	San Juan de Arama	Municipal	1	150	STOP	ND	1980	ND
	Meta	"	ICEL	2	145	STOP	1971	1987	13,040
	Meta	"	Municipal	3	230	OPE.	1986		130
17	Meta	Vista Hermosa (*)	Municipal	1	230	OPE.	1984		4,799
	Meta	"	Municipal	2	225	OPE.	1955		

Nota: Los datos marcados con (*) están basado en la información del ICEL.
 ND : Sin dato
 OPE : En operación
 STOP: Suspendido

4. PLAN DE REHABILITACION PARA LAS CENTRALES TERMOELECTRICAS

4.1 Plan de rehabilitación de la Central Termopaipa

La medida principal para esta central es la rehabilitación y mejoramiento de la unidad N^o2. Es decir que se aumentará la salida de turbina de 66 MW a 74 MW y se reemplazará el sistema de medición del tipo neumático al tipo eléctrico.

También, se considera el aseguramiento del depósito de las cenizas de carbón que será falta la capacidad de almacenamiento en el futuro.

(1) Aumento de salida de la turbina N^o2 (66 MW a 74 MW)

De acuerdo a la consultación entre ICEL y los fabricantes de turbinas existentes, se elaborará un plan de modificación de turbina. Luego, se reemplazarán la turbina, el calentador y el alimentador de agua para generador.

El costo estimativo de modificación será de $4,32 \times 10^6$ US\$ y el costo de modificación de potencial (salida) será de 540 US\$ por kilovatio.

(2) Cambio del sistema de medición del tipo neumático al tipo eléctrico

Se reemplazará el sistema de control automático de combustión para el generador ya que desde el momento de puesta en marcha no ha sido funcionado bien.

En el cambio del sistema de medición, se incluirán los siguientes trabajos de reparación:

- Reemplazo de generador de señal
- Modificación de la tubería neumática
- Adición de energía de control
- Cableado
- Instalación adicional de relé, fuente de energía y panel de control

El costo para el cambio de sistema de medición será estimado $1,3 \times 10^6$ US\$ aproximadamente y el costo por salida nominal será 18,4 US\$/kW.

(3) Medidas para solucionar la capacidad insuficiente del depósito de cenizas de carbón

Si se instala un torre de enfriamiento y el sistema de agua enfriada se modifica al tipo de ciclo cerrado, el estanque de enfriamiento existente que está ubicado en ambas orillas del río Chicamocha, será convertido como un depósito de cenizas de carbón usado.

El torre de enfriamiento del tipo ciclo-cerrado será diseñado bajo las siguientes condiciones:

- Capacidad : 19.000 t/hra
- Temperatura: 28°C
- Especificaciones de bomba de agua circulada

	<u>Capacidad</u>	<u>Cabeza de bomba</u>
Para Unidad N ^o 1	6.500 m ³ /hra	32 m
Para Unidad N ^o 2	12.200 m ³ /hra	30 m
Para Unidad N ^o 3	12.200 m ³ /hra	30 m

El costo de modificación preliminar que se causa por el cambio de sistema de enfriamiento, se estimará como sigue: La modificación total será de $7,84 \times 10^6$ US\$ y el costo por la capacidad instalada será de 46,4 US\$/kW.

El detalle del costo de montaje para el sistema de torre de enfriamiento se describe en el siguiente cuadro:

Unidad: 10⁶ US\$

<u>Equipo</u>	<u>Montaje</u>	<u>Obra civil relacionada</u>	<u>Total</u>
6,40	0,64	0,80	7,84

