

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

**PROYECTOS DE GENERACION HIDROELECTRICA
CON FACTIBILIDAD TERMINADA**

ISA

1985

326
(323-326)

904



ISA Interconexión Eléctrica S. A.

SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

**PROYECTOS DE GENERACION HIDROELECTRICA
CON FACTIBILIDAD TERMINADA**

**NORMALIZACION PARA SU CONSIDERACION
EN LOS PLANES DE EXPANSION**

VOLUMEN III

ANEXOS

MEDELLIN, DICIEMBRE 1985

VOLUMEN III - ANEXOS

INDICE

- I. INTRODUCCION
- II. ANEXO No. 1 MODELO "OPEM" DE SIMULACION DE EMBALSES
- III. ANEXO No. 2 SISTEMA DE COSTOS
- IV. ANEXO No. 3 ACTUALIZACION DE PRESUPUESTOS
- V. ANEXO No. 4 REVISION DE PRESUPUESTOS EQUIPO MECANICO
- VI. ANEXO No. 5 REVISION DE PRESUPUESTOS EQUIPO ELECTRICO
- VII. ANEXO No. 6 PRESUPUESTO DE LINEAS Y SUBESTACIONES
- VIII. ANEXO No. 7 ESTUDIO DE TRANSPORTE
- IX. ANEXO No. 8 SELECCION DE VELOCIDAD DE ROTACION
- X. ANEXO No. 9 ACOUPLE TURBINA GENERADOR

I. INTRODUCCION.

Se presentan en este volumen los anexos que se han mencionado en el Volumen I de este documento y en los cuales como ya se dijo se presentan en detalle las metodologías, criterios y procedimientos que en ISA se utilizan, en el proceso de normalización de los proyectos y que en esta ocasión se desea divulgar entre las Empresas Socias, con el fin de recibir de ellas observaciones y comentarios y para que si se consideran apropiadas, reciban una amplia divulgación entre todo el personal técnico de la Empresa, de los Consultores, de las Universidades y se progrese más cada día en el proceso de normalización, tan importante para el país y para este Sector.



ISA Interconexión Eléctrica S. A.

SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECTOS DE GENERACION HIDROELECTRICA
CON FACTIBILIDAD TERMINADA

ANEXO No. 1

MODELO "OPEM" DE SIMULACION DE EMBALSES

MEDELLIN, DICIEMBRE 1985

ANEXO

MODELO "OPEM" DE SIMULACION DE EMBALSES

- ASPECTOS DEL MODELO

A continuación se presentan las características del modelo que permiten transformar la información de entrada en resultados de generación.

. Regla de Operación

El Modelo "OPEM" utiliza la regla de operación normal, en la cual el objetivo es suministrar un caudal regulado (Q_r) utilizando el volumen útil de embalse a la vez que minimiza los vertimientos.

. Confiabilidad

La bondad de los resultados del modelo se mide en términos de confiabilidad a partir del registro de veces que el modelo no puede cumplir la función objetivo o meta propuesta Q_r mediante la utilización total del embalse útil. ISA ha adoptado un valor de 95% como índice de confiabilidad razonablemente seguro.

. Cota - Capacidad

En el modelo "OPEM" la curva cota-capacidad se representa matemáticamente mediante una ecuación de regresión de la forma:

$$H_i = K V_i^n \quad (1)$$

donde:

H_i : altura del nivel de agua embalsada desde el lecho del río (medido en m.)

V_i : volumen total embalsado hasta la cota H_i (medido en Mm^3)

Los valores de K y n para algunos proyectos son: (Tabla 1)

TABLA 1

COTA-CAPACIDAD

PROYECTO	K	n	ESTADO ACTUAL DE LOS ESTUDIOS
PORCE III	34,920	0.265	Factibilidad
FONCE	25,308	0.259	Factibilidad
ITUANGO	23,459	0.275	Factibilidad
CAÑAFISTO (580)	4,643	0.389	Diseño
CABRERA	12,606	0.367	Factibilidad
CHIMERA	10,773	0.360	Factibilidad
RIACHON	6,550	0.394	Factibilidad
NEME	5,791	0.4	Factibilidad
GABARRA	0,962	0.481	Factibilidad
SAN JUAN	0,629	0.404	Factibilidad
SAMANA MEDIO	4,332	0.575	Factibilidad
CHIVOR	15,131	0.371	Operación
MIEL I	33,48	0.261	Diseño
MIEL II	40,616	0.296	Diseño
URRA II	11,626	0.248	Diseño

. Caida topográfica.

En el modelo es una medida de la distancia vertical entre el nivel del río en el sitio de presa y el nivel de generación.

. Coeficientes de pérdida

El modelo incluye un factor de pérdidas por fricción de la forma:

$$h_f = K Q_T^2 \quad (2)$$

donde:

h_f : pérdidas por fricción (m)

K : coeficiente de pérdidas

Q_T : caudal turbinado (m^3/s)

Donde K se puede expresar como:

$$K = \frac{6.350 * L * M^2}{N^2 * D^{4/3}} \quad (3)$$

L : longitud equivalente por conducción (m)

M : rugosidad de Manning equivalente por conducción

D : diámetro del túnel equivalente (m)

N : número de conductos de toma

Además :

$$\frac{L_E M_E^2}{D_E^{4/3}} = \sum_{i=1}^K \frac{L_i M_i^2}{D_i^{4/3}} \quad (4)$$

donde: el subíndice E se refiere al sistema equivalente y los subíndices i y K a los diferentes tramos del conducto de toma.

Algunos valores de K se indican a continuación:

TABLA 2
COEFICIENTES DE PERDIDA

PROYECTO	K
CAÑAFISTO	0.000003
ITUANGO	0.000002
FONCE	0.005
PORCE III	0.0007
RIACHON	2.4
CHIMERA	0.000625
NEME	0.0000001
GABARRA	0.00005
SAN JUAN	0.00000001
SAMANA MEDIO	0.0005

. Factor de utilización

Este factor se refiere a la capacidad máxima que en términos prácticos puede ser exigida a la planta. En el programa se utiliza un factor de 0.9 considerado como adecuado para efectos de evaluación.

. Coeficientes de confiabilidad

El modelo "OPEM" selecciona con criterio estadístico las energías medias y firmes y las caídas medias netas con un grado de confiabilidad deseado. La confiabilidad es un indicador del número de veces que en la simulación no se puede cumplir la meta Q_r fijada. El valor de confiabilidad utilizado como ya se dijo es de 95%.

. Factor de eficiencia

La eficiencia global (turbina, generador y operativa) en este modelo es de 0.85; o sea que en el mes K, para la posición del embalse i la energía es:

$$E_{ki} = 0.073 Q_{Tki} H_{ki} \quad (5)$$

donde:

E_{ki} : energía en el mes k, por la posición del embalse i con un factor de eficiencia global de 0.85 (GWh/año).

Q_{Tki} : caudal turbinado en el mes K, por encontrarse el embalse en la posición i (m^3/s).

H_{ki} : caída neta en el mes K, por encontrarse el embalse en la posición i (m).

. Energía media (\bar{E})

Por definición la energía media es el valor esperado de los E_{ki} .

$$\bar{E} = \frac{1}{12 \times M - J} \sum_{k=1}^{12M-J} E_{ki} \quad (6)$$

donde:

M : número de años de la serie

J : número de casos fallados (J = 0.05 * 12 * M)

(J = 0.6 * M)

. Energía firme (E_f)

Por definición se adopta como criterio de energía firme aquella que es superada en la curva de duración de energía el 95% de las veces con una confiabilidad del 95%.

. Caida media neta (\bar{H})

Por definición es el promedio aritmético de los H_{ki} , excluyendo los casos fallados.

$$\bar{H} = \frac{1}{12M-J} \sum_{K=1}^{12M-J} H_{ki} \quad (7)$$

M : número de años de la serie histórica

J : número de casos fallados

. Incremento de caudal (ΔQ_r)

El programa "OPEM" explora el valor Q_r con una cierta confiabilidad mediante una instrucción DO. los incrementos Q_r son siempre positivos por ese motivo se recomienda iniciar la interacción con valores de Q_r que a priori se juzgue estén por debajo del objetivo y el programa explora hasta encontrar la meta fijada.

. Volumen inicial de embalse (VI)

El modelo "OPEM" requiere la adopción de un volumen inicial de embalse para iniciar la simulación. La simulación normal se inicia con embalse lleno, sin embargo en cualquier caso el modelo permite hacer un análisis de sensibilidad a esa adopción.

. Volumen máximo de embalse (VMAX)

En el modelo "OPEM" este volumen máximo es un volumen hipotético y representa el volumen ficticio, que de ser excedido produce vertimientos.

$$V_{MAX.} = V_{LL} + 2.592 * Q_D$$

donde:

$V_{MAX.}$: volumen máximo hipotético (Mm^3)

V_{LL} : volumen normal máximo (Mm^3)

Q_D : caudal de diseño (m^3/s)

. Información hidrológica

El modelo está programado para ser alimentado por series hidrológicas de caudales a nivel mensual y de cualquier longitud.

INFORMACION DE ENTRADA REQUERIDA POR EL MODELO

El modelo opera con la siguiente información de entrada:

- . Serie de caudales mensuales de cualquier longitud histórica o generada.
- . Fórmula matemática que exprese las características de la curva cota-capacidad del embalse.
- . Volúmenes normal y útil del embalse
- . Caída topográfica entre el sitio de presa y la cota de generación, de tal manera que permita con la profundidad del embalse componer la caída bruta total y de ésta y las pérdidas la caída neta, para cualquier posición del embalse.
- . Coeficiente de pérdidas por fricción característico del proyecto.
- . Factor de utilización máximo de la planta (0.9)
- . Coeficiente de confiabilidad (95%)
- . Volumen al inicio de la simulación, regularmente se supone embalse lleno.

- INFORMACION UTILIZADA PARA LA NORMALIZACION DE LOS ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD.

- . Hidrología: Para efectos de la simulación se utilizaron las series históricas de caudales mensuales en cada sitio debidamente complementadas y actualizadas por la oficina de Planeación de ISA, que se resumen en la Tabla 3.
- . Volúmenes de embalses: En general para efectos de las simulaciones se adoptaron los volúmenes útiles y totales presentados por el consultor en los estudios de factibilidad, y cuyas relaciones entre nivel sobre el río y capacidad aparecen indicadas en la Tabla 1.

- APLICACIONES Y RESULTADOS

El modelo descrito puede ser utilizado para la obtención de los siguientes resultados en un proyecto o cadena de proyectos.

- . Cálculo de energías medias y firmes
- . Obtención de curvas de regulación
- . Optimizaciones de energías firme y desembalses, capacidades instaladas y caudales de diseño, alturas de presa y volúmenes útiles.
- . Obtención de las series de caudales turbinados y vertidos aguas abajo de un proyecto.
- . Obtención de la serie de niveles de un proyecto.

- . Análisis de caudales y energías vertidas

- . Análisis de sensibilidad y confiabilidad de los parámetros del modelo (longitud, rugosidad, diámetro y caudal de diseño de los conductos, factores de utilización, etc).

Como resultados de aplicación se presenta, un listado de salida típico (cuadro 1), la optimización de una altura de presa (Cuadro 2) y la optimización de un desembalse (Figura 1).

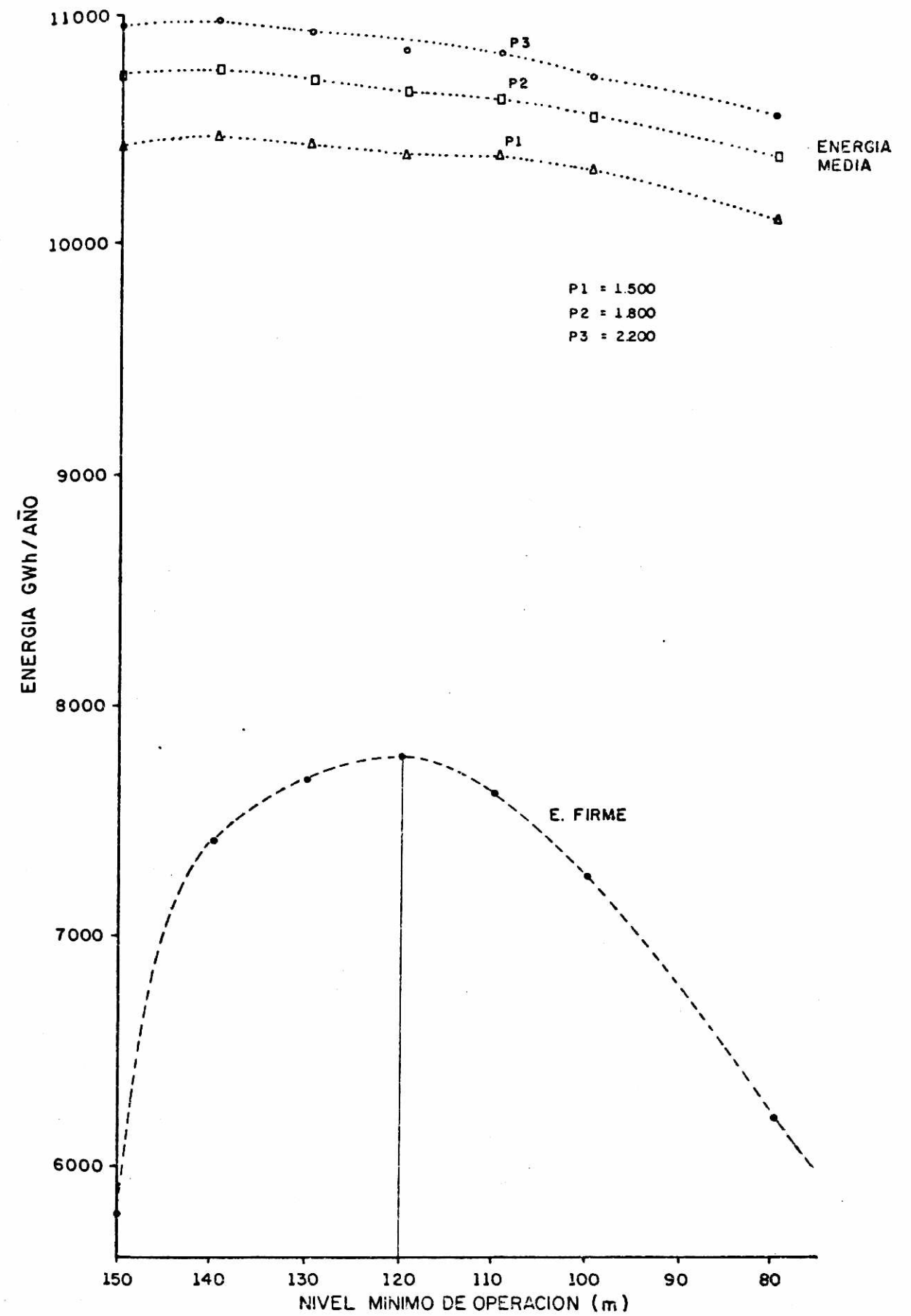
DIVISION DE INGENIERIA
 DEPTO DE INGENIERIA CIVIL
 PROYECTO PATIA I

CUADRO 1

OPTIMIZACION DE PARAMETROS ENERGETICOS

EMBALE	VOLUMEN TOTAL EMBALSE M ³	VOLUMEN MUERTO DE EMBALSE M ³	POTENCIA INSTALADA MW	CAUDAL DE DISEÑO m ³ /s	CAUDAL REGULADO m ³ /s	CAUDAL TURBINADO m ³ /s	ALTURA MEDIA NETA m	ENERGIA MEDIA GWh/año	ENERGIA VERTIDA GWh/año	ENERGIA FIRME 95 % GWh/año	ENERGIA MINIMA 100 % GWh/año	CONFIA-BILIDAD %	CASOS FALLA DOS
29	4000.0	2200.0	637.4	400.0	313.0	336.1	162.4	3915.8	208.0	3355.3	3204.0	94.30	13
29	4000.0	2200.0	659.2	420.0	313.0	339.4	162.4	3955.0	252.4	3355.3	3204.0	94.30	13
29	4000.0	2200.0	701.0	440.0	318.0	342.3	162.4	3997.5	219.2	3355.3	3204.0	94.30	13
29	4000.0	2200.0	732.7	460.0	318.0	344.9	162.4	4035.5	190.3	3355.3	3204.0	94.30	13
29	4000.0	2200.0	764.5	480.0	318.0	346.9	162.4	4074.9	167.0	3355.3	3204.0	94.30	13
29	4000.0	2200.0	796.3	500.0	318.0	348.5	162.3	4102.8	149.8	3355.3	3204.0	94.30	13
29	4000.0	2200.0	828.1	520.0	318.0	349.8	162.3	4122.2	135.4	3355.3	3204.0	94.30	13
29	4000.0	2200.0	859.8	540.0	313.0	350.8	162.3	4139.6	123.2	3355.3	3204.0	94.30	13
29	4000.0	2200.0	891.6	560.0	318.0	351.8	162.3	4152.9	112.2	3355.3	3204.0	94.30	13
29	4000.0	2200.0	923.4	580.0	313.0	352.7	162.3	4160.7	102.6	3355.3	3204.0	94.30	13
29	4000.0	2200.0	955.2	600.0	318.0	353.5	162.3	4180.1	93.3	3355.3	3204.0	94.30	13
29	4000.0	2200.0	987.0	620.0	313.0	354.0	162.3	4195.0	87.9	3355.3	3204.0	94.30	13
29	4000.0	2200.0	1018.8	640.0	318.0	354.4	162.3	4199.6	83.0	3355.3	3204.0	94.30	13
29	4000.0	2200.0	1050.6	660.0	313.0	354.8	162.3	4204.2	78.0	3355.3	3204.0	94.30	13
29	4000.0	2200.0	1082.4	680.0	318.0	355.2	162.3	4211.6	73.7	3355.3	3204.0	94.30	13
29	4000.0	2200.0	1114.2	700.0	318.0	355.6	162.3	4215.3	69.0	3355.3	3204.0	94.30	13

Seccion Centrales



VARIACION DE LA ENERGIA CON EL DESEMBALSE
EN UN PROYECTO PIE DE PRESA

CUADRO 2

APLICACION

ANALISIS TECNICO-ECONOMICO PARA OPTIMIZAR LA ALTURA DE PRESA

CAPACIDAD INSTALADA (MW)	ALTURA DE PRESA 100 m.				ALTURA DE PRESA 120 m.				ALTURA DE PRESA 150 m.			
	E.MEDIA	E.FIRME	COSTO	COSTO	E.MEDIA	E.FIRME	COSTO	COSTO	E.MEDIA	E.FIRME	COSTO	COSTO
	GWh/año	GWh/año Optimiz.	E.MEDIA Mils/KWh	E.FIRME Mils/KWh	GWh/año	GWh/año Optimiz.	E.MEDIA Mils/KWh	E.FIRME Mils/KWh	GWh/año	GWh/año Optimiz.	E.MEDIA Mils/KWh	E.FIRME Mils/KWh
900	6200		24	38	6300		23	35	9500		30	45
1200	7100		23	41	7200		22	38	10400		31	47
1500	7500	4100	23	44	7600	4400	22	40	10800	7900	31	50
1800	7600		24	48	7700		23	41	10900		30	50
2000	7650		26	50	7700		24	42	10950		32	51
2300	7700		27	52	7800		25	44	11000		33	52

TABLA 3

MEDIAS Y DESVIACIONES MENSUALES
DE LAS SERIES HIDROLOGICAS HISTORICAS
(m³/Seg)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	P/MES	TOTAL	PERIODO HISTORICO
RIO NARE - ESTACION SANTA RITA															
Media	31.3	27.0	28.5	42.7	57.7	53.4	44.7	46.5	57.2	64.0	63.7	43.6	46.7	560.3	AGO 55 - DIC 84
Desviación	12.7	10.7	10.3	15.1	20.5	17.2	17.4	18.5	20.7	18.6	19.7	14.4	11.5	138.5	
RIO GRANDE - ESTACION RG 1-2-8															
Media	23.9	22.5	23.3	34.2	42.6	38.3	34.2	34.5	37.2	47.0	46.0	33.2	34.7	415.7	ENE 42 - DIC 84
Desviación	8.0	9.0	8.3	11.1	12.2	10.4	9.9	10.3	10.0	11.1	8.9	8.4	6.4	77.3	
RIO GUADALUPE - ESTACION G (1-2)															
Media	14.2	13.1	13.2	19.7	27.3	28.6	27.7	30.0	29.2	29.1	25.0	19.3	23.0	276.3	ENE 38 - DIC 84 ⁽¹⁾
Desviación	3.2	3.2	3.1	5.6	7.0	6.7	7.6	9.1	5.7	4.8	4.4	3.9	3.3	39.8	
RIO CONCEPCION - ESTACION TC-4															
Media	3.9	3.5	3.4	4.6	6.3	6.7	6.6	6.9	7.0	7.5	7.0	5.1	5.7	68.3	AGO 54 - DIC 84
Desviación	0.9	0.9	1.0	1.3	1.9	1.9	2.1	1.8	1.7	1.6	1.6	1.2	1.1	13.3	
RIO TENCHE - ESTACION TC-2															
Media	3.4	3.2	3.2	4.3	5.6	6.1	6.1	6.4	6.6	6.7	6.1	4.3	5.2	61.9	JUL 54 - DIC 84 ⁽¹⁾
Desviación	0.8	1.1	1.1	1.3	1.5	1.3	1.7	1.6	1.4	1.6	1.6	0.9	0.8	9.8	
RIO NARLORFI - ESTACION RN 13-RN 5															
Media	29.0	22.8	28.0	36.0	48.1	45.6	40.5	44.3	53.5	53.1	48.1	31.9	40.1	481.0	JUL 64 - DIC 79
Desviación	6.8	5.5	3.1	6.9	8.7	7.8	10.1	7.4	13.7	10.5	8.8	6.0	5.8	70.0	
RIO GUATAPE - ESTACION PLAYAS RN 12															
Media	19.3	15.9	18.4	27.0	34.5	26.1	22.5	25.4	32.0	36.8	37.0	24.6	26.6	319.6	SEP 64 - DIC 79
Desviación	5.6	3.5	5.9	6.4	8.3	3.8	6.4	5.0	8.4	7.0	4.4	4.0	3.5	42.0	
RIO GUAMACFI - ESTACION RN 10 - RN 12															
Media	17.3	13.7	15.9	22.8	29.6	24.2	23.8	23.0	32.0	41.0	39.5	23.4	25.5	306.1	SEP 64 - DIC 79
Desviación	5.9	4.0	6.2	7.0	12.2	6.0	8.3	3.2	9.1	9.3	8.8	6.1	5.2	62.0	

MEDIAS Y DESVIACIONES MENSUALES
DE LAS SERIES HIDROLOGICAS HISTORICAS
(m³/Seg)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	P/MES	TOTAL	PERIODO HISTORICO
R I O S I N U - E S T A C I O N E L L I M O N															
Media	146.7	107.4	107.2	156.1	284.5	357.4	351.0	337.8	330.1	345.7	306.5	213.8	253.5	3042.2	ENE 60 - DIC 84 ⁽¹⁾
Desviación	62.6	40.7	55.9	64.6	82.2	73.4	74.1	55.3	51.1	62.0	61.9	57.7	36.5	438.2	
R I O L A M I E L - E S T A C I O N 4 - 1 5 2															
Media	81.9	82.9	79.0	96.5	103.7	73.3	52.6	55.7	72.8	105.7	130.1	109.8	87.0	1043.8	ENE 63 - DIC 84 ⁽¹⁾
Desviación	24.2	29.0	22.5	23.4	24.2	18.2	21.4	21.5	28.1	27.1	34.7	33.3	16.8	201.9	
R I O S A M A N A - E S T A C I O N 4 - 9 4 4 (S A M A N A M E D I O)															
Media	89.5	84.2	88.6	103.7	111.3	89.8	63.9	71.5	95.2	116.8	132.1	106.1	96.1	1152.7	ENE 68 - DIC 81 ⁽¹⁾
Desviación	20.4	16.5	18.1	19.5	26.3	22.2	25.6	22.0	32.1	20.7	36.2	26.6	14.9	179.2	
R I O C A T A T U M B O - E S T A C I O N P U E R T O B A R C O															
Media	148.1	115.2	128.1	229.4	293.1	210.1	173.5	232.3	209.8	392.3	393.9	272.0	241.5	2897.6	ENE 69 - DIC 83
Desviación	63.4	44.0	49.0	126.1	113.1	67.7	66.2	77.6	107.7	90.0	158.4	122.0	42.4	508.8	
R I O F O N C E - E S T A C I O N S A N G I L															
Media	53.2	51.0	59.0	102.9	120.4	90.9	65.2	61.8	69.0	118.6	126.8	77.1	83.0	996.0	ENE 51 - DIC 83 ⁽¹⁾
Desviación	25.0	27.1	28.5	36.7	38.1	28.8	17.7	14.7	23.0	29.1	28.5	22.9	14.7	176.1	
R I O P R A D O - E S T A C I O N B O Q U E R O N															
Media	41.9	42.2	52.5	82.4	71.6	40.7	20.5	14.0	17.9	71.2	101.5	68.4	52.0	623.4	MAR 59 - DIC 84 ⁽¹⁾
Desviación	32.0	25.0	32.9	33.5	32.4	14.2	9.9	6.5	12.1	27.9	33.7	31.9	11.9	143.0	
R I O P A T I A - E S T A C I O N P U E N T E P U S M E O															
Media	415.0	384.6	356.7	386.6	382.6	311.8	277.9	195.6	177.2	296.3	549.3	545.5	350.6	4206.6	MAR 66 - DIC 83 ⁽¹⁾
Desviación	171.1	157.8	128.0	111.9	109.1	77.3	58.9	37.6	49.1	115.7	186.1	350.2	65.4	784.6	
R I O C A L I M A + B R A V O - E S T A C I O N E M B A L S E															
Media	11.7	10.4	9.7	13.9	17.8	14.6	9.7	7.9	8.8	16.2	21.5	17.1	13.3	159.2	ENE 46 - DIC 84 ⁽¹⁾
Desviación	4.7	5.4	4.8	5.1	5.9	5.3	3.9	4.2	5.3	6.5	6.5	5.9	3.4	40.9	

MEDIAS Y DESVIACIONES MENSUALES
DE LAS SERIES HIDROLOGICAS HISTORICAS
(m³/Seg)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	P/MES	TOTAL	PERIODO HISTORICO
R I O A N C H I C A Y A - E S T A C I O N D A N U B I O															
Media	72.7	63.4	60.5	85.3	106.3	88.5	63.5	56.5	65.4	112.1	121.6	101.0	82.8	994.2	ENE 46 - DIC 84 ⁽¹⁾
Desviación	19.2	20.3	18.8	22.8	25.1	26.5	20.4	20.5	20.9	23.0	29.7	24.5	13.7	164.1	
R I O C A U C A - E S T A C I O N S A L V A J I N A															
Media	163.9	148.5	139.7	152.7	157.4	132.5	103.8	76.9	64.5	116.2	206.1	224.5	140.5	1686.5	ENE 46 - DIC 84
Desviación	61.9	68.3	65.5	57.0	52.2	38.9	27.4	18.5	22.3	46.3	62.7	90.3	32.0	384.1	
R I O C A U T U F I - E S T A C I O N I T U - C A N A															
Media	58.3	52.9	57.6	68.9	87.0	141.9	161.9	173.8	45.8	148.9	92.6	58.4	96.1	1152.7	ENE 47 - DIC 83 ⁽²⁾
Desviación	26.9	34.8	43.0	48.1	59.2	106.3	134.1	149.8	20.1	64.5	52.6	43.2	35.2	422.2	
R I O S A L D A N A - E S T A C I O N M U R A L L A															
Media	111.5	113.6	131.5	190.6	221.0	235.4	219.0	174.0	156.9	170.5	126.4	149.4	171.6	2059.6	OCT 64 - DIC 83 ⁽¹⁾
Desviación	31.6	34.2	32.7	47.8	51.2	49.0	42.1	28.0	36.6	39.2	46.3	41.2	22.7	272.1	
R I O M A G D A L E N A - E S T A C I O N B E T A N I A															
Media	311.9	313.0	350.9	478.9	530.7	631.9	630.3	512.5	390.9	417.8	488.0	412.7	456.6	5479.5	SEP 60 - DIC 79 ⁽²⁾
Desviación	100.0	120.4	116.6	130.4	108.9	168.0	211.3	80.9	87.0	91.9	103.3	101.8	66.8	801.8	
R I O B O G O T A - E S T A C I O N A L I C A C H I N															
Media	8.9	7.0	8.1	22.8	40.8	40.4	40.1	31.6	20.3	31.7	43.8	23.8	26.6	319.4	ENE 34 - DIC 84 ⁽¹⁾
Desviación	7.9	7.1	6.9	17.5	25.6	19.4	15.6	9.6	9.4	18.2	20.5	17.2	7.8	93.7	
R I O N E G R O - E S T A C I O N E M B A L S E Q U E T A M E															
Media	11.3	8.2	13.5	30.5	52.8	69.1	69.4	53.1	40.5	35.8	28.4	18.7	35.9	431.3	ENE 64 - DIC 83
Desviación	7.5	2.0	5.0	7.4	23.2	21.2	19.6	9.4	8.6	10.4	7.1	8.8	6.5	77.5	
R I O B L A N C O - S I T I O D E S V I A C I O N (E L P A L M A R)															
Media	11.1	8.3	12.2	30.4	41.8	59.2	68.1	51.7	42.4	36.9	26.0	17.8	33.8	405.8	ENE 64 - DIC 83
Desviación	6.9	5.9	6.6	10.5	10.6	12.3	18.7	9.4	10.8	11.7	8.2	7.8	5.2	62.8	

MEDIAS Y DESVIACIONES MENSUALES
DE LAS SERIES HIDROLOGICAS HISTORICAS
(m³/Seg)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	P/MES	TOTAL	PERIODO HISTORICO
RIO BATA - ESTACION EMBALSE															
Media	11.0	8.4	10.9	34.3	70.1	114.3	142.0	123.5	79.2	61.5	50.1	23.0	60.7	728.3	ENE 56 - DIC 84
Desviación	6.3	3.9	5.3	16.6	29.5	28.4	31.8	31.3	21.8	17.0	17.6	11.5	8.5	102.3	
RIO GUAVIO - ESTACION UEALA E.															
Media	19.2	16.0	27.6	64.1	96.7	132.3	136.1	109.3	79.0	66.4	51.4	31.3	69.1	829.5	ENE 63 - DIC 82
Desviación	10.1	5.3	10.8	18.9	27.1	32.0	33.8	14.9	14.5	16.0	11.6	9.4	9.1	109.5	
RIO UPIA - ESTACION GUAICARAMO - FIC.															
Media	76.6	59.4	80.8	228.3	393.3	489.6	529.1	446.7	324.5	252.2	215.6	131.7	269.8	3237.8	ENE 63 - DIC 82 ⁽³⁾
Desviación	31.9	20.7	32.3	73.4	104.1	109.0	169.4	75.0	50.0	43.3	43.1	50.8	38.0	456.5	
RIO HUEA - ESTACION EMBALSE															
Media	29.1	28.0	57.8	116.3	153.1	218.4	182.3	179.1	142.0	142.7	104.1	56.0	117.6	1410.9	ENE 64 - DIC 83
Desviación	6.6	5.1	43.0	66.9	58.9	55.0	70.9	20.2	27.3	24.6	13.9	14.3	18.9	226.3	
RIO SAN JORGE - SITIO DESVIACION															
Media	23.2	18.7	19.4	27.7	52.1	63.8	63.4	59.9	59.2	65.4	57.1	37.6	45.6	547.5	SEP 59 - DIC 82 ⁽¹⁾
Desviación	11.8	7.4	12.0	11.9	16.8	17.0	15.9	13.2	14.1	13.6	14.5	11.5	7.7	91.9	
RIO NEGRO - EMBALSE GUAYABETAL - FIC.															
Media	4.8	5.9	14.3	24.4	41.8	49.0	50.7	45.1	26.5	28.6	19.9	9.9	26.8	321.2	ENE 64 - DIC 79 ⁽⁴⁾
Desviación	1.9	1.0	9.1	10.6	15.0	15.6	14.9	9.2	10.8	9.9	7.2	4.0	3.7	44.9	
RIO GUACAVIA - SITIO DESVIACION															
Media	10.9	13.2	25.8	60.4	91.4	115.1	100.0	75.5	91.4	93.7	48.0	22.6	62.8	754.0	ENE 64 - DIC 78
Desviación	4.4	1.9	10.7	30.9	21.0	20.7	32.8	22.9	14.1	9.2	3.7	9.4	5.3	64.2	
RIO CAUCA - ESTACION CARAFISTO															
Media	867.8	781.8	839.9	1056.2	1355.6	1161.1	732.8	579.0	656.7	1039.1	1428.9	1219.8	971.6	11658.6	ENE 46 - DIC 83
Desviación	393.5	455.6	526.7	491.9	479.0	335.4	303.5	213.2	315.4	383.4	437.4	481.7	283.2	3398.3	

MEDIAS Y DESVIACIONES MENSUALES
DE LAS SERIES HIDROLOGICAS HISTORICAS
(m³/Seg)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	P/MES	TOTAL	PERIODO HISTORICO
	R I O S U A R E Z - E S T A C I O N (C A B R E R A - F O N C E)														
Media	118.5	99.9	127.6	271.1	344.3	244.8	159.6	159.7	183.1	334.1	345.8	192.7	215.8	2589.8	ENE 51 - DIC 83
Desviación	80.3	69.1	81.9	112.1	144.0	119.1	60.7	59.6	106.2	99.7	106.8	74.0	47.9	574.9	
	R I O R I A C H O N - E S T A C I O N B O D E G A V I E J A														
Media	6.6	5.6	5.0	6.3	7.6	8.0	8.0	8.7	8.9	9.6	9.7	7.7	7.6	91.7	ENE 54 - DIC 83
Desviación	1.6	1.5	1.4	1.7	2.1	2.0	2.2	2.2	2.0	2.0	2.2	1.6	1.3	15.6	
	R I O S I N U - F I C. - E S T A C I O N (A N G O S T U R A - E L L I M O N)														
Media	48.0	36.1	33.0	57.5	128.8	142.7	146.7	141.3	122.7	139.4	120.1	77.2	99.5	1193.6	ENE 60 - DIC 84
Desviación	28.6	31.4	25.6	33.9	69.9	57.3	37.5	28.1	29.7	33.2	30.7	34.6	20.3	243.4	
	R I O S U A R E Z - E S T A C I O N C H I M E R A														
Media	48.7	61.1	101.3	243.5	313.0	184.3	114.2	82.3	124.7	258.6	286.1	135.1	162.8	1953.3	MAR 74 - SEP 82 ⁽⁵⁾
Desviación	23.3	37.6	46.0	131.0	142.6	46.3	82.5	48.4	66.5	74.7	100.8	53.7	39.5	473.8	
	R I O N E C H I														
Media	46.5	43.3	45.7	62.4	92.5	101.7	96.2	92.2	104.3	112.8	101.1	68.0	80.6	966.7	(5)
Desviación	10.1	13.3	14.5	18.1	41.3	33.6	38.3	27.8	36.0	26.4	27.3	19.0	15.1	181.2	
	R I O N E C H I + Q U E B R A D A L A P L A N C H A + R I O E S P I R I T U S A N T O														
Media	59.8	54.9	58.4	79.9	117.6	128.9	121.9	118.4	132.9	142.5	127.5	88.4	102.6	1231.1	(5)
Desviación	12.3	16.4	17.6	20.6	42.6	34.0	39.6	31.4	39.4	29.5	30.9	22.2	16.4	196.8	
	R I O S T U N J I T A, R U C I O Y N E G R O - S I T I O D E D E S V I A C I O N														
Media	3.7	3.3	4.9	15.9	26.5	34.5	39.3	33.4	22.7	17.6	14.5	6.9	18.6	223.1	NOV 62 - NOV 83
Desviación	1.9	2.0	2.8	6.7	8.2	7.8	8.4	6.8	4.9	4.1	3.3	2.7	2.3	27.4	
	R I O P O R C E - E S T A C I O N P P 3 - F I C.														
Media	84.2	86.0	87.4	105.1	151.1	135.3	114.6	113.1	134.5	150.7	131.1	111.1	115.9	1396.5	(6)
Desviación	13.5	14.3	15.9	26.3	48.4	28.4	30.9	34.3	51.5	37.5	32.3	31.6	20.7	248.9	

MEDIAS Y DESVIACIONES MENSUALES
DE LAS SERIES HIDROLOGICAS HISTORICAS
(m³/Seg)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	P/MES	TOTAL	PERIODO HISTORICO
R I O C. Q. R. - ESTACION CANAL ESMERALDA															
Media	28.4	28.8	31.6	39.6	42.3	35.9	28.2	25.1	28.8	40.0	45.4	35.3	34.1	409.3	ENE 63 - DIC 82
Desviación	10.8	12.9	15.6	13.1	12.0	7.0	8.4	7.9	10.1	11.1	10.6	9.8	7.6	90.6	
R I O LA MIEL - ESTACIONES LA TEBAIDA + PENSILVANIA (MIEL II)															
Media	23.6	25.9	29.2	38.1	37.1	28.4	25.0	21.4	32.4	45.6	42.8	30.4	31.7	379.9	SEP 72 - DIC 84 ⁽¹⁾
Desviación	9.3	11.4	9.8	12.4	10.2	5.3	10.2	7.6	16.9	20.0	17.6	12.7	13.6	163.2	
R I O GUARINO - ESTACION PLAYAS															
Media	14.2	14.0	14.8	27.1	36.5	33.4	22.4	15.6	25.9	30.0	34.3	25.8	24.5	294.0	NOV 77 - DIC 84 ⁽¹⁾
Desviación	3.2	4.8	4.2	9.6	12.4	12.9	10.9	7.0	13.8	12.8	15.0	5.0	12.3	147.6	
R I O CALIMA III															
Media	41.5	36.4	37.2	46.7	52.6	45.2	33.5	27.2	27.8	46.3	59.1	51.8	42.1	505.2	(5)
Desviación	12.5	17.1	13.6	13.6	10.9	11.6	13.5	14.9	15.8	16.2	12.4	11.3	8.2	98.4	

Notas

- (1) Series con datos faltantes en el período
- (2) Series hidrológicas recalculadas
- (3) Aportes propios, calculados como los caudales en la Estación Guaicaramo menos los caudales de los ríos Guavio, Batá y desviaciones a Chivor (Ríos Tunjita, Rucio y Negro).
- (4) Aportes propios del embalse Guayabetal
- (5) Caudales estimados
- (6) Aportes propios del río Porce (Estimados)



ISA Interconexión Eléctrica S. A.

SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECTOS DE GENERACION HIDROELECTRICA
CON FACTIBILIDAD TERMINADA

ANEXO No. 2

SISTEMA DE COSTOS

MEDELLIN, DICIEMBRE 1985

SISTEMA DE COSTOS

1. OBJETIVOS

El sistema de costos fue elaborado de tal modo que cumpla con los siguientes objetivos básicos:

- Normalizar para uso de ISA y el Sector Eléctrico, todos los conceptos de costo de un proyecto hidroeléctrico.
- Presentación del presupuesto de un proyecto con diferentes niveles de agregación y de acuerdo con la etapa de ejecución en que éste se encuentre.
- Elaboración normalizada de los presupuestos en los proyectos en sus etapas de estudio y diseño.
- Evaluación y control, en la etapa de construcción de los costos de inversión, gastos financieros y líneas de financiamiento de los proyectos.
- Definición del esquema de financiación de un proyecto.
- Comparación de costos entre diferentes proyectos, así como entre las partes que lo conforman.
- Alimentar el banco de datos a partir del cual se elaboran los presupuestos de los proyectos en las diferentes etapas de estudio.
- Permitir el manejo sistematizado de toda la información de costos.

2. ESTRUCTURA

La estructura del sistema consta de seis niveles de agregación los cuales identifican los conceptos de costo, claramente diferenciables de un proyecto, los cuales van desde la agrupación en categorías de costo (máximo nivel de agregación) hasta los ítemes de pago (máximo nivel de detalle).

Los niveles establecidos son:

- Primer nivel: Categorías

Ejemplo: Ingeniería y Administración
Obra Civil
Equipo

- Segundo nivel: Grupos de obras

Ejemplo: Infraestructura
Desviación, presa, vertedero y embalse

- Tercer nivel: Obras

Ejemplo: Desviación
Captación
Almenara

- Cuarto nivel: Este nivel se ha dejado sin destinación específica para permitir eventuales necesidades de desagregación del nivel 3 al definir el plan de costos de un proyecto específico.

- Quinto nivel; Clases de trabajo.

Ejemplo: Excavaciones
Concretos
Aceros

- Sexto nivel: Items

Ejemplo: Excavación a cielo abierto en tierra
Pernos en excavaciones superficiales

3. PRESENTACION DE PRESUPUESTOS

El sistema de costos está estructurado de tal forma que permita la presentación de los presupuestos de los proyectos con la desagregación que se requiera utilizando los niveles definidos en el numeral 2 y de acuerdo con la etapa en que se encuentren.

4. ELABORACION DE PRESUPUESTOS

El sistema permite la creación de un banco de datos de conceptos de costo normalizados, el cual es la base para el proceso de elaboración de los presupuestos.

La elaboración de los presupuestos de un proyecto en las etapas de Diseño y Construcción se ejecutará de acuerdo con la "lista de cantidades y precios unitarios" definida, por lo tanto se trabajarán estos presupuestos en el nivel 6 del sistema.

Para elaboración del presupuesto de un proyecto en etapa de Factibilidad se ejecutará, en la medida que lo permitan los diseños, con el detalle dado por el nivel 6 del sistema.

En el caso de un proyecto en etapa de Prefactibilidad se elaboran los presupuestos con un número menor de elementos del nivel 6, y en los casos en los cuales no es posible tener cantidades de obra la evaluación se realiza con base en elementos de los niveles 4 y 5.

En reconocimiento los presupuestos, en general, se elaboran con base en costos índice globales de las obras que componen el proyecto, por lo tanto se trabaja básicamente con elementos del nivel 4.

5. CODIFICACION

De acuerdo con la estructura descrita en el numeral 2 el sistema de costos se ha codificado de tal manera que permita: la desagregación o agregación de la información, seleccionar la información y trasladar la información.

Cada uno de los niveles del código corresponden a cada nivel de la estructura de costos. Los códigos pueden ser alfa-numéricos.

Las listas de "Clases de trabajo" (nivel 5) e "Items" (nivel 6) se han estandarizado para la categoría de obra civil, por lo tanto tendrán el mismo código en sus dos últimos niveles no importando la obra a que pertenecen.

El tamaño de los campos alfa-numéricos para cada nivel es el siguiente:

Nivel 1	-	1 dígito
Nivel 2	-	1 dígito
Nivel 3	-	1 dígito

Nivel 4	-	1 dígito
Nivel 5	-	2 dígitos
Nivel 6	-	2 dígitos

por lo tanto el tamaño total del código es de ocho (8) dígitos.

6. MANEJO SISTEMATIZADO

Las aplicaciones del Sistema de Costos (Plan de costos de cada proyecto) tendrán un manejo con computador, por lo tanto el "Software" necesario para ese manejo forma parte del software (adquirido o diseñado internamente) que se trabaja dentro del proyecto: Gerencia, Programación y Control de Proyectos.

7. ADMINISTRACION DEL SISTEMA

Se entiende que el Sistema de Costos tendrá utilización total en ISA(más tarde en el Sector Eléctrico) por lo tanto cualquier modificación de la estructura del sistema debe ser ejecutada en forma centralizada por el grupo que ISA designe para su Administración y Mantenimiento, por lo tanto, las ideas, que de parte de los usuarios surjan para modificar o mejorar el sistema, deberán comunicarse a ese grupo de Administración, de tal forma que si la idea es acogida se efectúe la modificación y como tal se incorpore al sistema de costos. En ningún caso un usuario podrá hacer cambios al sistema aunque éste sea sólo para aplicación al Plan de Cuentos particular del proyecto a su cargo.

PRIMER NIVEL

1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION
2. OBRA CIVIL
3. EQUIPOS
4. LINEAS Y SUBESTACIONES
5. IMPREVISTOS
6. GASTOS FINANCIEROS

PRIMERO Y SEGUNDO NIVEL

- 1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION
 - 1.1. INGENIERIA
 - 1.2. ADMINISTRACION

- 2. OBRA CIVIL
 - 2.1. PREDIOS , SERVIDUMBRES Y RELOCALIZACIONES
 - 2.2. INFRAESTRUCTURA
 - 2.3. DESVIACION , PRESA, VERTEDERO Y EMBALSE
 - 2.4. CONDUCCIONES
 - 2.5. CASA DE MAQUINAS

- 3. EQUIPOS
 - 3.1. EQUIPO MECANICO
 - 3.2. EQUIPO ELECTRICO
 - 3.3. EQUIPO ASOCIADO A OBRAS CIVILES

- 4. LINEAS Y SUBESTACIONES
 - 4.1. LINEAS
 - 4.2. SUBESTACIONES

- 5. IMPREVISTOS
 - 5.1 IMPREVISTOS DE OBRA CIVIL
 - 5.2 IMPREVISTOS DE EQUIPO

- 6. GASTOS FINANCIEROS

PRIMERO SEGUNDO TERCERO Y CUARTO NIVEL

1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION

1.1. INGENIERIA

1.1.1.X CONSULTORIA

1.1.2.X INTERVENTORIA

1.1.3.X ASESORIA

1.2. ADMINISTRACION

1.2.1.X ADMINISTRACION CENTRAL

1.2.2.X ADMINISTRACION EN LA OBRA

- 2. OBRA CIVIL
 - 2.1. PREDIOS , SERVIDUMBRES Y RELOCALIZACIONES
 - 2.1.1.X ADQUISICION DE PREDIOS
 - 2.1.2.X SERVIDUMBRES
 - 2.1.3.X RELOCALIZACIONES
 - 2.1.9.X IMPREVISTOS
 - 2.2. INFRAESTRUCTURA
 - 2.2.1.X ACCESOS
 - 2.2.2.X CAMPAMENTOS Y OFICINAS
 - 2.2.3.X ENERGIA Y COMUNICACIONES PARA CONSTRUCCION
 - 2.2.9.X IMPREVISTOS
 - 2.3. DESVIACION , PRESA, VERTEDERO Y EMBALSE
 - 2.3.1.X DESVIACION
 - 2.3.2.X PRESA
 - 2.3.3.X VERTEDERO
 - 2.3.4.X EMBALSE
 - 2.3.9.X IMPREVISTOS

2.4. CONDUCCIONES

- 2.4.1.X TRANSVASES
- 2.4.2.X CAPTACION
- 2.4.3.X CONDUCTOS DE CARGA
- 2.4.4.X ALMENARA
- 2.4.5.X DESCARGA
- 2.4.6.X TUNELES DE CONSTRUCCION
- 2.4.9.X IMPREVISTOS

2.5. CASA DE MAQUINAS

- 2.5.1.X AREA DE GENERACION
- 2.5.2.X AREA DE TRANFORMADORES
- 2.5.3.X TUNELES Y POZOS DE VENTILACION
- 2.5.4.X TUNELES Y POZOS DE CABLES
- 2.5.5.X TUNEL DE ACCESO
- 2.5.6.X EDIFICIO DE MANDO
- 2.5.9.X IMPREVISTOS

- 3. EQUIPOS

- 3.1. EQUIPO MECANICO

 - 3.1.1.X EQUIPO MECANICO PRINCIPAL
 - 3.1.2.X EQUIPO MECANICO AUXILIAR
 - 3.1.9.X IMPREVISTOS

- 3.2. EQUIPO ELECTRICO

 - 3.2.1.X EQUIPO ELECTRICO PRINCIPAL
 - 3.2.2.X EQUIPO ELECTRICO AUXILIAR
 - 3.2.9.X IMPREVISTOS

- 3.3. EQUIPO ASOCIADO A OBRAS CIVILES

 - 3.3.1.X EQUIPO DE DESVIACION
 - 3.3.2.X EQUIPO DE VERTEDERO
 - 3.3.3.X EQUIPO DE TRANSVASES
 - 3.3.4.X EQUIPO DE CAPTACION
 - 3.3.5.X EQUIPO DE CONDUCTOS DE CARGA
 - 3.3.6.X EQUIPO DE DESCARGA
 - 3.3.7.X EQUIPO DE CASA DE MAQUINAS
 - 3.3.8.X EQUIPO DE EDIFICIO DE MANDO
 - 3.3.9.X IMPREVISTOS

4. LINEAS Y SUBESTACIONES

4.1. LINEAS

4.1.1.X LINEAS DE 230 KV.

4.1.2.X LINEAS DE 500 KV.

4.1.9.X IMPREVISTOS

4.2. SUBESTACIONES

4.2.1.X SUBESTACIONES DE 230 KV.

4.2.2.X SUBESTACIONES DE 500 KV.

4.2.9.X IMPREVISTOS

5. IMPREVISTOS

5.1 IMPREVISTOS DE OBRA CIVIL

5.2 IMPREVISTOS DE EQUIPO

6. GASTOS FINANCIEROS

LISTA GENERICA DE CLASES DE TRABAJO (QUINTO NIVEL)

- 1 EXCAVACIONES
- 2 CONCRETOS
- 3 ACEROS
- 4 ENROCADOS
- 5 TERRAPLEN
- 6 NUCLEO
- 7 FILTROS
- 8 AFIRMADOS
- 9 LLENOS
- 10 ENCAPOTADOS
- 11 PERFORACIONES
- 12 INYECCIONES
- 13 INSTRUMENTACION
- 15 DESVIO DEL RIO
- 16 OTROS

LISTA GENERICA DE CLASES DE TRABAJO E ITEMS DE PAGO

(QUINTO Y SEXTO NIVEL)

1 EXCAVACIONES

- 1.1 Desmonte y limpieza
- 1.2 A cielo abierto en tierra
- 1.3 A cielo abierto en roca
- 1.4 En aluvion
- 1.5 En roca descompuesta en tunel
- 1.6 En roca sana en tunel
- 1.7 En roca descompuesta en pozo
- 1.8 En roca sana en pozo
- 1.9 En roca sana en boveda
- 1.10 En roca sana en banco
- 1.11 Estructural
- 1.18 Otras

2 CONCRETOS

- 2.1 Estructural
- 2.2 Masiva
- 2.3 Cara de concreto
- 2.4 Apoyos (tuberia)
- 2.5 Neumatico en excavaciones superficiales
- 2.6 Neumatico en excavaciones subterranas
- 2.7 Revestimiento tunel
- 2.8 Solera
- 2.9 Revestimiento en pozo
- 2.10 Detras del blindaje
- 2.11 Cortina de concreto
- 2.12 Primario
- 2.13 Secundario
- 2.19 Otros

3 ACEROS

- 3.1 Acero de refuerzo para concreto estructural
- 3.2 Acero de refuerzo para concreto de revestimiento
- 3.3 Pernos en excavaciones superficiales
- 3.4 Pernos en excavaciones subterranas
- 3.5 Barras de anclaje en excavaciones superficiales
- 3.6 Barras de anclaje en excavaciones subterranas
- 3.7 Malla de refuerzo
- 3.8 Perfiles de acero
- 3.9 Atizado metalico
- 3.10 Acero de refuerzo para concreto primario
- 3.11 Acero de refuerzo para concreto secundario
- 3.17 Otros

4 ENROCADOS

- 4.1 Compactado procedente de prestamo
- 4.2 Compactado procedente de excavacion
- 4.3 Echado procedente de prestamo
- 4.4 Echado procedente de excavacion
- 4.10 Otros

- 5 TERRAPLEN
 - 5.1 Material procedente de prestamo
 - 5.2 Material procedente de excavacion
 - 5.7 Otros
- 6 NUCLEO
 - 6.1 Material para nucleo procedente de prestamo
 - 6.2 Material para nucleo procedente de excavacion
 - 6.7 Otros
- 7 FILTROS
 - 7.1 Material procedente de prestamo
 - 7.2 Material procedente de excavacion
 - 7.7 Otros
- 8 AFIRMADOS
 - 8.1 Afirmados
- 9 LLENOS
 - 9.1 Llenos
- 10 ENCAPOTADOS
 - 10.1 Encapotados
- 11 PERFORACIONES
 - 11.1 Para inyecciones
 - 11.2 Para drenaje
 - 11.7 Otros
- 12 INYECCIONES
 - 12.1 De consolidacion y contacto
 - 12.2 Cortina de inyecciones
 - 12.7 Otros
- 13 INSTRUMENTACION
 - 13.1 Instrumentacion
- 14 MAMPOSTERIA Y ACABADOS
 - 14.1 Mamposteria
 - 14.2 Acabados
 - 14.7 Otros
- 15 DESVIO DEL RIO
 - 15.1 Prestasuis de aguas arriba
 - 15.2 Prestasuis de aguas abajo
 - 15.3 Remocion de Prestasuis
 - 15.8 Otros
- 16 OTROS
 - 16.1 Otros



ISA Interconexión Eléctrica S. A.

SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECTOS DE GENERACION HIDROELECTRICA
CON FACTIBILIDAD TERMINADA

ANEXO No. 3

ACTUALIZACION DE PRESUPUESTO

MEDELLIN, DICIEMBRE 1985

INDICES PARA LA ACTUALIZACION DE COSTOS
EN CENTRALES HIDROELECTRICAS

A. ACTUALIZACION DE COSTOS EN MONEDA LOCAL

Con el fin de obtener los índices para la actualización de costos en Centrales Hidroeléctricas en moneda local, se llevó a cabo un estudio que permitió determinar la composición de los insumos para los siguientes items principales de un proyecto hidroeléctrico :

- 1- Infraestructura
- 2- Presa y obras anexas (presa, vertedero y desviación)
- 3- Obra civil de generación (captación, conducción, casa de máquinas y descarga)
- 4- Equipo Electromecánico
- 5- Transmisión

1. Infraestructura

Se utilizó la información correspondiente a los proyectos URRÁ I y II, Guavio, Jaguas y San Carlos, encontrándose una composición del 80%, para carreteras y el 20% para

campamentos.

Para estos componentes del ítem no se determinó la composición de insumos puesto que en el país se publican índices que son aplicables directamente.

2. Presa y Obras Anexas y Obra Civil de Generación.

Se trabajó con base en la información contenida en las propuestas de cinco firmas para la construcción de las obras civiles principales de la central hidroeléctrica de San Carlos I.

Dichas firmas fueron: Ica Grandicón, Impregilo, Entrecanales y Tavora, Dragados y Construcciones y Energo-projekt.

Se obtuvo como resultado para presa y obras anexas, la siguiente composición porcentual:

Mano de Obra	26 %
Materiales	45 %
Equipo de Construcción	5 %
Administración y Utilidades	24 %

Para obra civil de generación se obtuvo :

Mano de Obra	25 %
Materiales	47 %
Equipo de Construcción	6 %
Administración y Utilidades	22 %
	<hr/>
	100 %

Tanto para Presa y Obras Anexas como para Obra Civil de Generación se encontró la siguiente composición de insumos :

Mano de Obra :	Maestros	6 %
	Oficiales	25 %
	Ayudantes	69 %
		<hr/>
		100 %

Materiales :	Cemento gris	50 %
	Materiales básicos.	30 %
	Madera	20 %
		<hr/>
		100 %

3. Equipo Electromecánico

Se estudió con base en los estimativos de costo para

equipos, de los proyectos San Carlos I y Chivor II, resultando este ítem con una composición de 35 % para transporte y 65 % para montaje.

4. Transmisión

Se consideró que tenía la misma composición que el Equipo Electromecánico.

CALCULO DE LOS INDICES PARA LA ACTUALIZACION DE LA MONEDA LOCAL

1. Infraestructura

- Carreteras (80%) : "Índice de costo en construcción de carreteras" del boletín de la División de Contratación del MOPT, "Grupo de Obra número (I)".

- Campamentos (20 %) : "Índice total de costos de la construcción de vivienda nacional y diez ciudades" (columna nacional), del boletín del DANE.

2. Presa y Obras Anexas

- Mano de Obra (26%) : Boletín de precios de la Guía Lec.
de la Construcción para " Mano
de Obra".
 - . Maestros (6%) "Maestro de Obra"
 - . Oficiales (25%) "Oficial de Primera"
 - . Ayudantes (69%) "Ayudante de Primera"

- Materiales (45%) : Revista Banco de la República :
"Indice de precios de los Materia-
les de Construcción en Bogotá".
 - . Cemento gris (50%)
 - . Madera (20%)
 - . Materiales básicos (30%)

- Equipo de Cons-
trucción (5%) : Revista Banco de la República
"Indice de Precios al por mayor
del comercio en general - detalle,
item : "Maquinaria y Equipo de
Transporte".

- Administración y
Utilidades (24%) : Revista Banco de la República :
"Indice Nacional de Precios al
Consumidor para Obreros" (Nacio-
nal, total).

3. Obra Civil de Generación

Los índices son los mismos hallados para Presa y Obras Anexas, pero la participación de los insumos (porcentaje) en el total, es diferente :

. Mano de Obra	(25%)
Materiales	(47%)
Equipo de Construcción.	(6%)
Administración y Utilidades.	(22%)

4. Equipo Electromecánico (= Transmisión)

- Transporte (35%) : Revista Banco de la República.
 - . Mano de Obra (salarios) (20%) :
"Índice de Precios al Consumidor para Obreros" (nacional, Total).
 - . Transporte (llantas) (15%) : "Bienes Producidos y Consumidos", ítem :

"Maquinaria y Equipo de transporte
(Detalle -I)

- . Transporte (Repuestos) (25%) : "Bienes Importados" item : Maquinaria y Equipo de transporte (Detalle -II)
- . Transporte (Combustibles y Lubricantes) (40%) : Indice precios al por mayor del Comercio en general", item : "Combustibles y lubricantes" (Detalle -I)

- Montaje (65%) : Revista Banco de la República

- . Mano de Obra (100%) : "Indice de precios al consumidor para Empleados" (nacional, total).

B. ACTUALIZACION DE COSTOS EN MONEDA EXTRAJERA

Para la actualización de los valores en moneda extranjera de una central hidroeléctrica, se tomó la información del cuadro "Water and Power Construction Costs" de la publicación "Engineering News Records" de los Estados Unidos de América.

Los índices se calcularon tomando como año base 1967 y corresponden a los promedios anuales.

C. ACTUALIZACION DE COSTOS

$$\text{Actualización Moneda Local: } X_i = X_o I_i' \times \frac{T_o}{T_i}$$

$$\text{Actualización Moneda Extranjera: } X_i = X_o \times I_i'$$

donde: X_i : valor del ítem en dólares, en el año i

X_o : valor del ítem en dólares, en el año o

$I_i' = \frac{I_i}{I_o}$ = tasa de incremento del índice

I_i : índice en el año i

I_o : índice en el año o

T_i = tasa de cambio promedio del dólar, en el año i

T_o = tasa de cambio promedio del dólar, en el año o

En los cuadros siguientes se presentan los índices desde el año 1976, para la actualización de la moneda local y extranjera respectivamente.