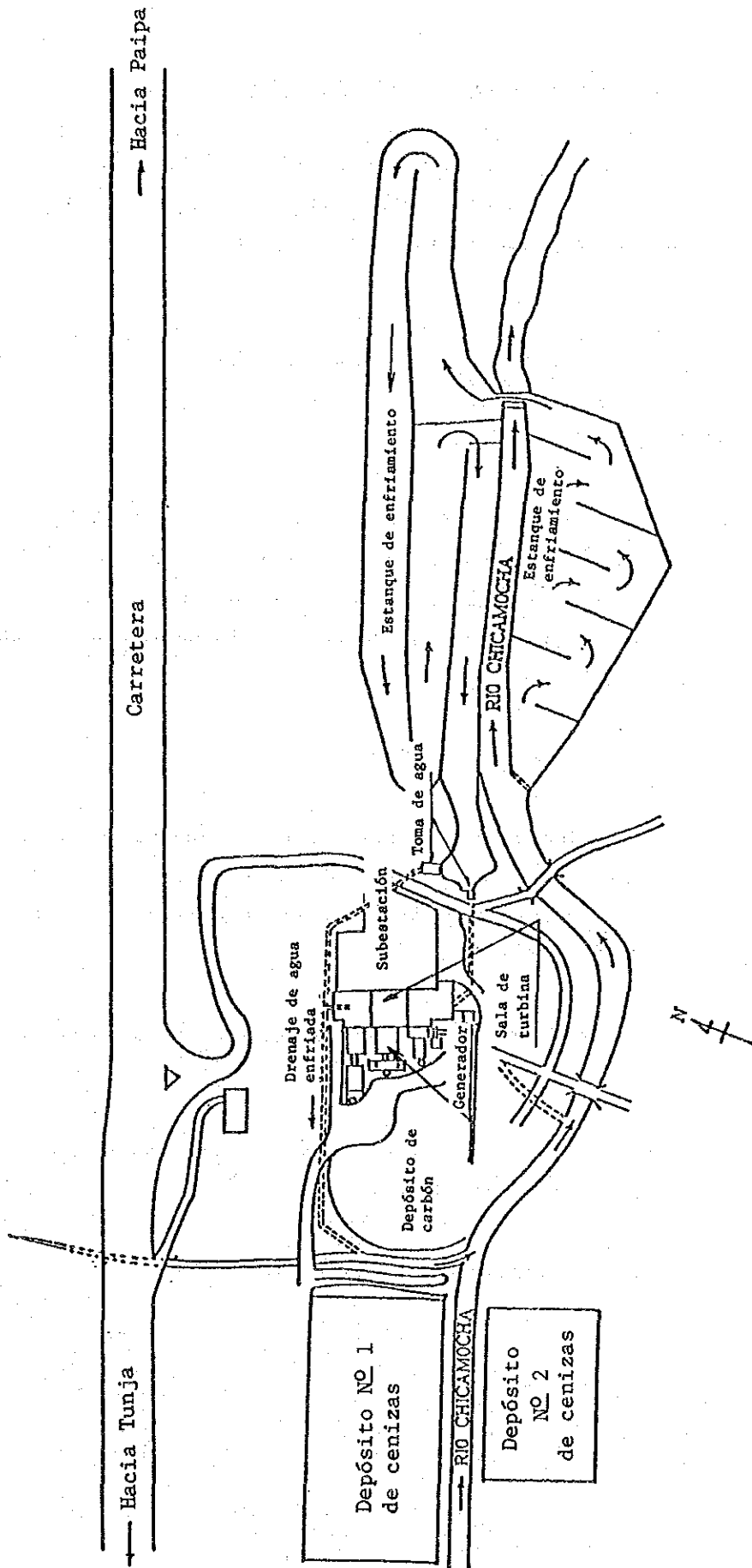


Figura 4.1 Disposición general de la Central Termopaipa

4.2 Plan de rehabilitación para la Central Permopalenque

Para mejorar el generador con turbina de gas, unidad N^o 4, será necesario inspeccionar detalladamente sobre todos los equipos aparte del cuerpo de la turbina de gas. Los ítems a ser inspeccionado son como siguen:

- (1) Equipos mecánicos (Se omitirán los ítems detallados.)
- (2) Equipos eléctricos y dispositivos de control (")
- (3) Equipos auxiliares (")

El costo total de obra de mejoramiento se estimará $4,64 \times 10^6$ US\$ y el costo por kW será 304 US\$/kW. Esto es la cifra estimada pero no será tan diferente con el costo real de la rehabilitación porque el costo de montaje de un generador nuevo de turbina de gas con la salida de 15.000 kW es de 366 US\$/kW actualmente.

4.3 Plan de rehabilitación para la Central Termobarranca

El objetivo de rehabilitación para esta central es la unidad N^o 3. El problema principal a ser solucionado es el daño de equipo debido a la turbiedad alta en el agua enfriada. Para el agua de enfriamiento se usa directamente el agua turbia del río.

Por consiguiente, se tomarán las siguientes dos medidas para solucionar el problema arriba mencionado:

- (1) El sistema de agua de enfriamiento del tipo abierto para turbina y generador será reemplazado al tipo cerrado.

Esta medida ya está examinado por el grupo ICEL mismo.