D. APLICACION DE LOS INDICES

Dado el costo de una central hidroeléctrica en el año 1976, hallar el costo de dicha central en 1982.

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

División de Ingeniería

INDICES PARA ACTUALIZACION DE COSTOS DE CENTRALES HIDROELECTRICAS

BASE: 1967 = 1.0

CONCEPTO \ AÑO	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
M O N E D A L O C A L								
INFRAESTRUCTURA	4.81	5.85	7.57	9.99	12.86	15.87	19.30	23.57
PRESA Y OBRAS ANEXAS	4.70	5.93	7.88	10.86	13.24	15.72	18.59	22.03
OBRA CIVIL DE GENERACION	4.73	5.97	7.94	10.94	13.33	15.79	18.65	22.13
EQUIPO ELECTROMECHANICO	4.84	5.86	7.43	9.33	11.84	14.84	17.76	21.47
TRANSMISION	4.84	5.86	7.43	9.33	11.84	14.84	17.76	21.47
TASA DE CAMBIO (Fin de año)	37.96	41.00	44.00	50.92	59.07	70.29	88.77	113.89
M O N E D A E X T R A N J E R A								
INFRAESTRUCTURA	2.15	2.42	2.83	3.31	3.48	3.44	3.44	3.48
PRESA Y OBRAS ANEXAS	2.15	2.30	2.59	2.88	3.14	3.03	2.99	2.99
OBRA CIVIL DE GENERACION	2.21	2.40	2.66	2.94	3.33	3.49	3.56	3.62
EQUIPO ELECTROMECHANICO	2.28	2.44	2.66	3.05	3.47	3.60	3.67	3.74
TRANSMISION	2.32	2.53	2.78	3.09	3.57	3.76	3.78	3.90

Presupuesto 1976, en miles de dólares :

	<u>Moneda Local</u>	<u>Moneda Extranj.</u>	<u>Total</u>
Infraestructura	6.889	2.952	9.841
Presa y Obras Anexas	39.850	58.968	98.818
Obra Civil de Generación	21.750	32.185	53.935
Equipo Electromecánico	5.727	49.050	54.777
Transmisión	<u>9.648</u>	<u>22.508</u>	<u>32.156</u>
Total	83.864	165.663	249.527

Actualización del costo de la central al año 1982

a) Indices	<u>Moneda Local</u>		<u>Moneda Extranjera</u>	
	<u>1976</u>	<u>1982</u>	<u>1976</u>	<u>1982</u>
Infraestructura	3.93	15.87	2.04	3.44
Presa y Obras Anexas.	3.61	15.72	2.08	3.03
Obras Civiles de Generación.	3.63	15.79	2.08	3.49
Equipo Electro-mecánico.	3.81	14.84	2.17	3.60
Transmisión	3.81	14.84	2.15	3.76

b) Cálculo de las tasas de incremento (Ii/Io)

	<u>Moneda Local</u>	<u>Moneda Extranjera</u>
Infraestructura	$15.87/3.93 = 4.0382$	$3.44/2.04 = 1.6863$
Presa y Obras Anexas	$15.72/3.61 = 4.3546$	$3.03/2.08 = 1.4567$
Obra Civil de Generación	$15.79/3.63 = 4.3499$	$3.49/2.08 = 1.6779$
Equipo Electro-mecánico	$14.84/3.81 = 3.8950$	$3.60/2.17 = 1.6590$
Transmisión	$14.84/3.81 = 3.8950$	$3.76/2.15 = 1.7488$

c) $T_o = 36.31$

$T_i = 70.29$

$(T_o/T_i) = 0.5166$

d) Actualización

- Moneda Local ;

Infraestructura	$6889 \times 4.0382 \times 0.5166 =$	14371
Presa y Obras Anexas	$39850 \times 4.3546 \times 0.5166 =$	89642
Obra Civil de Generación	$21750 \times 4.3499 \times 0.5166 =$	48873
Equipo Electromecánico	$5727 \times 3.8950 \times 0.5166 =$	11523
Transmisión	$9648 \times 3.8950 \times 0.5166 =$	19412

- Moneda Extranjera

Infraestructura	2952 x 1.6863	= 4978
Presa y Obras Anexas	58968 x 1.4567	= 85899
Obra Civil de Generación	32185 x 1.6779	= 54003
Equipo Electromecánico	49050 x 1.6590	= 81374
Transmisión	22508 x 1.7488	= 39362

- Presupuesto Actualizado (1982) en miles de dólares :

	<u>Moneda Local</u>	<u>Moneda Extranjera</u>	<u>Total</u>
Infraestructura	14371	4978	19349
Presa y Obras Anexas	89642	85899	175541
Obra Civil de Generación	48873	54003	102876
Equipo Electromecánico	11523	81374	92897
Transmisión	19412	39362	58774
Total	183821	265616	449437

La validez del costo actualizado de una central, al aplicársele los índices obtenidos, dependerá de la similitud que esta tenga con las características de las centrales tenidas en cuenta en este estudio.

ISA adelanta actualmente un estudio más detallado que el descrito anteriormente, el cual permitirá obtener índices para diferentes tipos de centrales de acuerdo a las características técnicas de éstas.



ISA Interconexión Eléctrica S. A.

SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECTOS DE GENERACION HIDROELECTRICA
CON FACTIBILIDAD TERMINADA

ANEXO No. 4

REVISION DE PRESUPUESTOS EQUIPO MECANICO

MEDELLIN, DICIEMBRE 1985



INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

PROCEDIMIENTO PARA REVISION DE COSTO DE EQUIPO MECANICO
EN ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD

NOVIEMBRE 1985

ISA/TIDM 85-001



CONTENIDO

INTRODUCCION

1. CRITERIOS GENERALES DE REVISION
2. PROCEDIMIENTO DE CALCULO DE LOS COSTOS
3. GRAFICAS



INTRODUCCION

El procedimiento que a continuación se presenta, ha sido elaborado con base en las características típicas de varios proyectos y con valores promedios de los costos asociados.

Todos los proyectos tienen particularidades que lo alejan de los valores típicos y estas particularidades aparecen reflejadas en los costos como una desviación a los parámetros y curvas típicas aquí presentadas. Por este motivo, el procedimiento no debe utilizarse para determinar el costo del equipo mecánico asociado al proyecto, sino para fijar un criterio de comparación que nos permita apreciar el reflejo de las particularidades del proyecto como una desviación del costo típico con la magnitud y dirección apropiados.



PROCEDIMIENTO PARA REVISION DE ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD
COSTOS DE EQUIPO MECANICO

1. CRITERIOS GENERALES DE REVISION

En la elaboracion de los presupuestos de equipos mecánicos de casa de máquinas para cada uno de los estudios de factibilidad analizados, se consideraron entre otros los siguientes criterios:

- 1.1 La turbina es el equipo mecánico más importante en la componente del costo total de equipo mecánico de la casa de máquinas.
- 1.2 Se verifica la selección del tipo de turbina con base en la caída y caudal de diseño.
- 1.3 Se verifica la velocidad especifica en función de la caída de diseño y la caída mínima. La anterior verificación permite evaluar la máquina teniendo como referencia el estado del arte en el diseño y fabricación.

Cerca del 50% de los estudios presentan una tendencia al exceso de velocidad comprometiendo la disponibilidad de las turbinas y los costos de operación asociados a la cavitación..

- 1.4 Se verifican pesos de piezas más pesadas a manejar durante transporte y montaje.

2. PROCEDIMIENTO DE CALCULO DE LOS COSTOS

Para evaluar el costo del equipo mecánico de casa de máquinas se siguió el siguiente procedimiento:

- 2.1 Cálculo del peso de la turbina en función de los parámetros hidráulicos del proyecto.
(Ver gráficas 1, 2 y 3).
- 2.2 Cálculo del costo unitario de la turbina considerando el número de unidades. Este efecto de economía de escala fue inferido del análisis de costos de turbinas en proyectos ya evaluados.

El costo unitario de turbina es ajustado con un factor de economía de escala, definido con la expresión siguiente (ver gráfica No. 4)

$$F = 0.8 + \frac{0.2}{U} \quad (1)$$

F = Factor de ajuste

U = Número de unidades

El costo unitario para la tonelada de turbina correspondiente a una unidad es 14 000 US\$

Resultando: 12 600 US\$ para dos unidades después de haberse multiplicado por su factor de ajuste.

- 2.3 Para encontrar el costo total del equipo mecánico de casa de máquinas, se investigó la relación existente entre el costo total del equipo y el costo total de las turbinas (incluyendo regulador de velocidad y válvula) en proyectos ya evaluados:



$$\frac{Cem}{Ct} = Vc \quad (2)$$

Donde

Cem : Costo total equipo mecánico de casa de máquinas

Ct : Costo de la turbina

Vc : Relación de costos

Los valores de Vc se presentan históricamente en rango de $1.25 \leq Vc \leq 1.41$ para turbinas Francis y $1.46 \leq Vc \leq 1.57$ para turbinas Pelton.

Finalmente se escogió un $Vc = 1.35$ para turbinas Francis y $Vc = 1.45$ para turbinas Pelton.

Los valores escogidos cumplen con el costo unitario de auxiliares vigente a dic/83 (10 000 US\$/t) y las siguientes relaciones históricas del peso de los auxiliares en función del peso de la turbina.

$$Wam = fa Wt \quad (3)$$

Donde

Wam = Peso de auxiliares mecánicos (t)

Wt = Peso de turbina (t)

fa = Relación de peso auxiliares a peso turbina.
 fa = 0.40 para turbinas Francis y fa = 0.55 para turbinas Pelton.

2.4 El costo finalmente se encontró con base en las anteriores relaciones así:

TURBINAS FRANCIS

$$Cem = 1.34 * 14\ 000 * \left(0.8 + \frac{0.2}{U} \right) * Wt_f * U \quad (4)$$

TURBINAS PELTON

$$Cem = 1.45 * 14\ 000 * \left(0.8 + \frac{0.2}{U} \right) * Wt_p * U$$

Donde

Cem = Costo total equipo mecánico casa de máquinas a nivel de precios de dic/83 expresado en US\$

U = Número de unidades

Wt_f = Peso turbina Francis (t)

Wt_p = Peso turbina Pelton (t)

2.5 De lo anterior resulta la siguiente composición promedio del costo de los equipos mecánicos para casa de máquinas.



Costo de:	Francis	Pelton
Turbina, regulador y válvula	57%	53%
Equipos mecánicos auxiliares	20%	24%
Transporte & Montaje	23%	23%
Total equipo mecánico instalado	100%	100%

PESO TURBINAS FRANCIS
VS
RELACION DE POTENCIA-VELOCIDAD
PARA CAIDAS MENORES DE 140 m

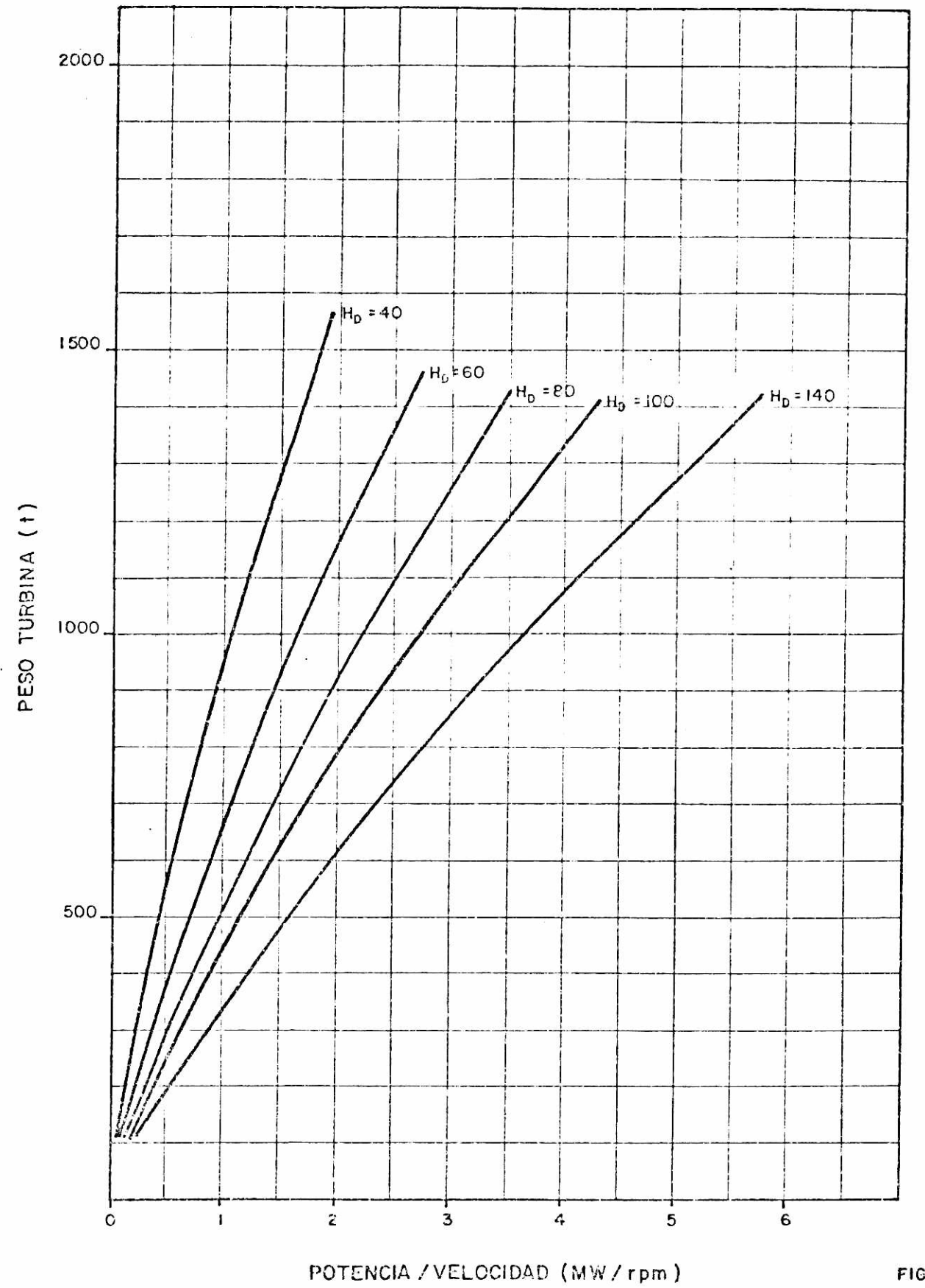


FIG. 1

PESO TURBINAS FRANCIS
VS
RELACION DE POTENCIA-VELOCIDAD
PARA CAIDAS MAYORES DE 140 m

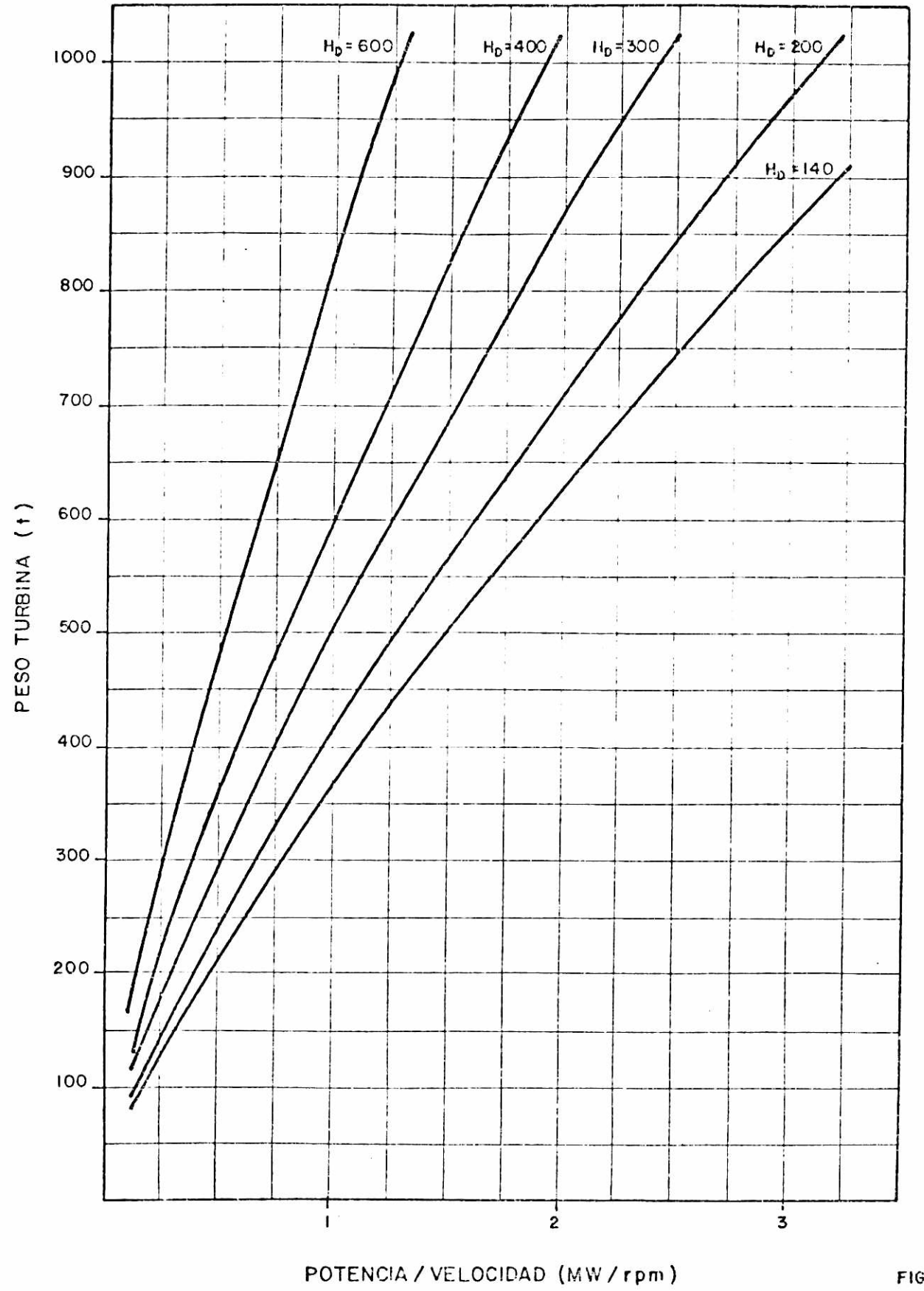


FIG. 2

PESO TURBINAS PELTON
VS
RELACION DE POTENCIA / VELOCIDAD

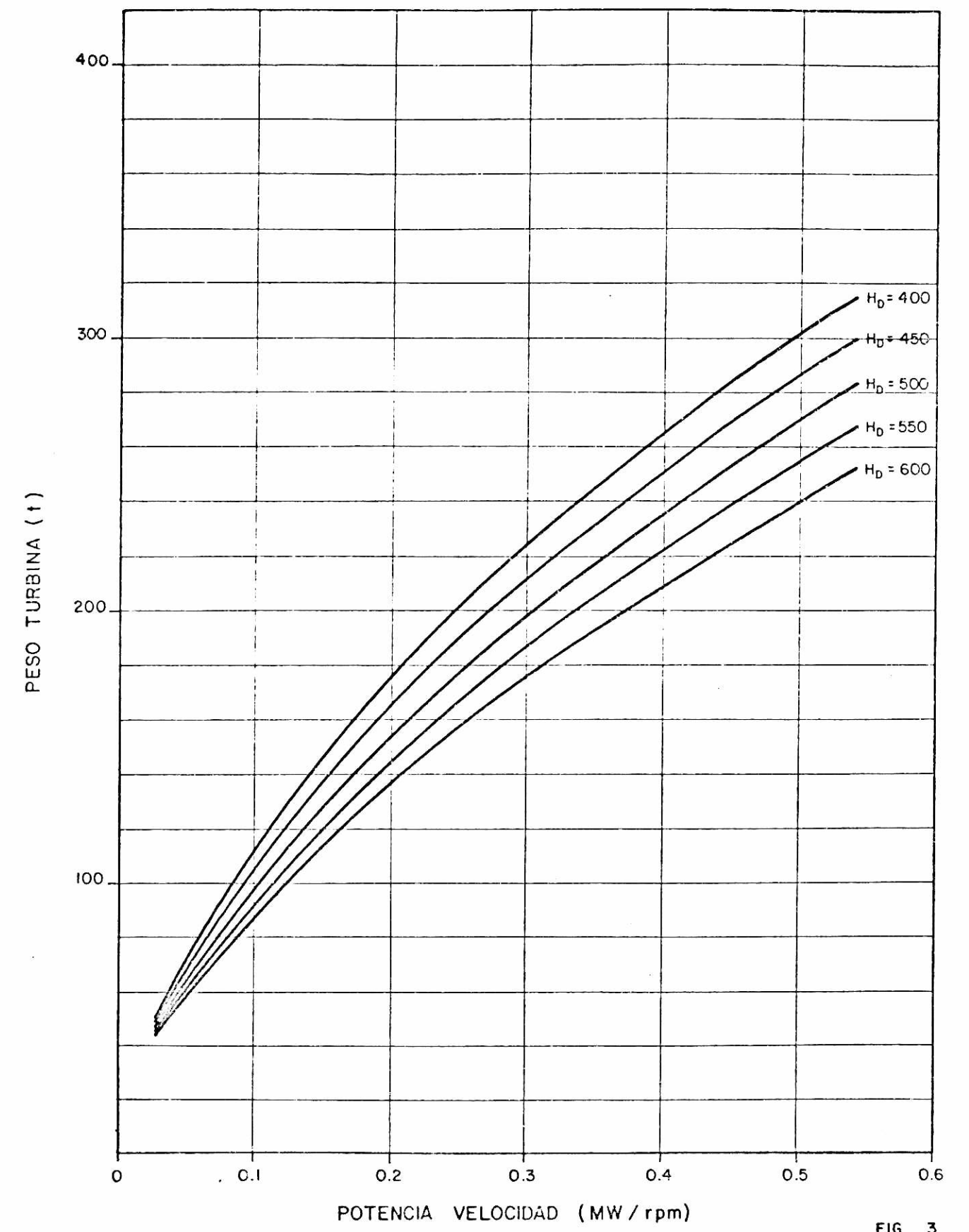


FIG. 3

TURBINAS
FACTOR DE AJUSTE PARA COSTOS UNITARIOS
VS
NUMERO DE UNIDADES

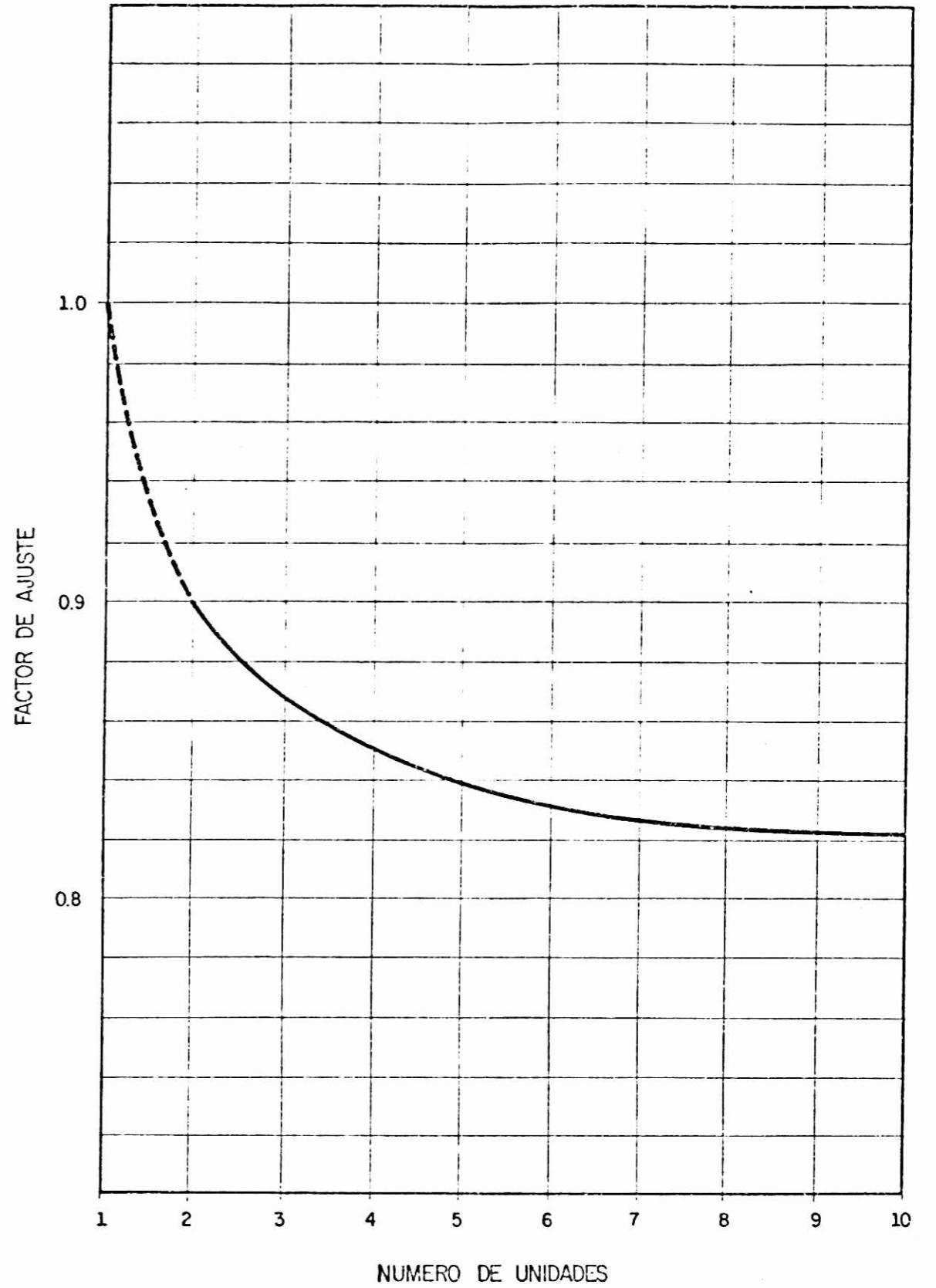


FIG. 4



ISA. Interconexión Eléctrica S. A.

SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECTOS DE GENERACION HIDROELECTRICA
CON FACTIBILIDAD TERMINADA

ANEXO No. 5

REVISION DE PRESUPUESTOS EQUIPO ELECTRICO

MEDELLIN, DICIEMBRE 1985

REVISION DE PRESUPUESTOS

EQUIPO ELECTRICO

Con el fin de practicar una revisión a los presupuestos realizados por la Consultoría y presentados en los estudios de Factibilidad, se adoptó lo siguiente :

- 1º Se consideró como equipo principal el relacionado con los Generadores y Transformadores.
- 2º El presupuesto FOB de los Transformadores se establecerá de acuerdo con el anexo No. 6.
- 3º El presupuesto FOB de los Generadores se tomará de acuerdo al Gráfico No. 1, en el cual se graficaron las características de los Generadores vs Costo, de acuerdo a información tomada del "Manual de Instrucciones para estudios de Inventario de Aprovechamientos Hidroeléctricos" Eletrobras - Brasil y de la experiencia nacional, véase Cuadros Nos. 1 y 2, y en donde los costos de cada licitación fueron actualizados a Diciembre de 1984, de acuerdo a los procedimientos establecidos en el anexo No. 3.
- 4º El Costo FOB del Equipo Eléctrico auxiliar se ha establecido como el 30% del Costo FOB del Equipo Principal.
- 5º Los Costos de Transporte, nacionalización, seguros y montaje se han establecido como el 30% del Costo FOB de los Equipos Eléctricos principales y auxiliares.

CUADRO 1

GENERADORES

CARACTERISTICAS TECNICAS - VS - COSTOS

FUENTE : ELETROBRAS

Nº	PROYECTO	MVA	rpm	KVA/rpm	COSTO FOB Miles de US\$ Dic./84
4	CHUTE WILSON	70	180	388.9	2.616
5	SMELTER	40	257	155.6	1.549
9	TRES MARIAS	68	163	417.2	2.895
13	GRAMINHA II	42.6	257	165.8	1.710
14	C. SUICA	16.7	720	23.2	638
19	PAULO ALFONSO	69.5	200	347.5	2.243
22	BIG BEND	184	163	1.128.8	4.340
24	KUMDAM III	67.5	333.5	202.4	2.192
25	PASSO FUNDO	65	428	141.9	1.345
26	JUPIA	112	78.3	1.430.4	4.882
28	XAXANTES	100	128.6	777.6	3.137
31	JUPIA	112	78.3	1.430.4	4.938
33	ESTREITO	121	100	1.210	5.311
35	PAULO ALFONSO II	80	200	400	2.408
38	CORENI	15	600	25	487
39	KOTA	36.67	120	305.6	1.929
42	ILHA SOLTETRA	170	85.7	1.983.7	5.754
43	PROMISSAO	100	90	1.111.1	3.926
50	VOLTA GRANDE	100	85.7	1.166.9	3.638
52	FURNAS	160	150	1.066.7	3.817
59	MOXOTO	122	80	1.525	9.933
60	ITAUBA	121	150	806.7	4.209
62	AGUA VERMELHA	250	94.7	2.639.9	8.038

CUADRO 2

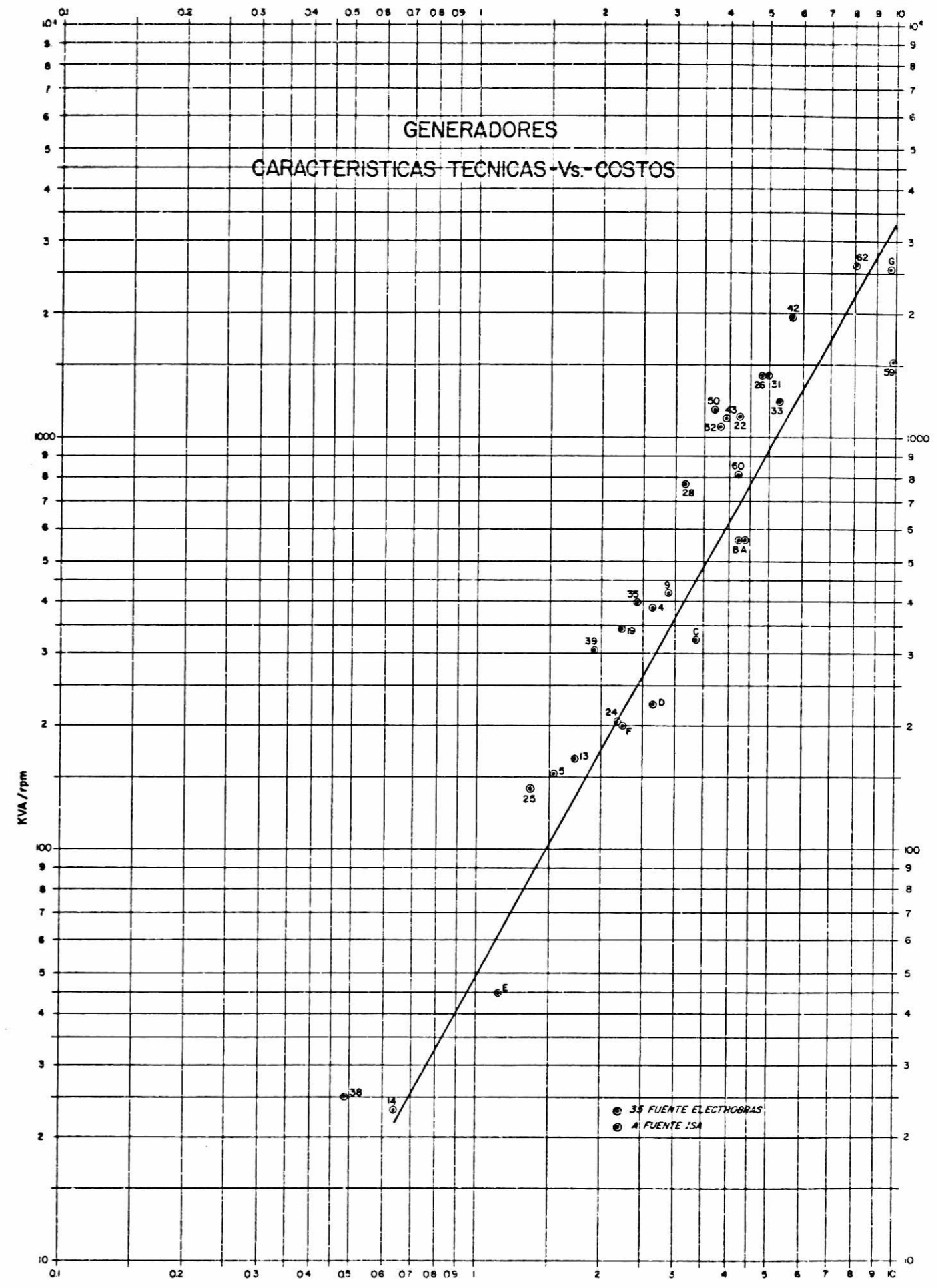
GENERADORES

CARACTERISTICAS TECNICAS - VS - COSTOS

FUENTE : ISA

Nº	PROYECTO	MVA	rpm	KVA/rpm	COSTO FOB Miles de US\$ Dic./84
A.	SAN CARLOS I	159	300	530	4.356
B.	SAN CARLOS II	159	300	530	4.217
C.	CHIVOR II	140	450	311	3.378
D.	JAGUAS	90	400	225	2.675
E.	CALDERAS	11.5	257	45	1.152
F.	PLAYAS	71.9	360	200	2.243
G.	CAÑAFISTO	287	112.5	2.550	9.842

GENERADORES
CARACTERISTICAS TECNICAS -Vs- COSTOS



● 38 FUENTE ELECTROBRAS
● A FUENTE ISA

COSTO DE UN GENEADOR EN MILLONES DE US. DICIEMBRE/1984



ISA Interconexión Eléctrica S. A.

SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECTOS DE GENERACION HIDROELECTRICA
CON FACTIBILIDAD TERMINADA

ANEXO No. 6

COSTO DE LINEAS Y SUBESTACIONES

MEDELLIN, DICIEMBRE 1985



ISA Interconexión Eléctrica S. A.

COSTO DE LINEAS Y SUBESTACIONES

OFICINA DE PLANEACION
UNIDAD PLANEAMIENTO DE LA EXPANSION
OPUE-T-20

Medellín, Julio 1984

COSTO DE LINEAS Y SUBESTACIONES

1. OBJETIVO

El objetivo de este documento* es el de presentar índices de costos para líneas, subestaciones, transformadores y reactores. Así mismo, se plantea la metodología para el cálculo de costos de proyectos de transmisión.

Los costos que se presentan en este documento, están referidos a dólares de los Estados Unidos correspondientes a junio de 1984.

2. COSTOS GENERALES

Los costos de los equipos importados pueden desagregarse de la siguiente manera:

Costo base: Costo FOB puerto de embarque

Transporte marítimo y
seguros: 10% costo base.

Nacionalización, Transporte
y seguros en Colombia: 4% del costo base

Impuestos?

* Ver notas acerca del documento en la página 14.

Montaje, conexión y pruebas: 16% del costo base.

De acuerdo con lo anterior, el costo de los equipos tiene un incremento del 30% con respecto al costo FOB. Por lo tanto, conservativamente el costo en sitio incluido montaje, conexión y pruebas se puede calcular de la siguiente manera:

(Costo equipos) = 1.3 (costo FOB).

Los costos para líneas, módulos, transformadores y reactores presentados en este documento y que se encuentran resumidos en el cuadro No.1, corresponden al costo de equipos y no incluyen ingeniería ni imprevistos.

Para determinar el costo total de un proyecto, lo cual significa tener en cuenta los imprevistos y la ingeniería, los valores del cuadro No.1 se multiplican por 1.15 (10% para imprevistos y 5% para ingeniería).

3. COSTO DE LINEAS

Los costos presentados no incluyen la servidumbre de las líneas de transmisión y están calculados para terreno plano. Para terreno montañoso se multiplica por 1.3 el costo en terreno plano. En el cuadro No.4 se presenta la distribución porcentual de costos para líneas de transmisión. Si no se tiene información del terreno,

se puede asumir que el trayecto es el 30% montañoso y el 70% plano. Lo cual implicaría multiplicar los costos por un factor de 1.09.

Se utilizan las siguientes definiciones:

D.C. Doble Circuito.

S.C. Circuito sencillo

3.1 Líneas a 115 kV

D.C. US\$ 71 000/km

S.C. US\$ 52 000/km.

3.2 Líneas a 230 kV

D.C. US\$ 124 000/km

S.C. US\$ 85 000/km

3.3 Líneas a 500 kV

S.C. US\$ 187 000/km

4. COSTOS DE SUBESTACIONES

Los costos de subestaciones convencionales y aislados en gas

SF₆ (G.I.S.*) que se presentan a continuación, no incluyen el terreno ni la adecuación de este. Puesto que los cálculos de costos se realizaron para una configuración de interruptor y medio (Ver figura No.1); para obtener los costos para otras configuraciones se multiplica el costo total por los factores indicados en el cuadro No.2

Los costos de obra civil representan únicamente el costo asociado con la erección de los equipos de patio. Los costos varios incluyen: protección, control, media, comunicaciones, auxiliares ac y dc. En el Anexo 1 se presentan desagregadamente los costos FOB de los equipos para las diferentes tensiones analizadas.

4.1 Módulos de 115 kV

4.1.1 Módulos de Líneas.

	<u>CONVENCIONAL</u>	<u>G.I.S.</u>
Costo de equipos de patio:	US\$ 207 000	US\$ 395 000
Costo de obra civil:	US\$ 21 000	US\$ 20 000
Costos varios:	US\$ 142 000	US\$ 155 000
Costo Total:	US\$ 370 000	US\$ 570 000

* G.I.S.: Gas Insulated Substation

4.1.2 Modulo de Transformador

	<u>CONVENCIONAL</u>	<u>G.I.S.</u>
Costo de equipo de patio:	US\$ 198 000	US\$ 358 000
Costo de obra civil:	US\$ 20 000	US\$ 18 000
Costos varios:	US\$ 82 000	US\$ 95 000
Costo total:	US\$ 300 000	US\$ 471 000

4.2 Módulos de 230 kV

4.2.1 Modulo de línea

	<u>CONVENCIONAL</u>	<u>G.I.S.</u>
Costo de equipo de patio:	US\$ 463 000	US\$ 630 000
Costo de obra civil:	US\$ 46 000	US\$ 32 000
Costos varios:	US\$ 238 000	US\$ 264 000
Costo total:	US\$ 747 000	US\$ 926 000

4.2.2 Módulo de Transformador

	<u>CONVENCIONAL</u>	<u>G.I.S.</u>
Costo de equipo de patio:	US\$ 437 000	US\$ 575 000
Costo de obra civil:	US\$ 44 000	US\$ 29 000
Costos varios:	US\$ 181 000	US\$ 206 000
Costo total:	US\$ 662 000	US\$ 810 000

4.3 Módulos de 500 kV

4.3.1 Módulo de Línea

	<u>CONVENCIONAL</u>	<u>G.I.S.</u>
Costo de equipos de patio:	US\$ 1 208 000	US\$ 1 330 000
Costo de obra civil:	US\$ 121 000	US\$ 66 000
Costos varios:	US\$ 335 000	US\$ 374 000
Costo total:	US\$ 1 664 000	US\$ 1 770 000

4.3.2 Módulo de transformador

	<u>CONVENCIONAL</u>	<u>G.I.S.</u>
Costo de equipos de patio:	US\$ 1 140 000	US\$ 1 210 000
Costo de obra civil:	US\$ 114 000	US\$ 61 000
Costos varios:	US\$ 160 000	US\$ 199 000
Costo total:	US\$ 1 414 000	US\$ 1 470 000

5. COSTO DE TRANSFORMADORES Y REACTORES

5.1 Costo de Transformadores

Las fórmulas (1) a (5) representan formas aproximadas de calcular costos para transformadores bidevanados con refrigeración ONAN/

ONAF/ODAF (OA/FA/FAO), que es la muestra más representativa para el caso colombiano. Para otros ciclos de refrigeración se utilizan los multiplicativos indicados en el cuadro No.3.

Para utilizar las fórmulas (1) a (5), S representa la potencia aparente en MVA del transformador (si es una unidad trifásica), del banco de transformadores (si son unidades monofásicas) o del autotransformador si el terciario no es cargable.

Para transformadores tridevanados y autotransformadores con terciario cargable hay dos formas de calcular S para utilizar las ecuaciones (1) a (5) (teniendo en cuenta que S_1 , S_2 y S_3 representan la capacidad nominal del primario, secundario y terciario respectivamente):

- a) Caso en que todos los devanados se pueden cargar a su capacidad nominal:

$$S = 0.5 (S_1 + S_2 + S_3)$$

- b) Caso en que los devanados solo se pueden cargar por debajo de su capacidad nominal.

$$S = A + 0.75 (B-A)$$

donde:

$$A = k \text{ (suma de la carga simultánea)}$$

$$B = k \text{ (suma de las capacidades nominales de los devanados).}$$

con:

$k = 0.5$ para transformadores

$k = 0.475$ para autotransformadores

Una vez obtenido el costo por kVA, este se multiplica por $1000 \times S$ y así se obtiene el costo total del transformador.

5.1.1 Transformadores con H.V. = 115 kV

$$\text{Costo} = 27 S^{-0.3997} \text{ US\$/kVA (para unidades } 1\emptyset) \quad (4)$$

$$\text{Costo} = 21 S^{-0.3474} \text{ US\$/kVA (para unidades } 3\emptyset) \quad (5)$$

5.1.2 Transformadores con H.V. = 230 kV

$$\text{Costo} = 106 S^{-0.5783} \text{ US\$/kVA (para unidades } 1\emptyset) \quad (2)$$

$$\text{Costo} = 95 S^{-0.5577} \text{ US\$/kVA (para unidades } 3\emptyset) \quad (3)$$

5.1.3 Transformadores con H.V. = 500 kV

$$\text{Costo} = 231 S^{-0.5733} \text{ US\$/kVA (para unidades } 1\emptyset) \quad (1)$$

5.2 Costo de Reactores de Línea

Además del costo directo del reactor, hay que tener en cuenta el

costo del equipo de conexión (seccionadores, interruptores, etc.)

Costo para reactores de línea a 500 kV:

Costo = $121 Q^{-0.5495}$ US\$/kVAR (para unidades monofásicas)

con Q la capacidad del banco de reactores en MVAR.

6. EJEMPLO DE CALCULO

Para facilitar la utilización del presente documento, se da un ejemplo de la forma de utilizarlo. Este ejemplo, se esquematiza en la figura No.2, de la cual se hacen los cálculos de costos.

6.1 Costo de Líneas

- Costo de L3 (115 kV) = US\$ 52 000 (30+1.3x10) = US\$ 2 236 000
- Costo de L2 (230 kV) = US\$ 124 000 (40+1.3x80) = US\$17 856 000
- Costo de L1 (500 kV) = US\$ 187 000 (200+1.3x100)=US\$61 710 000
- Costo total L de T = US\$ 81 802 000

6.2 Costo de Subestaciones

- Costo de S4 (110 kV) = US\$ (370 000 +300 000) x 0.7=US\$ 469 000
- Costo de S3 (110 kV) = US\$ (370 000+300 000) x 0.7=US\$ 469 000
- Costo de S3 (230 kV) = US\$ (747 000x2+662 000)x0.9=US\$ 1 940 400

- Costo de S2 (500 kV) = US\$ 1 664 000
- Costo de S1 (230 kV)=US\$ 747 000x2+662 000x6=US\$5 466 000
- Costo de S1 (500 kV)=US\$1 664 000+1 414 000x2x0.74=US\$ 3 324 080
- Costo total S/E = US\$ 1 332 480

6.3 COSTOS DE TRANSFORMADORES Y REACTORES

- Costo de T8 (115 kV):

Con S=45 se obtiene

$$\text{Costo T8} = 21\ 000 (45)^{0.6526} \times 1.25 = \text{US\$ } 314\ 786$$

- Costo de T7 (230 kV):

Primero se calcula S,

$$A = 0.475 (90+90+10) = 90.25$$

$$B = 0.475 (90+90+30) = 99.75$$

$$S = 90.25 + 0.75 (99.75 - 90.25) = 97.4$$

Con S=97.4 se obtiene

$$\text{Costo T7} = 95\ 000 (97.4)^{0.4423} \times 1.14 = \text{US\$ } 820\ 669$$

- Costo T5 y T6 (500 kV):

Con S=225 se obtiene

$$\text{Costo T5+T6} = 2 \times 231\ 000 (225)^{0.4267} = \text{US\$ } 4\ 659\ 274$$

- Costo T4 (230 kV):

Primero se calcula S,

$$S=0.5 (150+150+50)=175$$

Con S=175 se obtiene

$$\text{Costo T4}=95\ 000(175)^{0.4423} \times 0.86 = \text{US\$}802\ 265$$

- Costo T3 (230 kV):

Con S=150 se obtiene

$$\text{Costo T3}=106\ 000(150)^{0.4217} \times 0.86 = \text{US\$}754\ 157$$

- Costo T2 (230 kV):

Con S=150 se obtiene

$$\text{Costo T2}=95\ 000(150)^{0.4423} \times 0.86 = \text{US\$}749\ 389$$

- Costo T1 (230 kV):

Primero se calcula S,

$$A = 0.5 (300+150+150)=300$$

$$B = 0.5 (450+150+150)=375$$

$$S = 300+0.75 (375-300)=356$$

Con S=356 se obtiene

$$\text{Costo T1}=106\ 000(356)^{0.4423} \times 0.86 = \text{US\$}1\ 225\ 493$$

- Costo de R1 (500 kV):

$$\text{Costo reactores} = 121\ 000(84)^{0.4505} = 890\ 581$$

$$\text{Costo seccionadores} = 1.3 \times 30\ 000 = \text{US\$ } 39\ 000$$

$$\text{Costo R1} = \text{US\$ } 929\ 581$$

- Costo de R2 (500 kV):

$$\text{Costo reactores} = 121\ 000(60)^{0.4505} = \text{US\$ } 765\ 319$$

$$\text{Costo seccionadores} = 1.3 \times 30\ 000 = \text{US\$ } 39\ 000$$

$$\text{Costo interruptores} = 1.3 \times 240\ 000 = \text{US\$ } 312\ 000$$

$$\text{Costo protecciones} = 1.3 \times 13\ 000 = \text{US\$ } 16\ 900$$

$$\text{Costo R2} = \text{US\$ } 1\ 133\ 219$$

- Costo total transformadores y reactores = US\$ 11 388 833

6.4 Costo del Proyecto

El costo total del proyecto, incluyendo 10% para imprevistos y 5% para ingeniería sería:

$$\text{Costo proyecto} = 1.15 (\text{costo L de T} + \text{costo S/E} + \text{costo trafos y react.})$$

Por lo tanto:

Costo proyecto = 1.15 (81 802 000+13 332 480+11 388 833)

Costo proyecto = US\$ 122 502 000

FUENTES

- Líneas de Transmisión

- . ISA
- . EPM
- . EEEB
- . IEEE
- . Transmission and Distribution

- Subestaciones Convencionales

- . ISA
- . EPM
- . EEEB
- . IEEE

- Subestaciones Encapsuladas

- . EEEB
- . Alstom Atlantique
- . Merlin Gerin
- . Brown Boveri

- Transformadores y Reactores

- . ISA
- . EPM
- . EEEB
- . CVC
- . Westinghouse Electric Company S.A.

Notas acerca del documento "Costo de Líneas y Subestaciones".

Documento original: OPUE-T-09 de Julio de 1983

Revisión: Diciembre de 1983

Primera Actualización: OPUE-T-20 de Julio de 1984

COSTO DE LINEAS Y SUBESTACIONES (1)

NIVEL DE TENSION		115 kV	230 kV	500 kV
Líneas de Transmisión (US\$/km) (2)	Circuito sencillo	52.000	85.000	187.000
	Circuito doble	71.000	124.000	-
Subestaciones (US\$/módulo línea) (3)	Convencional	370.000	747.000	1.664.000
	G.I.S.	57.000	926.000	1.770.000
Subestaciones (US\$/Módulo transfor. (3)	Convencional	300.000	662.000	1.414.000
	G.I.S.	471.000	810.000	1.470.000
Transformadores (US\$ miles) (4)	Unidades trifásicas	21S ^{0.6526}	95S ^{0.4423}	-
	Unidades monofásicas	27S ^{0.6003}	106S ^{0.4217}	231S ^{0.4267}
Reactores (US\$ miles) (5)	Unidades Monofásicas	-	-	121Q ^{0.4505}

- (1) - Costo en dólares de Junio de 1984
- El costo de los equipos incluye: transporte marítimo y seguros; nacionalización, transporte en Colombia y seguros; montaje, conexión y pruebas. (costo equipos)=1.3 (costo FOB).
- El costo total de un proyecto, incluyendo 10% para imprevistos y 5% para ingeniería sería: (costo proyecto)=1.15 (costo total equipos).
- (2) - Costo en terreno plano. (el costo en terreno montañoso es: (costo terreno montañoso)= 1.3(costo terreno plano)
- (3) - Para configuraciones diferentes a interruptor y medio se utilizan los factores del cuadro No. 2.
- (4) - Transformadores bidevanados y autotransformadores ONAN/ONAF/ODAF (OA/FA/FAO), con S la potencia aparente en MVA (si es una unidad trifásica), o del banco de transformadores (si son unidades monofásicas)
- Para transformadores tridevanados y autotransformadores con terciaria cargable; S=0.5 ((capacidad primario)+(capacidad secundario)+(capacidad terciario)) (MVA)
- Para ciclos de refrigeración diferente se utilizan los factores del cuadro No.2.
- (5) - Reactores con refrigeración ONAN/ONAF (OA/FA) con Q la capacidad del banco de reactores en MVAR.

CUADRO No. 2

COSTOS RELATIVOS PARA SUBESTACIONES

Número de Módulos	CONVENCIONAL			G.I.S.
	6	8	10	6
Barraje sencillo	0.7	0.7	0.7	0.6
Anillo	0.74	0.74	0.74	0.8
Barraje principal y transferencia	0.86	0.84	0.84	-
Barraje doble	0.9	0.87	0.86	0.7
Barraje doble y de transferencia	1.04	0.98	0.96	-
Barraje doble y By-pass	1.03	1.00	0.99	0.9
Interruptor y medio	1.00	1.00	1.00	1.0
Dos interruptores	1.26	1.26	1.26	1.3

CUADRO No. 3

COSTOS RELATIVOS PARA TRANSFORMADORES

REFRIGERACION	Costo relativo
ONAN (OA)	1.25
ONAN/ONAF(OA/FA)	1.14
ONWF (OW)	1.01
ONAN/ONAF/ODAF(OA/FA/FAO)	1.00
ODAF (FOA)	0.94
ODWF (FOW)	0.86

CUADRO No. 4

DISTRIBUCION DE COSTOS DE LINEAS DE TRANSMISION (1)
(En porcentaje)

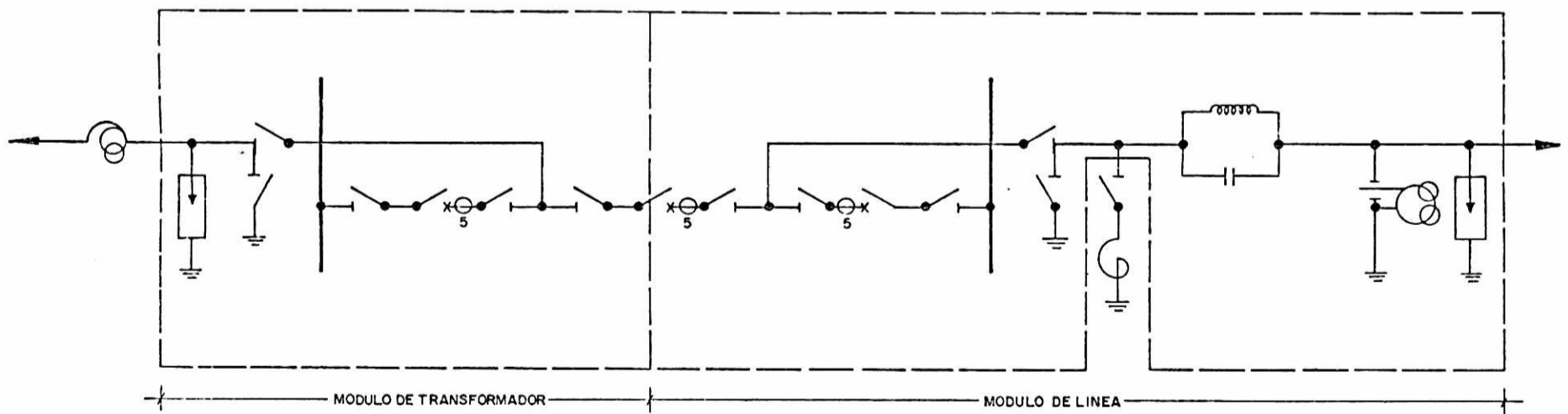
Tensión	500 kV (2)		230 kV (3)		115 kV (3)	
		1 Cto.	2 Ctos.	1 Cto.	2 Ctos.	1 Cto.
Conductor		23	27	26	29	28
Estructuras		18	22	21	24	23
Aisladores, herrajes y accesorios.		13	6	6	3	3
Construcción y montaje		28	28	27	26	25
Administración e Ingeniería.		8	8	10	9	11
Imprevistos		8	8	8	8	8
Servidumbre		2	1	2	1	2
TOTAL		100	100	100	100	100

(1) Con respecto al costo total: Costo equipo, imprevistos, ingeniería y servidumbre.

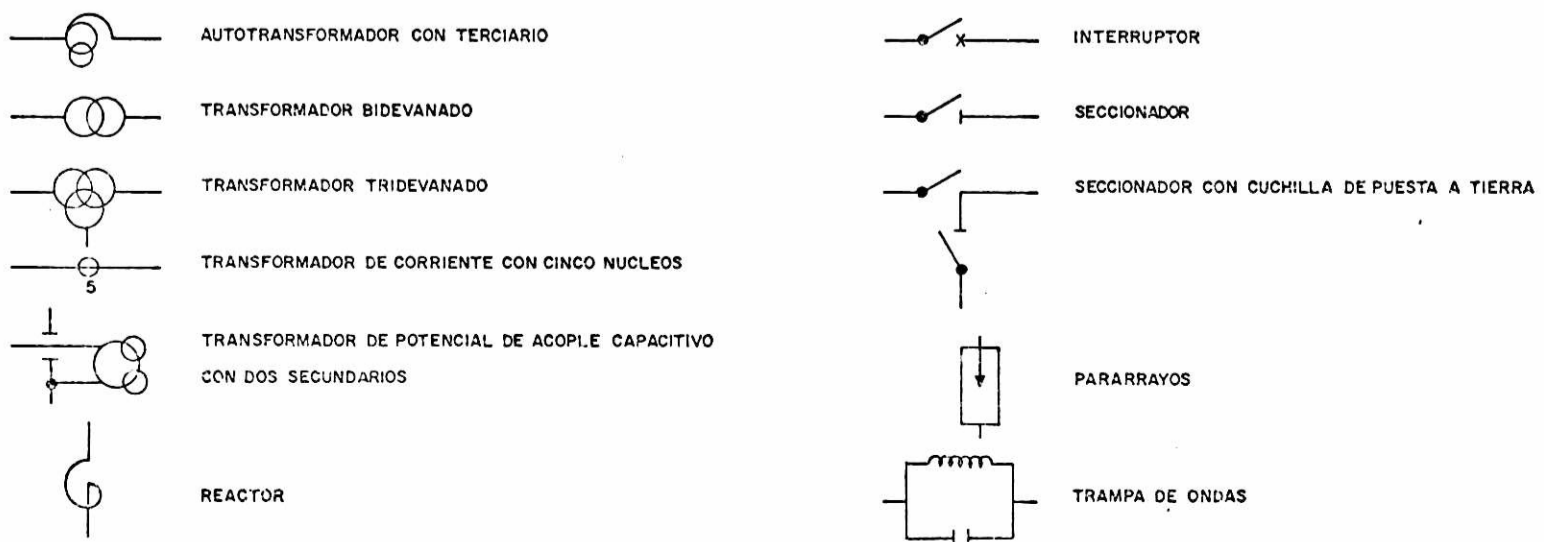
(2) Cuatro subconductores por fase.

(3) Un conductor por fase.