(2) Mejoramiento del sistema automático de limpieza para el condensador

La sala de condensador existente deberá ser modificado, y las tres válvulas automáticas de cambio de dirección deberán ser suministrado para el control de agua de enfriamiento con capacidad de 6.000 m³/hora.

Estas válvulas automáticas de cambio de dirección serán diseñado a ser abierto o cerrado automáticamente por diferencia a presión del agua que genera en ambos lados de salida y entrada del condensador.

EL costo estimativo de mejoramiento será de 488×10^3 US\$ y el costo por kW será de aproximadamente 7,36 US\$/kW. Por medio de este mejoramiento, se esperará un aumento de salida del 1 a 2% aproximadamente y será útil para la elevación de termoeficiencia.

5. PLAN DE REHABILITACION PARA LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

El procedimiento del estudio para rehabilitación de las centrales hidroeléctricas se resume en el cuadro de comparación que se adjunta.

5.1 Clasificación de las centrales proyectadas al estudio

Antes de trazar un plan de rehabilitación, las 62 centrales hidroeléctricas fueron distinguido según siguiente forma de clasificación:

Grupo I: Central de tipo recorrido del río (57 centrales)

- (a) Que mantendrá un estado actual
- (b) Que rehabilitará hasta la salida nominal
- (c) Que se esperará una salida más del valor nominal
- (d) Que está desarrollando la expansión
- (e) Que se esperará una expansión por el cambio de tipo de generación

Grupo II: Central de tipo represa o almacenamiento (5 centrales)

- (a) Que mantendrá un estado actual
- (b) Que está desarrollando la expansión
- (c) Que se esperará un aumento de salida por medio de la expansión

Las centrales hidroeléctricas a ser proyectado para el plan de rehabilitación y el diseño conceptual en la etapa del presente Pre-Estudio de Factibilidad serán del Grupo I, (b) y del Grupo I, (c).

5.2 Centrales proyectadas para el plan de rehabilitación

Dentro de las 62 centrales hidroeléctricas que se enumeran como objetivo del estudio de rehabilitación, las siguiente 38 centrales serán excluido por las razones realísticas abajo mencionadas. Por consiguiente, las restantes 24 centrales serán considerado para el plan de rehabilitación y el diseño conceptual.

R-1)	Central que está ejecutado una obra de reparación	5
R-2)	Central que se abandona la rehabilitación por las compañías públicas de energía	1
R-3)	Central que el Grupo ICEL no tiene el derecho del agua	4
R-4)	Central que será necesario un mejoramiento de canal de descarga	1
R-5)	Central que está realizado un estudio de factibilidad	5
R-6)	Central que mantendrá la condición favorable de la operación ..	11
R-7)	Central que el orden de prioridad para la rehabilitación es evaluado a ser bajo por las compañías públicas de energía	9
R-8)	Central que será considerado la rehabilitación impropia por resultado de las investigaciones de sitio	2
<hr/>		
Total		38

En el Cuadro 5.1 se indican las centrales hidroeléctricas proyectadas al Plan de Rehabilitación.

Cuadro 5.1 Centrales proyectadas para el plan de rehabilitación

Nº de código	Central	Departamento	Estado de operación		Pe/P1 (%)	Río
			Salida nominal P1 (kW)	Salida actual Pe (kW)		
201	Caracoli	Antioquia	3.200	2.300	72	Nus
204	Río Abajo	Antioquia	1.000	600	60	Negro
205	Piedras	Antioquia	458	250	53	Piedras
210	P. Guillermo	Boyaca	1.280	0	0	Suarez
211	San Cancio	Caldas	2.320	1.750	75	Chinchina
212	Intermedia	Caldas	1.120	900	80	Chinchina
213	Municipal	Caldas	2.112	1.400	66	Chinchina
219	Santa Rosa	Risaralda	450	139	31	San Eugenio
221	Bayona	Quindio	1.008	159	16	Quindio
222	Campestre	Quindio	1.120	62	6	Quindio
223	La Unión	Quindio	1.000	0	0	Quindio
227	Silvia	Cauca	604	100	17	Piendamó
228	Ovejas	Cauca	900	650	72	Ovejas
232	Florida-I	Cauca	2.300	0	0	Cauca
233	La Vuelta	Choco	2.000	500	25	Andaguéda
237	Apulo	Cundinamarca	3.000	0	0	Bogotá
238	La Viciosa	Huila	225	0	0	Q. Viciosa
241	Río Iquira-I	Huila	4.320	2.230	52	Iquira
242	Río Iquira-II	Huila	2.400	700	29	Iquira
248	Julio Bravo	Nariño	1.500	0	0	Pasto
251	Zaragoza	Santander	1.560	800	51	Surata
256	Guali	Tolima	1.048	0	0	Surata
258	Mirolindo	Tolima	3.600	1.000	28	Combeima
261	Lagunilla	Tolima	452	0	0	Lagunilla