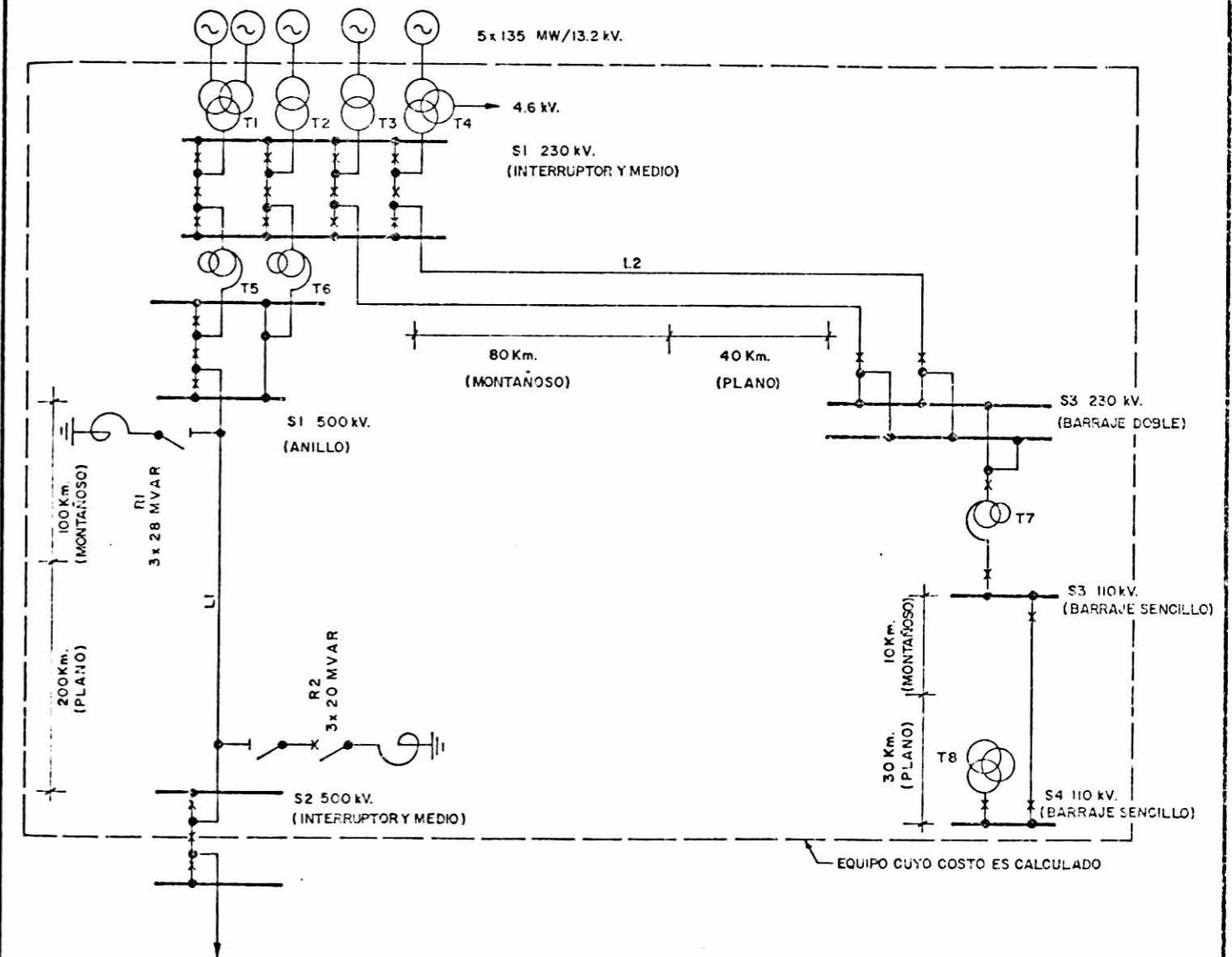
MODULO DE INTERRUPTOR Y MEDIO



CONVENCIONES



EJEMPLO DE CALCULOS DE COSTOS



NOTA: VER CONVENCIONES EN FIGURA No. 1

VALORES NOMINALES DE LOS TRANSFORMADORES

- T1: 3 x 150/50/50 MVA, 230/13.2/13.2 kV. ODWF (PRIMARIO CARGABLE HASTA 100 MVA)
- T2: 150 MVA, 230/13.2 kV. ODWF
- T3: 3 x 50 MVA, 230/13.2 kV. ODWF
- T4: 150/150/50 MVA, 230/13.2/4.6 kV. ODWF
- T5, T6: 3 x 75/75/25 MVA, 500/230/13.2 kV. ONAN/ONAF/ODAF (TERCIARIO NO CARGABLE)
- T7: 90/90/30 MVA, 230/110/13.2 kV. ONAN/ONAF (TERCIARIO CARGABLE HASTA 10 MVA)
- T8: 45 MVA, 110/34.5 kV. ONAN (TERCIARIO NO CARGABLE)

COSTO DE EQUIPOS

Por medio de los costos FOB presentados en el presente Anexo, se calculan los costos de los módulos y dan una herramienta útil para costos adicionales de equipo no considerado en la figura 1.

U.T. Unidad tripolar

M. Por módulo de interruptor y medio.

M.L. Por módulo de interruptor y medio de línea

M.T. Por módulo de interruptor y medio de transformador.

Los equipos tienen las siguientes capacidades ampéricas en estado estable y para corrientes de corto circuito trifásico simétrico:

500 kV:In = 2 500 A, If = 40 kA

230 kV:In = 1 250 A, If = 40 kA

110 kV:In = 800 A If = 25 kA

<u>EQUIPO</u>	<u>Costo FOB 500 kV</u>	<u>US\$ Miles 230 kV</u>	<u>110 kV</u>
1. Interruptor (U.T.)	240	86	42
2. Seccionador con cuchilla de puesta a tierra (U.T.)	40	16	7
3. Seccionador (U.T.)	30	12	6
4. Transformador de corriente (U.T.)	60	26	11
5. Transformadores de potencial de acople capacitivo (U.T.)	45	24	10
6. Pararrayos (U.T.)	40	12	8
7. Trampa de onda (U.T.)	50	20	7
8. Barrajes (M)	30	11	5
9. Bajantes (M)	15	6	2
10. Aisladores (M)	47	17	7
11. Estructuras (M)	100	40	13
12. Malla de puesta a tierra (M)	20	5	2
13. Cable de guardia (M)	2	1	1
14. Protección línea (ML)	80	60	30
15. Protección trafo (MT)	20	16	14
16. Protección reactor de línea (ML)	13		
17. Protección barras (M)	3	2	1
18. Protección interruptor (M)	5	4	3
19. Localizador de fallas (ML)	15	12	10
20. Comunicaciones (ML)	60	40	20

<u>EQUIPO</u>	<u>Costo FOB</u> <u>500 kV</u>	<u>US\$ Miles</u> <u>230 kV</u>	<u>110 kV</u>
21. Auxiliares A.C. (M)	20	15	10
22. Auxiliares d.c. (M)	15	10	5
23. Varios * (M)	60	40	30
24. Protección GIS (M)	30	20	10

* Incluyen: Tarifarios, Paneles y Oscilopertubografo

CUADRO No. 1
COSTO DE LINEAS Y SUBESTACIONES (1)

NIVEL DE TENSION		115 kV	230 kV	500 kV
Lineas de Transmisión (US\$/km)	(2)			
	Circuito sencillo	52.000	85.000	187.000
	Circuito doble	71.000	124.000	-
Subestaciones (US\$/Módulo línea)	(3)			
	Convencional	370.000	747.000	1.664.000
	G.I.S.	57.000	926.000	1.770.000
Subestaciones (US\$/Módulo transformador)	(3)			
	Convencional	300.000	662.000	1.411.000
	G.I.S.	471.000	810.000	1.470.000
Transformadores (US miles)	(4)			
	Unidades trifásicas	215 ^{0.6520}	955 ^{0.4423}	-
	Unidades monofásicas	273 ^{0.6003}	1063 ^{0.4217}	2318 ^{0.4267}
Reactores (US miles)	(5)			
	Unidades Monofásicas	-	-	1219 ^{0.4505}

- Costo en dólares de Junio de 1984
- El costo de los equipos incluye: transporte marítimo y seguros; nacionalización, transporte en Colombia y seguros; montaje, conexión y pruebas. (costo equipos)=1.3 (costo FOB).
- El costo total de un proyecto, incluyendo 10% para imprevistos y 5% para ingeniería seria: (costo proyecto)=1.15 (costo total equipos).
- Costo en terreno plano. (el costo en terreno montañoso es: (costo terreno montañoso)= 1.3 (costo terreno plano)
- Para configuraciones diferentes a interruptor y medio se utilizan los factores del cuadro No. 2.
- Transformadores bidevanados y autotransformadores ONAN/ONAF/ODAF (OA/FA/FAO), con S la potencia aparente en MVA (si es una unidad trifásica), o del banco de transformadores (si son unidades monofásicas)
- Para transformadores tridevanados y autotransformadores con terciaria cargable; S=0.5 ((capacidad primaria)+(capacidad secundaria)+(capacidad terciaria)) (MVA)
- Para ciclos de refrigeración diferente se utilizan los factores del cuadro No. 2.
- Reactores con refrigeración ONAN/ONAF (OA/FA) con Q la capacidad del banco de reactores en MVAR.

CUADRO No. 2

COSTOS RELATIVOS PARA SUBESTACIONES

Número de Módulos	CONVENCIONAL			G.I.S.
	6	9	10	6
Barraje sencillo	0.7	0.7	0.7	0.8
Anillo	0.74	0.74	0.74	0.8
Barraje principal y transferencia	0.86	0.84	0.84	-
Barraje doble	0.9	0.87	0.86	0.7
Barraje doble y de transferencia	1.04	0.95	0.96	-
Barraje doble y By-pass	1.03	1.00	0.99	0.9
Interruptor y medio	1.00	1.00	1.00	1.0
Dos interruptores	1.26	1.26	1.26	1.3

CUADRO No. 3

COSTOS RELATIVOS PARA TRANSFORMADORES

REFRIGERACION	Costo relativo
ONAN (OA)	1.25
ONAN/ONAF(OA/FA)	1.14
ONWF (OW)	1.01
ONAN/ONAF/ODAF(OA/FA/FAO)	1.00
ODAF (FOA)	0.94
ODWF (FOW)	0.96



ISA Interconexión Eléctrica S. A.

SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECTOS DE GENERACION HIDROELECTRICA
CON FACTIBILIDAD TERMINADA

ANEXO No. 7

ESTUDIO DE TRANSPORTE

MEDELLIN, DICIEMBRE 1985

I. INTRODUCCION

En la construcción de los proyectos de generación eléctrica es necesario considerar el uso de equipos electromecánicos de gran peso y/o volumen, los cuales deben ser transportados desde algún puerto Colombiano hasta la central en la cual deben ser instalados.--

Con este propósito es necesario conocer las restricciones existentes, tanto en los puertos como en las vías, para el descargue y transporte de estos equipos. Una vez conocidas estas restricciones, se podrán definir rutas que permitan, dentro de márgenes de seguridad satisfactorios, la selección y transporte de equipos a los diferentes proyectos.

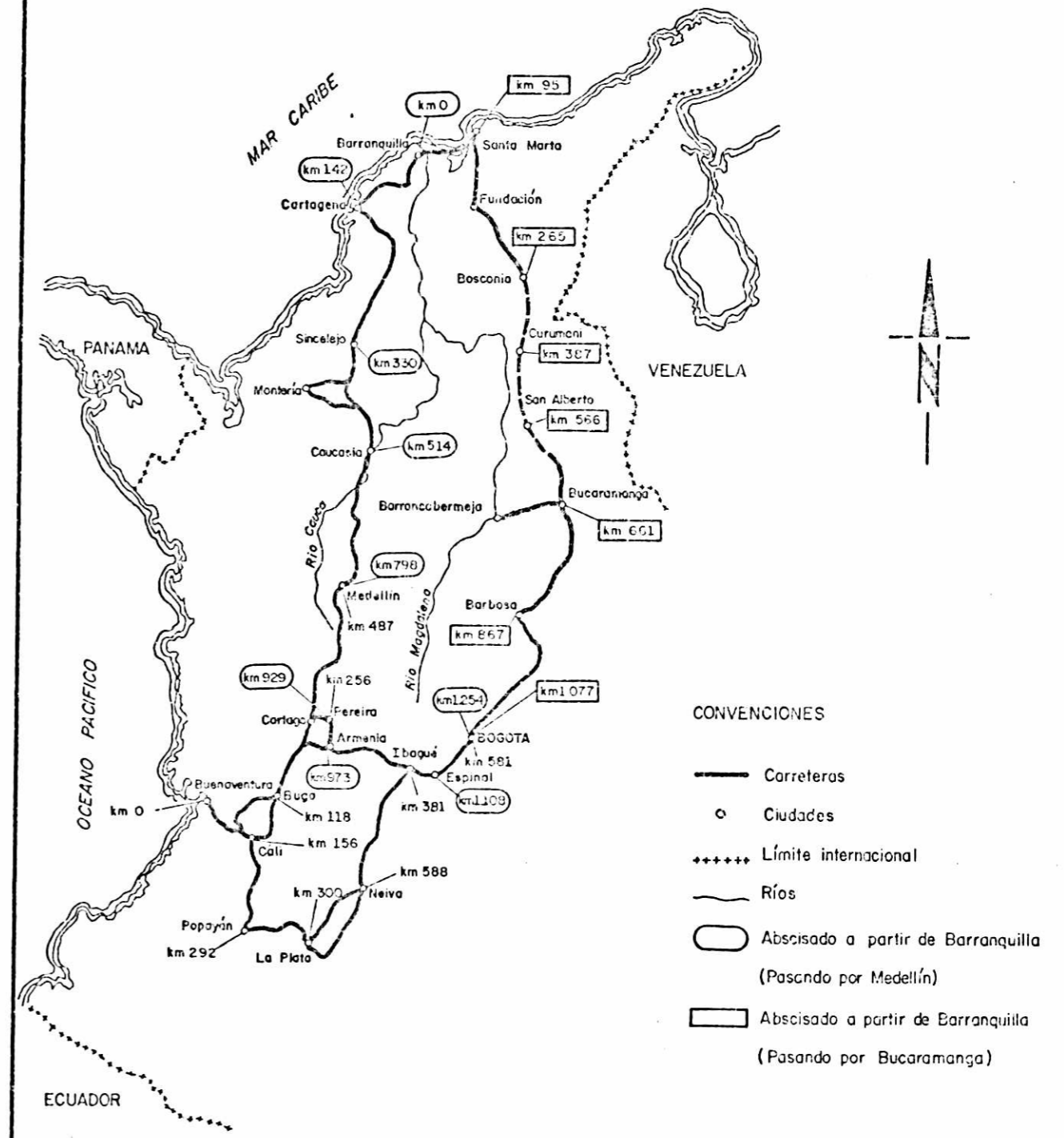
Este memorando cubre solamente el transporte de los equipos de gran peso y/o volumen, correspondientes a las centrales, puesto que el transporte de los equipos y materiales de construcción puede ser efectuado en forma fraccionaria, eliminando de esta forma los problemas de movilización.

Puesto que se trata de una información, que debe cubrir proyectos que se encuentran bastante distanciados entre si y debido a la existencia de terminales marítimos adecuados solamente en Barranquilla y Buenaventura, todas las rutas estudiadas tienen

como punto de origen uno de estos dos puertos (Figuras 1 y 2).

El alcance de este informe es el de determinar el estado actual de las rutas existentes hasta localidades que se pueden clasificar como centros de distribución y en general no se tiene en cuenta los accesos desde estas ciudades hasta cada proyecto, sin embargo, conocidas las restricciones existentes hasta tales centros, bastará con analizar posteriormente las rutas desde allí hasta el sitio de la central.

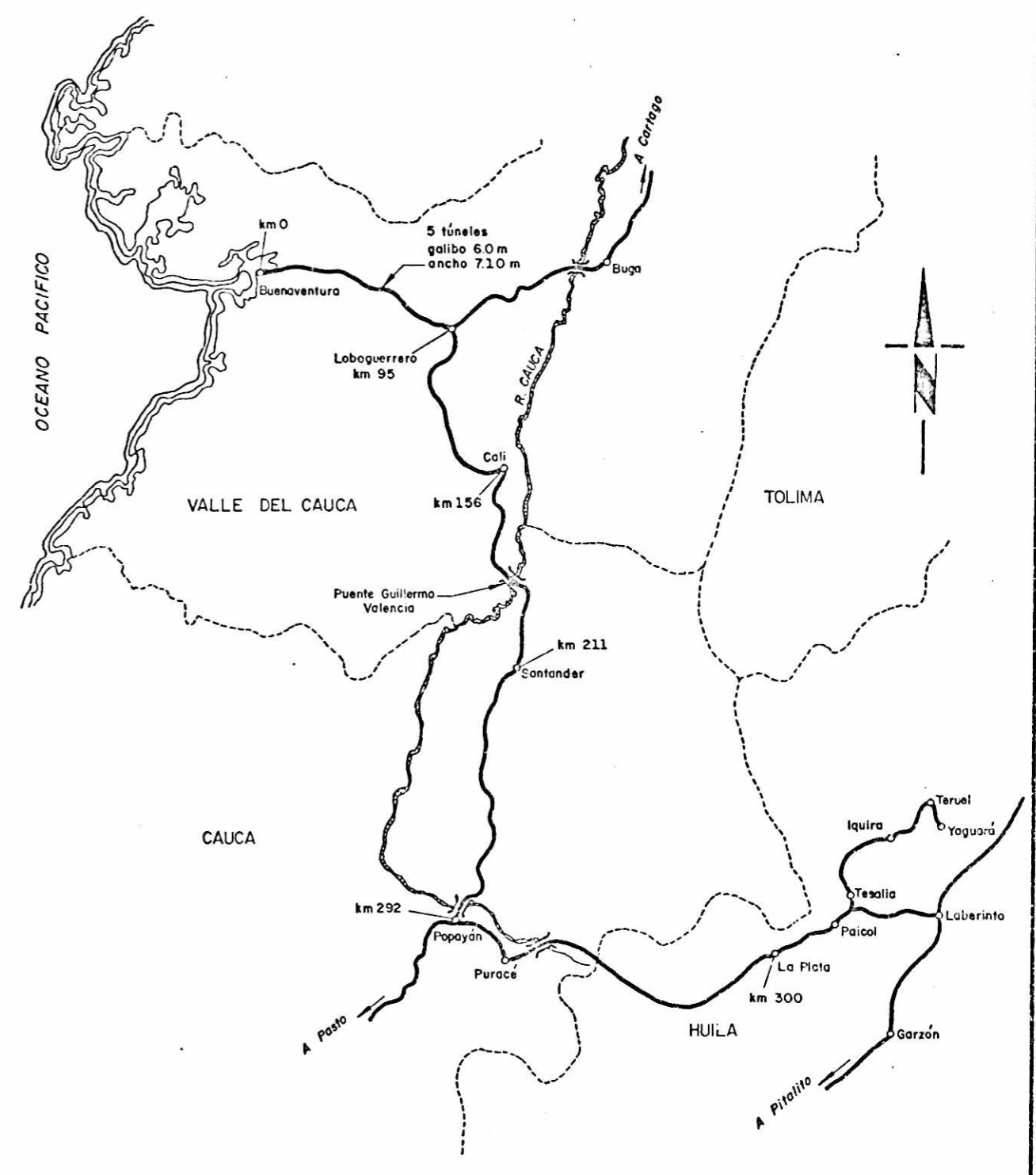
* * * *



IEA Interconexión Eléctrica S. A.

LOCALIZACION GENERAL DE CARRETERAS

ESCALA: FECHA: AGOSTO 1970 FIGURA No. 2



CONVENCIONES

- Carreteras
- o Ciudades
- ⌋ Puentes
- - - Límite Departamental

 IEA Interconexión Eléctrica S. A.		
CARRETERA BUENAVENTURA- LA PLATA		
ESCALA:	FECHA AGOSTO 1973	FIGURA No 3

SECTOR	DESCRIPCION SECTOR					ESTRUCTURAS VIALES EXISTENTES					ESTRUCTURAS VIALES CRITICAS						
	LONG. Km	BANCA m	PAVIM. m	EST.	CAP. Tn.	CANT.	MAT.	LONG. m	NOTAS	LONG. m	GALIBO m	ANCHO m	CAP. Tn.	MAT.	NOMBRE	NOTAS	
BUENAVENTURA - LOBOGUERRERO	95	12.0	9.0	B	85	1	AC	225.0	ONDULADA	225.0	—	7.0	100	AC	EL PIÑAL (1)	1- 5 túneles con secciones iguales entre Loboquerrero-La Deifina. 2- Pertenece a la troncal de Occidente. 3- El volumen de tráfico es bajo 4- Es el tramo que requiere ampliación. No hay estructuras viales.	
						5	TUNEL	88-430		88-430	6.0	7.10					
LOBOGUERRERO - CALI	60	12.0	9.0	B	85				EN MEDIA LADERA								
CALI - POPAYAN	136	12.0	9.0	B	85	2	AC	100-120	PLANA	120.0		9.0	85	AC	G. VALENCIA (2) ENTRADA POPAYAN		
										100.0		2x7.50	85	AC			
POPAYAN - PURACE	34	8.0	—	R	60				EN MEDIA LADERA						(3)		
PURACE - BELEN	77	4.5-75	—	R	60				MONTAÑA						(4)		
BELEN - LA PLATA	33	8.0	—	R	60	1	C	40.0	ONDULADA	40.0	—	7.5	60	C	SOBRE RIO LA PLATA		

1
CONVENCIONES

C = Concreto
AC = Acero - Concreto
B = Bueno
R = Regular



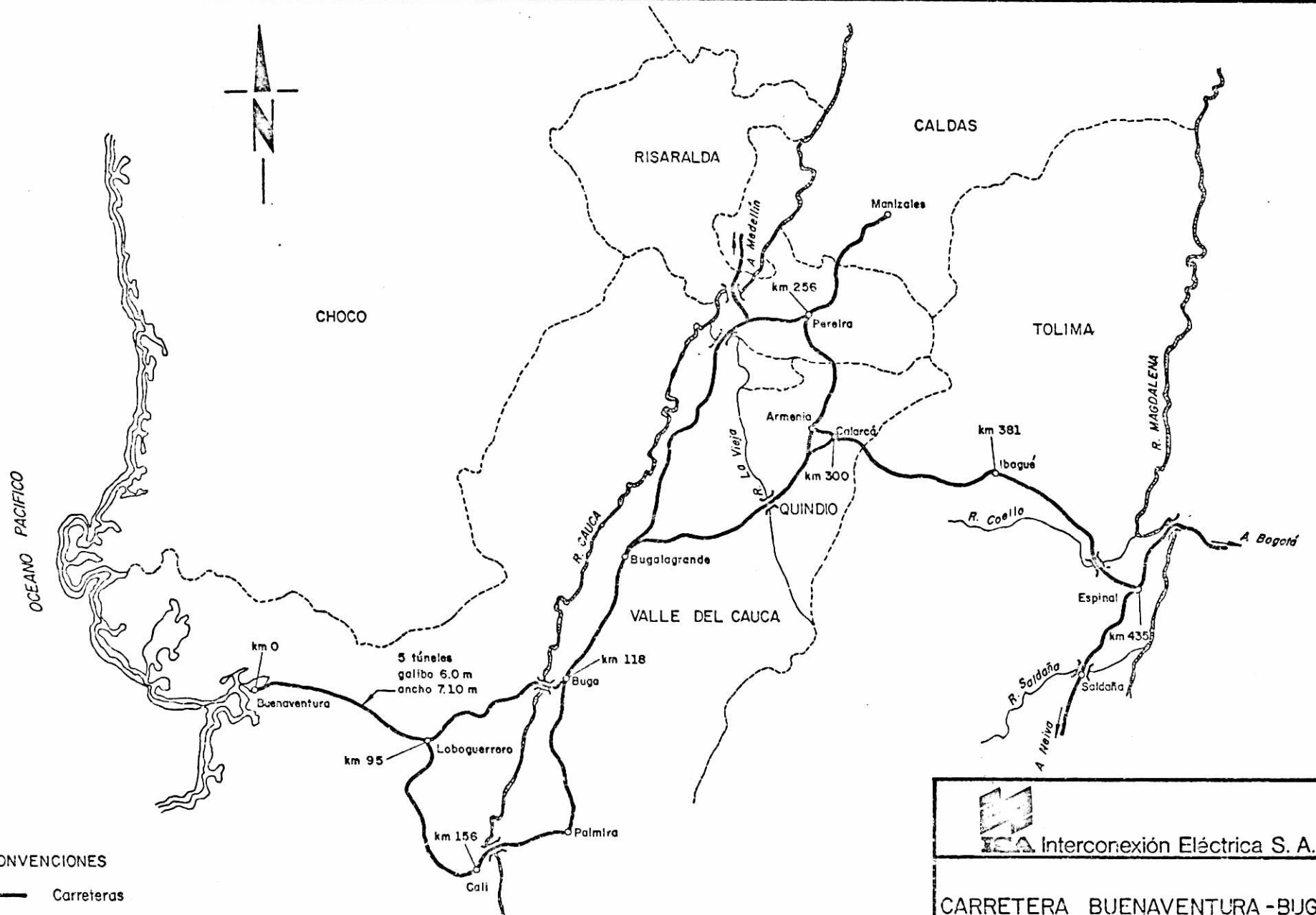
ICA Interconexión Eléctrica S. A.

CARRETERA BUENAVENTURA
LA PLATA - 300 Km

ESCALA:

FECHA: AGOSTO 1978

FIGURA No. 3A



CONVENCIONES

- Carreteras
- o Ciudades
-) Puentes
- Límite Departamental



ICA Interconexión Eléctrica S. A.

CARRETERA BUENAVENTURA -BUGA
ARMENIA - IBAGUE - ESPINAL

ESCALA:

FECHA AGOSTO 1978

FIGURA No. 4

SECTOR	DESCRIPCION SECTOR					ESTRUCTURAS VIALES EXISTENTES				ESTRUCTURAS VIALES CRITICAS						
	LONG. km	BANCA m	PAVIM. m	EST.	CAP. Tn.	CANT.	MAT.	LONG. m	NOTAS	LONG. m	GALIBO m	ANCHO m	CAP. Tn.	MAT.	NOMBRE	NOTAS
BUENAVENTURA - LOBOGUERRERO	95	12.0	90	B	85	1	AC	223.0	ONDULADA	225.0	-	7.0	100	AC	EL PIÑAL (1)	1- 5 túneles con secciones iguales entre Loboquerrero-La Delfina. 2- En este sector se encuentra el paso de la línea con fuertes pendientes y abundante tráfico.
						5	TUNEL	88-430		88-430	6.0	7.10				
LOBOGUERRERO - BUGA	23	12.0	90	B	85	1	AC	180.0	PLANA	180.0	-	7.90	85	AC	MEDIACANOAS	
BUGA - PEREIRA - CALARCA	182	12.0	90	B	85	4	AC	10-63	PLANA	630	4.57	7.0	85	AC	PUENTE BOLIVAR	3- Este puente es el mayor obstáculo y es necesario reemplazarlo.
CALARCA - IBAGUE	81	12.0	90	B	85	2	AC		MEDIA LADERA						(2)	
IBAGUE - ESPINAL	54	12.0	90	B	60	2	AC	50-80	PLANA	50.0	-	5.0	60	BAYLEY	R. GUALANDAY (3)	
										60.0	5.0	7.0	60	AC	R. COELLO	

CONVENCIONES

AC = Acero - Concretos
B = Bueno



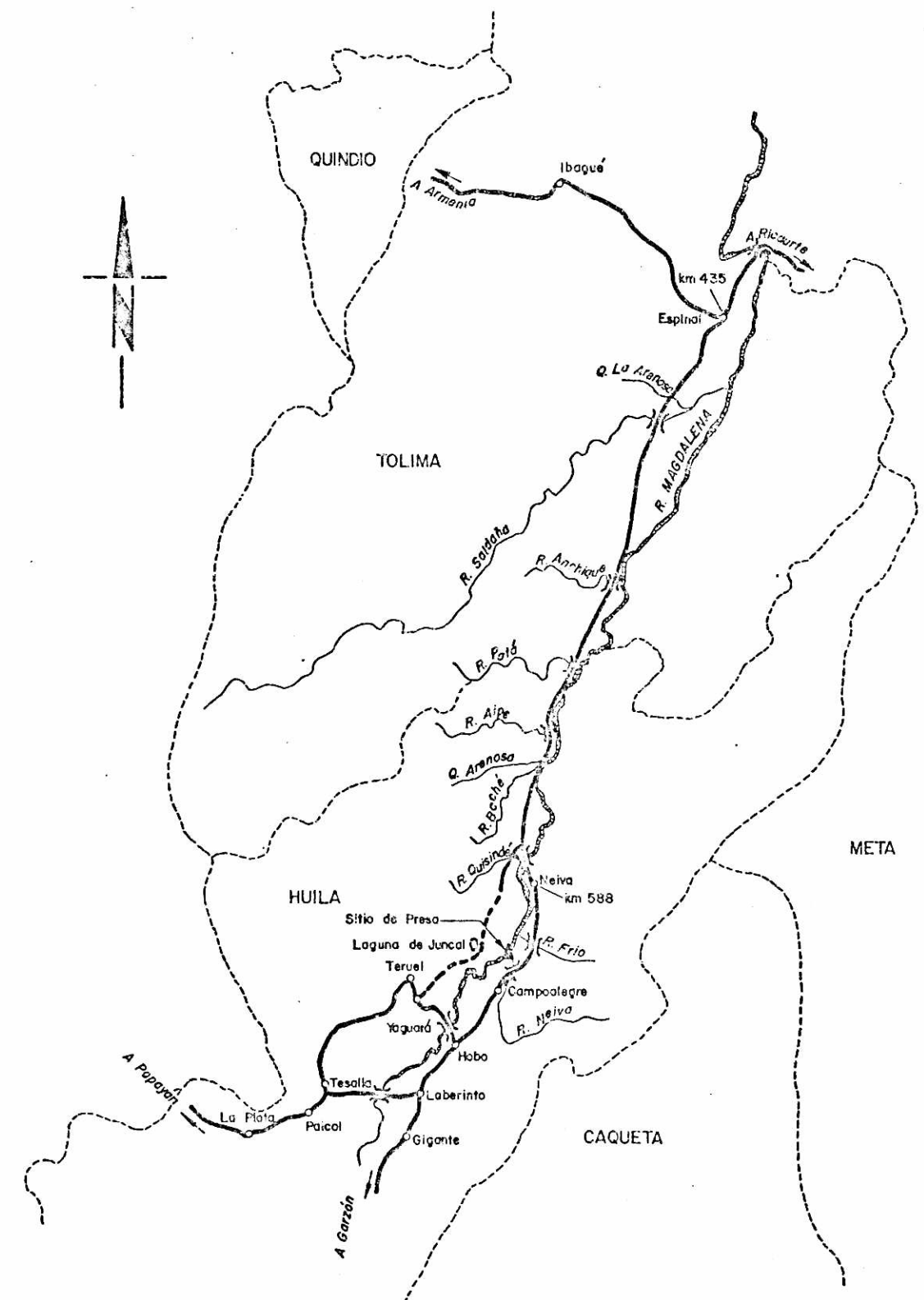
ICA Interconexión Eléctrica S. A.

CARRETERA BUENAVENTURA - BUGA
ARMENIA - IBAGUE - ESPINAL - Km

ESCALA:

FECHA AGOSTO 1978

FIGURA No. 4A



- CONVENCIONES
- Carreteras sin pavimentar
 - Carreteras
 - o Ciudades
 - ≡ Puentes
 - - - Límite Departamental
 - ▲ Sitio de Presa



IESA Interconexión Eléctrica S. A.

CARRETERA ESPINAL- NEIVA-
LA PLATA

ESCALA: FECHA AGOSTO 1978 FIGURA No. 5

SECTOR	DESCRIPCION SECTOR					ESTRUCTURAS VIALES EXISTENTES				ESTRUCTURAS VIALES CRITICAS						
	LONG. Km	BANCA m	PAVIM. m	EST.	CAP. Tn.	CANT.	MAT.	LONG. m	NOTAS	LONG. m	GALIBO m	ANCHO m	CAP. Tn.	MAT.	NOMBRE	NOTAS
ESPINAL - NEIVA	153	12.0	9.0	B	50	9	AC	40-200	PLANA	120.0	6.0	6.50	40-60	A	R. SALDAÑA (1)	1 - Puente colgante conformando el paso más crítico de esta carretera. 2 - Para reemplazar este puente ya ha sido construido otro paralelo y unos 400 m aguas abajo con capacidad de 85 Tn. y en AC de paso superior.
										70.0	4.5	7.00	60	AC	R. ANCHIQUE	
										70.0	4.5	7.00	60	AC	R. PATA	
										70.0	4.5	7.00	60	AC	R. AIPE	
										50.0	4.5	7.00	60	AC	Q. QUISINDE	
										200.0	4.5	5.00	20	A	SANTANDER (2)	
NEIVA - LABERINTO	60	10.0	7.5	B	60	2	AC	50-70	PLANA	70.0	4.5	7.00	60	AC	R. FRIO	
										50.0	4.5	7.00	60	AC	R. NEIVA	
LABERINTO - LA PLATA	80	90.0	-	R	60				ONDULADA	80.0	-	7.00	60	AC	R. PAEZ	
										120.0	5.0	7.50	60	A	EL COLEGIO	



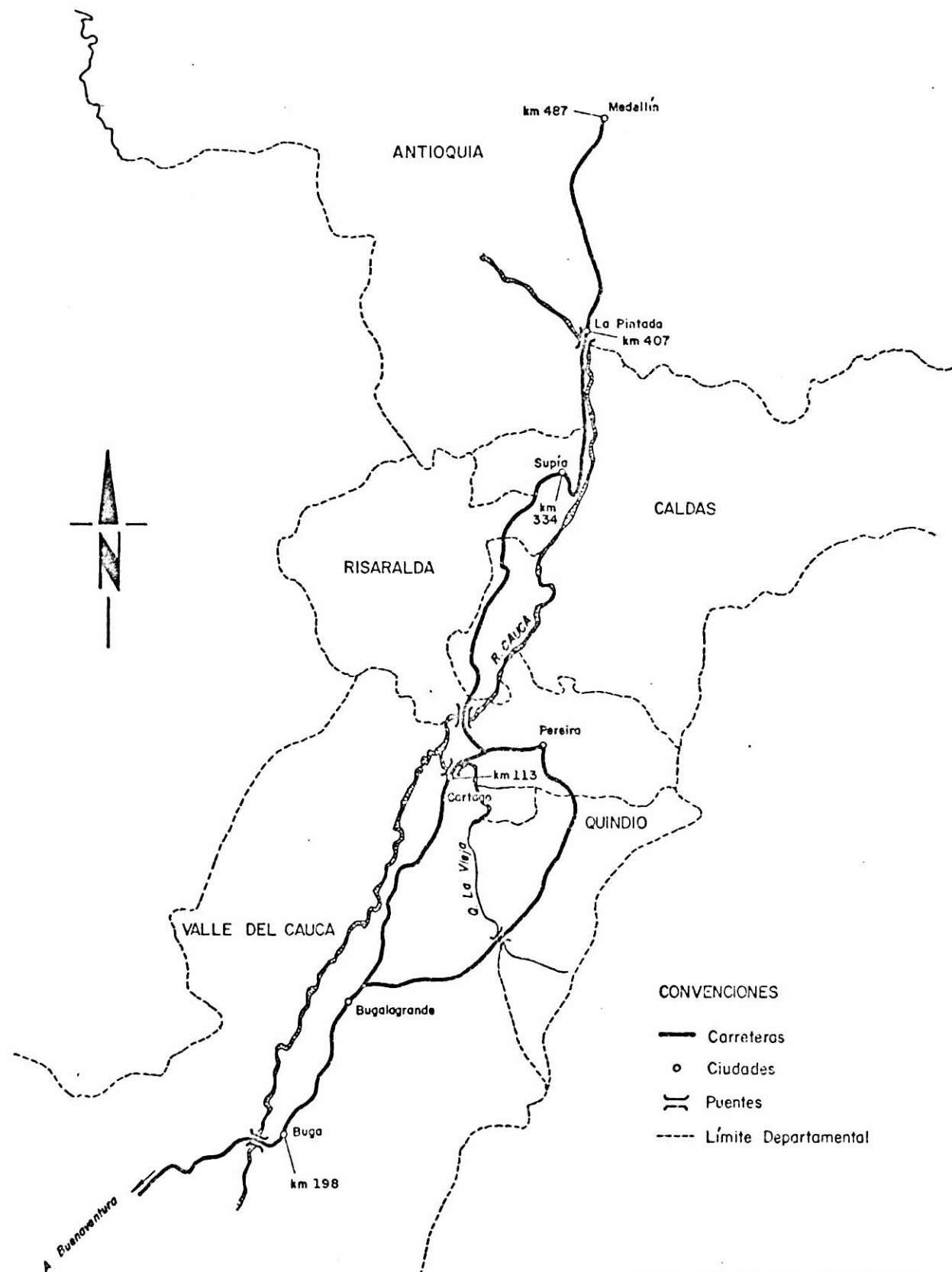
Interconexión Eléctrica S. A.

CARRETERA ESPINAL - NEIVA -
LA PLATA km

ESCALA:

FECHA: AGOSTO 1973

FIGURA No. 5A



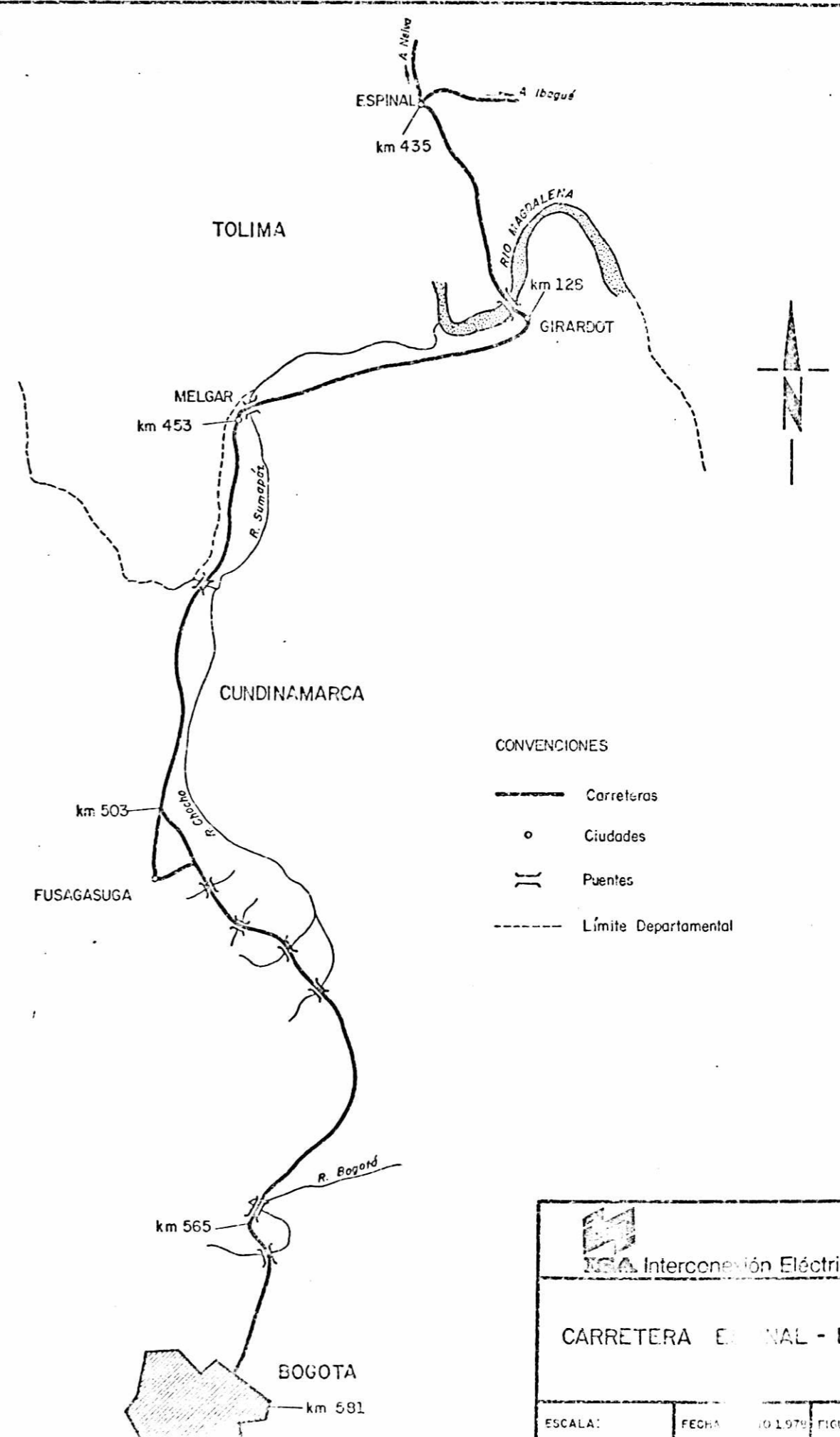
CONVENCIONES

- Carreteras
- o Ciudades
- || Puentes
- - - Límite Departamental




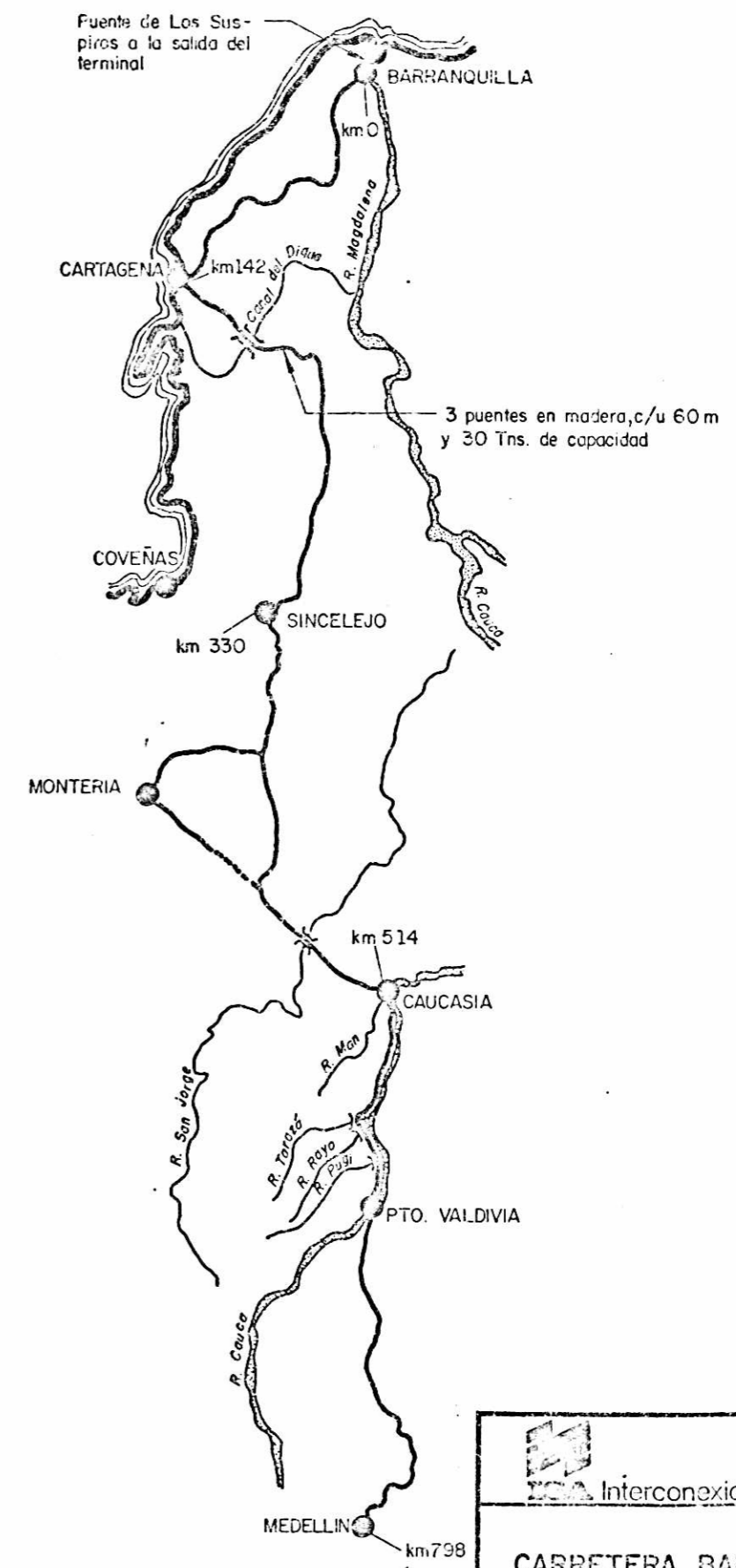
ISA Interconexión Eléctrica S.A.

CARRETERA BUGA - MEDELLIN







- CONVENCIONES
- Carreteras
 - Ciudades
 - || Puentes
 - - - - Límite Departamental

 ISA Interconexión Eléctrica S. A.		
CARRETERA ESPINAL - BOGOTÁ		
ESCALA:	FECHA:	FIGURA N.º 7



CONVENCIONES


-  Carreteras
-  Ciudades
-  Rios

 Interconexión Eléctrica S. A.		
CARRETERA BARRANQUILLA - MEDELLIN		
ESCALA:	FECHA: AGOSTO 1978	FIGURA No. 8

SECTOR	DESCRIPCION SECTOR					ESTRUCTURAS VIALES EXISTENTES					ESTRUCTURAS VIALES CRITICAS					
	LONG. Km	BANCA m	PAVIM. m	EST.	CAP Tn.	CANT.	MAT.	LONG. m	NOTAS	LONG. m	GALIBO m	ANCHO m	CAP Tn.	MAT.	NOMBRE	NOTAS
B/QUILLA - CARTAGENA	142	12.0	7.0	B	60	15	C	60-31.0	PLANA	30.0	—	12.0	60	C	SUSPIROS (1X2)	1-Para cargas mayores, es necesario reforzar el puente actual, con un sistema de vigas sobrepuestas.
CARTAGENA - SINCELEJO	188	10.0	7.0	R	30	1	MC	284.3	PLANA	284.3	4.70	8.7	30	MC	CANAL DIQUE (1)	2-El pavimento en el terminal de Barranquilla soporta cargas máximas de 3 Tn/m ²
						3	M	60.0		60.0	—	7.0	30	M	GAMBOTE (3)	
						20	C	60-31.0								
SINCELEJO - CAUCASIA	184	10.0	7.0	B		1	A	164.0	PLANA	164	4.5	6.0		A	R. SAN JORGE (4)	3-Cualquier solución es difícil y costosa, por encontrarse estos 3 puentes de madera, así como el puente sobre el Canal del Dique en una zona pantanosa.
						25	C	6.5-300								
CAUCASIA - PUERTO VALDIVIA	108	70-12.0	7.0	B	60	1	A	6.3-90	PLANA							4-Es de una sola vía y actualmente no se conoce su máxima capacidad de carga.
						19	C									
PUERTO VALDIVIA - MEDELLIN	176	10.0	7.0	B	60	1	AC	9.0	MONTANOSA	61.6	4.5	6.0	60	A	R. MAN	5-Hasta la fecha han pasado cargas hasta de 60 Tns. Para el caso de cargas mayores, es necesario un análisis detallado del sistema de cargas de diseño.
						6	A	241.0	CON FUERTE	90.0	4.6	7.5	60	A	R. TARAZA	
						18	C	60-90.0	PENDIENTE	50.0	4.3	7.5	60	A	R. RAYO	
										63.4	4.6	9.0	60	A	R. PUGI	
									241.0	—	9.1	60	A	R. CAUCA		

CONVENCIONES

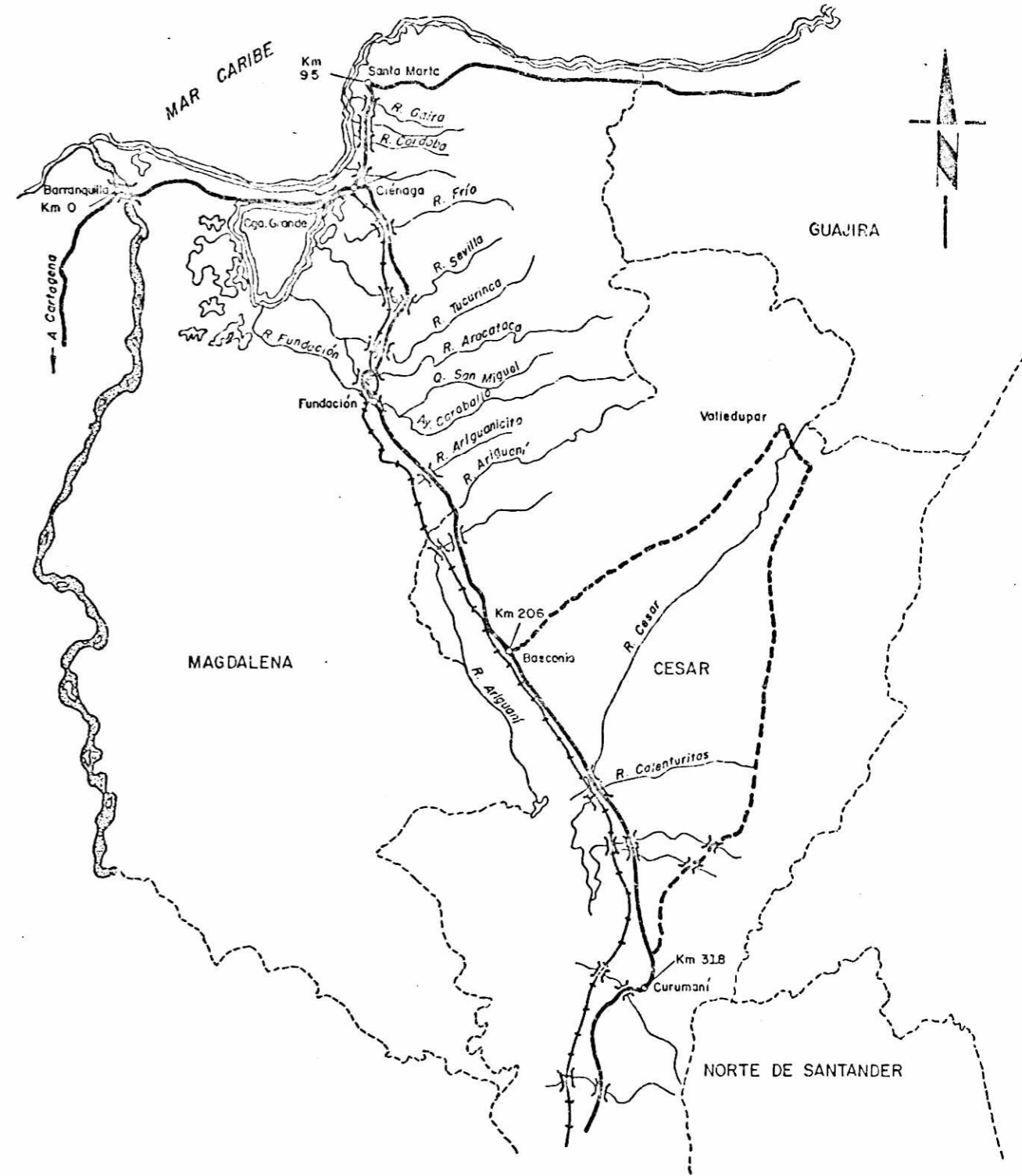
- A = Acero
- C = Concreto
- M = Madera
- MC = Madera - Concreto
- AC = Acero - Concreto
- B = Bueno
- R = Regular



ICA Interconexión Eléctrica S. A.

**CARRETERA BARRANQUILLA -
SINCELEJO - MEDELLIN 798 Km**

ESCALA: FECHA: AGOSTO 1976 FIGURA No. 8A




CONVENCIONES

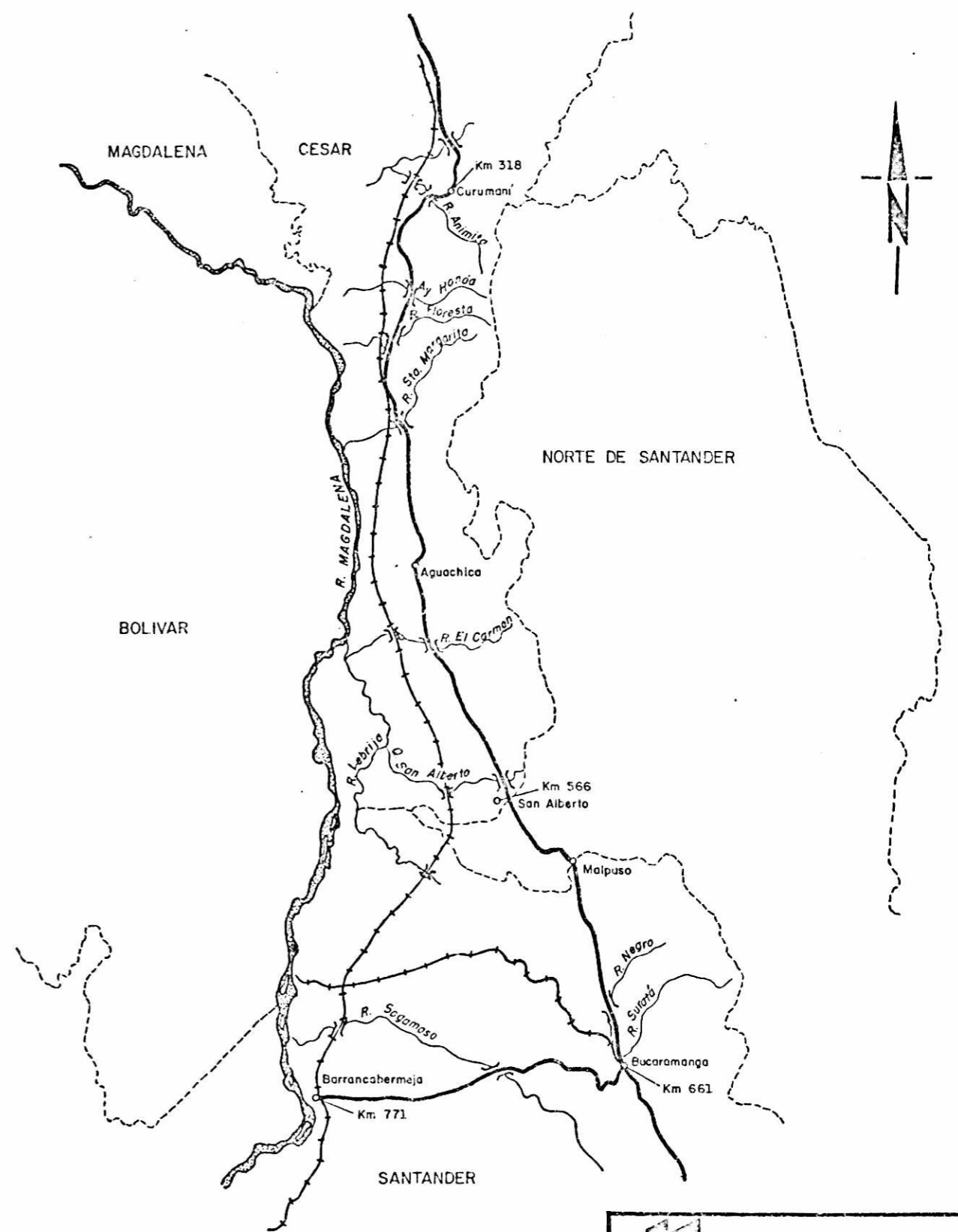
- Carreteras
- o Ciudades
- || Puentes
- Límite Departamental
- + Ferrocarril

IEA Interconexión Eléctrica S. A.


CARRETERA BARRANQUILLA -
SANTA MARTA - CURUMANI

SECTOR	DESCRIPCION SECTOR					ESTRUCTURAS VIALES EXISTENTES				ESTRUCTURAS VIALES CRITICAS						
	LONG. Km	BANCA m	PAVIM. m	EST.	CAP. Tn.	CANT.	MAT.	LONG. m	NOTAS	LONG. m	GALIBO m	ANCHO m	CAP. Tn.	MAT.	NOMBRE	NOTAS
BARRANQUILLA - STA. MARTA	95	12.0	9.0	B	85	2	AC	1.500	PLANA							
STA. MARTA - CIENAGA	31	14.0	12.0	B	85	8	C	6.0-100	ONDULADA							
CIENAGA - BOSCONIA	142	8.0		R	12	10	AC	15-50	PLANA	30	—	4.0	12	A		
										70	4.3	5.0	12	A	RIO FRIO	
										80	—	6.0	40	A	RIO SEVILLA	
										40	4.5	5.0	40	A	RIO TUCURINCA	
BOSCONIA - CURUMANI	132	12.0	—	R	85	6	C	20-50	PLANA	20	—	8.0	85	C	RIO ARIGUANI	

 ETE Interconexión Eléctrica S. A.		
CARRETERA BARRANQUILLA - SANTA MARTA - CURUMANI		
ESCALA:	FECHA: AGOSTO 1978	FIGURA: 12.9A



- CONVENCIONES
- Carreteras
 - o Ciudades
 - || Puentes
 - Límite Departamental
 - + + Ferrocarril

 IESA Interconexión Eléctrica S. A.		
CARRETERA CURUMANI - BUCARAMANGA		
ESCALA:	FECHA: AGOSTO 1.978	FIGURA No. 10

SECTOR	DESCRIPCION SECTOR					ESTRUCTURAS VIALES EXISTENTES				ESTRUCTURAS VIALES CRITICAS						
	LONG. Km	BANCA m	PAVIM. m	EST.	CAP. Tn.	CANT.	MAT.	LONG. m	NOTAS	LONG. m	GALIBO m	ANCHO m	CAP. Tn.	MAT.	NOMBRE	NOTAS
CURUMANI - SAN ALBERTO	179	90-14	—	R-B	40	11	A	25-140	PLANA	50	4.5	6.5	60	A	Q. ANIMITA	
										25	—	6.0	40	A	AY. HONDO	
										60	4.5	7.0	60	A	RIO FLORESTA	
										50	4.3	7.0	60	A	Q. STA. MARGARITA	
										140	4.3	8.0	50	A	Q. EL CARMEN	
SAN ALBERTO - BUCARAMANGA	9	90-12	75-90	R	50	7	A Y C	6-56	ONDULADA	56	—	8.0	60	A	RIO SAN ALBERTO	
BUCARAMANGA - BARBOSA	206	80-10	6-8	B	20	14	A Y C	6-130	QUEBRADA	127	5.2	5.2	20	A	PTE. GRAL. SANTANDER	
										40	—	7.0	60	C	RIO FONCE	
										70	—	7.5	60	C	RIO HUERTOS	
										30	—	7.0	60	C	RIO SUAREZ	
BARBOSA - BOGOTA	210	90	7.5	B	50	10	A Y C	6-80	QUEBRADA	60	—	7.5	60	C	RIO SUAREZ	
										60	—	8.0	50	C	PTE. DE BOYACA	
										40	—	8.0	60	C	VERTEDERO RIO SISSA	
										80	—	7.5	60	A	REPRESA SISSA	



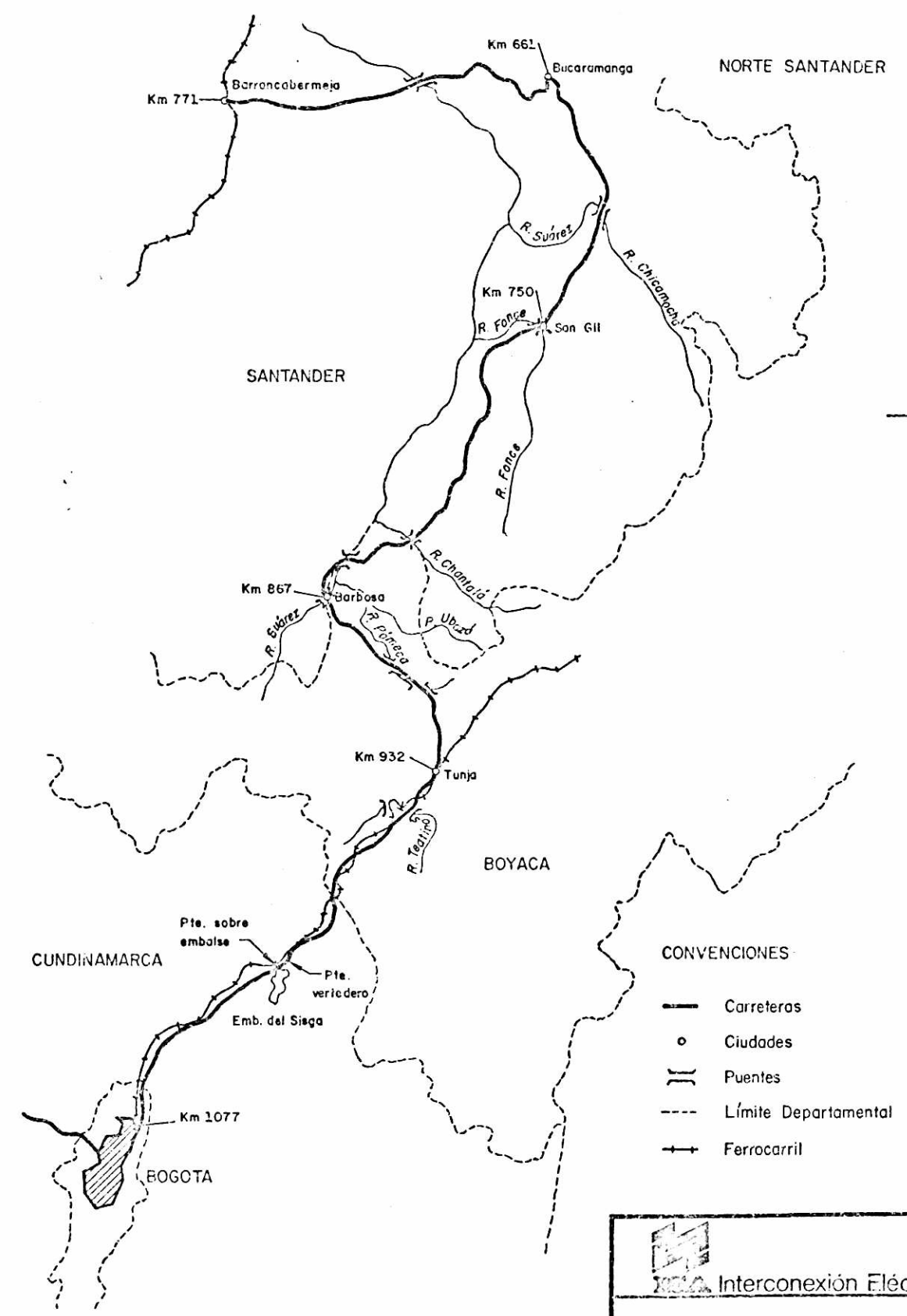
ICA Interconexión Eléctrica S. A.