5.3 Plan de rehabilitación

El objetivo principal del plan de rehabilitación será el reemplazo de los equipos de generación que están suspendido la operación o sus eficiencias son muy bajas debido al envejecimiento de ellos.

En este plan se incluye una rehabilitación de las centrales que están suspendido la operación por el daño de tubería de hierro a presión o el deterioración de canal.

Será necesario una rehabilitación o un reemplazo de los dispositivos de compuerta, válvulas y tabique equipados con la estructura de canal, los cuales no funcionan actualmente debido al envejecimiento.

En el cuadro 1 se indican los sitios de rehabilitación de la estructura de canal entre la esclusa para toma de agua y el tanque a presión. En el caso de que se rehabilita la salida más del valor nominal, se realizarán una rehabilitación del canal de alimentación y la compuerta de esclusa según aumento de descarga y caída diseñado.

EL diseño conceptual para el plan de rehabilitación se trazará de acuerdo a los siguientes ítems del estudio:

(1) Régimen hidrológico

Las curvas de duración de flujo de los ríos alrededores de las centrales proyectadas al plan de rehabilitación están indicado en el Apéndice IV. Estas curvas de duración son preparado tentativamente basandose en el registro diario o mensual observado durante los últimos 3 años.

(2) Descarga disponible

La descarga disponible en la central de tipo recorrido del río se examinará por el uso de las curvas de duración de flujo y las características del factor de la central. El alcance de los factores adoptados de la central será del 70 a 80% y el factor de uso de flujo del río será del 50 a 80% de acuerdo al régimen hidrológico.

(3) Selección de los tipos de generador

Los tipos de generador serán seleccionados dentro de los 5 tipos tales como: Pelton, Cross Flow, Tubler, Kaplan y Francis, de acuerdo a la descarga y la caída de cada central proyectada.

(4) Diseño conceptual de las estructuras principales

Como se indican en los planos adjuntos, las estructuras de vía fluvial son clasificadas en dos grupos según la descarga disponible para comparar y examinar el costo de obra de la rehabilitación y el diseño estándar para estas estructuras será decidido según tipo, condición y dimensiones de dicha estructura. El grupo A es la central que utiliza comparativamente un volumen grande de descarga, y el grupo B es la central de escala pequeña con la estructura simple.

(5) Estimación preliminar del costo de rehabilitación

El costo estimativo se calculará en los 3 renglones tales como; equipos de generación, canal de carga y obras civiles y arquitectónicas. El costo de rehabilitación de los equipos de generación se calculará bajo condición de reemplazarlos a unos nuevos.

El costo estimativo de la obra de rehabilitación de las 24 centrales proyectadas al Plan de Rehabilitación se indica en el Cuadro 5.2.

Cuadro 5.2 Costo de obra de rehabilitación

Nº de código	Central	A la capacidad nominal (10 ⁶ US\$)				Más de la capacidad nominal (10 ⁶ US\$)			
		Equipos de generación	Obra de canal de carga	Obras civiles	Total	Equipos de generación	Obra de canal de carga	Obras civiles	Total
201	Caracoli	2.93	0	0.94	3.93	-	-	-	-
204	Rio Abajo	1.93	0	0.69	2.62	-	-	-	-
205	Piedras	1.01	0.07	0.56	1.64	-	-	-	-
210	P. Guillermo	2.05	0.16	0.4	2.61	-	-	-	-
211	San Cancio	2.35	0	1.2	3.55	-	-	-	-
212	Intermedia	-	-	-	-	2.35	0.26	0.98	3.59
213	Municipal	-	-	-	-	3.01	0	1.38	4.39
219	Santa Rosa	0.93	0.13	0.7	1.76	-	-	-	-
221	Bayona	0.94	0.11	0.8	1.85	-	-	-	-
222	Campestre	2.11	0.07	0.97	3.15	-	-	-	-
223	La Union	0.98	0.08	1.1	2.16	-	-	-	-
227	Silvia	1.24	0	0.03	1.27	2.9	0.07	1.49	4.46
228	Ovejas	2.88	0.1	1.14	4.12	-	-	-	-
232	Florida-I	3.06	0	2.17	5.23	-	-	-	-
233	La Vuella	4.25	0.06	1.76	6.07	12.76	0.25	6.18	19.19
237	Apulo	5.13	0.1	0.84	6.07	-	-	-	-
238	La Viciosa	0.56	0.06	0.4	1.02	-	-	-	-
241	Rio Iquira-I	0.6	0.08	3.72	4.4	-	-	-	-
242	Rio Iquira-II	0.2	0	0.06	0.26	-	-	-	-
248	Julio Bravo	4.11	0.22	0.76	5.09	4.03	0.26	1.44	5.73
251	Zaragoza	2.49	0.14	1.8	4.43	4.45	0.23	3.65	8.33
256	Guali	2.7	0.03	1.43	4.16	6.67	0.06	5.3	12.03
258	Mirolindo	4.69	0	3.16	7.85	-	-	-	-
261	Lagunilla	1.1	0.1	0.3	1.5	6.47	0.52	0.47	7.46

6. PLAN DE REHABILITACION PARA LAS CENTRALES DIÉSEL

La central diésel proyectada para el plan de rehabilitación será de Termotumaco, teniendo en cuenta el solucionar el desequilibrio entre demanda del pico y capacidad actual y el reemplazo de las unidades existentes N^o 3 y N^o 4 que están llegando a tiempo de reemplazo por el envejecimiento.

En cuanto a la realización del plan de rehabilitación para dicha central, deberá ser considerado la fecha de terminación de obra de la línea de transmisión de 230 kV entre Pasto y Tumaco.

6.1 Plan de rehabilitación para Termotumaco

Será necesario de aumentar una capacidad instalada dentro de 2 a 3 años cuando la razón de incremento anual de la demanda de pico, el 9% aproximadamente mantenga continuamente.

(1) Espacio y suministro de combustibles

El espacio para la expansión se asegurará dentro del solar de la central y se utilizará la instalación existente de combustible para la expansión futura.

(2) Especificaciones de las instalaciones a ser extendido

- Número de generador	: 2 unidades
- Salida nominal	: 3.000 kW
- Tensión	: 4.160 V
- Frecuencia	: 60 Hz
- Fase	: 3
- Sistema de enfriamiento:	Tipo cerrado
- Combustible	: Aceite diésel marino

7. ORDEN DE PRIORIDAD DE LAS CENTRALES PROYECTADAS PARA EL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD

7.1 Evaluación para el orden de prioridad de las centrales termoeléctricas

(1) Items de rehabilitación excluidos de la evaluación

Los siguientes 3 ítems se excluyen de la evaluación para el orden de prioridad ya que ellos están investigado y examinado por el grupo ICCEL:

- Cambio de sistema de tratamiento de cenizas en la unidad N^o 3 de Termopaipa
- Escarda de plantas acuáticas en el estanque de Termopaipa
- Mejoramiento del sistema de enfriamiento para aceite de turbina y generador de la unidad N^o 3 de Termopaipa

Los ítems de rehabilitación de la unidad N^o 1 de Termopaipa será excluido probablemente de la dicha evaluación, porque la duración de servicio excede de 29 años que es el período doble de su vida útil.

También, la obra de revestimiento de orilla del río de Termobarranca será excluido ya que ésto no tiene relación directa con la rehabilitación de las centrales.

(2) Orden de evaluación para los ítems de rehabilitación

En cuanto a los 4 ítems restantes para la rehabilitación, se evaluarán con el metodo de 3 puntos sobre contribución para aumento de salida, mejoramiento de operación, control y mantenimiento, exigencia y dificultad de rehabilitación. En el cuadro 7.1, se describen los resultados de dicha evaluación.

Los siguientes 4 ítems son puntos importantes para la evaluación:

- 1) Aumento de salida de turbina de la unidad N^o 2 en Termopaipa (66 MW a 74 MW)
- 2) Cambio del sistema de enfriamiento de tipo ciclo-cerrado para asegurar la capacidad suficiente del depósito de cenizas de carbón en Termopaipa
- 3) Colocación del sistema automático de limpieza para el condensador
- 4) Reparación de la unidad de turbina de gas N^o 4 en Termopalenque

Cuadro 7.1 Evaluación para el orden de prioridad

Central	Unidad y capacidad (año de montaje)	Items de rehabilitación o mejoramiento	Puntos para evaluación					
			Contribución para aumento de salida	Mejoramiento de operación, control y mantenimiento	Exigencia de rehabilitación	Dificultad de rehabilitación	Suma de los puntos evaluados	
Termo-paipa	Nº 2 66MW (1974)	Cambio del sistema de medición al tipo eléctrico	1	2	2	1	6	
		Aumento de la salida de turbinas (66 a 74 MW)	3	1	3	3	10	
		Aseguramiento del depósito de cenizas de carbón	2	2	3	1	8	
Termo-palenque	Nº 4 15MW (1972)	Rehabilitación de equipos de turbina de gas por reemplazo de las partes	3	1	3	1	8	
		Colocación del sistema automático de limpieza para el condensador	2	3	2	2	9	
		Mejoramiento del sistema de suministro de energía de C.C.	1	2	2	2	7	
Termo-barranca	Nº 3 74MW (1978)	Cambio del sistema de medición al tipo eléctrico	1	2	2	1	6	
		Colocación del registrador de eventos	1	2	2	1	6	

(3) Evaluación técnica para las medidas

Desde punto de vista técnica, las medidas para la rehabilitación o mejoramiento restante serán divididos en las siguientes 3 clases. Los resultados de la clasificación están indicado en el Cuadro 7.2.

Clase A: Items a ser solucionado en la etapa de pre-estudio de factibilidad

Clase B: Items a ser solucionado por el grupo de ICEL, siguiendo del pre-estudio de factibilidad

Clase C: Items que se requieren el estudio y examen detallado para solucionar totalmente

Cuadro 7.2 Medidas para rehabilitación

Central	Unidad (N ^o)	Items	Medida técnica		
			A	B	C
Termopaipa	1	1) Reemplazo de precalentador de aire para la caldera	o		
Termopaipa	1	2) Colocación de d vaso de precipitación electrostática	o		
Termopaipa	1, 2	3) Cambio del sistema de medición al tipo eléctrico		o	
Termopaipa	2	4) Aumento de salida de la turbina		o	
Termopaipa	3	5) Cambio del sistema de tratamiento de cenizas	o		
Termopaipa	1, 2, 3	6) Cambio del sistema de enfriamiento			o
Termopaipa	1, 2, 3	7) Escarda de planta acuática en el estanque	o		
Termopalenque	4	1) Rehabilitación por reemplazo de las partes de turbina de gas		o	
Termobarranca	3	1) Mejoramiento del sistema de enfriamiento	o		
Termobarranca	3	2) Colocación del sistema automático de limpieza para el condensador	o		
Termobarranca	3	3) Mejoramiento del sistema de suministro de energía de C.C.	o		
Termobarranca	3	4) Cambio del sistema de medición al tipo eléctrico		o	
Termobarranca	3	5) Colocación del registrador de eventos	o		
Termobarranca	3	6) Obra de revestimiento del río		o	

(4) Evaluación del orden de prioridad

De acuerdo a los resultados de los ítems (2) y (3), el orden de prioridad de las centrales termoeléctricas será como sigue:

- 1ro.: Termopaipa
- 2do.: Termopalenque
- 3ro.: Termobarranca

7.2 Evaluación del orden de prioridad sobre las centrales hidroeléctricas

Dentro de las 62 centrales hidroeléctricas proyectadas para el pre-estudio de factibilidad, las 24 centrales fueron seleccionadas para el plan de rehabilitación.

Los siguientes estudios del caso fueron realizados en cuanto a dichas 24 centrales:

- Caso 1: Plan a ser rehabilitado hasta la salida nominal ... 16 centrales
- Caso 2: Plan a ser rehabilitado más de la salida nominal .. 2 centrales
- Caso 3: Plan adoptado ambos dos casos arriba mencionados ... 6 centrales

(1) Centrales excluidas de la evaluación de prioridad

- 1) Las siguientes dos centrales que están seleccionadas para el estudio del caso, serán excluidas ya que el ICEL no tiene el derecho de propiedad de ellas.

<u>No de código</u>	<u>Central</u>	<u>Departamento</u>	<u>Capacidad</u>	<u>Propietario</u>
233	La Vuelta	Choco	2.000 kW	Compañía de Minero de Choco
237	Apulo	Cundinamara	3.000 kW	Compañía privada de Cemento

2) Las siguientes 3 centrales en Quindío que son del Municipal actualmente y donde una compañía pública de energía será establecido en 1989, son excluido de la evaluación.

<u>No de código</u>	<u>Central</u>	<u>Capacidad (kW)</u>
221	Boyana	1.008
222	Campestre	1.120
223	La Unión	1.000

(2) Comparación del costo de construcción

Como un índice para comparar la eficiencia económica del plan de rehabilitación, el método del precio unitario de la construcción será aplicado. Esto es un método de comparar el costo de construcción por la salida máxima (kW) y la generación anual (kWh). De acuerdo a la salida después del reemplazo de los equipos, esta generación anual será calculado por la eficiencia de uso y descarga anual posible del tipo recorrido del río.

La comparación del costo de construcción entre las 22 centrales a ser rehabilitado hasta la salida nominal y las 8 centrales a ser mejorado la salida más del valor nominal será como sigue:

Cuadro 7.3 Costo de construcción para rehabilitar hasta salida nominal

Código Central	Departamento	Salida nominal Pl (kW)	Salida mejorada Pr (kW)	Costo de construcción			
				Por Pr (10 ³ US\$/ kW)	Orden	Por kWh (US\$/ kWh)	Orden
201 Caracoli	Antioquia	3,300	1,000	4.0	12	0.14	2
204 Rio Abajo	Antioquia	990	390	6.8	22	0.31	10
205 Piedras	Antioquia	570	320	5.2	18	0.35	11
210 P. Guillermo	Boyaca	1,100	1,100	2.4	4	0.29	7
211 San Cancio	Caldas	2,600	850	4.2	14	0.22	4
219 Santa Rosa	Risaralda	510	371	4.8	16	0.42	20
221 Bayona	Quindio	580	421	4.5	15	0.39	18
222 Campestre	Quindio	1,000	931	3.4	11	0.38	15
223 La Union	Quindio	840	840	2.6	5	0.31	9
227 Silvia	Cauca	360	260	4.9	17	0.43	21
228 Ovejas	Cauca	1,300	650	6.4	21	0.38	16
232 Florida-I	Cauca	2,400	2,400	2.2	2	0.26	5
233 La Vuelta	Choco	2,000	1,500	4.1	13	0.37	14
237 Apulo	Cundinamarca	2,700	2,700	2.3	3	0.30	8
238 La Viciosa	Huila	170	170	6.0	19	0.72	22
241 Rio Iquira-I	Huila	3,700	1,470	3.0	7	0.14	2
242 Rio Iquira-II	Huila	1,900	1,200	0.3	1	0.02	1
248 Juliuo Bravo	Nariño	1,800	1,800	2.9	6	0.34	11
251 Zaragoza	Santander	1,500	700	6.4	20	0.35	13
256 Guali	Tolima	1,300	1,300	3.3	10	0.39	18
258 Mirolindo	Tolima	3,500	2,500	3.2	8	0.27	6
261 Lagunilla	Tolima	470	470	3.2	9	0.38	16

Cuadro 7.4 Costo de construcción para rehabilitación de salida más del valor nominal

Código Central	Departamento	Salida nominal Pl (kW)	Salida mejorada Pr (kW)	Costo de construcción			
				Por Pr (10 ³ US\$/ kW)	Orden	Por kWh (US\$/ kWh)	Orden
212 Intermedia	Caldas	2,500	1,600	2.3	3	0.23	3
213 Municipal	Caldas	3,500	2,100	2.1	2	0.20	1
227 Silvia	Cauca	1,700	1,600	2.8	6	0.37	6
233 La Vuelta	Choco	7,500	7,000	2.8	5	0.37	6
248 Julio Bravo	Nariño	2,300	2,300	2.5	4	0.30	4
251 Zaragoza	Santander	3,500	2,700	3.1	8	0.36	5
256 Guali	Tolima	4,300	4,300	2.8	7	0.40	8
261 Lagunilla	Tolima	4,300	4,300	1.8	1	0.21	2

(3) Selección de las centrales para el estudio de factibilidad

Las centrales que el costo de construcción por salida (kW) y generación anual (kWh) sea bajo, serán seleccionados como las centrales proyectadas para el estudio de factibilidad. Los siguientes puntos se consideraron como la base de selección.

1) Central que se habilita hasta salida nominal

- Salida recuperada más de 1.000 kW.
- Costo de construcción por salida menos de 2.500 US\$/kW.
- Costo de construcción por generación anual hasta 0.3 US\$/kWh aproximadamente.

2) Central que se habilita la salida más del valor nominal

- Costo de construcción por salida aumentada menos de 3.000 US\$/kW
- Costo de construcción por generación anual hasta 0.3 US\$/kWh aproximadamente

De acuerdo a los puntos arriba mencionados, las siguientes centrales fueron seleccionadas.

- Centrales del caso 1)

P. guillermo (Boyaca)	Salida recuperada:	1.000 kW
Río Iquirá II (Huila)	Salida recuperada:	1.200 kW
Florida-I (Cauca)	Salida recuperada:	2.400 kW

- Centrales del caso 2)

Intermedia (Caldas)	Salida aumentada:	1.600 kW
Municipal (Caldas)	Salida aumentada:	2.100 kW
Julio Bravo (Nariño)	Salida aumentada:	2.300 kW
Lagunilla (Tolima)	Salida aumentada:	4.300 kW

Las centrales Intermedia y Municipal en el Departamento Caldas forman un grupo con la Central San Cancio que está ubicada en la arriba del río. Estas tres centrales se consideraron como un paquete. También, las centrales Río Iquira I y II se tomarán como un paquete ya que la central Río Iquira II está operado usando la descarga de la central anterior.

La Central Caracoli (Antioquia) cuya costo de construcción por generación anual es bajo y la Central Zaragoza (Santander) cuya salida es grande, serán agregado a las centrales proyectadas arriba mencionadas, y las siguientes centrales serán seleccionado como centrales proyectadas para el Estudio de Factibilidad.

Cuadro 7.5 Centrales proyectadas al E/F

Código	Central	Departamento	Escala	Capacidad (kW)	Salida (kW)	Costo (10 ⁶ US\$)
201	Caracoli	Antioquia	1)	3.200	1.000	3,9
210	P. Guillermo	Boyaca	1)	1.280	1.100	2,6
211	San Cancio	Caldas	1)	} 5.552	} 4.550	} 11,5
212	Intermedia	Caldas	2)			
213	Municipal	Caldas	2)			
232	Florida-I	Cauca	1)	2.300	2.400	5,2
241	Río Iquira-I	Huila	1)	} 6.720	} 2.670	} 4,7
242	Río Iquira-II	Huila	1)			
248	Julio Bravo	Nariño	2)	1.500	2.300	5,7
251	Zaragoza	Santander	2)	1.560	2.700	8,3
261	Lagunilla	Tolima	2)	452	4.300	7,5
Total				22.564	21.020	49,4

Nota: 1) muestra la rehabilitación y 2) muestra el mejoramiento.

7.3 Propuesta para formar un proyecto de las centrales hidroeléctricas

Las siguientes 3 centrales no están seleccionadas en el presente pre-estudio de factibilidad para el plan de rehabilitación, pero se pueden esperar un aumento grande de la salida por medio de modificación del programa de generación utilizando los equipos existentes. Sin embargo, para confirmar su actualización, serán necesarios recopilar y ordenar los datos e informaciones sobre condiciones topográficas, estados geológicos y registro de observación de aforo, etc.

Código	Central	Salida nominal (kW)	Salida vigente (kW)	Salida esperada (kW)	Datos básicos a ser ordenado
207	Tamesis	1.508	1.140	6.000 Aumento por uso de caída	(1) Fotografía aérea del Río Frío (E.1:5.000) (2) Registro de aforo en el sitio de toma del agua.
230	Inza	360	Reparación	16.000 Aumento por toma del agua	(1) Mapa topográfico de agurimensura sobre la central. (2) Estado real de la orilla izquierda del Río Ullucos.
246	Río Bobo	4.730	Reparación	15.000 Aumento por cambio del tipo	(1) Fotografía aérea en confluencia entre Ríos Bobo y Opongo (E. 1:5.000) (2) Observación del nivel del agua y registro de aforo. (3) Estado real de la orilla izquierda del Río Bobo.

La Central La Vuelta (Choco) está excluido de la selección para el estudio de factibilidad debido a que el grupo ICEL no tiene el derecho de su propiedad. Sin embargo, sería mejor de formar un proyecto ya que se puede esperar un efecto influido para el desarrollo regional aparte de los efectos de rehabilitación y de balance entre demanda y suministro de energía.

8. TRADUCCION

El presente documento sumario se describe en inglés y español. En el caso de que surja alguna discrepancia entre ambos idiomas, la versión inglesa se precederá.

JICA