CARRETERA CURUMANI - BOGOTA


ESCALA:

FECHA: AGOSTO 1978

FIGURA No. 10 A



- CONVENCIONES
- Carreteras
 - o Ciudades
 -]] Puentes
 - - - Límite Departamental
 - + Ferrocarril

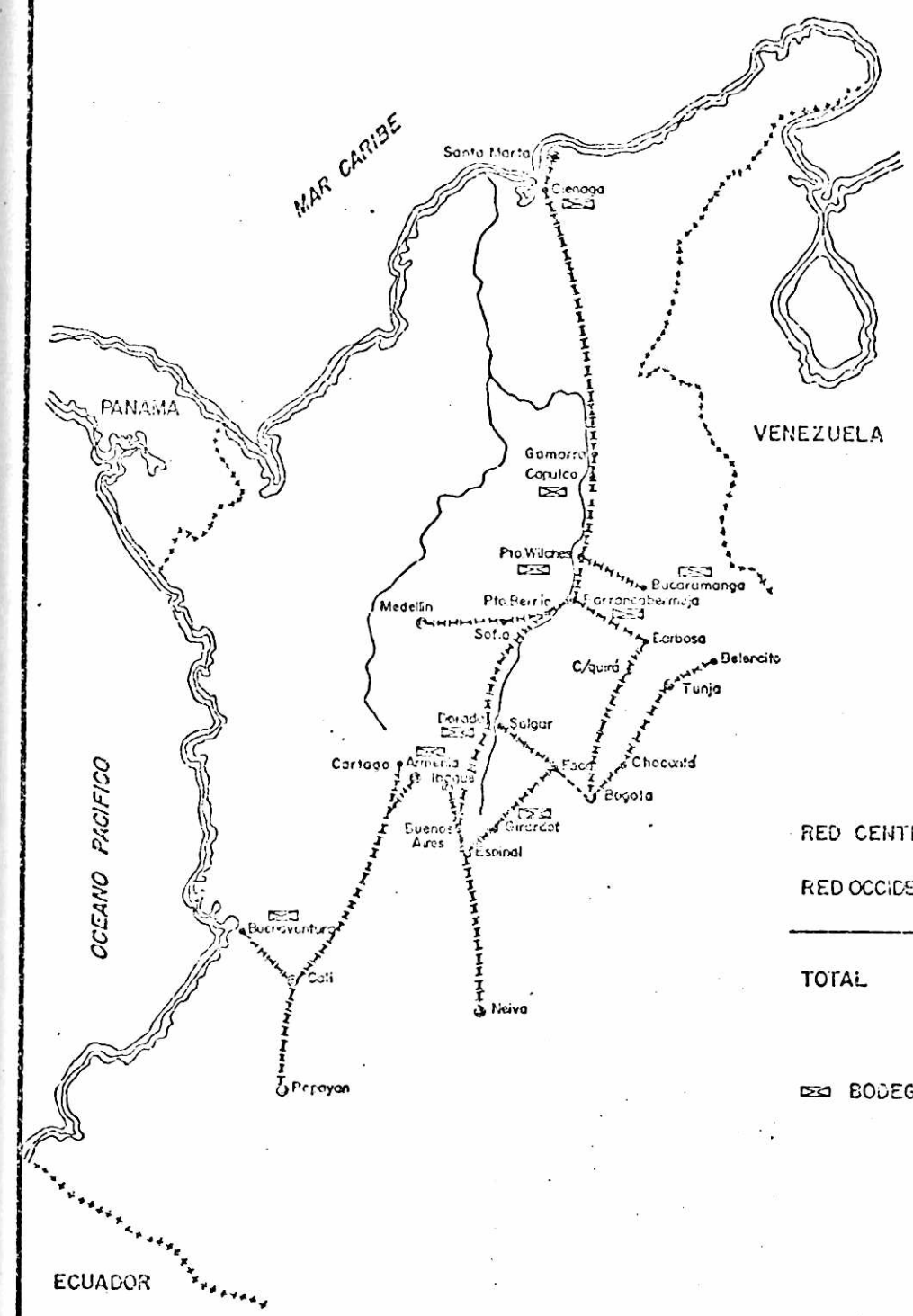

 Interconexión Eléctrica S. A.
**CARRETERA BUCARAMANGA -
 BOGOTA**

V. TRANSPORTES FERREOS EN EL PAIS.

Las condiciones y características de las vías ferreas principales del pais, así como las capacidades de carga correspondientes, se encuentran sintetizadas en las Figuras # 9 a # 13 que comprenden la única información obtenida hasta el momento sobre este medio de transporte.

Sin embargo, debido a las características presentadas, es más aconsejable el empleo de los ferrocarriles para el transporte de equipos menores o de carga a granel, tal como hierro de refuerzo y cemento.

* * * * *



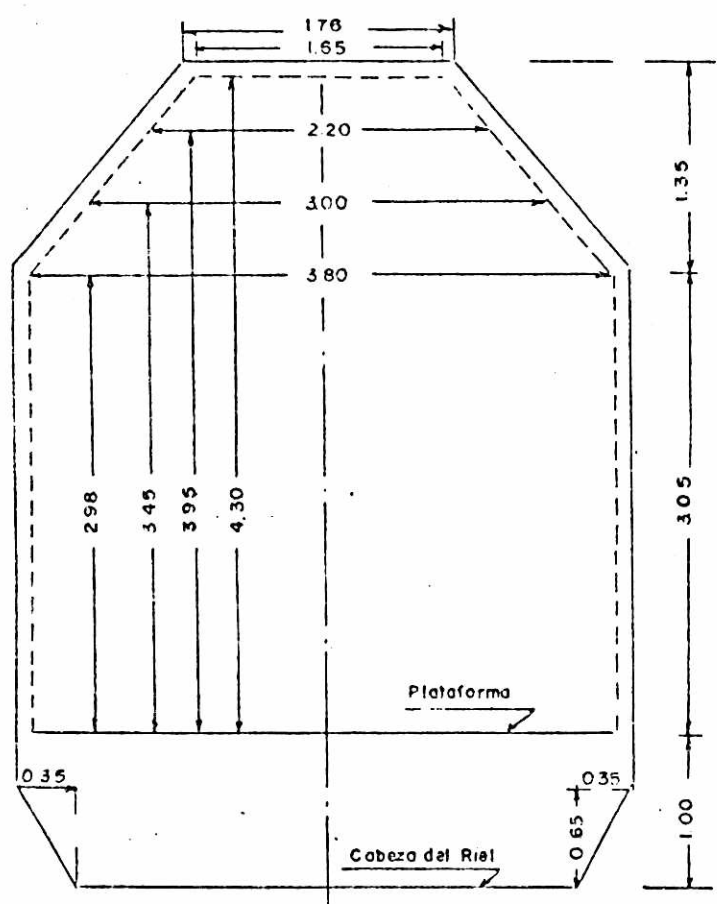
	Km	%
RED CENTRAL	2298	80
RED OCCIDENTAL	570	20
TOTAL	2868	100

☐ BODEGAS CARGUE Y DESCARGUE



EISA Interconexión Eléctrica S. A

RED FERREA DE COLOMBIA



GALIBO MAXIMO DE PASO LIBRE
EN LA DIV. ATLANTICO
ESC. 150

GALIBO DE PUENTES

h	b	h = Altura de carga	b = Ancho de carga
100	4.00	2.98	3.80
405	4.00	3.45	3.00
5.40	1.76	3.95	2.20
		4.30	1.65

NOTA - Estas alturas estan tomadas con relación a la cabeza de riel.

NOTA - Estas alturas estan tomadas sobre la plataforma

GALIBOS MAXIMOS DE CARGA
LINEA ATLANTICO

Altura de carga	Ancho de carga
100	3.80
280	3.80
298	3.80
345	3.00
395	2.20
430	1.65

NOTA: Las alturas de carga estan tomadas con relación a la plataforma, teniendo esta una altura de 1.00 m con respecto a la cabeza de riel.



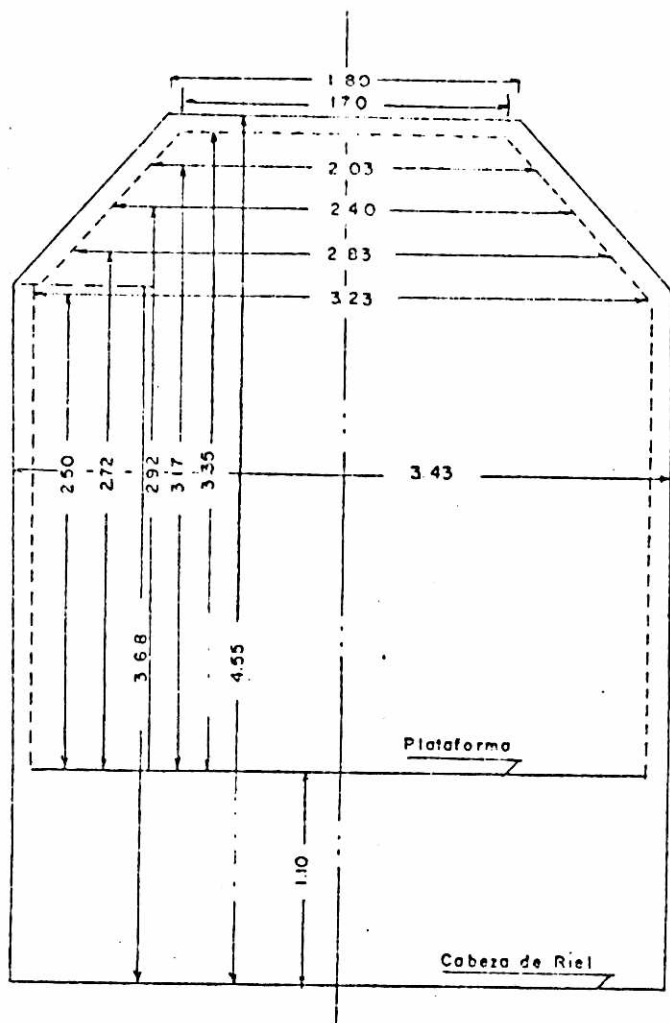
ICA Interconexión Eléctrica S. A.

GALIBOS MAXIMOS DE CARGA
LINEA ATLANTICO

ESCALA:

FECHA: AGOSTO 1.978

FIGURA No. 1.2



FERROCARRIL DE LA DORADA
 PUENTE DE PURNIO
 ESC 1:40

F.C. DE LA LA DORADA -PUENTE PURNIO- GALIBO MAXIMO DE CARGA

<u>h</u>	<u>b</u>	<u>h=Altura de carga</u>	<u>b=Ancho de carga</u>
0.30	3.43	2.50	3.25
3.68	3.43	2.72	2.83
4.55	1.80	2.94	2.40
		3.17	2.03
		3.35	1.70

Nota: Estas alturas estan tomadas con relacion a la cabeza de riel

Nota: Estas alturas estan tomadas sobre la plataforma.

GALIBO MAXIMO DE CARGA
 LINEA DORAMBAFEP

<u>Altura de Carga</u>	<u>Ancho de carga</u>
100	3.23
200	3.23
250	3.23
272	2.83
294	2.40
317	2.03
335	1.70

Nota: Las alturas de carga estan tomadas con relacion a la plataforma, teniendo esta una altura de 1.10 m. con respecto a la cabeza de riel



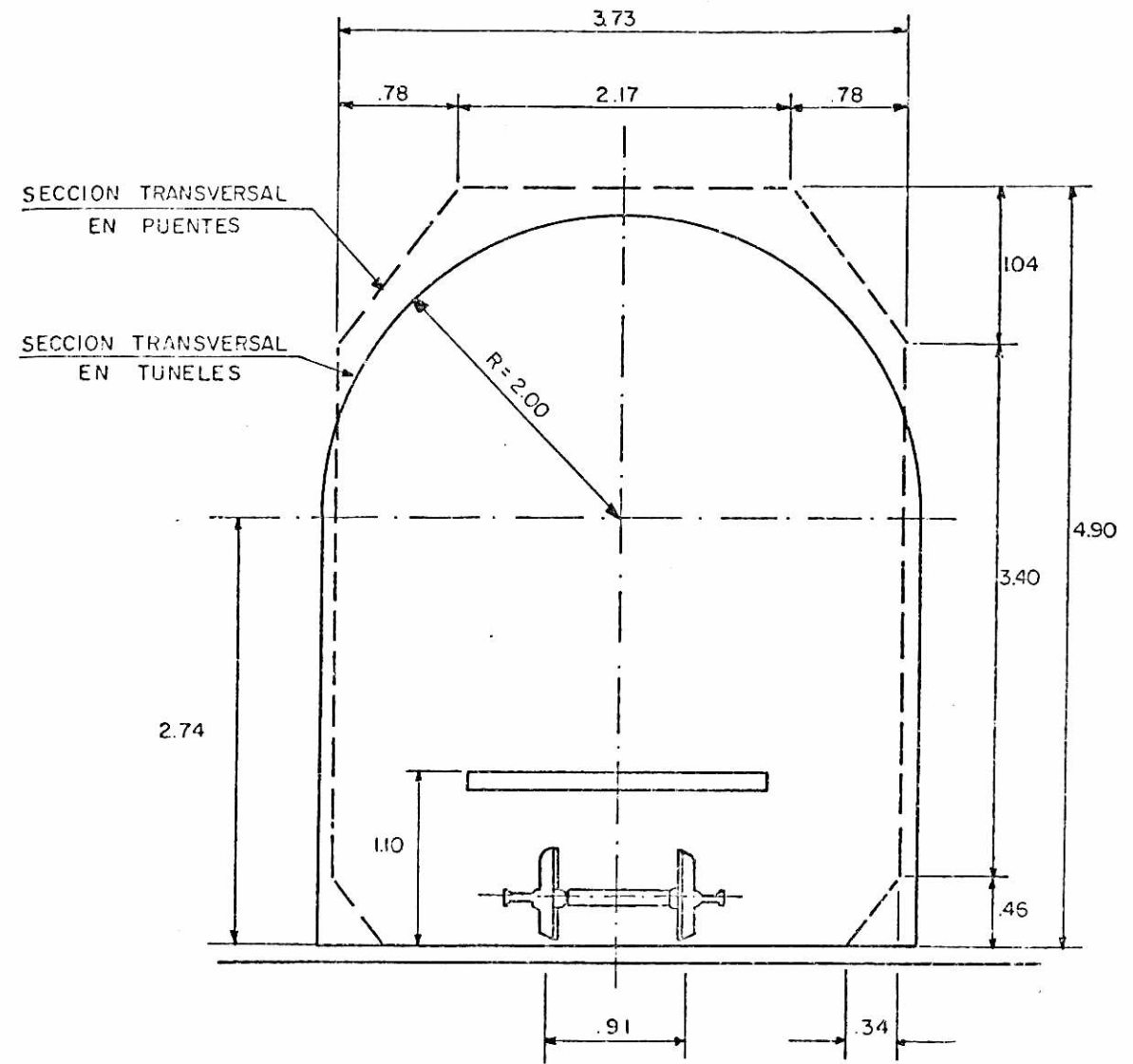
ISA Interconexión Eléctrica S. A.

GALIBO MAXIMO DE CARGA
 LINEA DORAMBAFEP

ESCALA:

FECHA: AGOSTO 1978

FIGURA No. 13



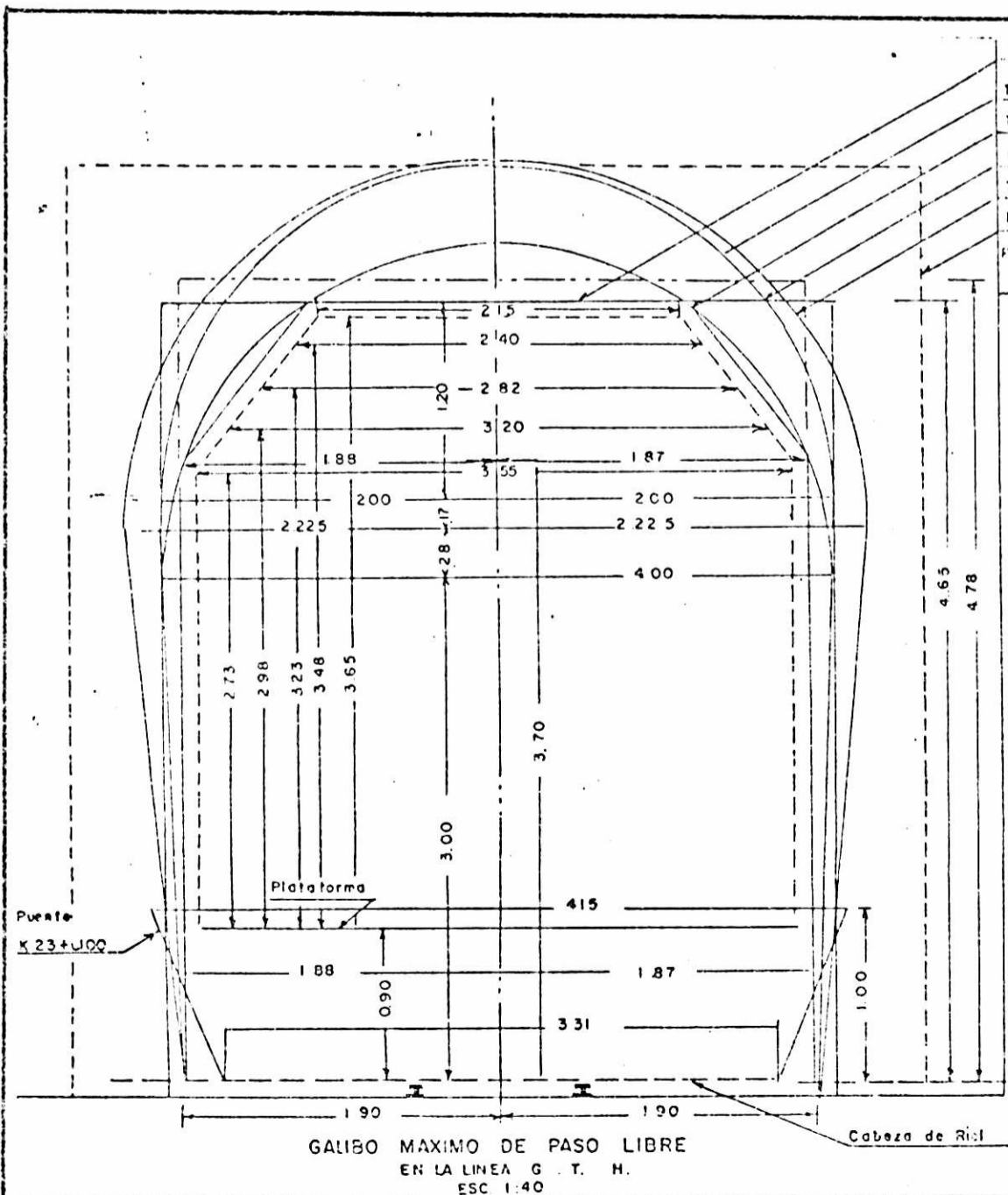
NOTAS:

- 1 Carga máxima concentrada de 25 Toneladas.
- 2 Carga máxima a granel 85 Toneladas
- 3 Longitud máxima de embarque es de 12 Mts.



EISA Interconexión Eléctrica S. A.

FERROCARRIL DEL MAGDALENA
GALIBOS



- Puente Villavieja
- Tunel de Sta Elena
- Tunel de Sebastopol
- Puente Colon
- Tunel de Guatanday
- Puente Caldas
- Paso Superior Carretera Girardot-Ibague

GALIBO MAXIMO LIMITANTE DE LIBRE PASO

h	h	Estructura Limitante
0.90	3.75	Puente Colon
3.70	3.75	Tunel de Sebastopol
4.25	2.98	" " "
4.65	2.22	Puente de Villavieja

Nota - Estas alturas estan tomadas con relacion a la cabeza de riel.

GALIBO MAXIMO DE CARGA

h = Altura de Carga	b = Ancho de Carga
2.73	3.55
2.98	3.20
3.23	2.92
3.49	2.40
3.65	2.15

Nota - Estas alturas estan tomadas sobre la plataforma.



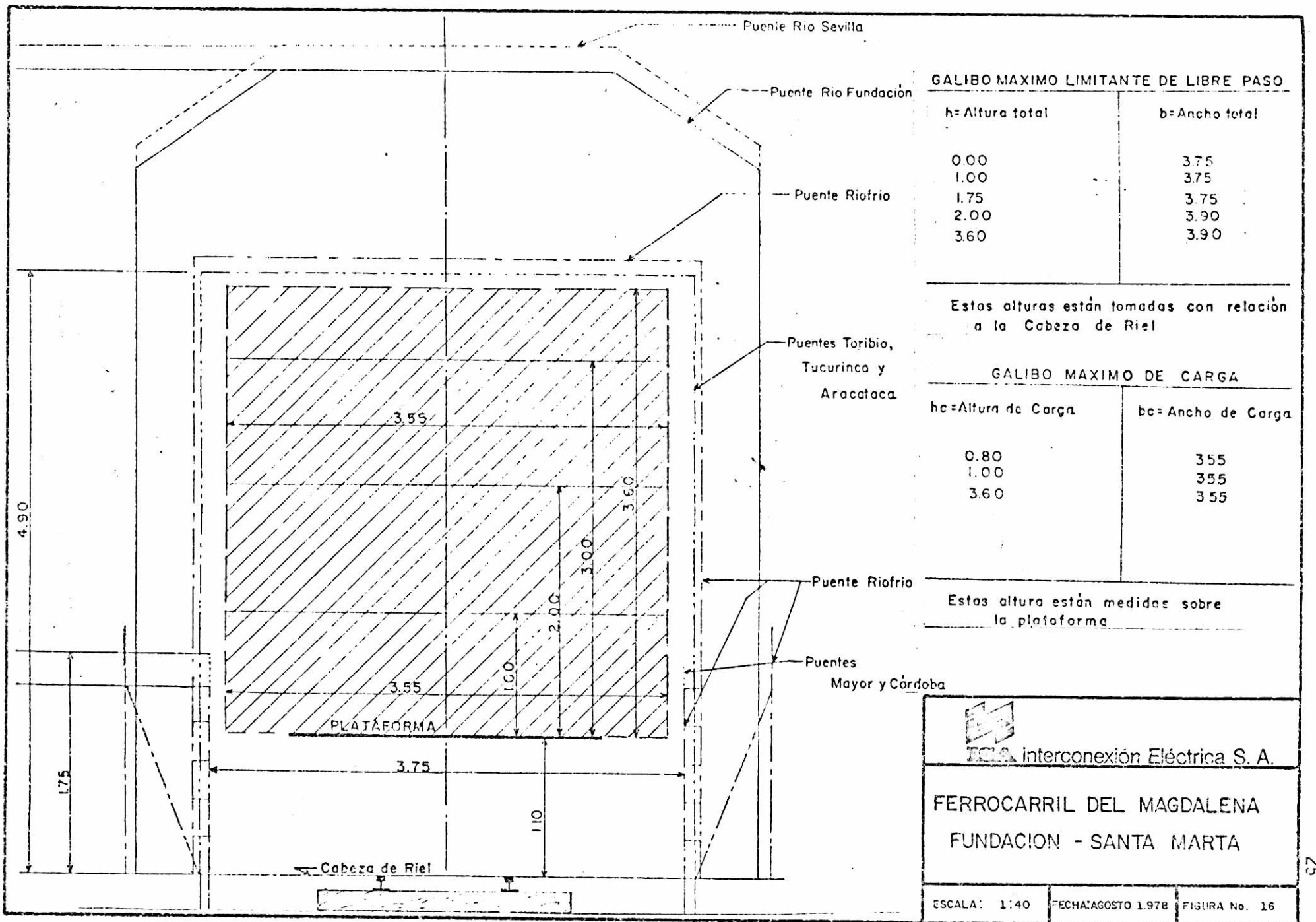
TCA Interconexión Eléctrica S.A.

**GALIBOS MAXIMOS DE CARGA
LINEA GIRARDOT-TOLIMA-HUILA**

ESCALA:

FECHA: AGOSTO 1976

FIGURA No. 15



GALIBO MAXIMO LIMITANTE DE LIBRE PASO

h= Altura total	b= Ancho total
0.00	3.75
1.00	3.75
1.75	3.75
2.00	3.90
3.60	3.90

Estas alturas están tomadas con relación a la Cabeza de Riel

GALIBO MAXIMO DE CARGA

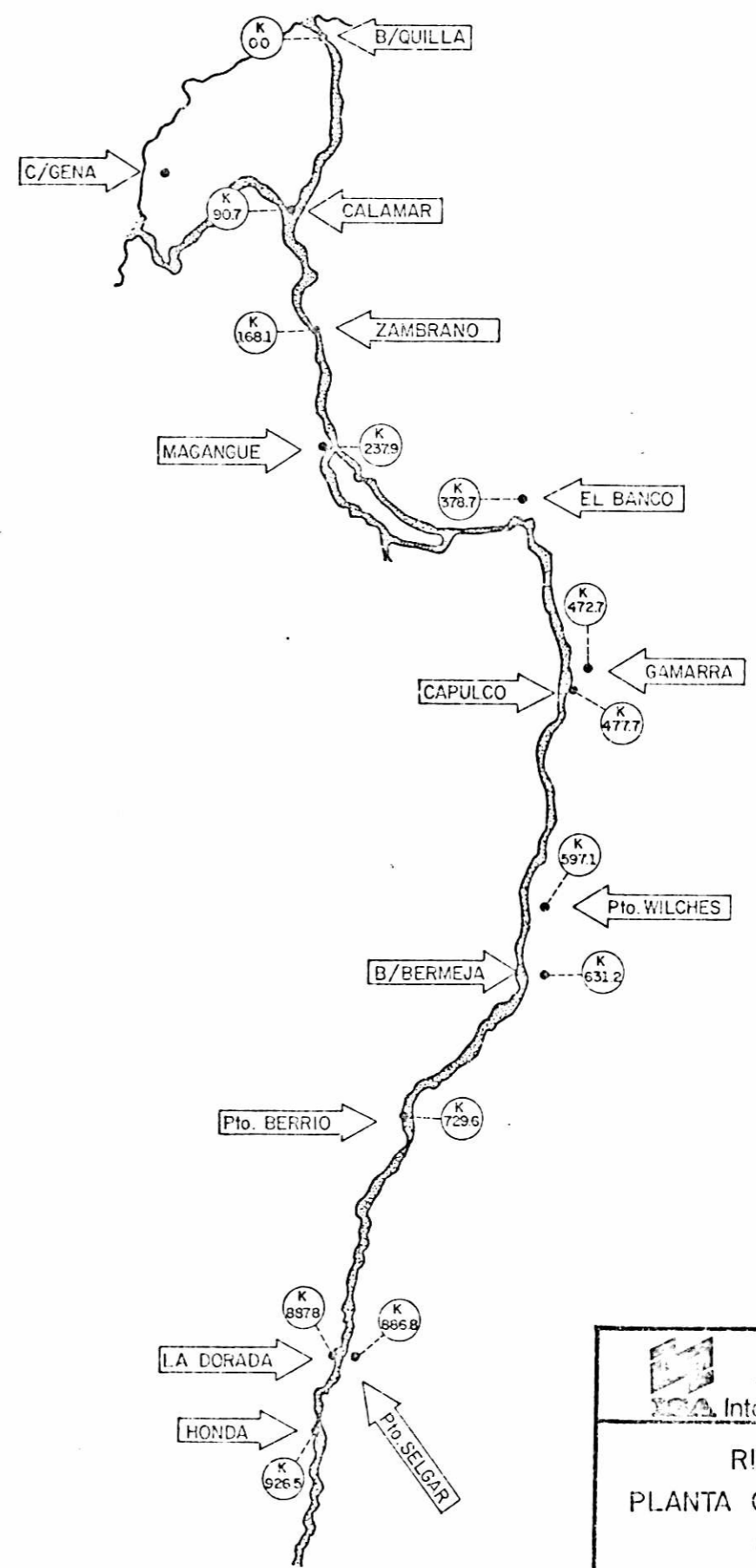
hc= Altura de Carga	bc= Ancho de Carga
0.80	3.55
1.00	3.55
3.60	3.55


Estas altura están medidas sobre la plataforma



ICA Interconexión Eléctrica S. A.

FERROCARRIL DEL MAGDALENA
FUNDACION - SANTA MARTA



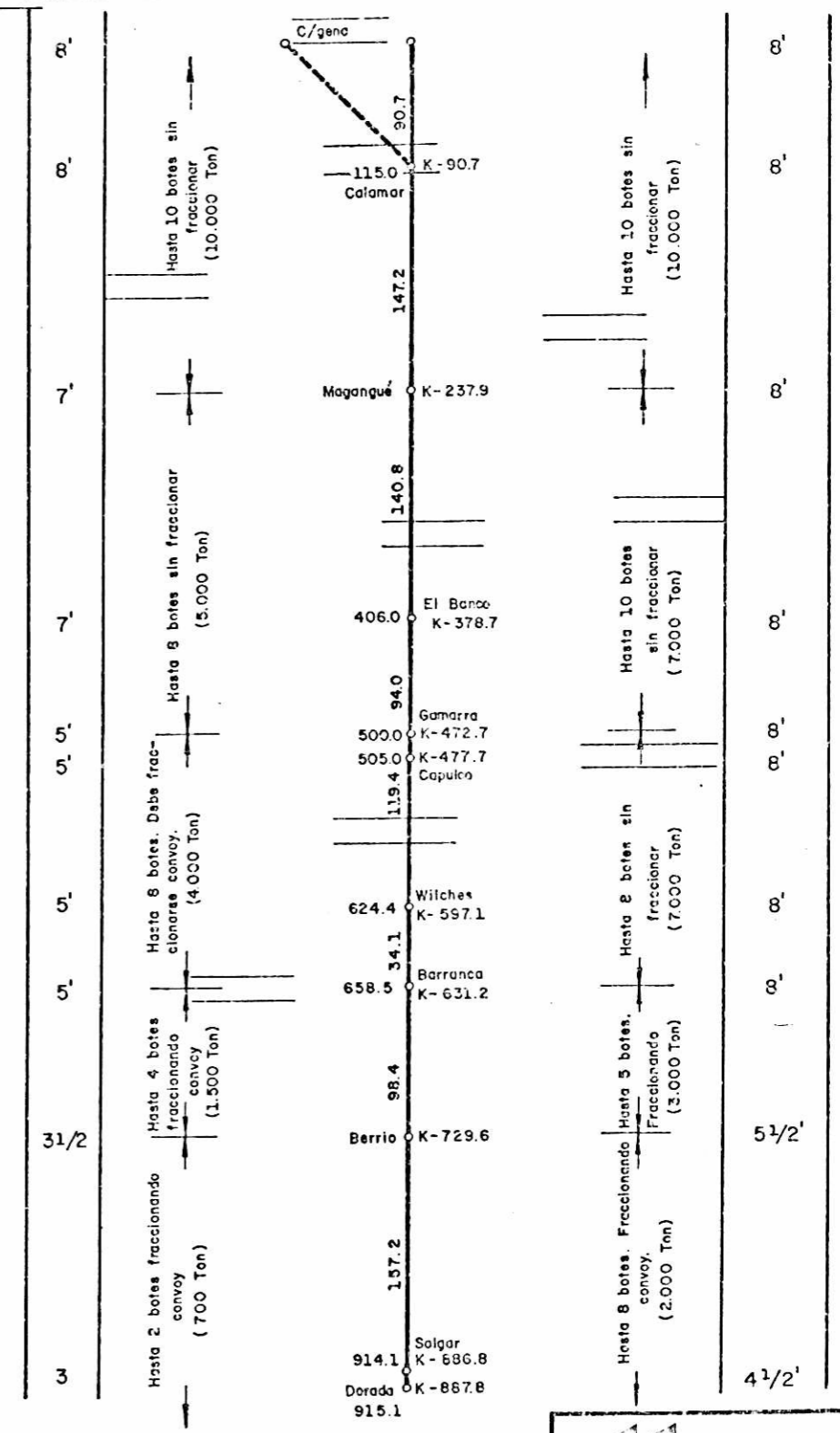
 ICA Interconexión Eléctrica S. A.	
RIO MAGDALENA PLANTA GENERAL Y PUERTOS PRINCIPALES	
ESCALA:	FECHA: AGOSTO 1978 FIGURA No. 17


VERANO

(Enero a Marzo) Agosto-Septiembre
CALADO CONVOY

INVIERNO

Abril a Junio - Octubre a Diciembre
CONVOY CALADO




Interconexión Eléctrica S. A.
RIO MAGDALENA
CONDICIONES GENERALES
DE NAVEGACION
BARRANQUILLA - DORADA



ISA Interconexión Eléctrica S. A.

SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECTOS DE GENERACION HIDROELECTRICA
CON FACTIBILIDAD TERMINADA

ANEXO No. 8

SELECCION DE VELOCIDAD DE ROTACION

MEDELLIN, DICIEMBRE 1985



INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

PROCEDIMIENTO PARA REVISION DE LA VELOCIDAD
DE TURBINAS HIDRAULICAS

NOVIEMBRE 1985

ISA/TIDM 85-003



CONTENIDO

- 1.0 Alcance
 - 2.0 Definición de velocidad específica
 - 2.1 Velocidad específica turbina tipo Pelton
 - 2.2 Velocidad específica turbina tipo Francis
 - 3.0 Revisión de la velocidad sincrónica del grupo
 - 4.0 Procedimiento de revisión de velocidad específica
 - 5.0 Gráficas
 - Velocidades específicas turbinas Pelton
 - Velocidades específicas turbinas Francis
- Referencias Bibliográficas



1.0 ALCANCE

Este procedimiento establece una metodología que permite revisar los valores de velocidad específica, escogidos durante las etapas de factibilidad para turbinas tipo Pelton y Francis, con respecto a los valores promedios determinados por el avance tecnológico en la fabricación de las máquinas hidráulicas.

Las desviaciones en velocidad específica para cada proyecto en estudio, deben ser analizadas en forma independiente para cada caso, conforme a la experiencia existente con su capacidad, su caída y con las variaciones de ésta.

2.0 DEFINICION DE VELOCIDAD ESPECIFICA

2.1 VELOCIDAD ESPECIFICA TURBINAS PELTON (N_{sj})

La velocidad específica por tobera para este tipo de turbina se define con la siguiente expresión:

$$N_{sj} = N \left(\frac{P_T}{Z} \right)^{0.5} \times H_d^{-1.25} \quad (\text{m-kW})$$

N_{sj} : Velocidad específica por tobera (m-kW)

N : Velocidad sincrónica ajustada según número de polos generador (rpm)

P_T : Potencia de diseño de la turbina con máxima eficiencia (kW)

Z : Número de toberas

H_d : Caída neta de diseño (m)



2.2 VELOCIDAD ESPECIFICA TURBINAS FRANCIS

Está definida con la siguiente expresión:

$$N_s = N (P_t)^{0.5} H_d^{-1.25} \quad (\text{m-kW})$$

N_s : Velocidad específica (m-kW)

N : Velocidad sincrónica ajustada según
número de polos del generador (rpm)

P_t : Potencia de diseño de la turbina con
máxima eficiencia (kW)

H_d : Caída neta de diseño (m)



3.0 REVISION DE VELOCIDAD SINCRONICA DEL GRUPO

Durante el procedimiento de selección y ajuste de la velocidad sincrónica se debe poner especial atención en la selección de los siguientes valores, los cuales implican dificultades especiales para los fabricantes de hidrogeneradores

Velocidad Sincrónica (rpm)	No. de Polos
400	18
200	36
133.3	54
100	72
80	90
66.7	108



4.0 PROCEDIMIENTO DE REVISION DE VELOCIDAD ESPECIFICA

Acorde con los avances logrados a través de los estudios de investigación en laboratorios para máquinas hidráulicas y con base en las estadísticas de turbinas en operación, se ha observado un incremento en las velocidades específicas para caídas dadas, a través de los años.

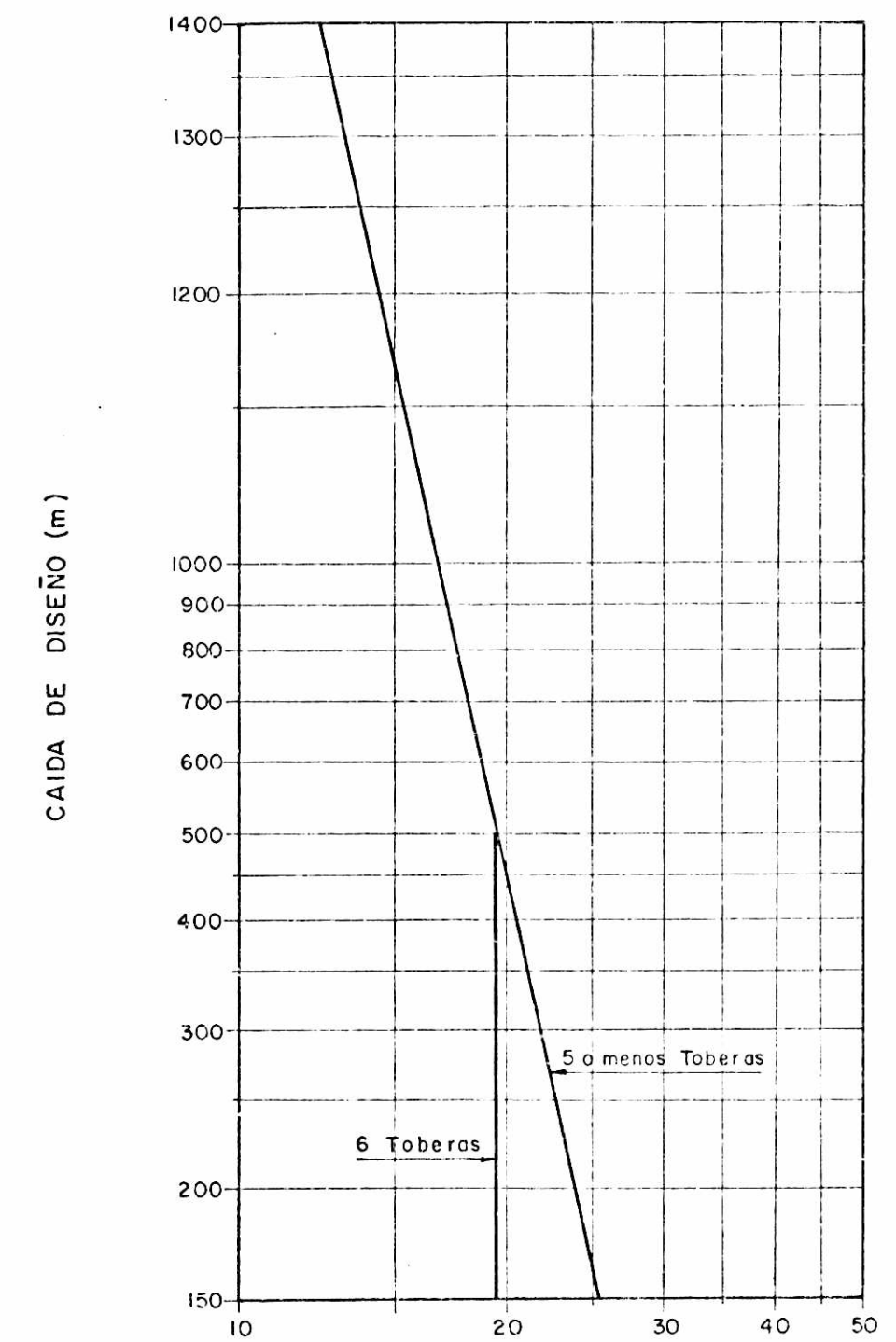
La selección de una velocidad específica alta conduce a la escogencia de unidades más pequeñas, derivándose de esto costos de construcción y equipos, más bajos.

Sin embargo los valores de velocidad específica más altos están limitados por factores tales como cavitación, eficiencia y esfuerzos cíclicos sobre los materiales del rodete.

De acuerdo con lo anterior la selección de una velocidad específica para una determinada caída, dependerá por un lado de la experiencia de los fabricantes y de los avances en los estudios hidráulicos y desarrollo de materiales para estos equipos y por otra parte de las fluctuaciones de la caída en la central.

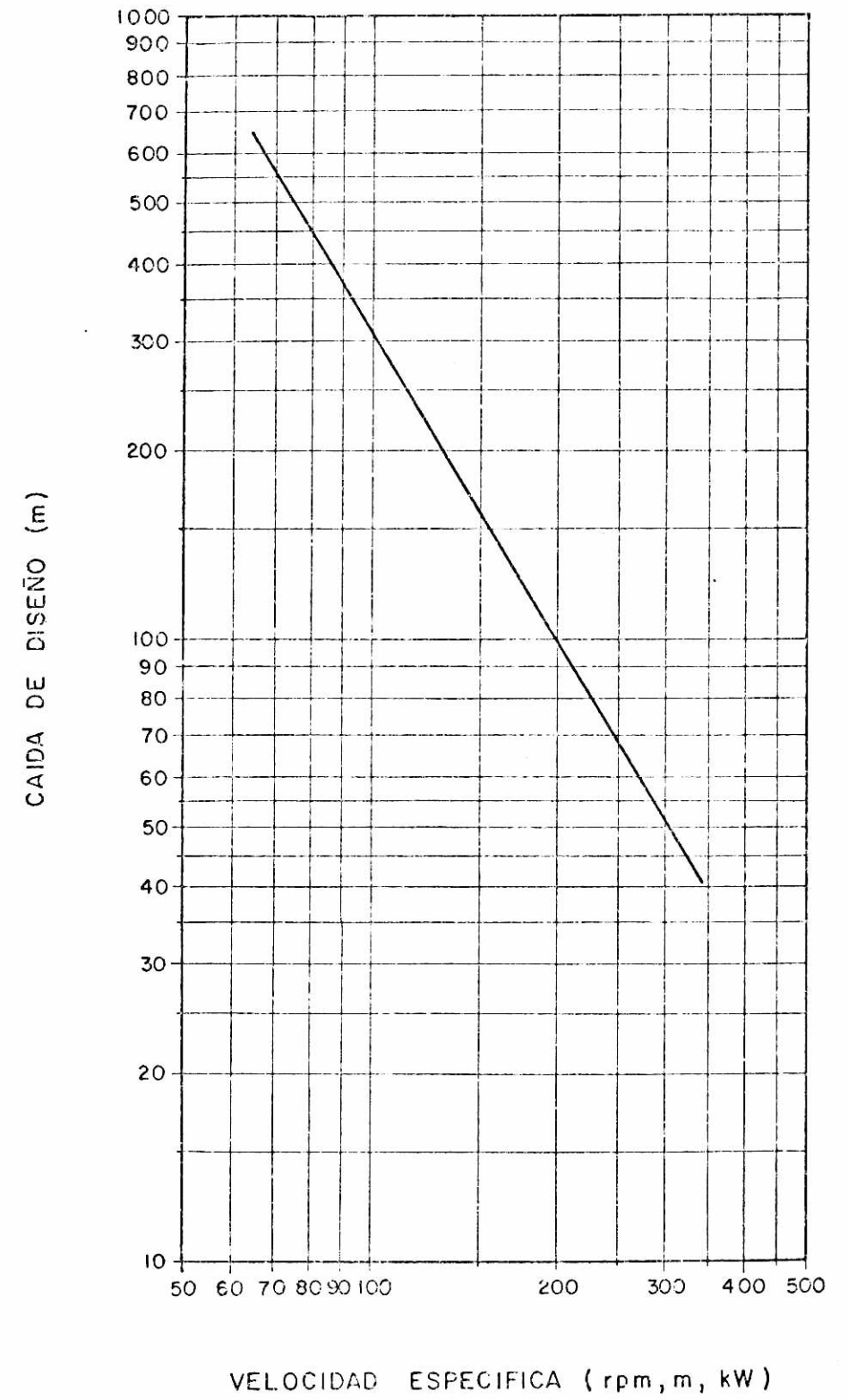
Con el objeto de comparar los valores propuestos de velocidad específica de los proyectos del sector eléctrico, se presentan las siguientes gráficas basadas en estadísticas de centrales ya construidas, para turbinas Pelton y Francis respectivamente.

TURBINAS PELTON
VELOCIDAD ESPECIFICA VS CAIDA DE DISEÑO



VELOCIDAD ESPECIFICA DE LA TOBERA (rpm, m, kW)

TURBINAS FRANCIS
VELOCIDAD ESPECIFICA VS CAIDA DE DISEÑO





REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Selecting Hydraulic Reaction Turbines
U.S.B.R. Engineering Monograph No. 20. 1976
2. A Discussion of Pelton Turbines Versus Francis Turbines for High
Head Plants. H. Brekke 1978
3. Hand Book of Applied Hydraulics. 1969
Sorensen K.E. and C.V. Davis
4. Modern Trends in Selecting and Designing Pelton Turbines. F. de
Siervo and A. Lugaresi. 1978
5. Modern Trends in selecting and Desingning Francis Turbines. F. de
Siervo and F. de Leva. 1976



IESA Interconexión Eléctrica S. A.

SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECTOS DE GENERACION HIDROELECTRICA
CON FACTIBILIDAD TERMINADA

ANEXO No.9

ACOPLE TURBINA GENERADOR

MEDELLIN, DICIEMBRE 1985

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

Procedimiento para el Ajuste de Capacidades
de Hidrogeneradores y Turbinas en
Estudios de Factibilidad

Noviembre 1985

ISA/TIDM 85-002

CONTENIDO

RESUMEN

1.0 ALCANCE

2.0 PARAMETROS DE LA TURBINA

2.1 Caída Neta Máxima

2.2 Caída Neta Mínima

2.3 Caída Neta de Diseño

2.4 Caudal de Diseño

2.5 Eficiencia de la Turbina

2.6 Potencias de la Turbina

3.0 PARAMETROS DEL GENERADOR

3.1 Eficiencia del Generador

3.2 Factor de Potencia

3.3 Incrementos de Temperatura en Devanados

3.4 Capacidad Nominal

4.0 AJUSTE DE CAPACIDADES DEL HIDROGENERADOR Y LA TURBINA

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1.0 ALCANCE

Define las relaciones eléctricas y mecánicas que deben existir entre la turbina y el generador de un proyecto hidroeléctrico para atender la variación esperada de la carga y las características propias de un sistema definiendo al mismo tiempo los valores de diseño adoptado.

2.0 PARAMETROS DE LA TURBINA

2.1 CAIDA NETA MAXIMA (H máx)

2.1.1 Turbinas de Impulso

Es la caída neta disponible a la entrada de la turbina, cuando está en operación una sola unidad a plena carga y se tiene el nivel máximo normal en el embalse.

2.1.2 Turbinas a Reacción

Es la caída neta disponible cuando se tiene el nivel mínimo en la descarga una sola unidad operando a plena carga teniendo el nivel máximo normal en el embalse.

2.2 CAIDA NETA MINIMA (H mín)

2.2.1 Turbinas de Impulso

Es la caída neta disponible a la entrada de la turbina, cuando todas las unidades están operando a plena carga con el embalse en su nivel mínimo de operación.

2.2.2 Turbinas a Reacción

Es la caída neta disponible cuando se tiene el nivel máximo en la descarga con todas las unidades operando a plena carga, con el embalse en su nivel mínimo de operación

2.3 CAIDA NETA DE DISEÑO (Hd)

Es la caída neta con la cual la turbina opera con su máxima eficiencia.

Deberá seleccionarse de manera tal que la energía producida entre la caída neta máxima y la de diseño es igual a la producida entre ésta y la caída mínima conforme a la operación prevista del embalse.

Al definir la caída de diseño prevalecerán las variaciones de caída admisibles por las turbinas.

Podrán tomarse los siguientes valores:

Tipo	Caída máx. (%)	Caída mín. (%)
Francis	125	65
Pelton 6 chorros	N.A.	0.85

Las caídas de diseño, máxima y mínima son los datos de entrada que deben indicarse en el cuadrante inferior del gráfico de ajuste de capacidades.

2.4 CAUDAL DE DISEÑO

La simulación de operación del proyecto determina la capacidad instalada de la central como la necesaria para generar el 95% de la energía media disponible.

Se define el caudal de diseño de la turbina como el asociado a lo siguiente: Capacidad instalada de la central (P), número de unidades (Z), eficiencia de la turbina (N_T), eficiencia del generador (N_G), eficiencia de barras, transformadores y cables de potencia de la central (N_E).

Queda expresado como:

$$Q_D = P / 9.81 Z N_E N_G N_T H_D$$

No se considerará en ningún caso posibilidad de sobreapertura adicional de los sistemas de agujas o distribuidores, atribuibles al diseño propio de las turbinas.

2.5 EFICIENCIA DE LA TURBINA

La eficiencia de la turbina se podrá suponer como constante para todo el rango de caídas y el valor seleccionado deberá ser el correspondiente a la caída de diseño operando a plena carga.

El valor adoptado deberá ser el típico para la caída y la magnitud de la potencia que se trata.

2.6 POTENCIAS DE LA TURBINA

Estas corresponden a las potencias en el eje de la turbina con la máxima apertura de agujas o distribuidor, con las correspondientes caídas y con la eficiencia definida en el numeral anterior.

$$P_T = 9.81 N_T Q_D H$$

P_T = Potencia nominal, máxima o mínima de la turbina a la caída respectiva. (kW)

H = Caída neta de diseño, máxima o mínima que define la potencia respectiva (m)

N_T = Eficiencia de la turbina (adim.)

Q_D = Caudal de diseño de la turbina (m^3/s)

Se entenderá como capacidad de la turbina la potencia nominal asociada a la caída de diseño.

Las potencias nominal mín. y máx. con sus correspondientes caídas deben quedar ilustradas en el cuadrante inferior del gráfico de ajuste de capacidades.

3.0 PARAMETROS DEL GENERADOR

3.1 EFICIENCIA DEL GENERADOR (N_G)

La eficiencia considerada para los hidrogenadores será el valor típico para la magnitud de la capacidad que se trata.

Podrá usarse el valor de 98% para capacidades mayores de 50 MVA.

La eficiencia del generador deberá ilustrarse en el cuadrante derecho del gráfico de ajuste de capacidades.

3.2 FACTOR DE POTENCIA (F_P)

El factor de potencia deberá seleccionarse entre los valores 0.8 y 0.95, de acuerdo con las características propias del sistema al cual estará conectado la central. El factor de potencia debe indicarse en el centro del gráfico de ajuste de capacidades.

3.3 INCREMENTO DE TEMPERATURA EN DEVANADOS

Los incrementos de temperaturas máximas permisibles a considerar, estarán de acuerdo con la norma ANSI C50.12-1982 con los tipos de aislamientos y refrigeración allí previstos.

3.4 CAPACIDAD NOMINAL (C_G)

Se define como la máxima carga continua en KVA, en los bornes del generador, a la cual se obtendrían los incrementos de temperatura especificados en el numeral anterior y asociada a la velocidad sincrónica, la frecuencia, el voltaje y el factor de potencia seleccionados.

La capacidad máxima continua del generador en KVA se calculará según la siguiente expresión:

$$C_G = \frac{N_G P_T \text{ máx}}{F_p}$$

En la zona central del gráfico de ajustes de capacidades deberá indicarse la intersección de la potencia máxima de la turbina con el factor de potencia seleccionado. Por esta intersección deberá pasar la recta correspondiente a la capacidad del generador.

Se advierte que la capacidad nominal aquí presentada conforme a las normas ANSI de 1982 no coincide con las capacidades definidas según las normas de los años anteriores. Por lo tanto para fines de prediseño, los nuevos generadores deberán compararse con generadores antiguos cuya capacidad sea el 90% de la capacidad actual.

4.0 AJUSTE DE CAPACIDADES DEL HIDROGENERADOR Y LA TURBINA

Al definir la capacidad nominal del generador se ha tomado el criterio de no exceder los incrementos admisibles de temperatura en el generador, cuando se opera con la caída máxima y el factor de potencia seleccionado.

Las definiciones y relaciones entre los parámetros mencionados deberán ser ilustrados en forma gráfica como se muestra en la figura anexa, sustituyendo en los informes los símbolos por los valores.

La potencia final instalada y disponible en el terminal eléctrico de la central deberá tener en cuenta las pérdidas en barras, transformadores y cables de potencia para lo cual se puede suponer una eficiencia de $N_E = 0.99$

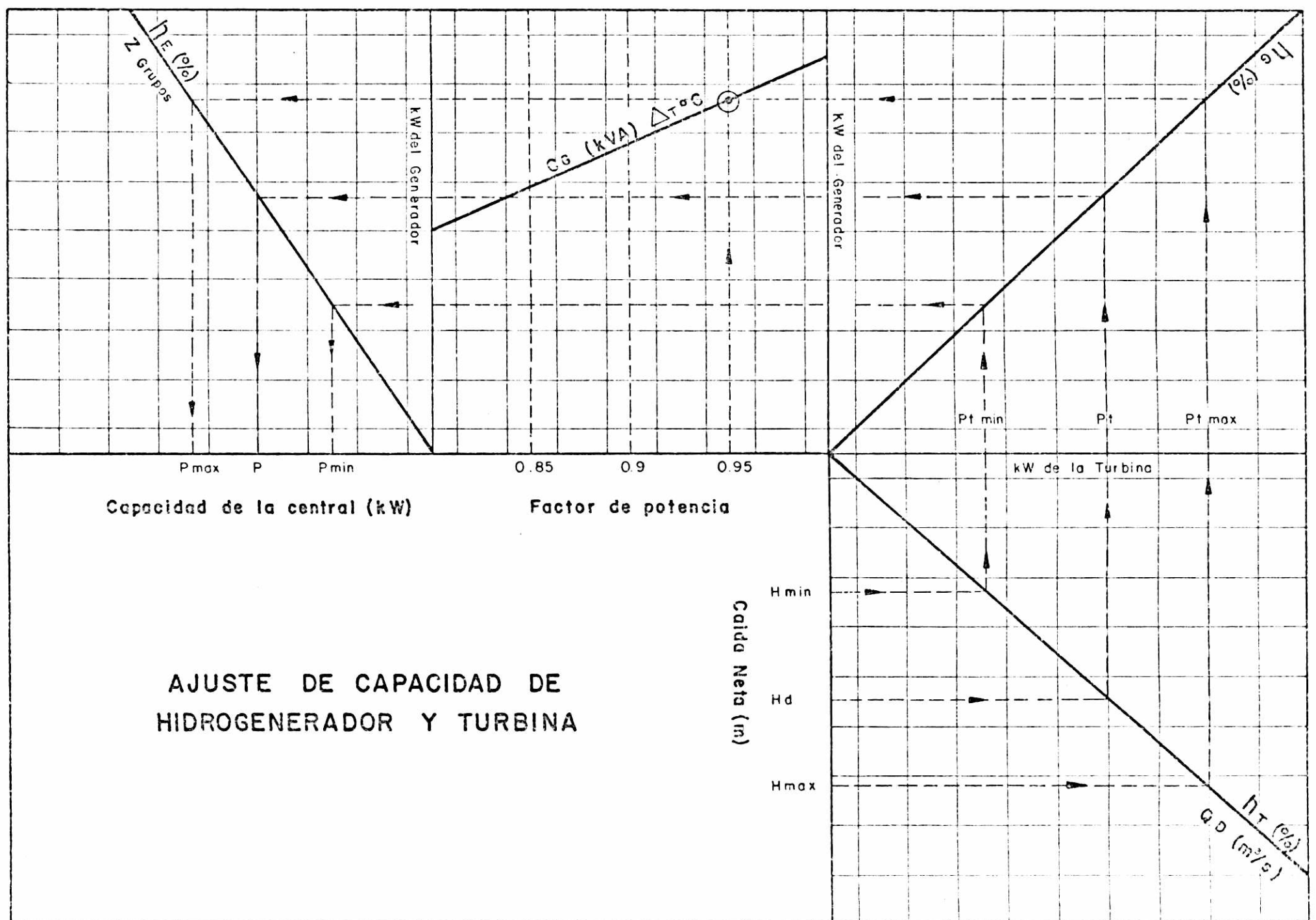
La capacidad instalada de la planta estará expresada en kW como:

$$P = ZN_E N_G P_T$$

La capacidad máxima de la planta estará expresada en kW como:

$$P_M = ZN_E N_G P_T \text{ máx}$$

En el cuadrante izquierdo del gráfico de ajuste de capacidades deberá indicarse la capacidad instalada y máxima de la central.



REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Ansi C50-10-1977 American National Standard General Requirements for Synchronous Machines.
2. Ansi C50-12-1982 American National Standard Requirements for Salient-Pole Synchronous Generators and Generator/Motors for Hydraulic Turbines Applications.
3. Máquinas Hidráulicas. Conferencias América Latina Nov/Dic/1981 H. Grein y H.K. Höller.

333.7932/IS73s/Vol. 3/Ej. 1

Sector eléctrico colombiano, proyectos de generación hidroeléctrica con factibilidad terminada normalización para su consideración en los planes de expansión / ISA. Interconexión Eléctrica.

333.7932 IS73s Vol. 3 Ej. 1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO