

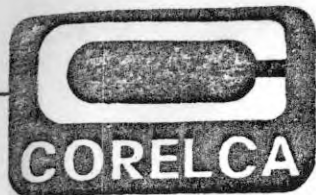
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

DESARROLLO HIDROELECTRICO DEL ALTO SINU

CORELCA

VOLUMEN VI

1977



DESARROLLO HIDROELECTRICO DEL ALTO SINU
ESTUDIO DE FACTIBILIDAD

VOLUMEN IV

HIDROLOGIA
ESTUDIOS DE SISTEMAS
EVALUACION DE ALTERNATIVAS

CONSORCIO ALTO SINU
INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA

ASESORES

CHAS T. MAIN INTERNATIONAL INC.

FEBRERO - 1977

VOLUMEN IV

PRIMERA PARTE

HIDROLOGIA

I N D I C E

<u>CAPITULO</u>		<u>PAGINA</u>
1	INTRODUCCION	1-1
2	ESTUDIOS HIDROLOGICOS	
	2.1. Generalidades	2-1
	2.2. Clima	2-2
	2.3. Estudios Hidrológicos - Urrá I	2-6
	2.4. Estudios Hidrológicos - Urrá II	2-12
	2.5. Estudios Hidrológicos - Verde	2-16
	2.6. Estudios Hidrológicos - San Jorge	2-18
	2.7. Sitios Aguas Arriba	2-19

ANEXO A

CAUDALES DEL RIO SINU EN LOS SITIOS DE
URRA I Y URRA II Y DE LOS RIOS VERDE Y
SAN JORGE

A.1. Caudales del Río - Urrá I	2-21
A.2. Caudales del Río - Urrá II	2-25
A.3. Caudales de los Ríos Verde y San Jorge	2-29

VOLUMEN IV

SEGUNDA PARTE

ANALISIS DE SISTEMAS - SELECCION DE ALTERNATIVA OPTIMA

I N D I C E

<u>CAPITULO</u>		<u>PAGINA</u>
1	INTRODUCCION	1-1
2	METODOLOGIA	
	2.1. Propósito de los Trabajos	2-1
	2.2. Hipótesis Generales Utilizadas	2-2
	2.3. Criterios para la Selección del Dimensionamiento Optimo	2-4
	2.4. Modelos y Programas de Computador Utilizados	2-8
3	RELACION ENTRE EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO Y EL DESARROLLO DEL ALTO SINU	
	3.1. Introducción	3-1
	3.2. Configuración y Características genera les del Sistema	3-2
	3.3. Capacidad Instalada en el Sistema Nacional Interconectado	3-5
	3.4. Generación de Energía en el Sistema	3-8
	3.5. Suministro de la Demanda durante el Período 1983-1986	3-12
	3.6. Incidencia del Sistema en los Estudios del Alto Sinú	3-15

3.7.	Centrales Hidroeléctricas Futuras del Sistema Nacional Interconectado. De terminación de los Costos Marginales de Largo Plazo	3-16
------	---	------

4 RESULTADOS Y CONCLUSIONES SOBRE LAS ALTERNATIVAS ANALIZADAS

4.1.	Alternativas Estudiadas	4-1
4.2.	Resumen de Resultados	4-1
4.3.	Conclusiones del Análisis de Sistemas	4-19
4.4.	Selección de Alternativas	4-19

ANEXO A

MODELO DE PROGRAMACION DINAMICA

A.1.	Descripción General	A-1
A.2.	Resultados Programación Dinámica	A-9
A.3.	Macrodiagrama de Flujo del Modelo de Programación	A-12
A.4.	Datos de Entrada	A-22
A.5.	Resultados del Programa	A-25

ANEXO B

MODELO DE SIMULACION PARA LA SITUACION ESTACIONARIA

B.1.	Descripción General	B-1
B.2.	Macrodiagrama de Flujo del Modelo de Simulación para la Situación Estacionaria	B-5
B.3.	Datos de Entrada	B-11
B.4.	Resultados del Programa	B-13

ANEXO C

MODELO DE SIMULACION PARA EL PERIODO TRANSITORIO

C.1. Descripción General	C-1
C.2. Macrodiagrama de Flujo del Modelo de Simulación para el Período Transitorio	C-4
C.3. Datos de Entrada	C-9
C.4. Resultados del Programa	C-11

VOLUMEN IV

PRIMERA PARTE

HIDROLOGIA

CUADROS

<u>CAPITULO</u>		<u>PAGINA</u>
2	ESTUDIOS HIDROLOGICOS	
2.1.	Evapotranspiración Potencial Media Esperada	2-4
2.2.	Precipitación Mensual en Saiza, La Esmeralda y Puerto Nuevo	2-5

ANEXO A

CAUDALES DEL RIO SINU EN LOS SITIOS DE URRA I Y URRA II Y DE LOS RIOS VERDE Y SAN JORGE

2.3.	Medias y Desviaciones Típicas - Datos sin Transformar	2-22
2.4.	Medias y Desviaciones Típicas - Logaritmos de los datos Urrá I	2-23
2.5.	Medias y Desviaciones Típicas - Datos sin Transformar El Limón	2-26
2.6.	Medias y Desviaciones Típicas - Datos sin Transformar Urrá II	2-27
2.7.	Medias y Desviaciones Típicas - Datos Logarítmicos Urrá II	2-28

VOLUMEN IV

SEGUNDA PARTE

ANALISIS DE SISTEMAS - SELECCION DE ALTERNATIVA OPTIMA

CUADROS

<u>CAPITULO</u>		<u>PAGINA</u>
2	METODOLOGIA	
	2.1. Comparación de Costos de Aumento en Capacidad Instalada	2-2
3	RELACION ENTRE EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO Y EL DESARROLLO DEL ALTO SINU	
	3.1. Centrales Hidroeléctricas Existentes en 1977	3-5
	3.2. Proyectos Hidroeléctricos en Proceso	3-6
	3.3. Capacidad de Embalses Sistema Central	3-6
	3.4. Centrales Térmicas - Sistema CORELCA (1980)	3-7
	3.5. Proyectos Térmicos Nuevos - Sistema CORELCA	3-7
	3.6. Centrales Térmicas - Sistema Central	3-8
	3.7. Posibilidades de Generación del Sistema - 1983	3-10
	3.8. Costos de Generación Reales en Plantas Térmicas	3-10
	3.9. Agrupación de Centrales Térmicas por Costos de Generación	3-11
	3.10. Proyección de la Demanda (Esperada) del Sistema Nacional Interconectado	3-13

CAPITULO

PAGINA

3.11.	Requerimientos de Generación Firme Sistema Nacional	3-14
3.12.	Centrales Hidroeléctricas Futuras	3-17
3.13.	Estimativos de Costos Marginales de Largo Plazo para la Producción de <u>E</u> nergía	3-18
4	RESULTADOS Y CONCLUSIONES SOBRE LAS ALTERNATIVAS ANALIZADAS	
4.1.	Resultados sobre Generación y Beneficios Netos-Urrá I como Proyecto Unico	4-7
4.2.	Resultados sobre Generación y Beneficios Netos-Urrá II como Proyecto Unico	4-8
4.3.	Resultados sobre Generación y Beneficios Netos-Urrá II como Proyecto Unico	4-9
4.4.	Resultados sobre Generación y Beneficios Netos-Urrá II como Proyecto Unico	4-10
4.5.	Resultados sobre Generación y Beneficios Netos-Urrá II Primero en Operación (Cotas en Urrá I: Máxima 135, Mínima 120)	4-11
4.6.	Resultados sobre Generación y Beneficios Netos-Urrá II Primero en Operación (Cotas en Urrá I: Máxima 130, Mínima 120)	4-12
4.7.	Resultados sobre Generación y Beneficios Netos-Urrá II Primero en Operación (Cotas en Urrá I: Máxima 135, Mínima 120)	4-13
4.8.	Resultados sobre Generación y Beneficios Netos-Urrá II Primero en Operación (Cotas en Urrá I: Máxima 130, Mínima 120)	4-14

CAPITULO

PAGINA

- 4.9. Resultados sobre Generación y Beneficios
Netos-Urrá II Primero en Operación
(Cotas en Urrá I: Máxima 135,
Mínima 120) 4-15
- 4.10. Resultados sobre Generación y Beneficios
Netos-Urrá I y II entrando Simultáneamente
(Cotas en Urrá I: Máxima 135,
Mínima 120) 4-16
- 4.11. Resultados sobre Generación y Beneficios
Netos-Urrá I y II entrando Simultáneamente
(Cotas en Urrá I: Máxima 135,
Mínima 120) 4-17
- 4.12. Resultados sobre Generación y Beneficios
Netos-Urrá I y II entrando Simultáneamente
(Cotas en Urrá I: Máxima 135,
Mínima 120) 4-18

VOLUMEN IV

PRIMERA PARTE

HIDROLOGIA

FIGURAS

CAPITULO

- 2 ESTUDIOS HIDROLOGICOS
- 2.1. Hoya del Río Sinú -
Localización Estaciones Meteorológicas
 - 2.2. Datos Meteorológicos -
Estaciones de Tucurá y Puerto Nuevo
 - 2.3. Datos Meteorológicos
Estación Tierra Alta
 - 2.4. Registro de Lluvias - Tucurá 1959-1973
Tierra Alta 1959-1973 - Puerto Nuevo 1965-1975
 - 2.5. Precipitación Mensual
octubre 1965-diciembre 1975
Estación Puerto Nuevo
 - 2.6. Días de Lluvia al Mes
octubre 1965-diciembre 1975
Estación Puerto Nuevo
 - 2.7. Evaporación Mensual
octubre 1965-diciembre 1975
Estación Puerto Nuevo
 - 2.8. Temperatura y Humedad Mensual
octubre 1965-diciembre 1975
Estación Puerto Nuevo
 - 2.9. Precipitación Mensual
septiembre 1959-septiembre 1973
Estación Tucurá
 - 2.10. Días de Lluvia al Mes
septiembre 1959-septiembre 1973
Estación Tucurá

CAPITULO

- 2.11. Precipitación Mensual
enero 1959-enero 1973
Estación Tierra Alta
- 2.12. Días de Lluvia al Mes
enero 1959-enero 1973
Estación Tierra Alta
- 2.13. Registro de Caudales Alto Sinú
1960-1976
- 2.14. Urrá I - Caudales Promedio Mensual
1959-1975
- 2.15. Urrá I - Hidrograma de Caudales y Crecientes
- 2.16. Datos Hidrológicos - Río Sinú
Angostura de Urrá - 1960-1975
- 2.17. Caudales Mensuales, Años con Registros Estaciones
Alto Sinú, La Despensa, El Limón, Santa Rosa, El
Manso - 1965-1975
- 2.18. Curva de Duración de Caudales Diarios
Río Sinú - Angostura de Urrá
- 2.19. Curva de Duración de Caudales Mensuales
Río Sinú - Angostura de Urrá
- 2.20. Descarga Regulada vs Almacenamiento Urrá I
- 2.21. Correlación de Caudales Mensuales - Urrá vs El
Manso, Santa Rosa, El Limón, La Despensa
- 2.22. Resumen de Mediciones Detalladas de Materiales
en Suspensión
- 2.23. Urrá I - Datos de Sedimentación
- 2.24. Urrá I - Caudal para Diseño del Vertedero sin
Amortiguación
- 2.25. Urrá I - Período y Probabilidad de Recurrencia
vs Caudal
- 2.26. Hidrograma Típico - enero 1963
Angostura de Urrá
- 2.27. Hidrograma Típico - agosto 1969
Angostura de Urrá
- 2.28. Hidrograma Típico - agosto 1972
Angostura de Urrá
- 2.29. Hidrograma Típico - julio 1966
Angostura de Urrá
- 2.30. Hidrograma 5 años de Recurrencia - Urrá I
- 2.31. Hidrograma 10 años de Recurrencia - Urrá I
- 2.32. Hidrograma 25 años de Recurrencia - Urrá I

CAPITULO

- 2.33. Hidrograma 50 años de Recurrencia - Urrá I
- 2.34. Caudales Picos Mensuales Río Sinú -
Angostura de Urrá
- 2.35. Urrá I-La Zumbona
Río Sinú - Curva de Calibración Preliminar
- 2.36. Caudales Diarios (m^3/seg)
Estación Salto Viejo - Año 1974
- 2.37. Caudales Diarios (m^3/seg)
Estación Salto Viejo - Año 1974**
- 2.38. Caudales Diarios (m^3/seg)
Estación Salto Viejo - Año 1975
- 2.39. Caudales Diarios (m^3/seg)
Estación Salto Viejo - Año 1975**
- 2.40. Descarga Regulada vs Almacenamiento Urrá II
1916-1975 (2016)
- 2.41. Descarga Regulada vs Almacenamiento Urrá II + San
Jorge - 1916-1975 (2016)
- 2.42. Descarga Regulada vs Almacenamiento Urrá II + San
Jorge - 1916-1975 (2016)
- 2.43. Resumen de Mediciones Detalladas de
Materiales en Suspensión
- 2.44. Urrá II - Caudal para Diseño del Vertedero sin
Amortiguación
- 2.45. Urrá II - Hidrograma 25 años de Recurrencia
- 2.46. Urrá II - Río Sinú - Curva de Calibración
- 2.47. Hoya del Río San Jorge
- 2.48. Area de Drenaje vs Caudal Cuenca del Alto Sinú

SEGUNDA PARTE

ANALISIS DE SISTEMAS - SELECCION DE ALTERNATIVA OPTIMA

2 METODOLOGIA

- 2.1. Proyección de Demanda Pico Agregada vs Capacidad
Instalada Sistema Interconectado ISA-CORELCA

CAPITULO

3 RELACION ENTRE EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO Y EL DESARROLLO DEL ALTO SINU

- 3.1. Sistema Nacional Interconectado - Año 1981
- 3.2. Sistema Hidrotérmico Nacional - 1983

4 RESULTADOS Y CONCLUSIONES SOBRE LAS ALTERNATIVAS ANALIZADAS

- 4.1. Beneficios Netos vs Cota de Embalse - Urrá II
- 4.2. Beneficios Netos vs Cota de Embalse - Urrá II con Urrá I-135
- 4.3. Beneficios Netos vs Cota de Embalse - Urrá II con Urrá I-135 - Entrando Simultáneamente
- 4.4. Tasa de Descuento vs Beneficios Netos Urrá II-270-260
- 4.5. Tasa de Descuento vs Beneficios Netos Urrá II-Urrá I-135
- 4.6. Tasa de Descuento vs Beneficios Netos Urrá II con Urrá I-135 Entrando Simultáneamente

ANEXO A

MODELO DE PROGRAMACION DINAMICA

- A.1. Definición de Estados Hidrológicos
- A.2. Cálculo de Probabilidades de Transición

VOLUMEN IV

PRIMERA PARTE

HIDROLOGIA

CAPITULO 1

INTRODUCCION

CAPITULO 1

INTRODUCCION

En esta parte del Volumen se presenta la descripción de las hoyas de los ríos Sinú y San Jorge, la climatología de la zona; se describe la metodología de los estudios hidrológicos de los proyectos Urrá I y Urrá II, desviación del río Verde y desviación del río San Jorge, los cuales comprenden la generación de caudales, obtención de crecienta de diseño de rebosadero y de desviación, volumen de sedimentos depositados, borde libre requerido y niveles de agua de fuga.

Se presentan las estaciones hidrometeorológicas con sus respectivos registros.

En el Apéndice A se describe el modelo para la generación de caudales que se empleó para completar la información hidrológica requerida en este tipo de proyectos.

CAPITULO 2

ESTUDIOS HIDROLOGICOS

CAPITULO 2

ESTUDIOS HIDROLOGICOS

2.1. GENERALIDADES

La hoya del río Sinú aguas arriba de la Angostura de Urrá es de forma oblonga y está limitada por estribaciones de la Cordillera Occidental, las cuales son las Serranías de Abibe que forma la divisoria con el río Atrato y la Serranía de San Jerónimo que divide la hoya del río Sinú con la del San Jorge. El ancho promedio de la hoya varía entre 50 y 60 km en toda su longitud.

En la parte baja del valle, de una longitud mayor de 150 km en línea recta, el río tiene una pendiente muy baja y corre por un valle de tierras planas y anegadizas. Desde Puerto Salgar, 25 km aguas abajo de la Angostura, la pendiente aumenta progresivamente hacia aguas arriba y el río recibe varios afluentes en la parte alta de la hoya, la que se extiende hasta cotas por encima de los 3000 metros.

Las divisorias con las cuencas vecinas tienen una altura entre 500 y 700 metros. Figura IV-2-1.

Las zonas cercanas a la Angostura de Urrá tienen una vegetación muy densa con relieve fisiográfico bastante pronunciado; la zona aguas arriba de la Angostura de Urrá es en parte de vegetación densa y topografía quebrada, exceptuando el valle del río Manso el cual es relativamente plano.

Los principales afluentes son los ríos Verde, Esmeralda y Manso, que desembocan aguas arriba de la Angostura.

Los ríos Verde y Esmeralda nacen en la Serranía de Abibe, al sur de la hoya y corren en dirección norte más o menos paralelo al Sinú, hasta que desembocan en él.

El río Manso es un afluente de la orilla oriental y nace en la Serranía de San Jerónimo. El valle del Alto Sinú tiene una superficie de aproximadamente 4.583 km² aguas arriba de la Angostura de Urrá (Urrá I), donde dos serranías forman al converger un cañón profundo, el del Sinú. Las áreas de drenaje de los sitios de presa Urrá II y Verde son 2607 y 711 km²

respectivamente. Los perfiles de los ríos en un punto a unos 60 km aguas arriba de la Angostura tienen pendientes muy fuertes. Las pendientes transversales y longitudinales de la zona son del orden del 20%, lo cual indica que la hoya responde muy rápidamente a la ocurrencia de lluvias.

La hoya del Sinú no cuenta con datos de caudal y precipitación completos durante el período de los estudios (1973 a 1976), debido a las dificultades que presenta la zona. En primer lugar, las condiciones de orden público no permitían la instalación de estaciones, por estar expuestas a su destrucción y no encontrarse lectores. El HIMAT ha tratado de montar estaciones y éstas han sido destruidas o abandonadas. En la parte alta del Sinú no existen carreteras que faciliten el transporte de los equipos, por lo cual las comisiones tienen necesariamente que viajar por el río, siendo muy difícil en época de aguas mínimas o máximas.

Durante el período de los estudios, se sucedieron ataques de guerrilleros en el sitio de La Esmeralda, en febrero de 1975, en el cual la Estación Climatológica fué totalmente destruída. En enero de 1975, hubo otro ataque que obligó a mantener un puesto de policía permanente. Sin la protección militar es imposible operar las estaciones en la parte alta del Sinú, y en ocasiones el ejército no dispone de personal para asignar de planta en el Alto Sinú.

2.2. CLIMA

La zona norte o baja del río se puede clasificar bajo el sistema de Koppen, como de clima Aw, y la zona del Alto Sinú como Af en el mismo sistema. Figuras IV-2-2 y IV-2-3.

El micro-clima del Alto Sinú es producido por patrones de circulación atmosférica y por mecanismos orográficos. Los patrones de circulación general (Riehl, 1954), indican que la humedad del Atlántico llega a Colombia a través del Brasil y Venezuela, con lo cual se constituye la influencia orográfica de los Andes. La humedad del Caribe converge hacia el Istmo de Panamá donde a menudo gira hacia el mar y establece una corriente hacia la costa oeste de Colombia. Las masas de aire del Pacífico circulan tierra adentro y fluyen hacia el este y norte.

Estas rutas de movimientos de masas de aire se deben a la localización de la zona intertropical de convergencia, la cual se mueve estacionalmente de 5° de latitud sur en enero hasta 12° de latitud norte en julio.

Las lluvias en la zona alta del Sinú se producen principalmente por las siguientes causas:

- a. Alta precipitación sobre el valle del río Atrato causada por el movimiento de las masas de aire marítimo del Pacífico paralelamente a la cordillera occidental y sobre las estribaciones de la cordillera que forman el extremo sur de la hoya del Sinú, causando movimientos orográficos y convectivos de las masas de aire.
- b. Precipitación moderada a alta sobre las cabeceras del río Sinú causadas por el retraso de tempestades incipientes y maduras que cruzan el límite sur de la hoya con trayectoria norte, con lo cual la precipitación decrece en la misma dirección (hacia aguas abajo).

En su informe "A Study of the Flood Hydrology of the Upper Sinú Basin for Spillway Design", el Dr. Jaime Amorochó, Hidrólogo Consultor, muestra un caso típico con base en fotografías tomadas por satélite de las rutas imaginarias que produjeron alta precipitación en la hoya del Sinú en noviembre de 1973. En resumen, la situación que se generó fué debida a una zona de baja presión (circulación ciclónica situada casi sobre la Costa Atlántica de Costa Rica y Nicaragua).

Esta acumulación atrajo el aire húmedo del Pacífico hacia la costa colombiana donde las nubes fueron levantadas convectiva y orográficamente por la Cordillera de los Andes, extendiéndose sobre la hoya del Sinú, con predominación de gran precipitación sobre el área.

El Dr. Amorochó también describe otra situación sinóptica diferente que ocurre con frecuencia, la cual indica un nivel inferior de precipitación sobre el valle del Sinú. En este caso, la humedad del Atlántico es levantada orográficamente sobre la cordillera oriental y forma fuertes tormentas convectivas sobre el valle del río Sinú, desde Tierra Alta hacia el norte. Este mecanismo se produjo aguas abajo, pero sí generó algunas lluvias. Las imágenes de satélite muestran Cúmulos Cirrus y algunos Cúmulos Nimbus convectivos inducidos orográficamente sobre las cabeceras del Sinú. Esta situación sinóptica confirma la distribución de la precipitación. En su informe el Dr. Amorochó ha calculado la evapotranspiración potencial media con base en datos climatológicos dados en el informe de R.J. Tipton (1954), estos datos se muestran en el Cuadro IV-2-1.

CUADRO IV-2-1

EVAPOTRANSPIRACION POTENCIAL MEDIA ESPERADA

Localidad	Temperatura Promedio	Humedad Relativa	Viento Millas/24h	Horas de sol/día	Evapotranspiración Potencial		
					mm/día	mm/año	
ato	27	83.0	50	6	3.03	1.105.00	
ontería**	27.5	81.6	50	6	2.07	255.00	
to Sinú *	a)	26	86.0	25	2	1.87	586.00
	b)	20	88.0	10	1	1.50	439.00

* Con reflectividad de 0.20 (selva y pastos)

** Con reflectividad de 0.25 (pastos y cultivos)

En cuanto a evaporación solo se cuenta con datos de la estación de Puerto Nuevo, Figuras IV -2-2 y IV -2-7 que comprende un período de diez años. Por solicitud del Consorcio se instalaron evaporímetros clase A en las estaciones de Saiza y La Esmeralda, pero no se cuenta con suficientes registros que puedan ser usados para obtener valores aplicables a los estudios.

La evaporación promedio anual de la estación de Puerto Nuevo, es de unos 800 mm.

Los datos obtenidos en esta estación fueron empleados en los estudios de generación-operación.

La estación lluviosa se extiende usualmente de mediados de abril a finales de noviembre. La parte baja de la hoya cuenta con más registros de precipitación, correspondiendo el período más largo de registros a la estación de Cereté. La estación de Tierra Alta cuenta con registros desde 1959 hasta 1973.

Las estaciones de Tucurá y Puerto Nuevo tienen períodos de registros mucho más cortos. Ver Figuras IV-2-3 a IV-2-6 y IV-2-9 a IV-2-12. En la zona alta se instalaron dos estaciones, la de Saiza y la de La Esmeralda localizada en la confluencia del río Esmeralda con el Sinú, las cuales tienen 18 y 3 meses de registros respectivamente. Cuadro IV-2-2.

Con los datos existentes de las estaciones de la hoya del río Sinú, se pudo comprobar que la precipitación, en toda la hoya del río Sinú aumenta con la altura como se muestra en el siguiente cuadro :

Estación	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ags.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Annual
Lorica	6	7	28	70	142	157	119	168	172	277	94	26	1254
Cereté	10	9	17	70	156	148	144	163	150	137	80	32	1119
Tierralta	30	30	60	180	303	257	277	292	262	233	226	85	2254
Tucurá	118	51	36	166	340	295	319	351	300	231	207	113	2500

CUADRO IV-2-2

PRECIPITACION MENSUAL EN SAIZA, LA ESMERALDA Y PUERTO NUEVO

Año	Mes	ESTACION		
		Saiza	Esmeralda	Pto. Nuevo
1974	Octubre	*	*	225.8
	Noviembre	359.2	339.4	198.8
	Diciembre	9.8	1.8	1.3
1975	Enero	37.4	(61)*	18.3
	Febrero	14.7	**	79.6
	Marzo	49.9	**	21.9
	Abril	77.6	**	21.2
	Mayo	168.0	**	207.7
	Junio	269.4	**	217.0
	Julio	322.3	**	363.8
	Agosto	321.0	**	325.3
	Septiembre	218.0		319.9
	Octubre	265.4		493.3
	Noviembre	234.3		254.9
	Diciembre	346.2		198.6

Notas:

* Dato incompleto.

** La estación fué suspendida por causa de violencia.

2.3. ESTUDIOS HIDROLOGICOS - URRÁ I

a. Caudales del Río

Los registros de las seis estaciones de la hoya del Alto Sinú son fragmentarios y de corta duración. Figura IV-2-13. La única estación que estaba en operación al iniciar los estudios era la de la Angostura de Urrá. Esta estación cuenta con el registro más largo que cubre un lapso de 153 meses. Ver Figura IV-2-14 a IV-2-16. Los registros se tomaron del informe de Integral-Tams (1968) para el período 1.959-1.967 y del Himat para el período 1.968-1.975.

Con el fin de obtener un modelo que permitiese generar la hidrología correspondiente al sitio de Urrá I se efectuó un análisis de los datos históricos disponibles. Este análisis permitió formular un modelo con las siguientes características.

1. Los caudales mensuales o trimestrales se ajustan a una distribución lognormal.
2. Se preservan las medias y desviaciones típicas muestrales de los logaritmos de los datos históricos.
3. Al tipificar los logaritmos de los datos estos siguen en el modelo markoviano de primer orden, el cual está determinado por el primer coeficiente de autocorrelación.
4. Se preserva el coeficiente de autocorrelación muestral de los datos históricos.

Para una descripción detallada del modelo véase Anexo A.

El promedio mensual anual para Urrá I obtenido con este modelo fué de $355 \text{ m}^3/\text{s}$.

Se calcularon curvas de duración de caudales diarios y mensuales para el período con registros las cuales se muestran en las Figuras IV-2-18 y IV-2-19.

Con los datos de caudales mensuales generados, se elaboraron diagramas diferenciales de masas de los cuales se determinó el caudal regulado versus el almacenamiento requerido. (No se muestran las figuras correspondientes por tener un tamaño excesivo para incluir en este informe). La curva de caudal vs almacenamiento se muestra en la Figura IV-2-20.

Para definir mejor el régimen de la hoya se desarrollaron curvas de correlación basadas en los cortos períodos de registros de caudales de las estaciones de La Despensa, El Limón, Santa Rosa y El Manso con Urrá I (Angostura de Urrá) Figuras IV-2-17 y IV-2-21, de los cuales se utilizó la de la estación El Limón para la generación de caudales de Urrá II.

b. Sedimentos

Los aforos de materiales en suspensión transportados por el río Sinú son muy escasos principalmente en la parte alta de la hoya, por recomendación del Consorcio, el Himat (antiguo SCMH) inició un programa de recolección de estos datos. Hasta la fecha se han tomado un total de 11 muestras en Urrá I (Angostura de Urrá) y 8 en Urrá II (Salto Viejo). Ver Figuras IV-2-22 y IV-2-43.

A pesar de la carencia de datos se realizaron estudios, basados en la información presentada por Integral-Tams en su informe de 1968, que consiste en una curva de caudal vs un peso de sedimentos en suspensión por unidad de tiempo. Se incluyeron en esta curva los valores obtenidos por el Himat notándose que eran ligeramente inferiores pero lo escaso de la muestra no permitió sacar una conclusión al respecto.

El método empleado fué el siguiente:

1. Se calculó el peso total de sedimentos correspondiente a 50 años de vida útil del proyecto para el sitio de Urrá I (Angostura de Urrá).
2. Por medio de la relación directa de áreas se distribuyó a los diferentes embalses.
3. Por medio de la curva de Brune de porcentaje de sedimentos retenidos en función de la relación volumen del embalse contra volumen del caudal de entrada, se determinó el porcentaje de sedimentos retenidos. Se usó un volumen inicial de embalse para Urrá I de 1000 Mm³, al considerar el embalse de forma rectangular y no tener en

cuenta entradas en la zona montañosa en donde se crean pequeños embalses cuyo fondo se encuentra por encima de la cota de fondo del embalse principal y son topográficamente independientes.

4. Se tomó para Urrá I como sedimentos totales el porcentaje que no es retenido en Urrá II, más la contribución del área entre Urrá I y Urrá II.
5. Se calculó por medio del procedimiento de Lane y Koeizer la densidad de los materiales depositados para un período de 50 años.

Se encontró que el volumen de sedimentos depositados al cabo de 50 años sería de unos 191 Mm³ para el sitio de presa en Urrá I. Cabe anotar que se debe continuar el programa de toma de muestras.

En este estudio como se anotó anteriormente solo se utilizaron los datos obtenidos en el informe de Integral adicionando las mediciones tomadas por el Himat en el período posterior, y que se limitan a las muestras de materiales en suspensión. Es necesario que en la etapa siguiente se hagan mediciones de transporte de fondo con el fin de obtener valores del volumen total de sedimentos más precisos y confiables.

En la Figura IV-2-23 se muestran los resultados obtenidos.

Este mismo método fué empleado en el cálculo de Urrá II.

c. Creciente y Caudal de Diseño del Rebosadero

Los métodos generalmente aceptados en el desarrollo de crecientes de diseño para rebosadero se basan en el uso extensivo de datos hidrometeorológicos, que sirven para desarrollar las crecientes máximas probables en una forma sintética, o para elegir las tormentas históricas susceptibles de transposición.

Puesto que no se contaba con los parámetros hidrometeorológicos requeridos para producir tormentas sintéticas y no se encontraron tormentas históricas suficientemente documentadas o que fuesen sinópticamente adecuadas para transposición, era necesario desarrollar un método que involucra el análisis de imágenes tomadas desde satélite para el estudio de los eventos y fenómenos sobre la hoya.

Se resumen los métodos y resultados obtenidos por el Dr. Amorochó, en su informe "A Study of the Flood Hydrology of the Upper Sinu Basin for Spillway Design", el cual se incluye en el Anexo I de este informe.

La metodología consiste en sintetizar cantidades de precipitación diaria a partir de imágenes de satélite tomadas por el satélite ATS-3 para dar las trayectorias de las tormentas y la brillantez relativa de las nubes ubicadas sobre aquellas estaciones pluviométricas para las cuales se cuenta con datos y estimar la lluvia equivalente sobre la hoya del Sinú. Por medio de un método hidrológico usando la precipitación sintética y el hidrograma del río Sinú, se pudo combinar precipitación y caudal de la hoya.

El modelo hidrológico se calibró y ensayó para el año 1973 utilizando estimativos de precipitación obtenidos a partir de la brillantez de las nubes de las imágenes de satélite y los caudales medios de la Angostura de Urrá para el año 1973. La escorrentía generada fué comparada con los registros medidos, y dió un buen ajuste; con este modelo fué posible simular un hidrograma de creciente máxima a partir de una escorrentía de lluvias extremas.

La situación sinóptica que produjo las lluvias de noviembre de 1973 sobre Colombia también generó las lluvias sobre Cristóbal y la Basea Aérea de Howard en Panamá. Aunque la circulación ciclónica que ocurrió sobre el Istmo acusando intensas lluvias en Cristóbal nó es probable que ocurra en la hoya del Sinú, se utilizó para obtener los criterios de diseño del rebosadero.

En desarrollo de las crecientes de diseño del rebosadero y tratando de conseguir un límite superior, se supuso que las lluvias sintéticas de noviembre de 1973 en Cristóbal están precedidas por las lluvias de octubre a diciembre en el Sinú. Es muy poco probable que una lluvia como la ocurrida en Cristóbal suceda en la hoya del Sinú, pero pueden presentarse grupos de nubes convectivas del mismo tipo que generó las lluvias en Cristóbal. Con estos datos de entrada el modelo hidrológico produjo un hidrograma de caudales promedios diarios de las crecientes, con un caudal promedio pico de $2.300 \text{ m}^3/\text{s}$. Se analizó el hidrograma de los promedios diarios a fin de producir un hidrograma de caudales picos, distribuyendo las áreas correspondientes de los promedios en picos, de manera que el área prevalezca.

Estos estudios dieron como resultado adoptar la hipótesis de una creciente de diseño con un caudal pico de $4000 \text{ m}^3/\text{s}$ correspondiente a la

creciente de noviembre de 1.973, precedida por la del 17 de noviembre al 6 de diciembre de 1973. Ver Figura IV-2-24.

La capacidad del rebosadero de Urrá I considerándolo como primer proyecto construido sería de $4000 \text{ m}^3/\text{s}$. Para el cálculo de la capacidad del rebosadero como segundo proyecto se consideró que con una sobreelevación de embalse de 0.35 m el pico de entrada de $2800 \text{ m}^3/\text{s}$ correspondiente a $1000 \text{ m}^3/\text{s}$ provenientes de Urrá II (Caudal de diseño del vertedero Urrá II) más $1800 \text{ m}^3/\text{s}$ que es el caudal pico del área entre Urrá II y Urrá I se reduciría a $2000 \text{ m}^3/\text{s}$.

d. Crecientes de Desviación - Urrá I

En razón de la magnitud de los proyectos propuestos y del tiempo requerido para su construcción, se hizo un estudio detallado de las posibles crecientes que puedan presentarse durante este lapso. Los caudales máximos ocurren normalmente entre mayo y noviembre; como la construcción del proyecto cubrirá todos los meses del año durante el lapso necesario para la ejecución de las obras, se determinaron los requisitos de desviación y el grado de protección contra creciente con base en estudios de frecuencia.

Del período de registro relativamente corto 1959 - 1973, para la estación de la Angostura de Urrá (Urrá I) se obtuvieron los datos de caudales picos parciales y se utilizaron en la preparación de una curva para la determinación del período y probabilidad de recurrencia de caudales (Figura IV-2-25), en donde el pico medido es el caudal obtenido de los registros o sea incluyendo el flujo base y el pico ajustado es el flujo proveniente de la escorrentía superficial o sea sin flujo base.

Se elaboraron hidrogramas correspondientes a las crecientes de enero de 1963 (Figura IV-2-26), agosto de 1969 (Figura IV-2-27), agosto de 1972 (Figura IV-2-28) y julio de 1966 (Figura IV-2-29).

Los picos de estos hidrogramas son 2642, 2013, 1843 y $1796 \text{ m}^3/\text{s}$ respectivamente. Durante los estudios se registraron los siguientes picos: noviembre de 1973: 1440; agosto de 1974: 1588 y noviembre de 1975: $1440 \text{ m}^3/\text{s}$.

Además se calcularon hidrogramas por el método probabilístico usando los años con registros para Urrá I correspondientes a crecientes con períodos de retorno de 5, 10, 25 y 50 años para los cuales se calculó el pico neto y el flujo base. (Figuras IV-2-30 a IV-2-33).

La magnitud e importancia de los proyectos exigen considerar para el diseño de las obras de desviación y protección una creciente con un período de retorno de 25 años. Ver Figura IV-2-32. Se adoptó un período de retorno de 25 años basado en experiencias en otras presas del mismo tipo, pero se debe hacer un estudio más detallado en las fases siguientes. El caudal correspondiente a la creciente de 25 años es de unos $2.700 \text{ m}^3/\text{s}$. cifra que se adoptó para el diseño de las obras de desviación y protección. Este valor fué obtenido de series de duración parcial de los años con registro, empleando el método probabilístico.

e. Crecientes para la Programación de Construcción

Las ventajas o desventajas de cualquier variación en los programas de desviación o construcción dependen de un conocimiento detallado de las posibles crecientes del río en los diferentes meses del año. Por ésta razón se hizo un estudio de las crecientes registradas en la Angostura de Urrá. Este estudio se realizó usando caudales máximas mensuales con las cuales se elaboraron curvas para determinar la probabilidad de ocurrencia en los distintos meses del año. Figura IV-2-34.

La frecuencia de ocurrencia de caudales picos facilitarán la elaboración de un programa de construcción.

f. Niveles de Agua de Fuga

En la iniciación de los presentes estudios se instalaron 13 limnómetros (miras) en el tramo del río conocido como la Angostura de Urrá. Estas miras fueron leídas dos veces diarias durante un tiempo de 34 meses. Se recomienda que se continúe con estas lecturas.

De las lecturas y la curva de calibración de la estación limnográfica de la Angostura de Urrá se calcularon perfiles del río para el tramo de la Angostura correspondiente a varios caudales. Se formuló un modelo matemático en el cual los datos de entrada eran caudales registrados, niveles y secciones del río. Las curvas de remanso resultantes fueron comparadas con los perfiles de los registrados del río. Por medio de este modelo se calcularon curvas de remanso para otros caudales superiores a los aforados y se obtuvieron curvas de calibración para el proyecto de Urrá I, correspondientes a los sitios de casa de máquinas, ataguía y presa. Ver Figura IV-2-35.

Las lecturas de las miras deben continuarse para así poder obtener una gama mayor de caudales y con ello optimizar el modelo.

g. Requisitos de Borde Libre

Se han elaborado estudios preliminares para determinar los requisitos de borde libre de la presa, basados en los escasos datos que existen en la zona. Los proyectos de Urrá I están expuestos a la acción de vientos que actúan sobre un tramo abierto de 8.5 km de embalse aguas arriba.

Los datos de velocidad máxima instantánea, o sostenidas del viento que existen para la zona son muy pocos, por lo cual se resolvió adoptar una velocidad de 100 km/hora como la posible que actúe sobre el embalse. El borde libre requerido se calculó de acuerdo con los criterios y métodos descritos en la publicación "Freeboard Allowances of Waves on Inland Reservoirs" de la ASCE.

Los resultados obtenidos por el método descrito fueron afectados por un factor de seguridad, de acuerdo con experiencias en presas con núcleo de material similar el cual ha presentado grietas en la parte superior. Para este tipo de material las grietas tienen una longitud que va de 1.5 a 2.0 metros.

Los resultados obtenidos se resumen a continuación:

<u>Nivel Máximo de Embalse</u>	<u>Borde Libre Calculado m</u>	<u>Borde Libre con fs m</u>
135.0	2.0	3.5
130.0	2.0	3.5

2.4. ESTUDIOS HIDROLOGICOS - URRÁ II

a. Caudales del Río

1. Estaciones Existentes:

Solamente existen registros fragmentarios de caudales para el río Sinú aguas arriba de la confluencia con el Verde, para las estaciones de Manso (653 km²), Santa Rosa (1220 km²), Salto Viejo (2 608 km²) y El Limón (2888 km²). Las dos primeras funcionaron durante los años 1966 y 1967 pero fueron descontinuadas.

La estación de Salto Viejo fué instalada por solicitud del Consorcio

en julio de 1.974 y fué arrastrada por la corriente del 28 de junio de 1976; estaba localizada inmediatamente aguas abajo de la confluencia del río Sinú con el Esmeralda próxima al sitio de presa de Urrá II. El Servicio Colombiano de Meteorología e Hidrología (hoy HIMAT) también instaló en este sitio 16 limnómetros (miras) sobre un tramo de 9.5 kilómetros hasta aguas abajo.

Las 16 miras fueron instaladas en época de invierno quedando secas en época de verano, por lo cual se le añadieron tramos en febrero de 1976.

Durante el lapso de junio de 1974 a junio de 1976 se hicieron mediciones en la estación de aforos, y se tomaron lecturas de mira. Usando los aforos efectuados, el Consorcio desarrolló una curva de calibración preliminar para la estación de Salto Viejo que comparada con la efectuada con el modelo de curvas de remanso es casi idéntica.

Los datos recogidos en esta estación se consideran preliminares pues el HIMAT no ha elaborado una curva de calibración definitiva que permita tener seguridad, para poder usarlos en este estudio. Las Figuras IV-2-36 a IV-2-39, muestran los valores de caudales obtenidos por el Consorcio y el HIMAT. Allí se ven claramente las diferencias que indujeron a descartarlos para los cálculos hidrológicos del presente estudio.

La estación limnográfica El Limón operó primeramente durante el período de 1966 a diciembre de 1967 y fué ubicada sobre el río Sinú inmediatamente aguas arriba de la confluencia con el río Verde, fué reinstalada por el HIMAT en julio de 1974 y ha continuado operando hasta la fecha. Con los datos obtenidos en esta estación se hizo una correlación con los caudales de Urrá I. Figura IV-2-21.

La generación de la hidrología para el sitio de Urrá II se hizo por medio del método de la relación de áreas tributarias teniendo en cuenta los siguientes factores.

- a. No contar con suficientes estaciones hidrometeorológicas en el área de drenaje del proyecto.
- b. No ser confiables las estaciones existentes.
- c. No existir estaciones con registros largos (Angostura de Urrá la mayor con 153 meses).

- d. Al considerar el conjunto de parámetros que afectan la escorrentía de una hoya se puede decir que el régimen hidrológico de las hoyas es casi idéntico en toda la zona.

2. Modelo para la Generación de Caudales

Con el fin de obtener un modelo que permitiese generar la hidrología, se estudiaron los datos de la estación de El Limón. Se correlacionaron con la estación de Urrá I obteniéndose un $R^2 = 0.977$.

Se adoptó la regresión obtenida y con base en ella se hallaron las medidas y desviaciones típicas de la estación. Para el cálculo de las medidas y desviaciones típicas de Urrá II se supuso:

- a. Las medias son las mismas de El Limón corregidas por la relación de las áreas tributarias.
- b. Los coeficientes de variación permanecen constantes.

Con base en estos se calcularon las medias y desviaciones típicas de los logaritmos.

Se supuso además que los logaritmos tipificados están perfectamente correlacionados con los de Urrá I, de donde es posible obtener los caudales de Urrá II por medio de las transformaciones pertinentes.

Con los caudales obtenidos se elaboraron curvas diferenciales de masas y curvas de caudal vs almacenamiento requerido. Esta última se muestra en las Figuras IV-2-40 a IV-2-42.

Para una descripción detallada del modelo véase el Anexo A.

El caudal promedio obtenido fué de $231 \text{ m}^3/\text{s}$ para Urrá II.

b. Sedimentos

En julio de 1974 se indicaron las mediciones de sedimentos en la estación de Salto Viejo, pero todavía no se han producido suficientes datos significativos.

En la Figura IV-2-43 se muestran los aforos de sólidos en suspensión que se han tomado.

En razón de la carencia de datos de materiales en suspensión en el sitio de Urrá II, se adoptó la hipótesis simplificada de que el transporte de materiales en suspensión en los sitios Urrá I y Urrá II tienen la misma relación directa que las áreas de drenaje respectivas.

Con base en esta hipótesis se adoptaron varios volúmenes de embalse inicial, calculándose los volúmenes útiles en función del tiempo. Tomando un peso de sedimentos de 0.913 ton/m^3 se estimó que el volumen total de sedimentos atrapados en el embalse durante un período de 50 años sería de 495 Mm^3 .

Se recomienda que en las etapas posteriores se continúe la toma de muestras con el fin de tener un número mayor y poder efectuar estudios más exactos.

c. Creciente de Diseño del Rebosadero

Para el diseño de la creciente de entrada al embalse de Urrá II se utilizó la creciente obtenida en el estudio del Dr. Amorocho para el sitio de Urrá I, calculando por medio de la relación directa de las respectivas áreas de drenaje y calculándose así un caudal máximo de $2.200 \text{ m}^3/\text{s}$. Ver Figura IV-2-44.

En el sitio de Urrá II se tomó una capacidad del rebosadero de $1000 \text{ m}^3/\text{s}$ considerando una sobreelevación de 0.10 m del nivel máximo normal de operación lo cual hace que el pico de la creciente máxima de $2.200 \text{ m}^3/\text{s}$ se reduzca a $1000 \text{ m}^3/\text{s}$.

d. Creciente de Desviación

Debido a la exigua cantidad de datos de las crecientes del Sinú en el tramo entre los ríos Esmeralda y Verde, no es posible aplicar los métodos estadísticos corrientes para determinar las crecientes multiestacionales.

La creciente de desviación para el proyecto Urrá II correspondiente a una recurrencia de 25 años, se determinó multiplicando el caudal máximo de desviación de Urrá I ($2.700 \text{ m}^3/\text{s}$) por la relación entre las respectivas áreas de drenaje. Se obtuvo un caudal máximo de $1485 \text{ m}^3/\text{s}$, valor que se usó en el diseño de las obras de desviación del proyecto Urrá II. Ver Figura IV-2-45.

e. Niveles de Agua de Fuga

Se instalaron 16 miras (limnómetros) en un tramo de unos 9.5 km de longitud, desde la confluencia del río Esmeralda con dirección aguas abajo. Estas miras se han leído esporádicamente dos veces diarias. Utilizando la curva de calibración de la estación Salto Viejo, se dibujaron perfiles de niveles de agua para varios caudales registrados. - Por medio de un modelo matemático se calcularon curvas de remanso para el mismo tramo del río, que fueron comparadas con los niveles medidos en el río, dando un resultado satisfactorio. A partir de las curvas de remanso se desarrollaron curvas de calibración para los sitios de ataguías, casa de máquinas y presa que se muestra en la Figura IV-2-46. El programa de recolección de datos continúa con la lectura de las miras dos veces diarias y lo cual permitirá una mayor gama de datos para caudales máximos que se usarán para refinar las curvas de remanso.

f. Requisitos de Borde Libre

No existen datos sobre velocidades máximas y sostenidas del viento para el sitio Urrá II. En los estudios del borde libre se supuso que el área del embalse puede estar sujeta a vientos con velocidad hasta de 100 km/hora. El sitio de presa está expuesto a un espacio abierto de embalse de 7.5 kilómetros de largo aguas arriba. El borde libre se calculó por el mismo método utilizado para el proyecto de Urrá I. Los requisitos de borde libre se resumen a continuación:

<u>Nivel Máximo de Embalse</u>	<u>Borde Libre Calculado en m</u>	<u>Borde Libre con fs m</u>
250	2.0	5.0
270	2.5	5.0
285	3.0	5.0

2.5. ESTUDIOS HIDROLOGICOS - VERDE

a. Caudal del Río

No existen aforos de caudal para el tramo del río Verde aguas arriba de su confluencia con el Sinú para poder efectuar algún tipo de corrección.

Durante el período de marzo de 1966 a diciembre de 1967 operaron las estaciones de El Limón y La Despensa, situadas sobre el río Sinú aguas arriba y aguas abajo de su confluencia con el Verde respectivamente. Estas estaciones se reinstalaron en julio de 1974. Cuando se cuente con suficientes datos se podrá determinar el caudal del río Verde en su confluencia con el Sinú y calcular el caudal del río en el sitio del proyecto Verde.

Para los estudios preliminares del proyecto en Verde se hizo una correlación de los meses con registro entre las estaciones El Limón, La Despensa y Angostura de Urrá (1966-1967). Los caudales del río Verde (711 km²) en el sitio del proyecto se determinaron por medio de la relación directa entre las áreas de drenaje para el sitio y Urrá II (2.608 km²). El caudal promedio anual obtenido fué de 63 m³/s.

Se elaboraron diagramas diferenciales de masas para el sitio de Urrá II incluyendo los caudales generados para el sitio del proyecto Verde y la curva de caudal regulado vs almacenamiento requerido. Esta se muestra en el Anexo B, Figura IV-2-42.

b. Sedimentos

Como no existen datos de materiales de suspensión transportados por el río Verde, se supuso en estos estudios que existe la misma relación directa entre los materiales en suspensión en el sitio del proyecto Verde y la Angostura de Urrá que entre las respectivas áreas de drenaje.

Para los estudios detallados del proyecto Verde deberá ejecutarse un programa de medición de sedimentos.

c. Creciente de Diseño del Rebosadero

El caudal máximo del rebosadero en el proyecto Verde se estimó en 640 m³/s. Esta cifra se basó en el caudal de diseño para el rebosadero de Urrá I, el cual se multiplicó por la relación entre las respectivas áreas de drenaje.

d. Creciente de Desviación

El caudal máximo de la creciente de desviación para el proyecto Verde se estimó en 432 m³/s. Esta cifra se calculó multiplicando el caudal máximo de desviación de Urrá I por la relación entre las respec

tivas áreas de drenaje. El caudal máximo así obtenido corresponde a una creciente con un período de retorno de 25 años.

2.6. ESTUDIOS HIDROLOGICOS - SAN JORGE

a. Generalidades

La hoya del río San Jorge está localizada en la parte norte de Colombia (Figura IV-2-47), al este de la del Sinú. Tiene una forma alargada aguas arriba de Montelíbano. El río corre en dirección noreste y desemboca en el río Magdalena. El único afluente de importancia que tiene el río en su parte alta es el río Sucio. En sus cabeceras el cañón del San Jorge es formado por la cordillera de San Jerónimo, y las serranías de Ayapel las cuales tienen cotas de 1000 a 2000 metros sobre el mar. Las divisorias tienen alturas de unos 500 metros en la parte media de la hoya alta del río San Jorge. Aguas arriba de Montelíbano el río tiene una longitud de unos 150 kilómetros, con una pendiente promedio de 2.0% para un tramo de 120 kilómetros aguas arriba de Montelíbano.

La zona alta de la hoya tiene una vegetación similar a la del Sinú, muy densa con relieve fisiográfico bastante pronunciado.

Esta zona se puede clasificar bajo el sistema de Köppen como de clima Af. No existen en la zona estaciones climatológicas ni limnigráficas aguas arriba de Montelíbano que puede servir de apoyo a una mejor descripción climatológica de la zona. En marzo de 1976, CORELCA solicitó al Servicio Colombiano de Meteorología e Hidrología (hoy HIMAT) la instalación de estaciones hidrometeorológicas, pero por lo despoblado e inhóspita de la región no fué posible.

b. Caudales del Río

No existen estaciones limnigráficas ni de aforos en la parte alta de la hoya del río San Jorge, aguas arriba de Montelíbano.

Para los estudios se determinaron caudales por medio de una relación directa de áreas de drenaje correspondientes, entre Urrá II (2608 km²) y el sitio del proyecto San Jorge (571 km²). El caudal promedio anual obtenido fué de 51 m³/s.

Se elaboraron diagramas diferenciales de masas y curvas de caudal

regulado vs almacenamiento requerido en el sitio de Urrá II incluyendo los caudales generados para el sitio de San Jorge. Estas curvas se muestran en las Figuras IV-2-41 y IV-2-42.

c. Sedimentos

Debido a la falta de datos de materiales en suspensión del río San Jorge, se efectuó un estudio preliminar que tiene como base el estudio de sedimentos de Urrá I. Los valores de los materiales en suspensión de Urrá I fueron transformados por una relación de áreas de drenaje correspondientes al sitio del proyecto San Jorge.

d. Crecientes de Diseño del Rebosadero

La creación de diseño del rebosadero del proyecto San Jorge fué determinada por medio de una relación directa de áreas de drenaje a partir de la creciente de diseño del rebosadero de Urrá I. Se obtuvo un valor de $440 \text{ m}^3/\text{s}$. Se empleó este método por no existir datos de caudales para poder correlacionar.

e. Creciente de Desviación

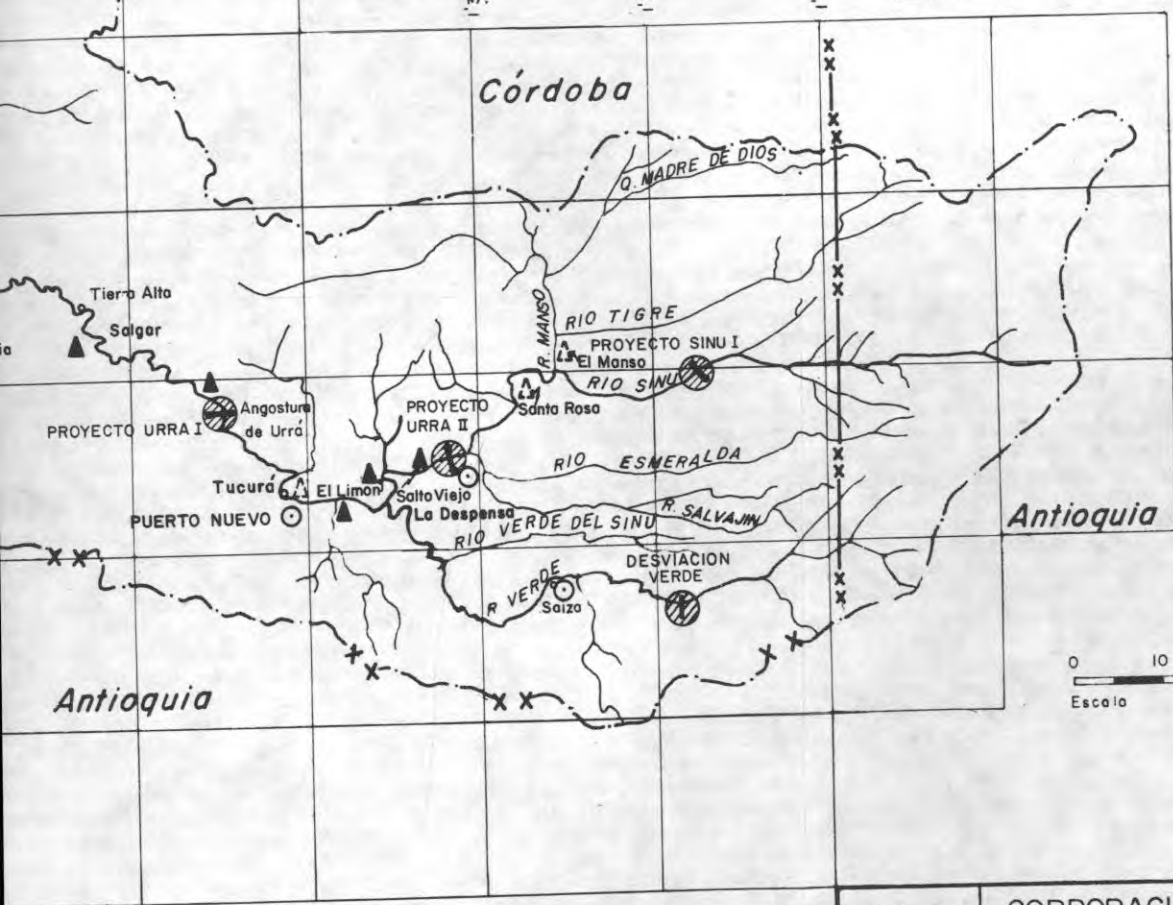
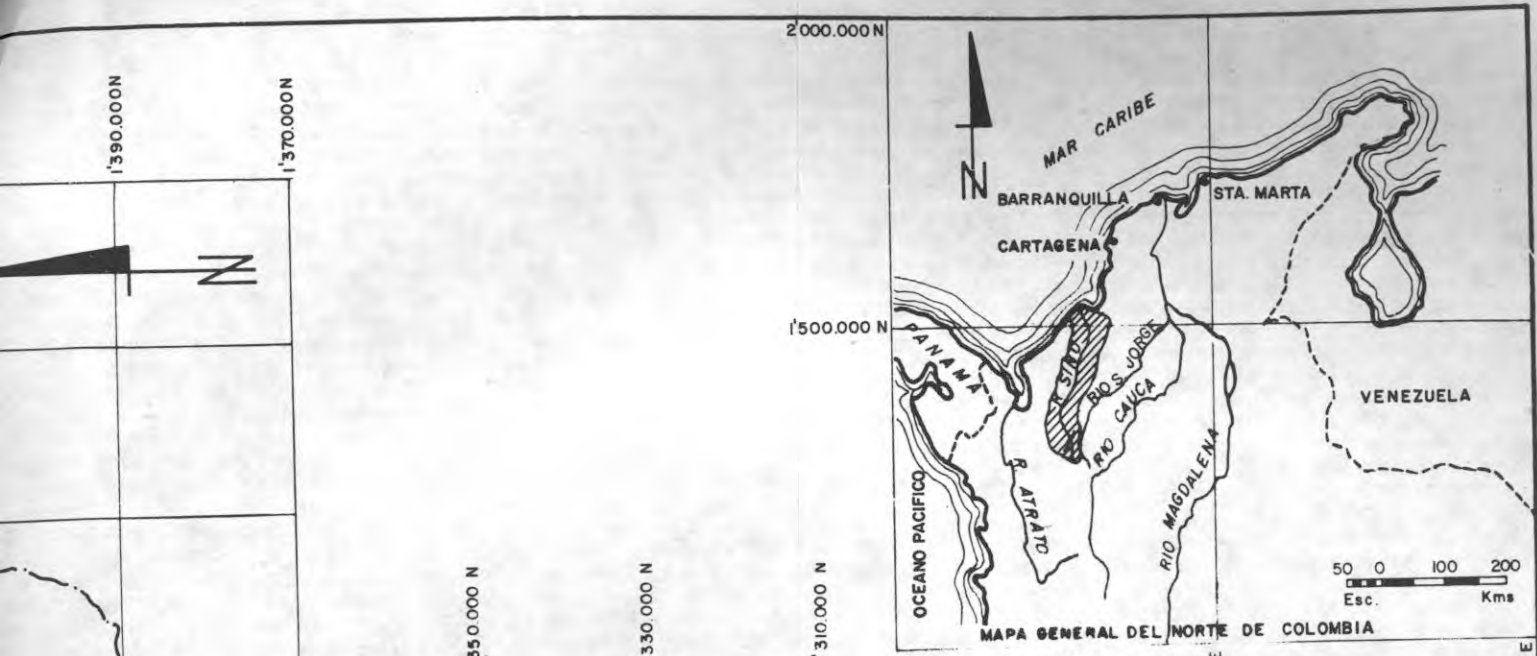
La creciente de desviación se determinó usando una relación directa de las respectivas áreas de drenaje entre la Angostura de Urrá y el sitio del proyecto San Jorge. Se empleó la creciente de 25 años de período de retorno de Urrá I, obteniéndose una creciente de desviación de $297 \text{ m}^3/\text{s}$ con el mismo período de recurrencia.


2.7. SITIOS AGUAS ARRIBA

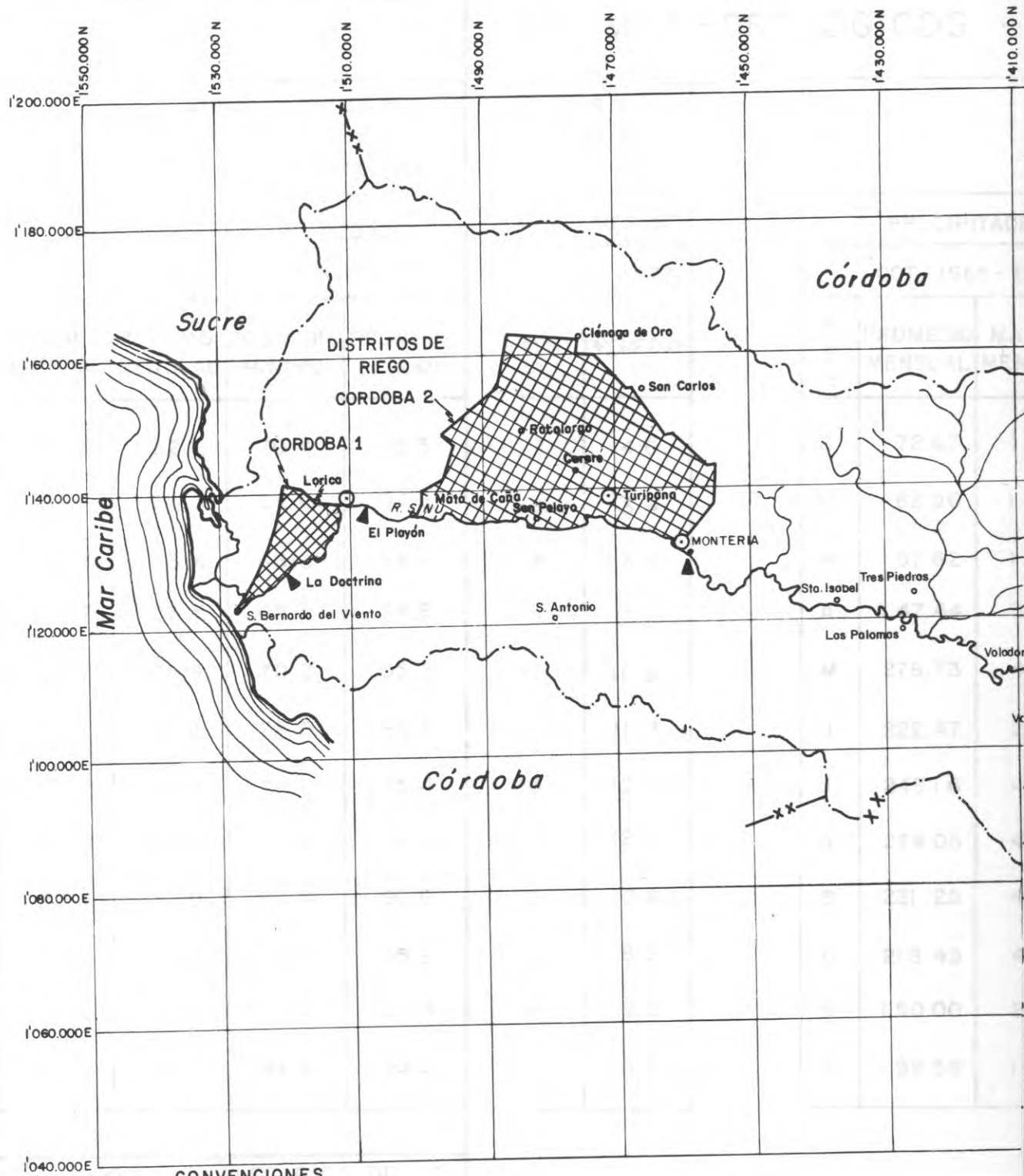
No existen datos de caudales del río en los posibles sitios para obras hidroeléctricas en las cabeceras los ríos Sinú y Verde. Se han identificado varios sitios posibles sobre el río Sinú aguas arriba del proyecto Urrá II. Una serie de imágenes tomadas por radar han confirmado las posibilidades hidroeléctricas en las cabeceras.

Con base principalmente en datos desarrollados a partir de caudales del río, parece que la precipitación promedio aumenta con la altura del terreno hasta algún sitio, muy probablemente situado entre 500 y 1000 metros de altura sobre el nivel del mar. Para alturas superiores a estas, la precipitación decrece progresivamente, debido al origen convectivo de las lluvias.









La producción de agua relativamente baja del río Sinú, aguas arriba de su confluencia con el Manso, se debe probablemente a que una proporción relativamente grande de su hoya se encuentra por encima de 1000 metros sobre el nivel del mar. Con base en los datos fragmentarios disponibles, se determinaron relaciones aproximadas entre las áreas de drenaje y la producción de agua para el Alto Sinú. Estos resultados se muestran en la Figura IV-2-48 y puede usarse para un inventario preliminar de los sitios aguas arriba, tendiente a determinar la posible cantidad de agua disponible en ellos.



	CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA PROYECTO DEL ALTO SINU	
	HOYA DEL RIO SINU LOCALIZACION ESTACIONES METEOROLOGICAS	
CONSORCIO ALTO SINU INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES GEOCOLOMBIA ASESORES: CHAS T. MAIN INT'L INC.	FECHA Febrero -77 ESCALAS INDICADAS ARCHIVO G-H-309	FIGURA IV 2 - 1



CONVENCIONES

-  DISTRITO DE RIEGO
-  LOCALIZACION DE PROYECTO
-  DIVORCIO DE AGUAS
-  LIMITE DEPARTAMENTAL
-  ESTACION LIMNIGRAFICA EXISTENTE
-  ESTACION CLIMATOLOGICA
-  ESTACION LIMNIGRAFICA DESCONTINUADA
-  ESTACION PLUVIOMETRICA

ESTACIONES DE TUCURA Y PUERTO NUEVO

ESTACION PUERTO NUEVO

LATITUD = 07° 58' N.
 LONGITUD = 76° 18' W
 COTA = 90.00 MSM

(mm.)		DIAS DE LLUVIAS AL MES (Nº)			EVAPORACION (mm)		TEMPERATURA		HUMEDAD	
1.975		OCT. 1.965 - DIC. 1.975			OCT. 1.965 - DIC 1.975		PROMEDIO (°C)		RELATIVA (%)	
MAXIMO MENSUAL	MINIMO MENSUAL	MINIMO	MAXIMO	PROMEDIO	PROMEDIO MENSUAL	MAXIMO MENSUAL	MINIMO MENSUAL	MAXIMO MENSUAL	PROMEDIO MINIMO	PROMEDIO MAXIMO
7	18	2	13	7.7	85.85	113.7	22.2	32.2	70.4	95.3
3	29	4	9	6.0	91.22	125.2	22.1	34.3	66.0	94.5
4	17	0	14	6.2	100.70	147.0	22.5	33.4	65.3	94.5
3	21	5	17	11.0	106.73	134.7	22.7	33.5	65.5	94.8
7	169	15	27	20.0	109.62	142.5	22.7	31.9	70.2	95.7
7	169	12	23	16.8	77.63	99.4	22.1	31.8	72.0	95.8
5	127	8	26	16.1	84.37	148.1	21.7	32.0	71.1	95.4
4	145	13	27	18.0	93.58	115.0	21.7	32.3	71.6	95.4
2	37	6	23	14.1	83.30	105.3	22.1	32.0	70.4	96.0
3	90	11	27	17.3	89.34	139.1	22.1	31.8	70.7	95.9
9	66	6	25	14.4	88.85	125.7	21.8	31.7	71.7	95.4
9	1	2	11	9.9	92.77	116.7	22.2	31.7	69.3	95.0



CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA

PROYECTO DEL ALTO SINU

DATOS METEOROLOGICOS ESTACIONES DE TUCURA Y PUERTO NUEVO

CONSORCIO ALTO SINU
 INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES
 GEOCOLOMBIA
 ASESORES: CHAS T. MAIN INT'L INC.

FECHA
 Febrero-77
 ESCALA
 SIN
 ARCHIVO
 G-H-310

FIGURA
 IV
 2 - 2

DATOS METEOROLOGICOS -

ESTACION TUCURA				LATITUD = 07° 56' N. LONGITUD = 76° 16' W COTA = 120.00 MSM.		
PRECIPITACION (mm.)				DIAS DE LLUVIAS AL MES (N°)		
SEPT. 1.959 - SEPT. 1.973				SEPT. 1.959 - SEPT. 1.973		
M E S	PROMEDIO MENSUAL	MAXIMO MENSUAL	MINIMO MENSUAL	MINIMO	MAXIMO	PROMEDIO
E	96.64	470	0	0	7	4.6
F	47.00	112	0	0	5	3.4
M	50.71	196	3	0	8	3.5
A	142.43	366	36	3	13	7.1
M	306.57	524	131	6	16	11.9
J	270.93	452	170	8	17	11.7
J	303.07	410	123	3	18	12.9
A	302.14	570	138	10	19	12.3
S	238.47	391	182	8	15	10.8
O	201.57	337	25	2	13	8.9
N	163.07	438	85	4	14	9.2
D	106.14	356	26	2	8	5.5

PRECIPITACION		
OCT. 1.965 - D		
M E S	PROMEDIO MENSUAL	MAXIMO MENSUAL
E	72.67	1
F	82.96	1
M	57.62	1
A	147.44	3
M	278.73	4
J	222.47	2
J	246.16	4
A	274.05	4
S	221.25	4
O	218.43	4
N	150.00	2
D	99.59	1

NOTA: LOS DATOS FUERON SUMINISTRADOS POR EL SERVICIO
COLOMBIANO DE METEOROLOGIA E HIDROLOGIA (HOY HIMAT)

ESTACION TIERRALTA				LATITUD = 08° 11' N LONGITUD = 76° 03' W COTA = 50.00 MSM		
PRECIPITACION (mm)				DIAS DE LLUVIAS AL MES (N°)		
ENERO 1959 - ENERO 1973				ENERO 1959 - ENERO 1973		
M E S	PROMEDIO MENSUAL	MAXIMO MENSUAL	MINIMO MENSUAL	MINIMO	MAXIMO	PROMEDIO
E	35.92	110.0	00.0	0	8	2.8
F	30.07	112.0	00.0	0	4	2.2
M	69.43	208.0	00.0	0	10	3.7
A	182.00	311.0	14.0	0	15	7.7
M	261.93	550.0	108.0	5	19	11.0
J	242.29	362.0	78.0	6	14	10.1
J	272.50	501.0	80.0	6	17	12.1
A	268.14	581.0	158.0	6	17	11.9
S	241.21	420.0	147.0	7	19	11.7
O	216.93	389.0	89.0	5	18	11.2
N	197.93	605.0	61.0	4	15	9.1
D	72.21	184.0	00.0	2	11	4.9



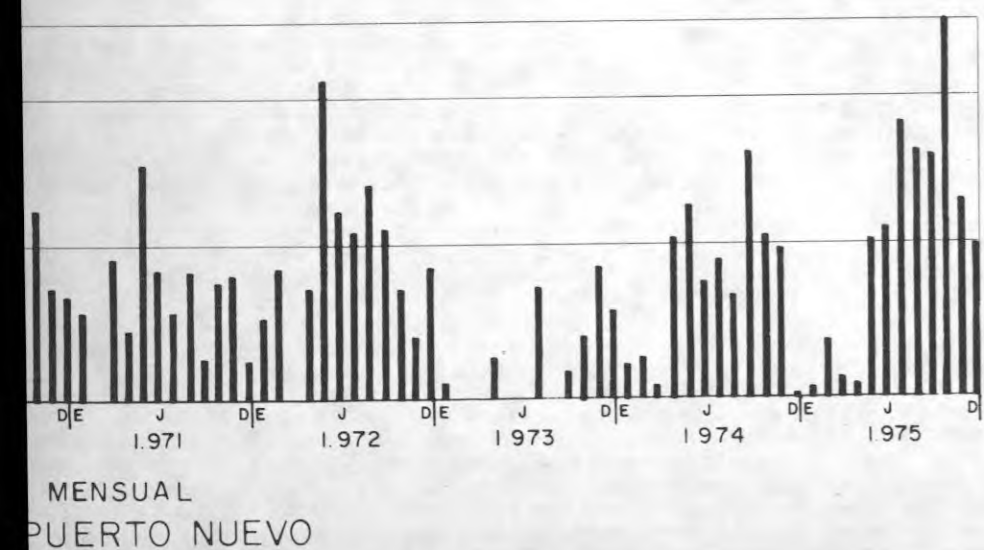
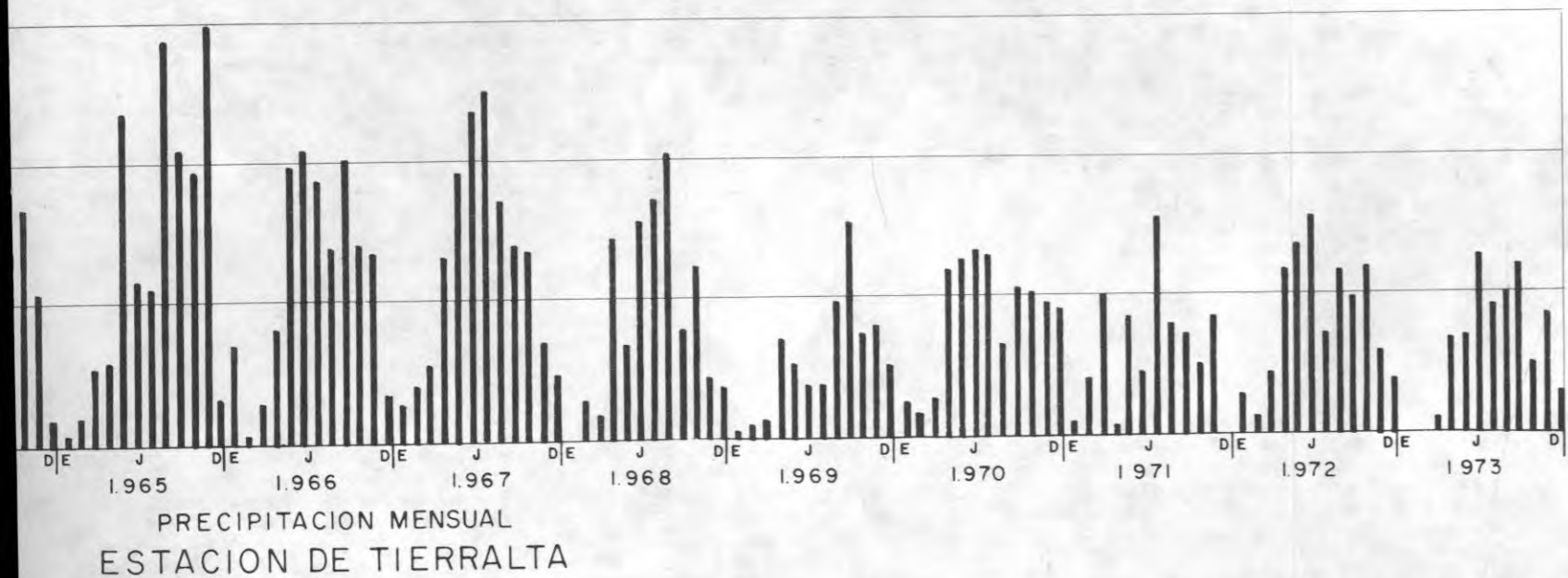
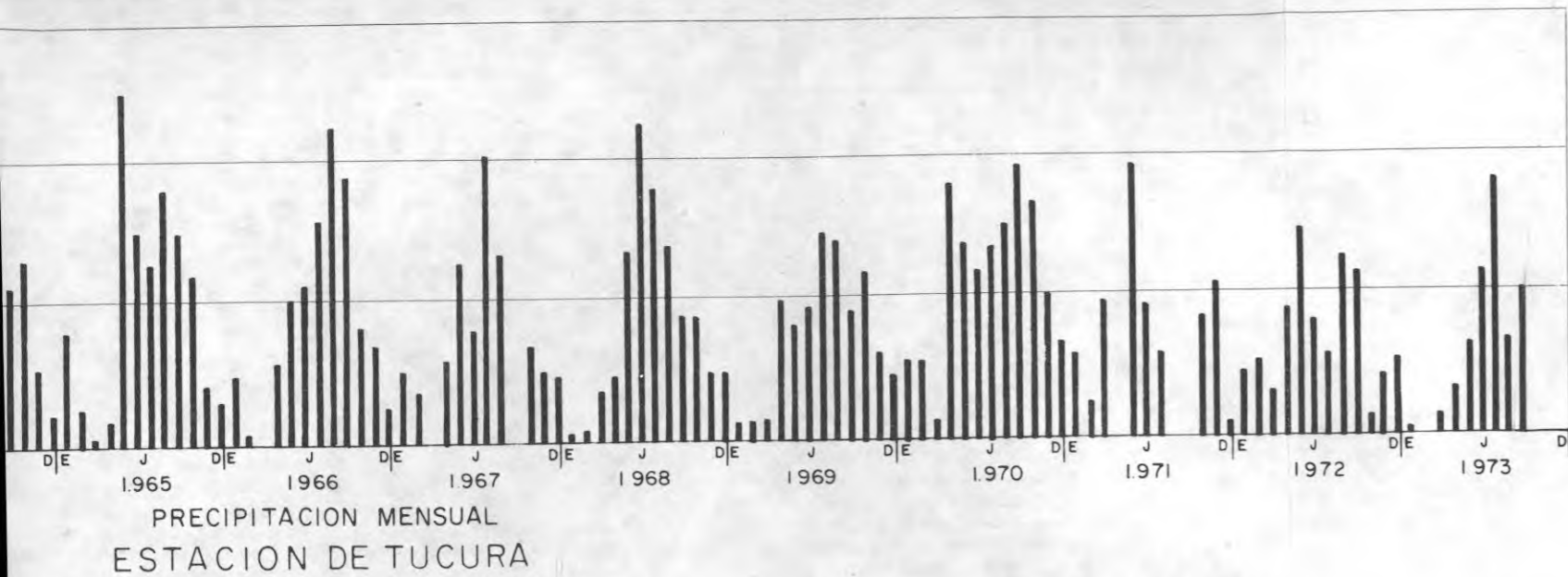
CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU

INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES CHAS T MAIN INTL INC


DATOS METEREOLÓGICOS
ESTACION TIERRALTA

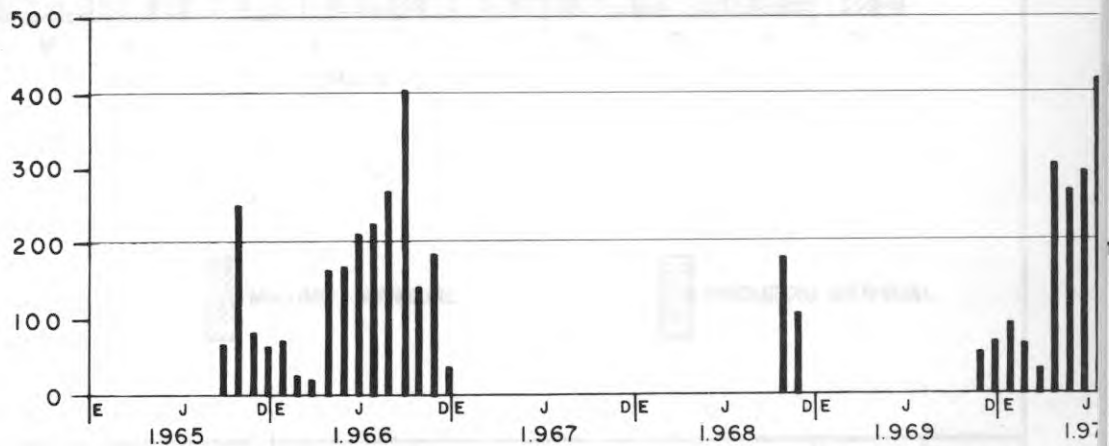
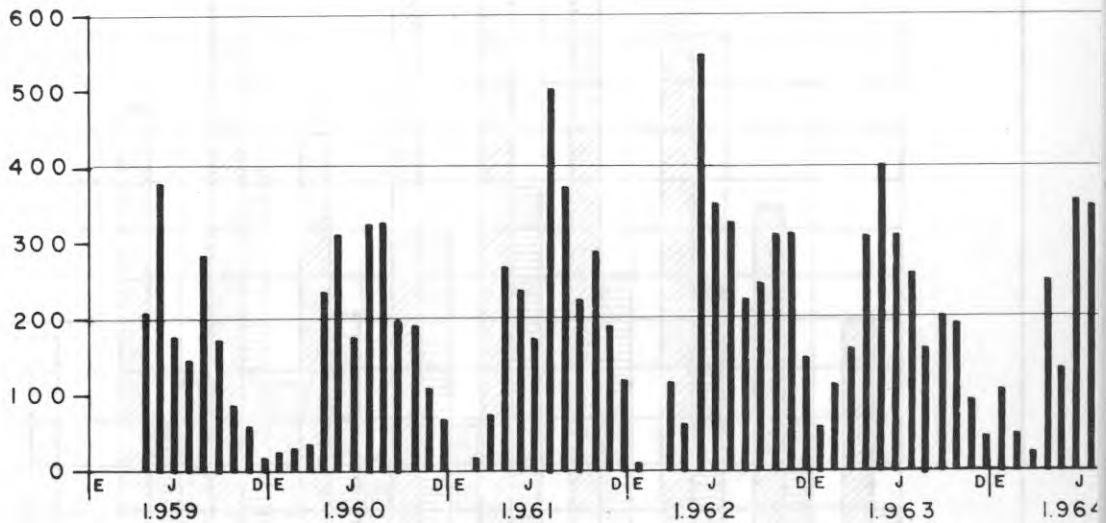
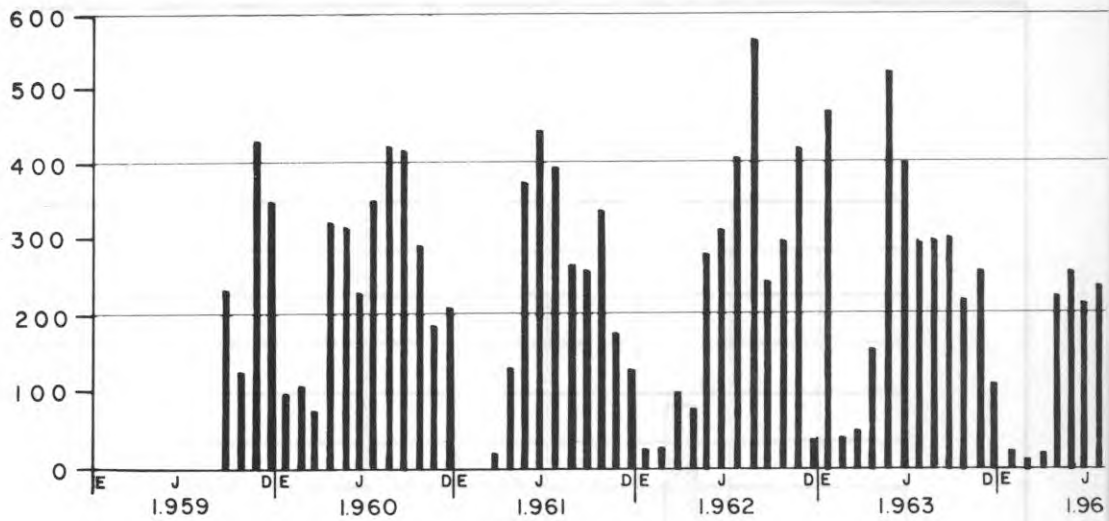
FECHA	FIGURA
Febrero - 77	IV
ESCALA	
SIN	
ARCHIVO	2-3
GH-344	



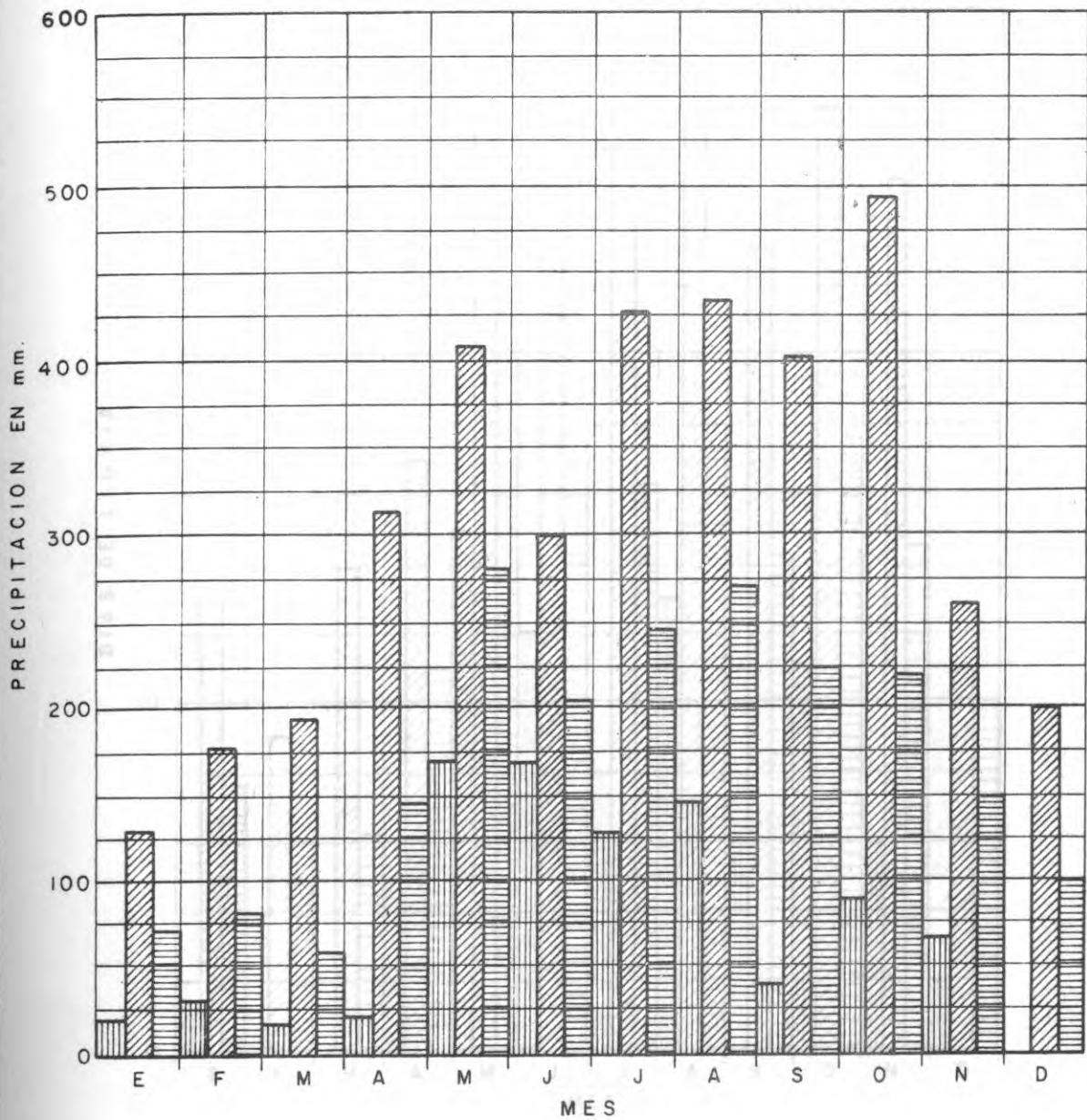
NOTAS

- 1- No existen registros para la estación de Puerto Nuevo en los siguientes períodos:
Enero 1965 a Agosto 1965
Enero 1967 a Septiembre 1968
Diciembre 1968 a Octubre 1969
- 2- No existen registros para la estación de Tucurá en el período Enero 1959 a Agosto 1959
- 3- Registros incompletos para 1973
- 4- Datos tomados del S. C. M. H. (HOY HIMAT)

	CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA						
	PROYECTO DEL ALTO SINU						
REGISTRO DE LLUVIA TUCURA 1959-1973 TIERRALTA 1959-1973 PUERTO NUEVO 1965-1975							
CONSORCIO ALTO SINU INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES GEOCOLOMBIA ASESORES: CHAS T. MAIN INT'L, INC.		<table border="1"> <tr> <td>FECHA Agosto-76</td> <td rowspan="4" style="text-align: center;">FIGURA: IV 2-4</td> </tr> <tr> <td>ESCALA INDICADA</td> </tr> <tr> <td>ARCHIVO</td> </tr> <tr> <td>UI-H-221</td> </tr> </table>	FECHA Agosto-76	FIGURA: IV 2-4	ESCALA INDICADA	ARCHIVO	UI-H-221
FECHA Agosto-76	FIGURA: IV 2-4						
ESCALA INDICADA							
ARCHIVO							
UI-H-221							



PRECIPITACION
ESTACION DE



CONVENCIONES



MINIMO MENSUAL



MAXIMO MENSUAL



PROMEDIO MENSUAL



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

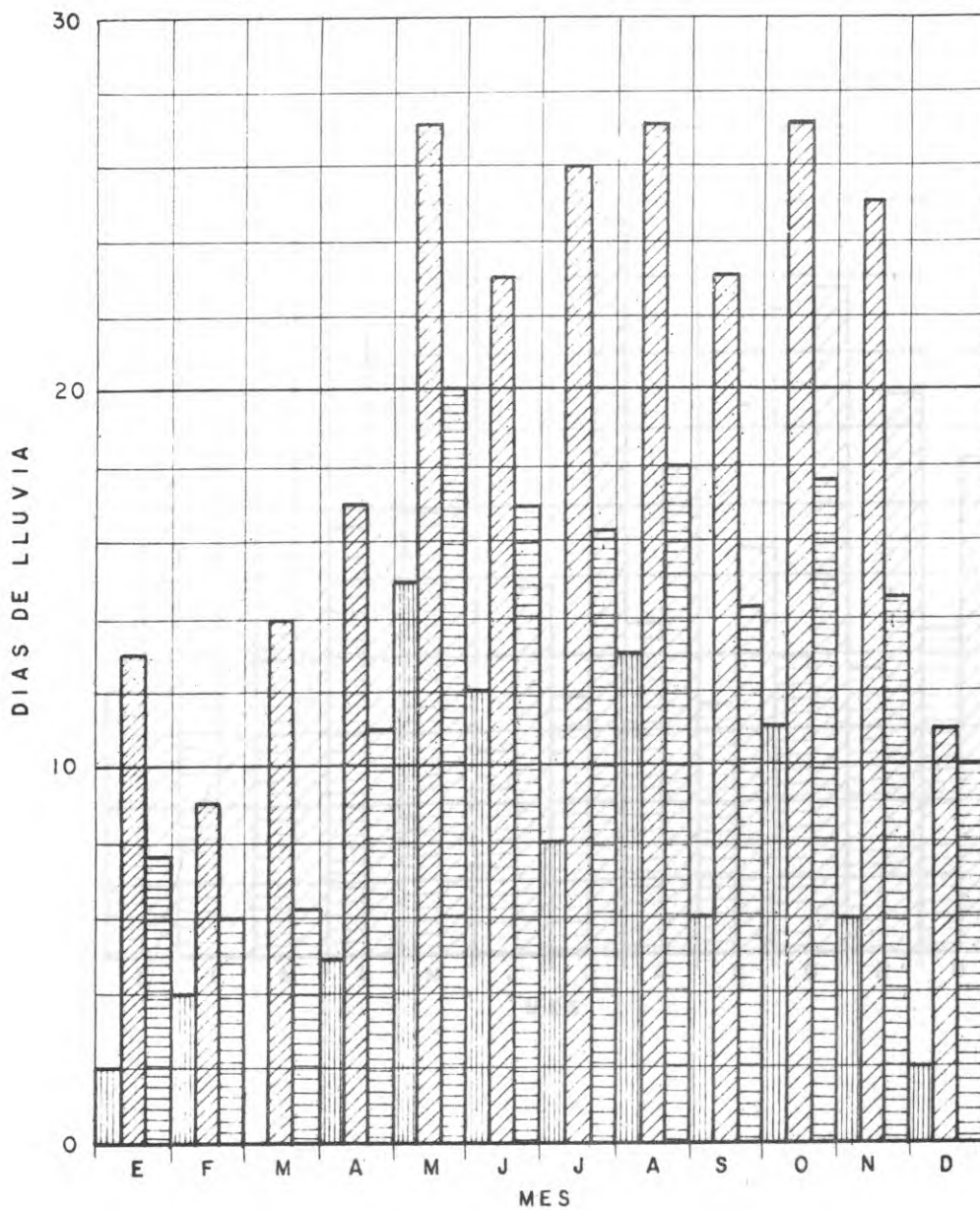
CONSORCIO ALTO SINU

INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES: CHAS T MAIN INT'L INC.

PRECIPITACION MENSUAL
OCTUBRE 1965-DICIEMBRE 1975
ESTACION PUERTO NUEVO

FECHA
Febrero-77
ESCALA
SIN
ARCHIVO
G-H-312

FIGURA
IV
2-5



CONVENCIONES :



MINIMO MENSUAL



MAXIMO MENSUAL



PROMEDIO MENSUAL



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

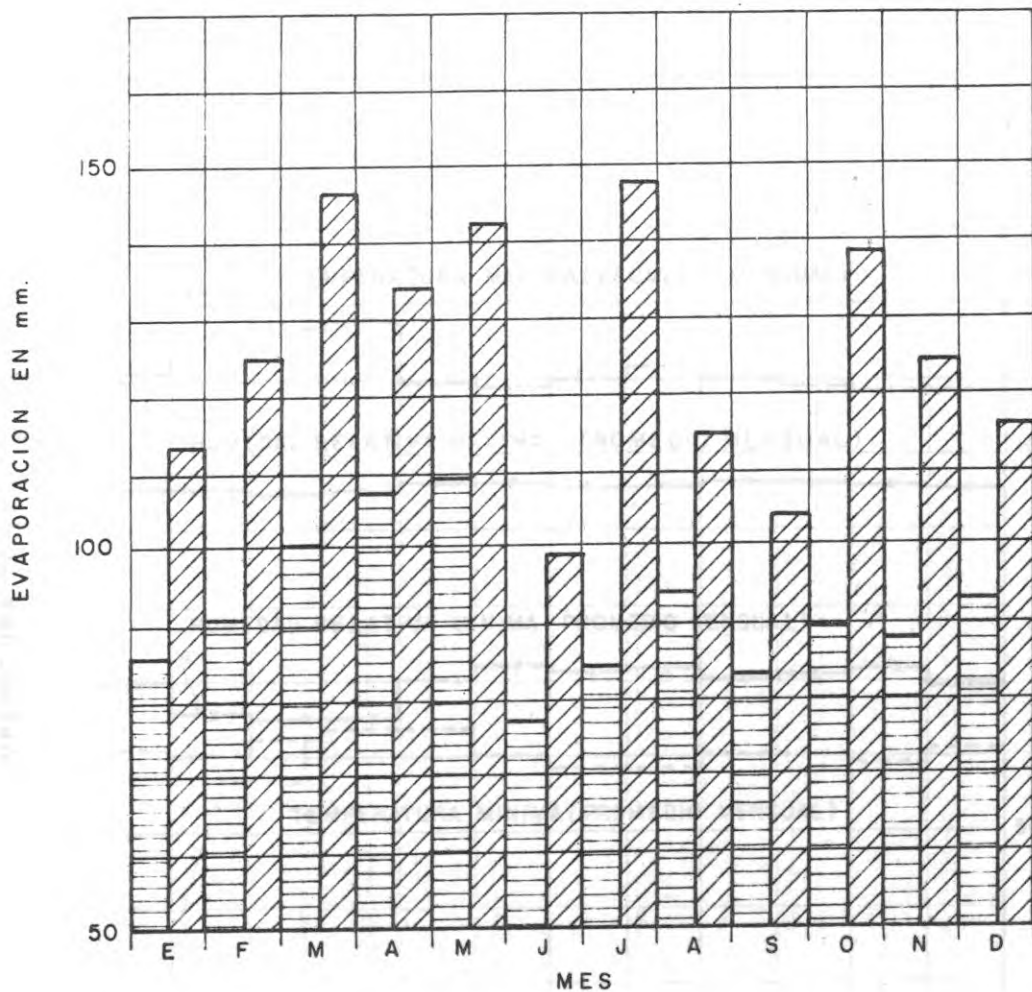
CONSORCIO ALTO SINU

INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES: CHAS T. MAIN INT'L INC.

DIAS DE LLUVIA AL MES
OCTUBRE 1965 - DICIEMBRE 1975
ESTACION PUERTO NUEVO

FECHA
Febrero - 77
ESCALA
INDICADA
ARCHIVO
G-H-313

FIGURA
IV
2 - 6



CONVENCIONES :



PROMEDIO MENSUAL



MAXIMO MENSUAL

NOTA : EVAPORACION MEDIA EN
EVAPORIMETRO CLASE A



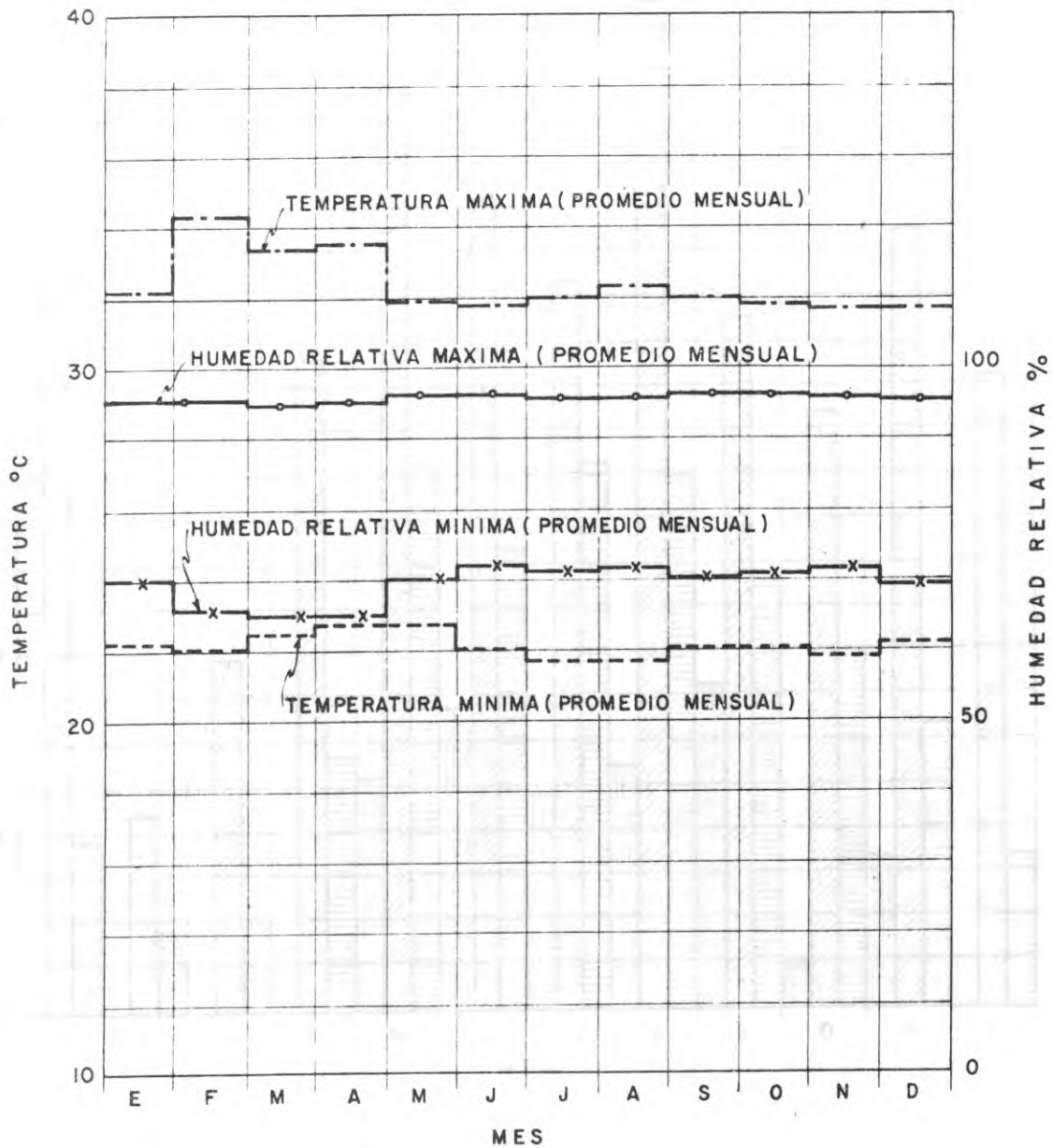
CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU
INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES: CHAS T. MAIN INT'L INC.

EVAPORACION MENSUAL
OCTUBRE 1965 - DICIEMBRE 1975
ESTACION PUERTO NUEVO

FECHA
Febrero-77
ESCALA
INDICADA
ARCHIVO
G-H-314

FIGURA
IV
2 - 7



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

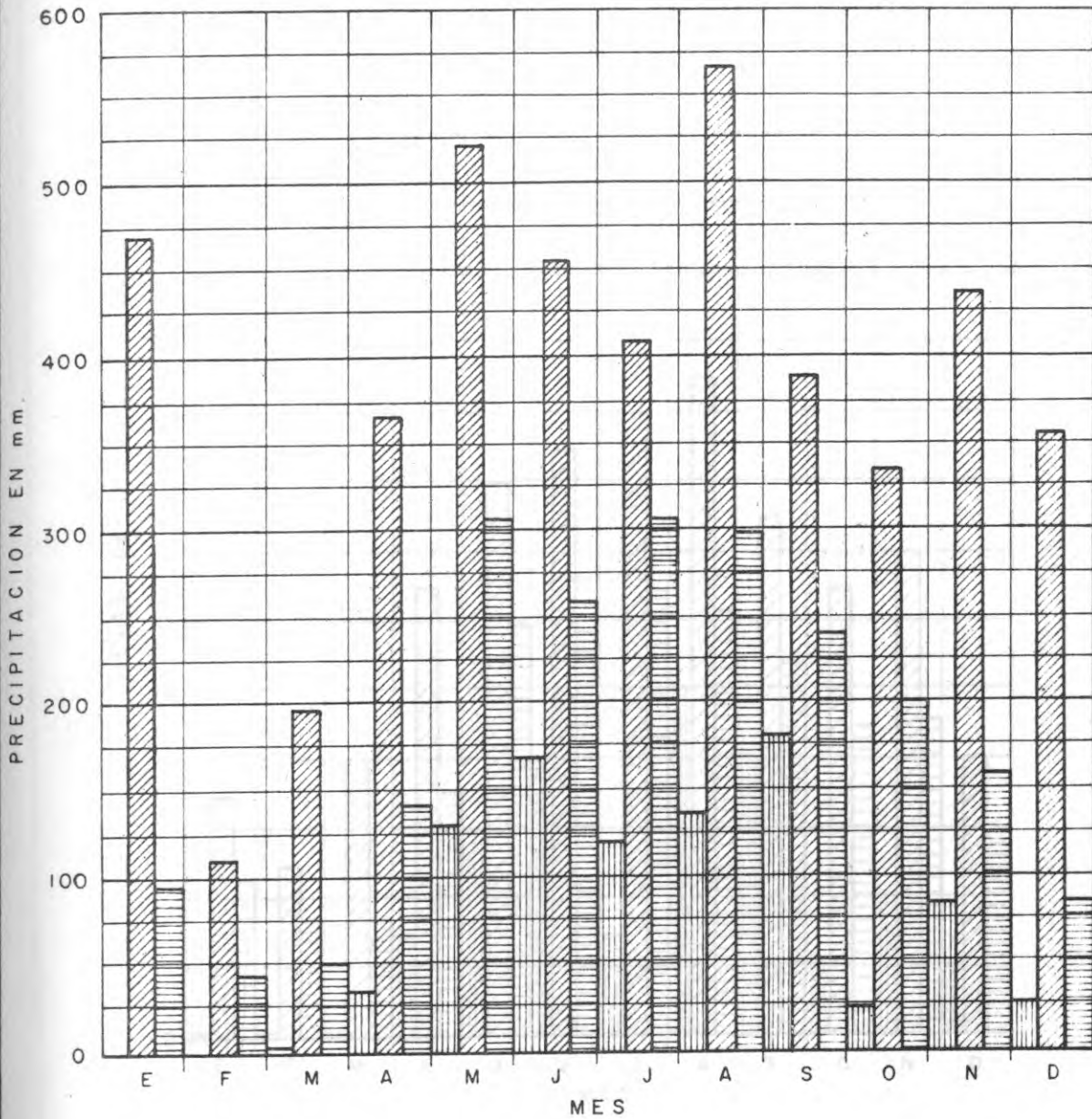
CONSORCIO ALTO SINU

INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES CHAS T MAIN INT'L INC.

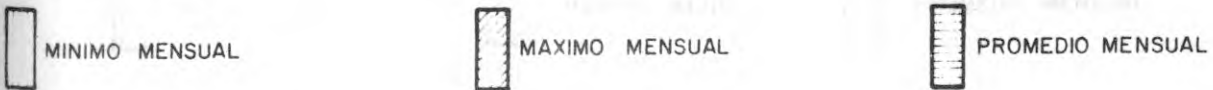
TEMPERATURA Y HUMEDAD MENSUAL
OCTUBRE 1965 - DICIEMBRE 1975
ESTACION PUERTO NUEVO

FECHA
Febrero -77
ESCALA
INDICADA
ARCHIVO
G-H-315


FIGURA
IV
2 - 8

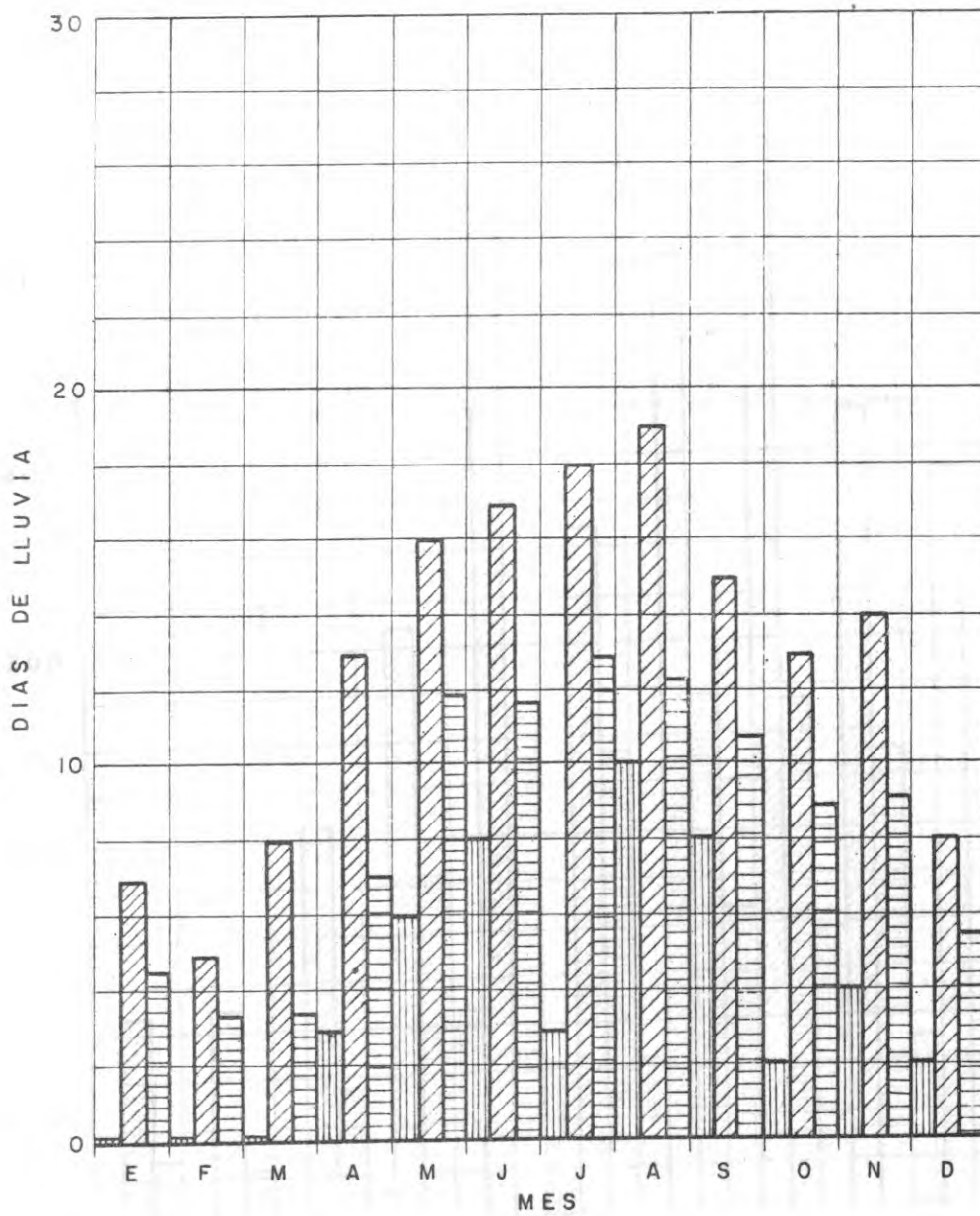


CONVENCIONES



NOTA LA ESTACION FUE CLAUSURADA EN SEPTIEMBRE DE 1973

	CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA	PRECIPITACION MENSUAL SEPTIEMBRE 1959-SEPTIEMBRE 1973 ESTACION TUCURA	FECHA Febrero - 77	FIGURA IV
	CONSORCIO ALTO SINU		ESCALA SIN	
INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA ASESORES CHAS T MAIN INT'L INC			ARCHIVO G-H-311	2 - 9



CONVENCIONES



MINIMO MENSUAL



MAXIMO MENSUAL



PROMEDIO MENSUAL



CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU

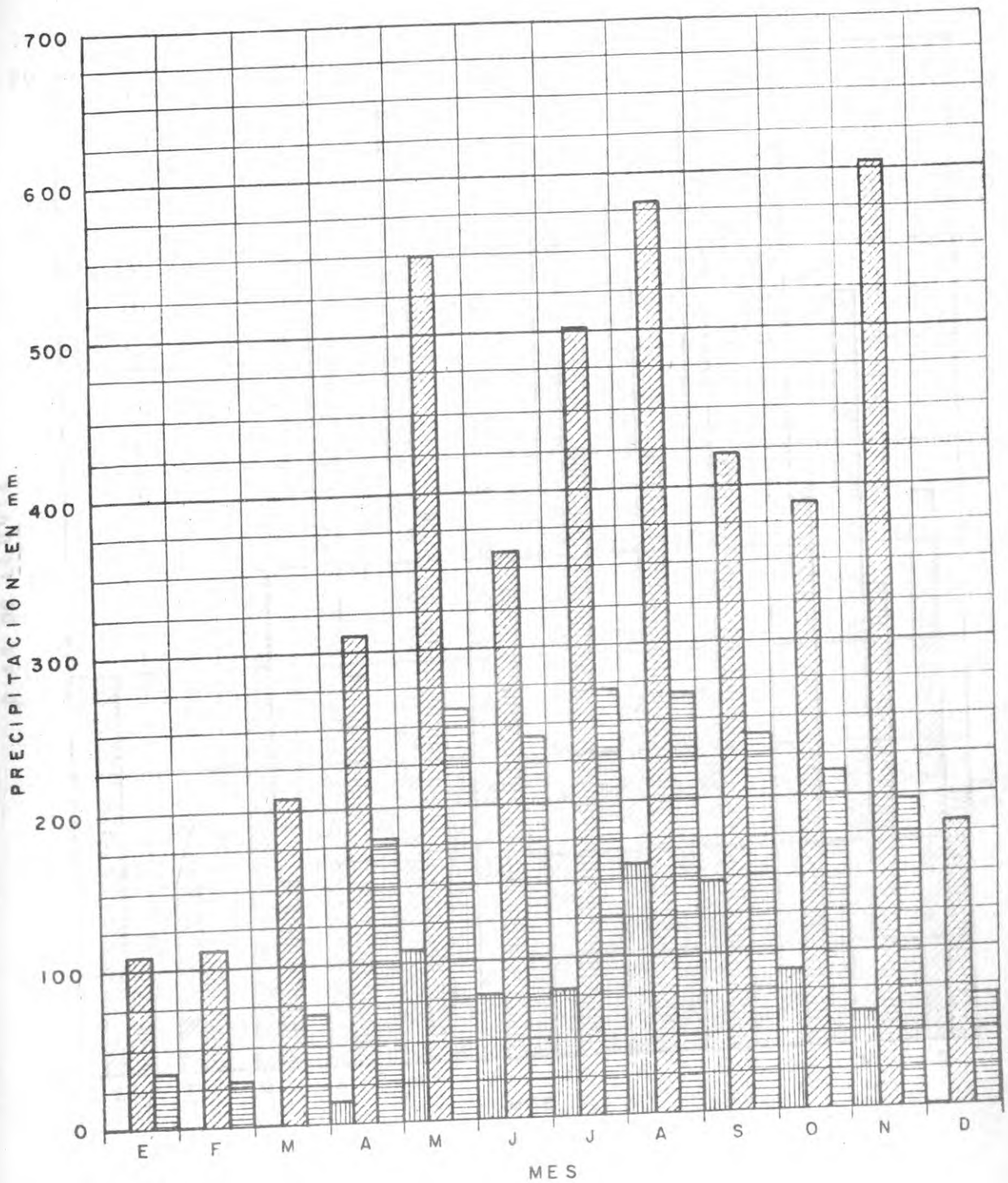
INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES - CHAS T. MAIN INT'L INC

DIAS DE LLUVIA AL MES
SEPTIEMBRE 1959-SEPTIEMBRE 1973

ESTACION TUCURA

FECHA
Febrero-77
ESCALA
INDICADA
ARCHIVO
G-H-316

FIGURA
IV
2 - 10



CONVENCIONES :



MINIMO MENSUAL



MAXIMO MENSUAL



PROMEDIO MENSUAL



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

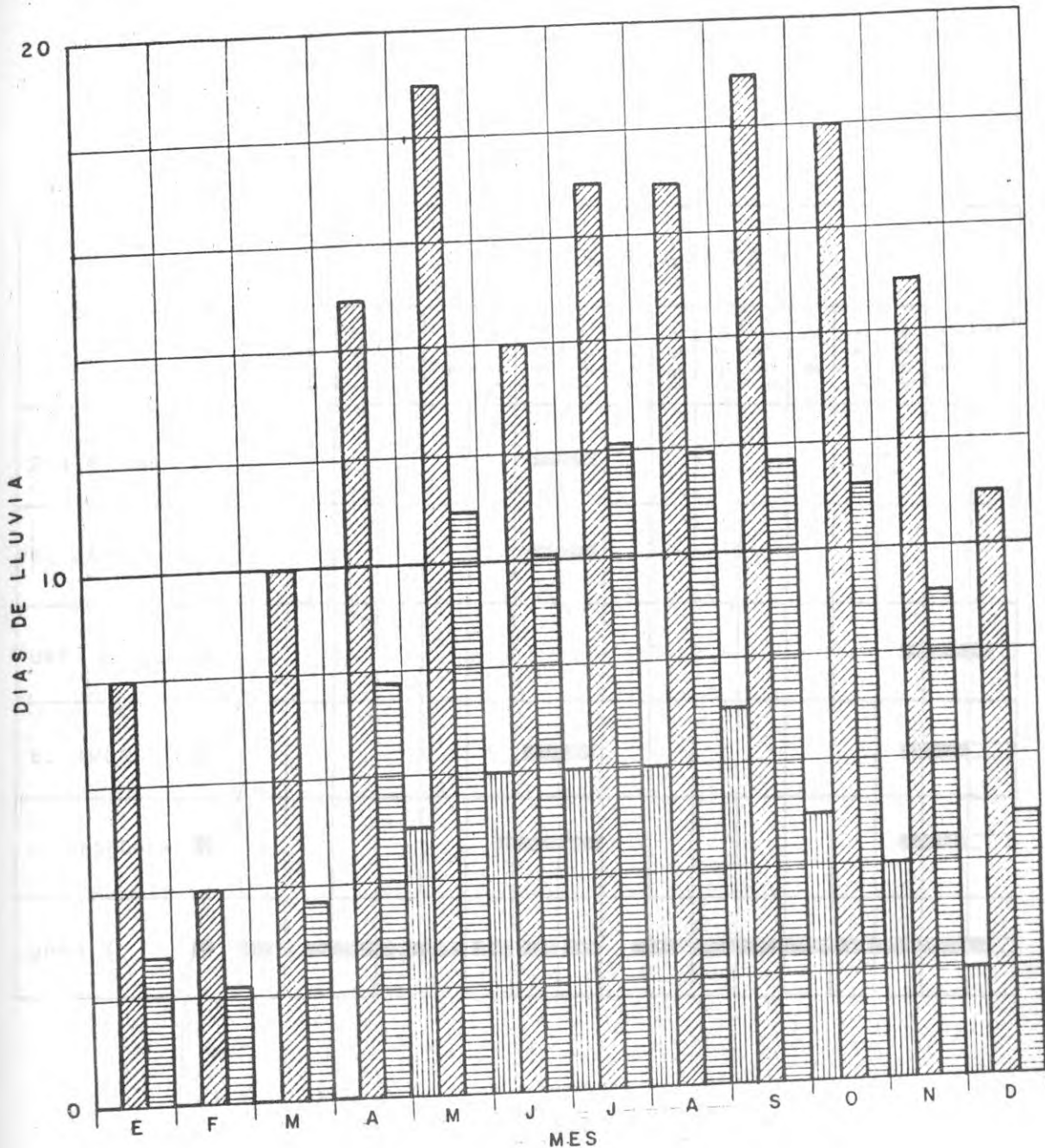
CONSORCIO ALTO SINU

INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES: CHAS T. MAIN INT'L INC

PRECIPITACION MENSUAL
ENERO 1959 - ENERO 1973
ESTACION TIERRALTA

FECHA
Febrero-77
ESCALA
SIN
ARCHIVO
G-H-345

FIGURA
IV
2-11



CONVENCIONES:

- MINIMO MENSUAL
- MAXIMO MENSUAL
- PROMEDIO MENSUAL



CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA
CONSORCIO ALTO SINU
 INTERDISEÑOS-SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
 ASESORES: CHAS T MAIN INT'L INC

DIAS DE LLUVIA AL MES - ENERO 1959 - ENERO 1973
ESTACION TIERRALTA

FECHA: Febrero-77	FIGURA
ESCALA: SIN	IV
ARCHIVO: G·H-346	2-12

ESTACION	AÑOS DE REGISTRO																
	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976*
SANTA ROSA ⊗							■										
EL MANSO ⊗							■										
URRA II ●															■		
EL LIMON ●							■								■		
LA DESPENSA ●						■	■								■		
URRA I ●	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

CONVENCIONES

- ESTACION INSTALADA Y FUNCIONANDO
- * DATOS EN PROCESAMIENTO
- ⊗ ESTACION SUSPENDIDA



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

REGISTRO DE CAUDALES
ALTO SINU
1960 - 1976

FECHA
Febrero - 77
ESCALA
SIN
ARCHIVO
G-H-317

FIGURA
IV
2 - 13

CONSORCIO ALTO SINU
INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES CHAS T MAIN INT'L INC.

AÑO	MES												PROM (1)	MAX (1)	MIN (1)	ESC PROM (2)
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D				
1959									498	419	428	(324)	417	498	324	13.16
1960				344	511	507	526	(485)		(552)	336	(334)	449	552	334	14.17
1961		(139)		209	399	542	634	558	487	476	459	393	430	634	139	13.57
1962	(243)	172	188	257	606	567	614	625	585	549	475	360	437	625	172	13.79
1963				(401)	631			(269)	368	268	264		367	631	264	11.58
1964					200	362	394		286	350	316		318	394	200	10.03
1965		(143)	(128)		(233)	211	175	250	364		(297)		225	364	128	7.10
1966		(112)	76	157	(402)	512	597	547	554	526	419		390	597	76	12.31
1967		108	79	137	341	585	639	546	426	(365)	335	341	355	639	79	11.20
1969	138	115	134	162	251	498	454	537	468	379	337	351	319	537	115	10.07
1970	301	197	105		562	632	527	495	555	520	454	502	441	632	105	13.92
1971	385	207	363	262	508	489	599	508	483	524	453	203	415	599	203	13.10
1972	233	119	99	211	538	497	372	422	493	494	384	223	340	538	99	10.73
1973	103				229	367	513	453	432	451	670	327	394	670	103	12.43
1974	241	116	109	257	522	487	369	427	454	587	568	186	360	587	109	11.36
1975	88	67	71	71	236	396	618	623		622	602		339	623	67	10.70
PROMEDIO	217	136	135	224	411	475	502	482	461	472	425	322				
MAXIMO	385	207	363	401	631	632	639	625	585	622	670	502				
MINIMO	88	67	71	71	200	211	175	250	286	268	264	186				
ESC PROM MENSUAL	0.58	0.33	0.36	0.58	1.10	1.23	1.34	1.29	1.19	1.26	1.10	0.86				

(1) CAUDAL EN m³/s

(2) ESCORRENTIA PROMEDIO
EN Km³

CAUDALES 1959-1975	
PROMEDIO	375
MAXIMO	670
MINIMO	367
ESC. PROM ANUAL	1.183

() MESES CON REGISTROS
INCOMPLETOS

CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU

INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES CHAS T MAIN INT'L INC.

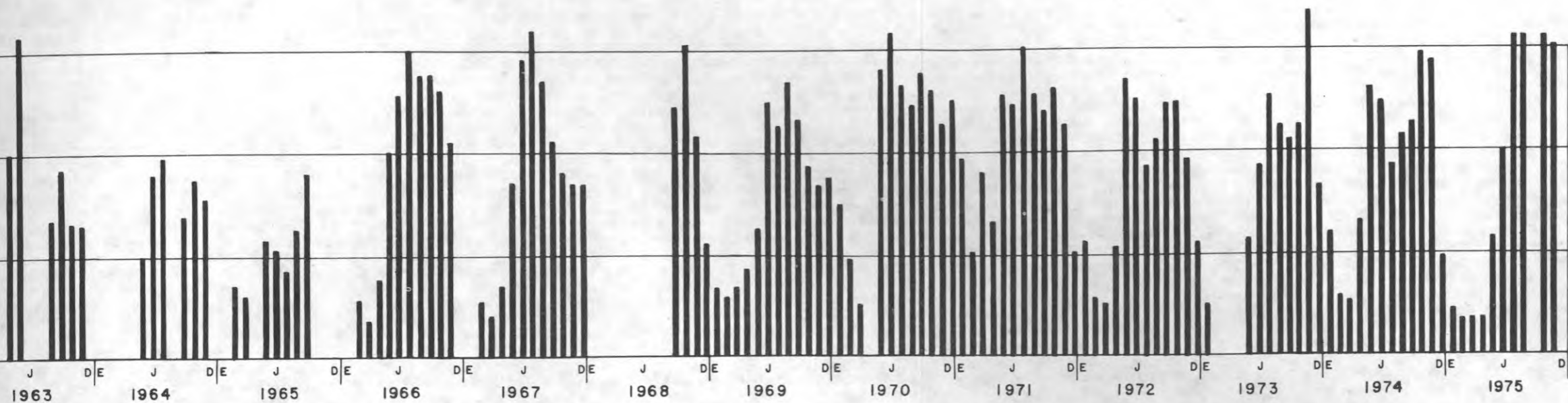
URRA I

CAUDALES PROMEDIO MENSUAL 1959 - 1975

FECHA Febrero-77
ESCALA SIN
ARCHIVO
UI-H-320

FIGURA IV

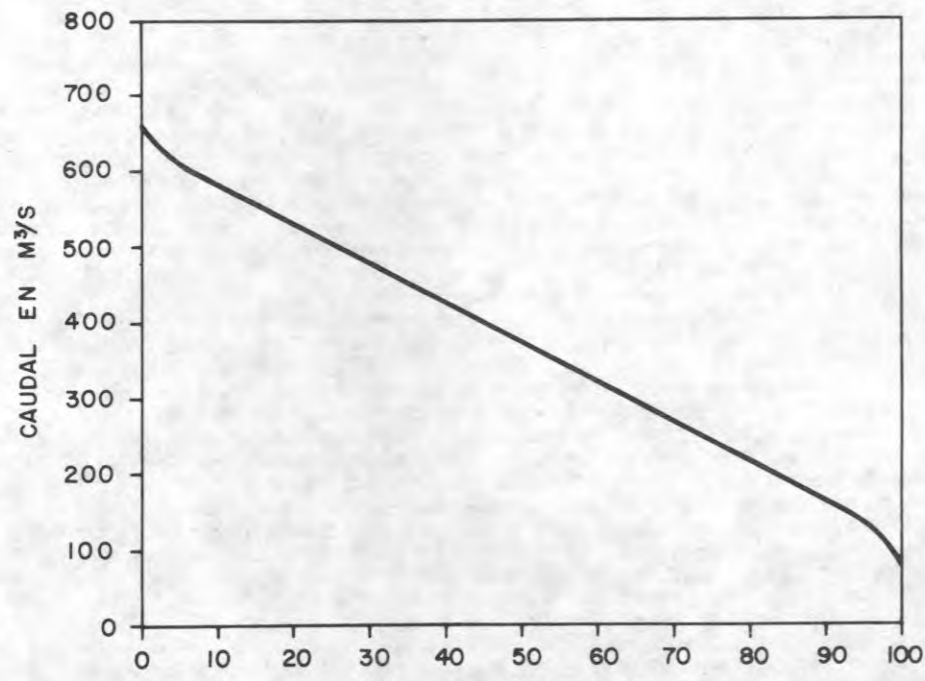
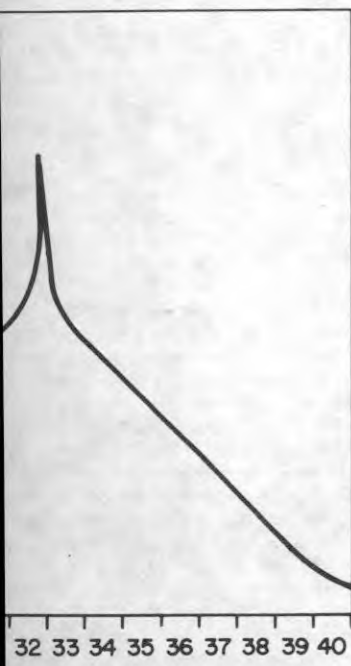
2 - 14



REGISTROS MENSUALES DE CAUDALES MEDIOS

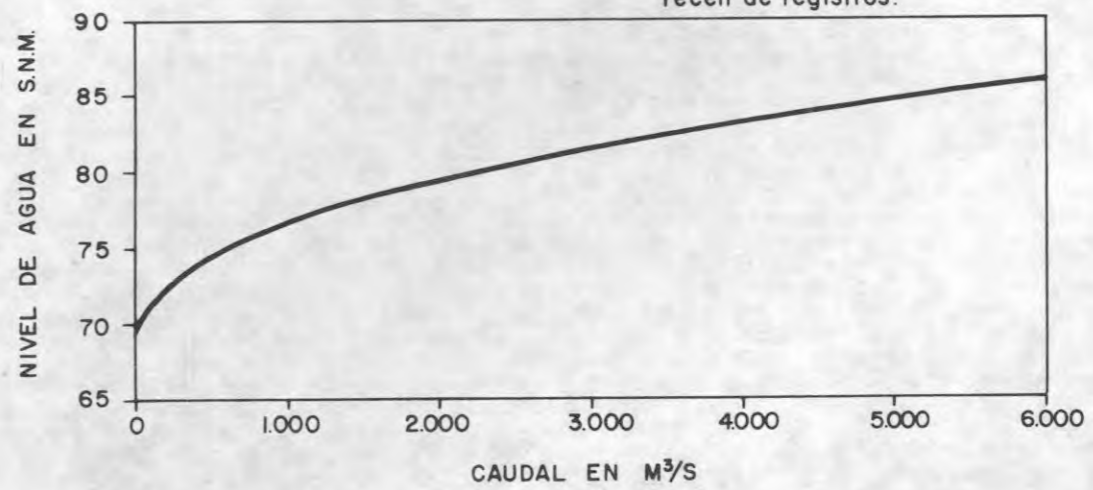
NOTA:

Datos suministrados por el S.C.M.H.
Los meses que aparecen en blanco carecen de registros.




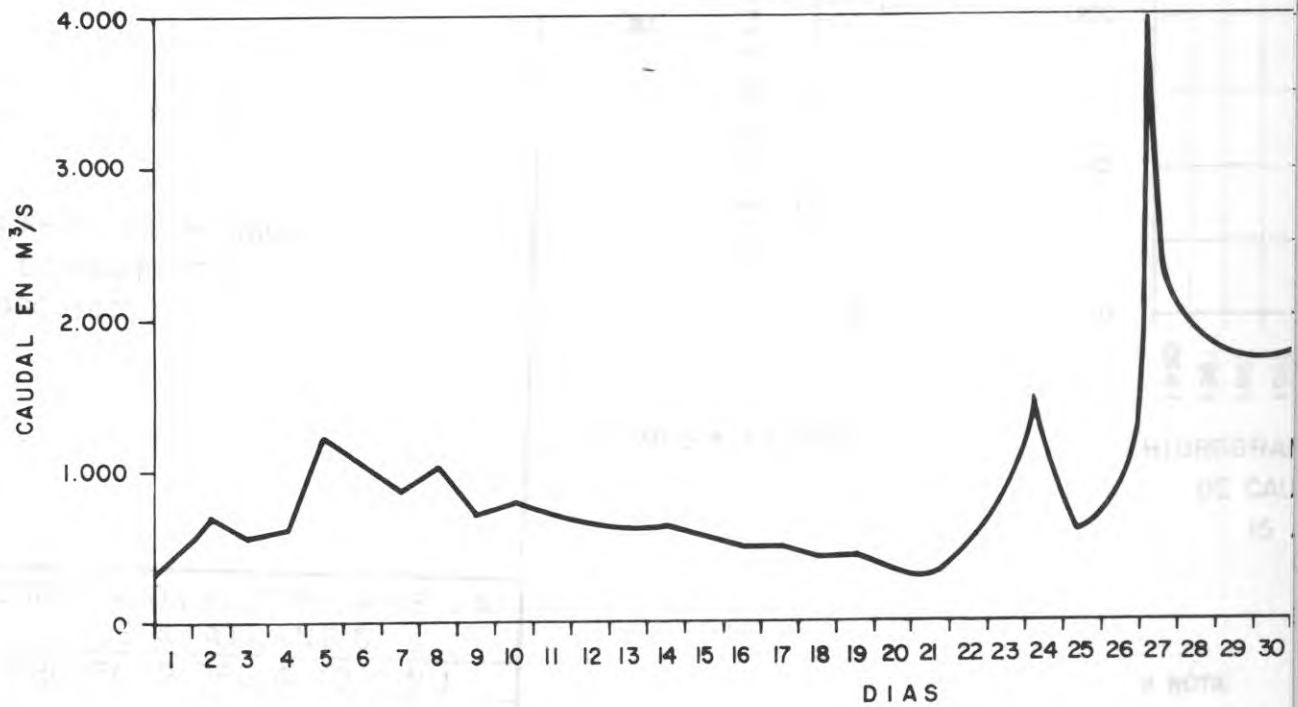
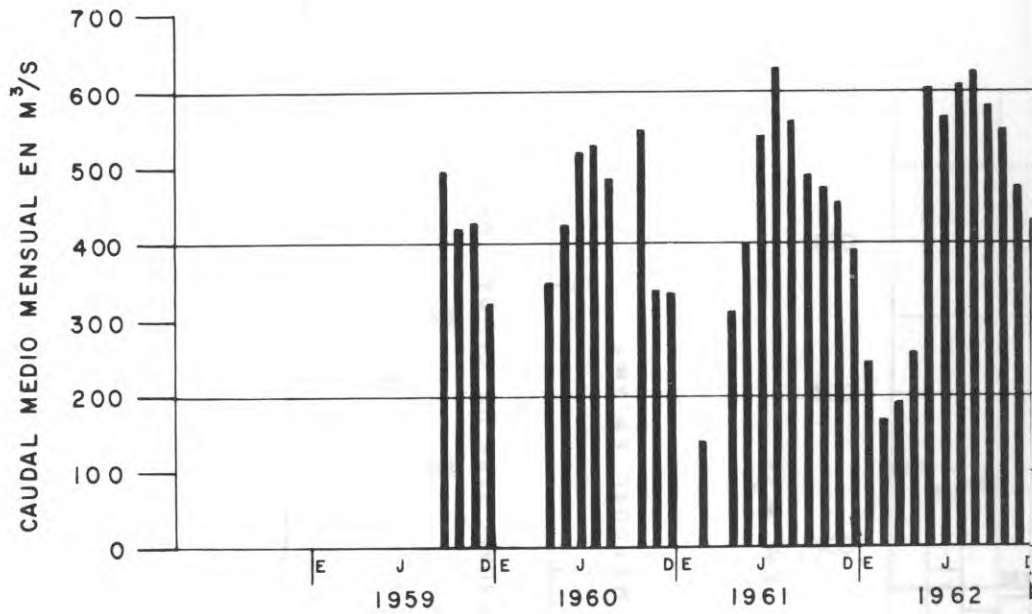
PORCENTAJE DEL TIEMPO EN QUE EL CAUDAL EXCEDE AL VALOR INDICADO

CURVA DE DURACION DE CAUDALES MENSUALES

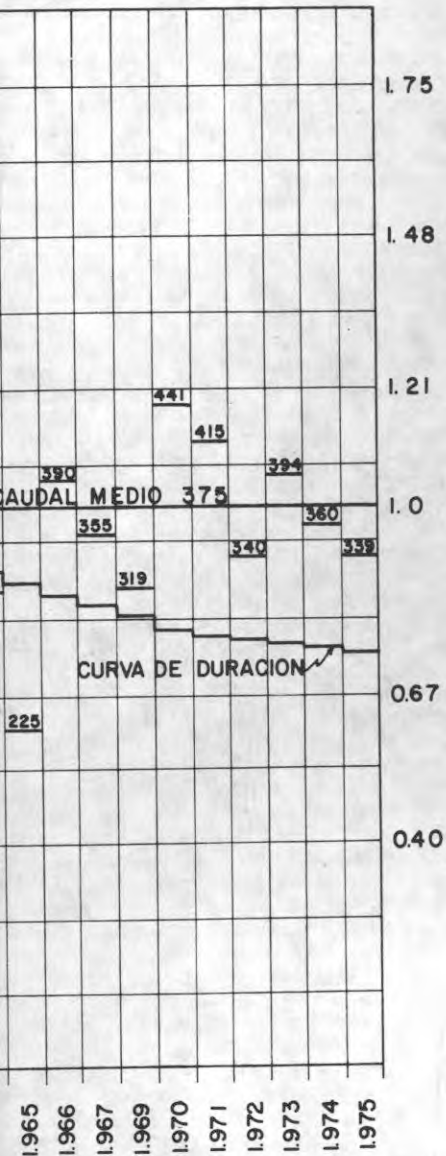


CURVA DE CALIBRACION URR A I

	CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA	
	PROYECTO DEL ALTO SINU	
URRA I		
HIDROGRAMA DE CAUDALES Y CRECIENTES		
CONSORCIO ALTO SINU INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES GEOCOLOMBIA ASESORES: CHAS T. MAIN INT'L INC.	FECHA: Agosto - 76 ESCALA: INDICADA ARCHIVO: UI-H-222	FIGURA IV 2 - 15



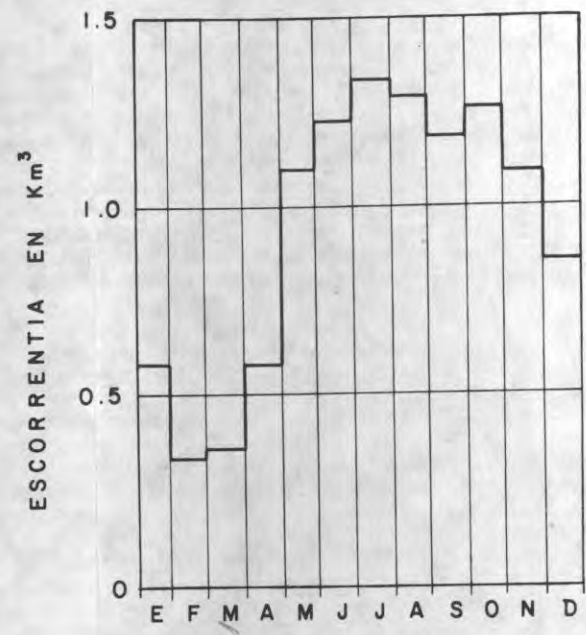
HIDROGRAMA DE CRECIENTE DE DISEÑO



Y CURVA DE DURACION
ALES MEDIOS ANUALES
OS DE REGISTROS
(1960 - 1975) *

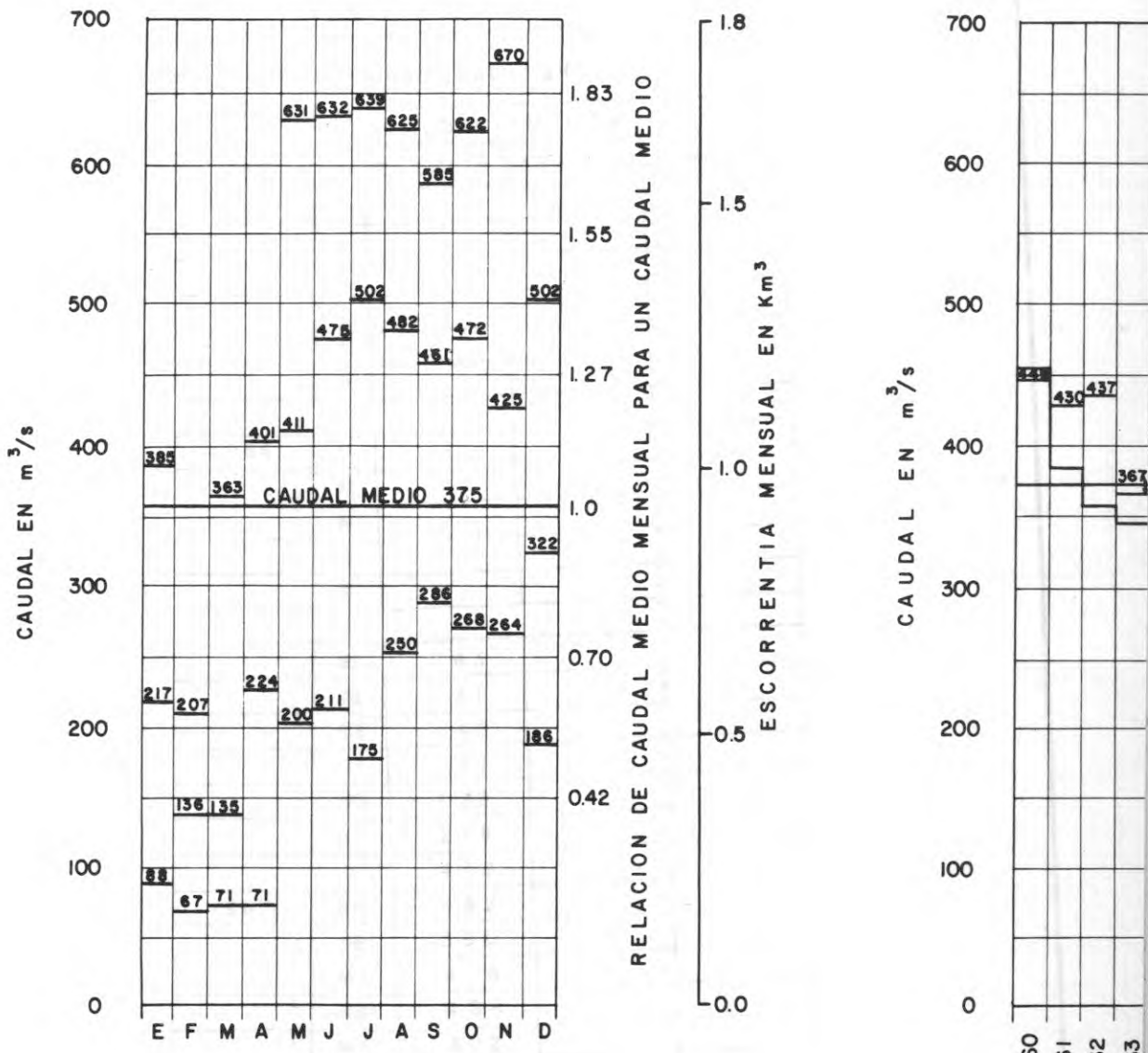
1968 DATOS INCOMPLETOS

RELACION DE CAUDAL MEDIO ANUAL PARA UN CAUDAL MEDIO



ESCORRENTIA PROMEDIO MENSUAL
15 AÑOS DE REGISTROS
(1960 - 1975)*

	CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA	
	PROYECTO DEL ALTO SINU	
DATOS HIDROLOGICOS		
RIO SINU - ANGOSTURA DE URRRA-1960-1975		
CONSORCIO ALTO SINU INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES GEOCOLOMBIA ASESORES - CHAS T. MAIN INT'L INC.	FECHA Febrero-77	FIGURA IV
	ESCALA SIN	
	ARCHIVO G-H-318	2 - 16



CAUDALES MENSUALES MÁXIMOS-MÍNIMOS Y MEDIOS
15 AÑOS DE REGISTROS
(1.960 - 1.975)*

HIDROGRAFO DE CAUDAL MEDIO MENSUAL
15 AÑOS DE REGISTROS
(1.960 - 1.963)

* NOTA:
PARA

ESTACIONES FLUVIOMETRICAS - ALTO SINU					
AÑO	MES	CAUDAL EN m ³ /s			
		LADESPENSA	EL LIMON	SANTA ROSA	EL MANSO
1974	ENERO	238			
	FEBRERO	119			
	MARZO	115			
	ABRIL	241			
	MAYO	474			
	JUNIO	472			
	JULIO	351			
	AGOSTO	389			
	SEPTIEMBRE	436			
	OCTUBRE	579			
	NOVIEMBRE	563			
	DICIEMBRE	200			
1975	ENERO	79	63		
	FEBRERO	60	41		
	MARZO	63	46		
	ABRIL	63	47		
	MAYO	217	183		
	JUNIO	361	278		
	JULIO	573	448		
	AGOSTO	584	452		
	SEPTIEMBRE	500	390		
	OCTUBRE	545	416		
	NOVIEMBRE	547	404		
	DICIEMBRE	411	302		

NOTA : DATOS SUMINISTRADOS POR EL HIMAT (ANTIGUO S.C.M.H.)



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

PROYECTO DEL ALTO SINU

CAUDALES MENSUALES, AÑOS CON REGISTROS
ESTACIONES ALTO SINU, LA DESPENSA, EL LIMON,
STA ROSA, EL MANSO - 1965 - 1975

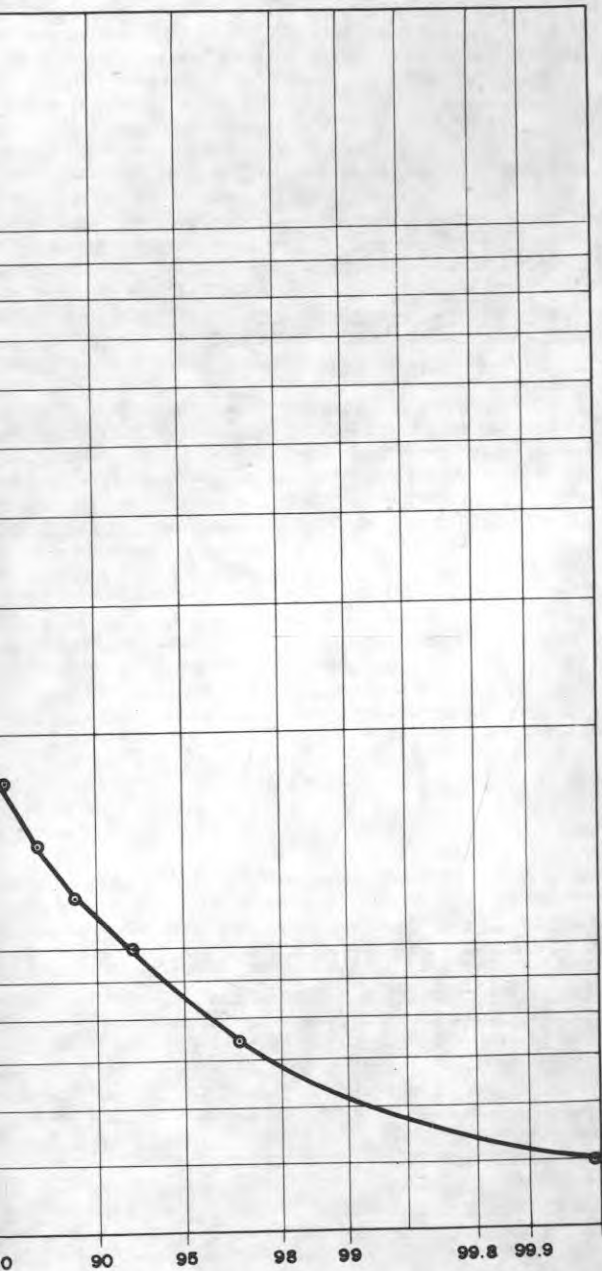
CONSORCIO ALTO SINU
INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES
GEOCOLOMBIA
ASESORES: CHAS T. MAIN INT'L INC.

FECHA
Febrero-77
ESCALA
SIN
ARCHIVO
G-H-319

FIGURA
IV
2 - 17

ESTACIONES FLUVIOMETRICAS - ALTO SINU					
AÑO	MES	CAUDAL EN m ³ /s			
		LADESPENSA	EL LIMON	SANTA ROSA	EL MANSO
1965	JUNIO				
	JULIO				
	AGOSTO				
	SEPTIEMBRE				
	OCTUBRE				
	NOVIEMBRE	4 1 6			
	DICIEMBRE	1 8 7			
1966	ENERO	2 6 6			
	FEBRERO	1 3 2			
	MARZO	8 4	1 1 8		
	ABRIL	1 5 4	1 5 7		
	MAYO	3 8 6	2 7 6		
	JUNIO	4 3 0	3 5 4	1 6 0	9 0
	JULIO	5 6 3	3 9 7	1 7 5	1 0 2
	AGOSTO	4 6 9	3 5 8	1 5 6	7 4
	SEPTIEMBRE	5 3 6	4 2 7	-	7 2
	OCTUBRE	5 3 7	4 3 0	-	9 4
	NOVIEMBRE	3 8 7	3 0 4	-	6 0
		DICIEMBRE	3 2 3	2 4 0	-
1967	ENERO	1 3 0	9 3	3 6	1 1
	FEBRERO	1 1 6	8 7	3 7	7
	MARZO	8 5	6 3	2 7	2
	ABRIL	1 4 7	9 7	4 3	9
	MAYO	3 4 9	2 4 1	1 1 1	3 9
	JUNIO	5 9 9	3 8 7	1 6 6	7 3
	JULIO	6 9 4	4 6 9	1 9 8	1 2 0
	AGOSTO	5 7 3	3 9 5	1 5 1	9 5
	SEPTIEMBRE	3 9 5	3 0 4	1 2 9	7 6
	OCTUBRE	3 4 5	2 4 4	1 2 2	4 6
	NOVIEMBRE	3 2 3	2 3 3	-	-
		DICIEMBRE	3 3 9	-	-

NOTA: DATOS SUMINISTRADOS POR EL SERVICIO COLOMBIANO DE METEOROLOGIA E HIDROLOGIA (HOY HIMAT)



NOTA :

ESTA CURVA FUE ELABORADA CON
 LOS REGISTROS DE CAUDALES PROMEDIO
 DIARIOS SUMINISTRADOS POR EL S.C.M.H
 (1960 - 1975) (HOY HIMAT)



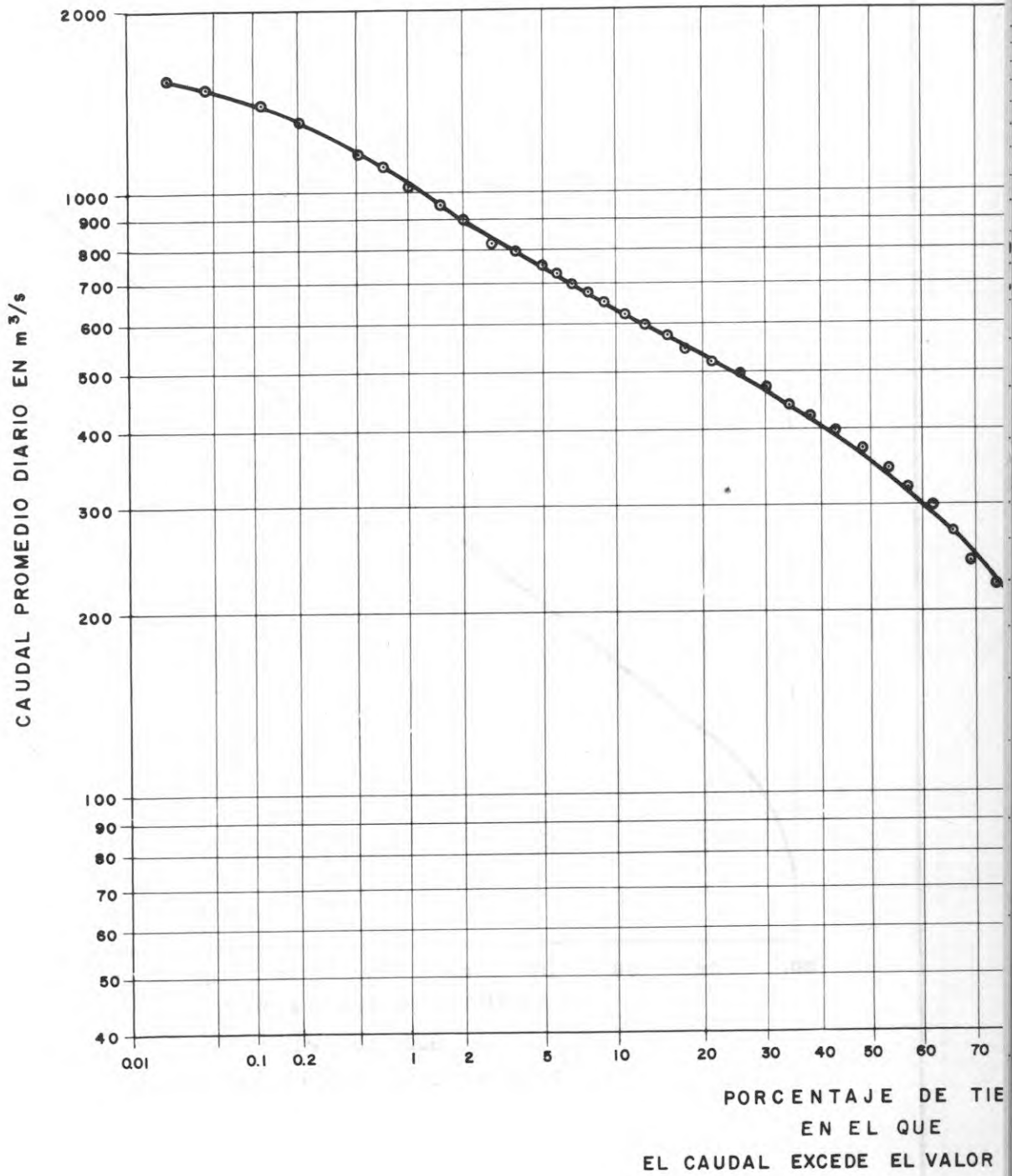
CORPORACION ELECTRICA DE LA
 COSTA ATLANTICA
 PROYECTO DEL ALTO SINU

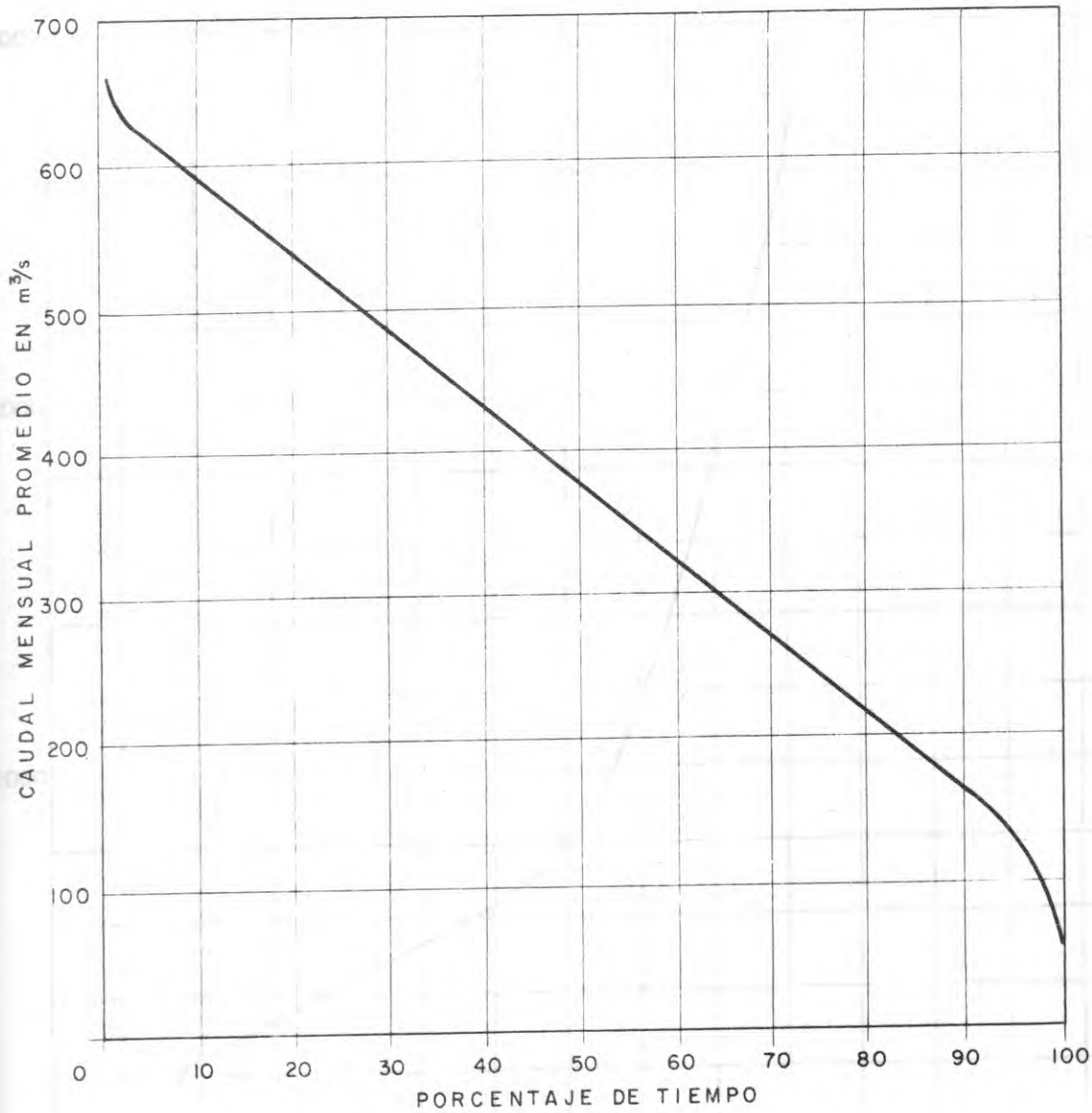
CURVA DE DURACION DE CAUDALES DIARIOS
 RIO SINU-ANGOSTURA DE URRRA

CONSORCIO ALTO SINU
 INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES
 GEOCOLOMBIA
 ASESORES : CHAS T. MAIN INT'L INC.

FECHA
 Febrero - 77
 ESCALA
 INDICADA
 ARCHIVO
 G-H - 321

FIGURA
 IV
 2 - 18





EN EL QUE
EL CAUDAL EXCEDE EL VALOR INDICADO



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

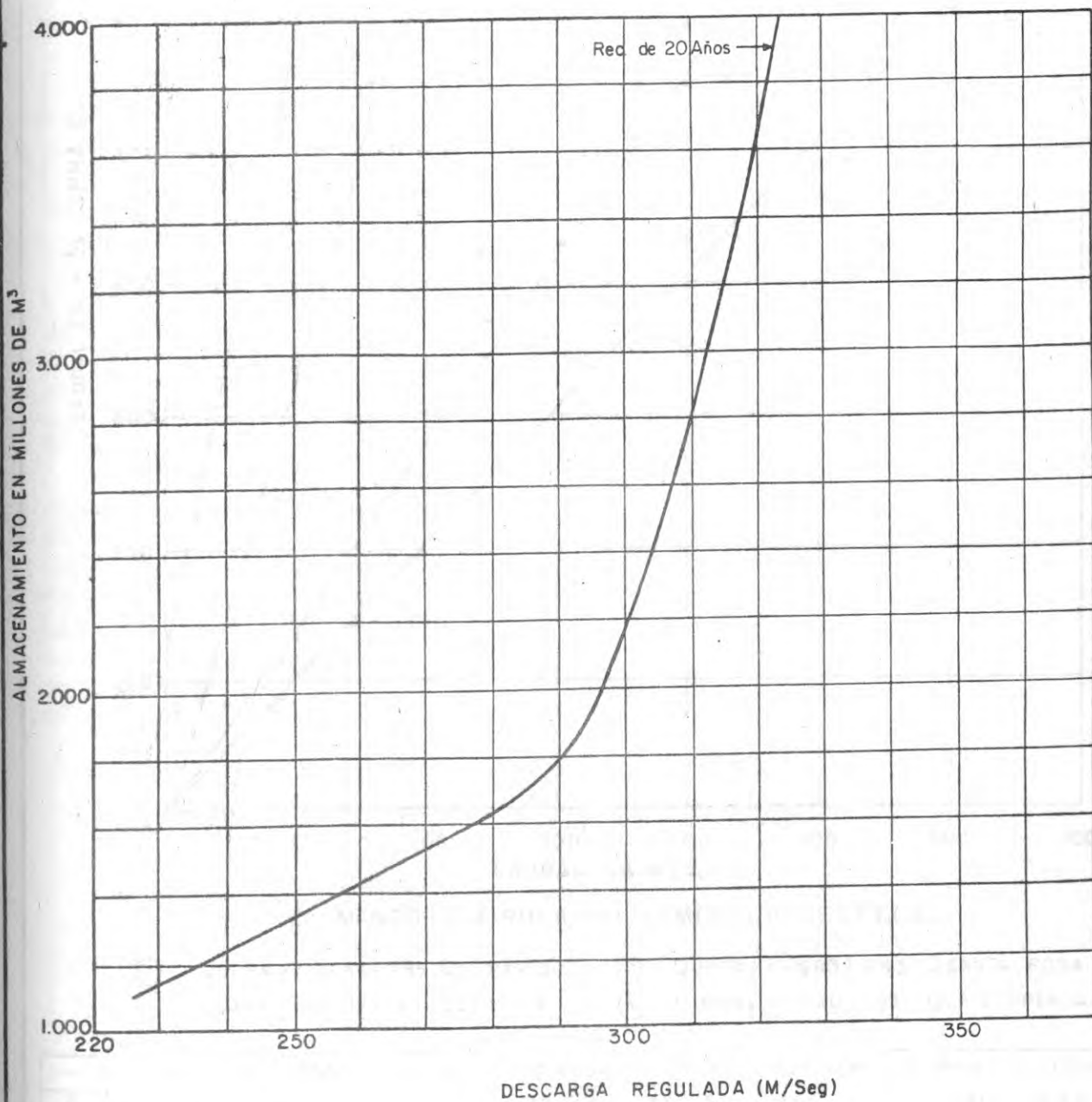
CONSORCIO ALTO SINU

INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES CHAS Y MAIN INT'L INC

CURVA DE DURACION
DE CAUDALES MENSUALES,
RIO SINU-ANGOSTURA DE URRÁ

FECHA
Febrero-77
ESCALA
INDICADA
ARCHIVO
G-H-322

FIGURA
IV
2-19



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU

INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES: CHAS T. MAIN INT'L INC.

DESCARGA REGULADA
Vs
ALMACENAMIENTO URRÁ I

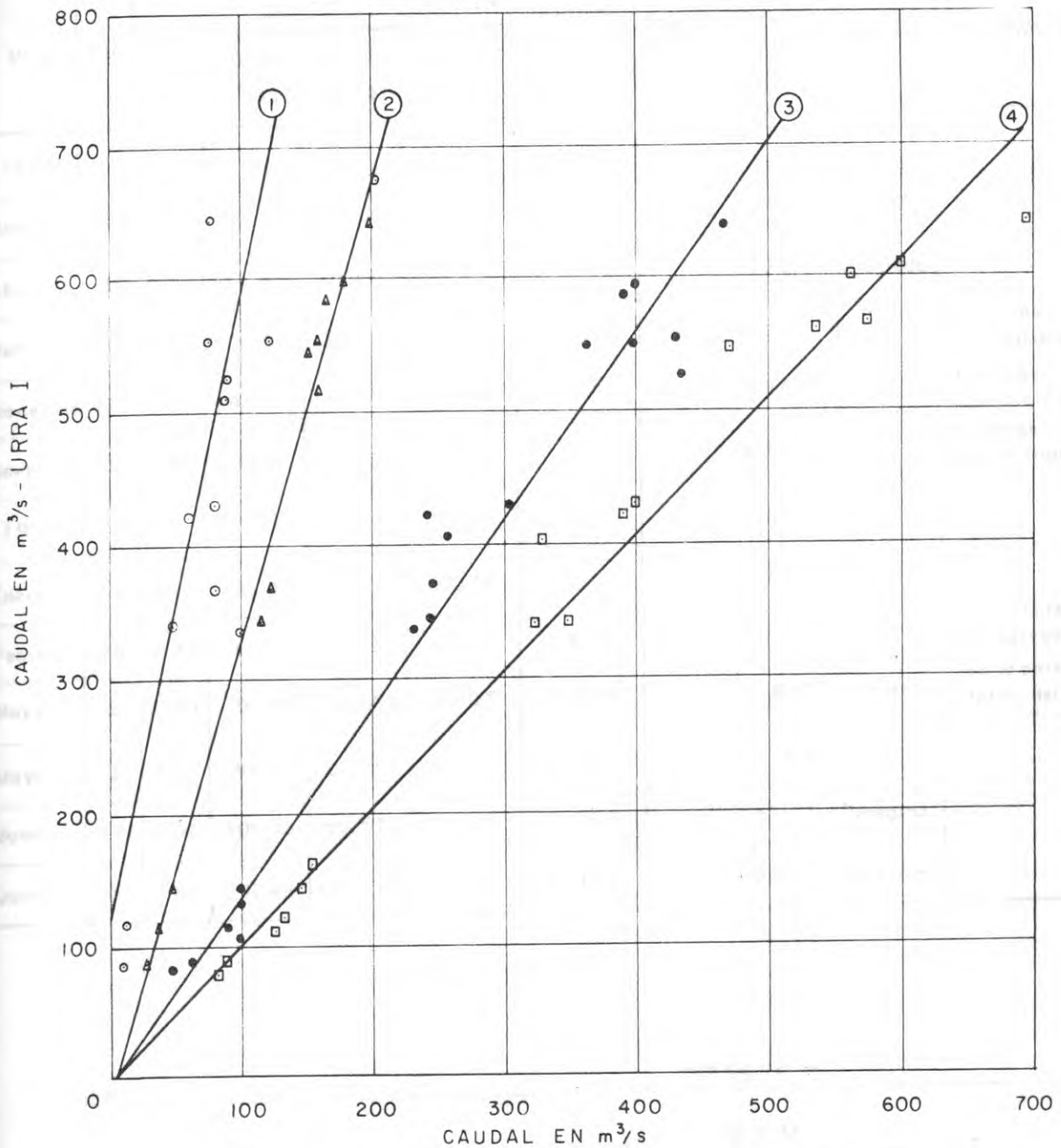
FECHA:
Febrero-77

ESCALA:
INDICADA

ARCHIVO
UI-H-431

FIGURA
IV

2-20



EL MANSO - STA ROSA - EL LIMON - LA DESPENSA

- ① $Q_{URRA I} = 116.44 + 4.83 Q_{EL MANSO}$ ② $Q_{URRA I} = -19.80 + 3.43 Q_{STA ROSA}$
 ③ $Q_{URRA I} = -10.92 + 1.43 Q_{EL LIMON}$ ④ $Q_{URRA I} = -0.20 + 1.03 Q_{LA DESPENSA}$

-	URRA I	EL MANSO	URRA I	STA ROSA	URRA I	EL LIMON	URRA I	LA DESPENSA
\bar{Q}	425.40	63.93	406.83	122.92	370.52	266.14	359.50	347.68
σ	184.92	36.44	201.79	57.69	213.01	146.90	196.93	187.43
r^2	0.91		0.98		0.98		0.97	

r^2 = COEFICIENTE DE CORRELACION



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU
INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES CHAS T MAIN INT'L INC

CORRELACION DE CAUDALES
MENSUALES-URRA Vs. EL MANSO
STA ROSA, EL LIMON, LA DESPENSA

FECHA
Febrero-77
ESCALA
SIN
ARCHIVO
G-H-323

FIGURA
IV

2 - 21

Nº	MES	DIA	NIVEL (m)	GASTO		CONCEN- TRACION MEDIA (Kg/m³)	CONCEN- TRACION SUPERFICIAL TRES PUNTOS (Kg/m³)	TEMP (°C)	TRANSPORTE EN SUSPENSION (Ton/día)	METODO	OBSERVACIONES
				LIQUIDO (m³/sg)	SOLIDO (Kg/sg)						
1974											
1	Marzo	11	0.42	97.85	11.930	0.120	0.080		1031	Integrado	
2	Abril	3	0.72	133.51	20.450	0.153	0.127		1767	Integrado	
3	Junio	8	2.54	505.55	733.100	1.450	1.320	24	63340		Muestras Superficiales
4	Noviembre	17	2.43	445.54	68.374	0.153			5908		Muestras Superficiales
5	Noviembre	17	2.47	494.50	78.200	0.160			6756		Muestras Superficiales
1975											
6	Enero	29	0.14	66.50	5.201	0.078			449	Integrado	
7	Febrero	18	0.48	57.19	1.250	0.022	0.016	27.6	108	Integrado	* En esta fecha se agrego 1m.
8	Mayo	2	1.30	91.59	9.605	0.105	0.066		830	Integrado	en la parte inferior del LNM
9	Mayo	3	1.82	155.93	20.479	0.131	0.107		1769	Integrado	
10	Junio	12	2.62	301.03	59.571	0.198	0.183		5147	Integrado	
11	Junio	15	2.62	293.44	120.710	0.411	0.405		10421	Integrado	

CUENCA Sinú CODIGO 07597615
CORRIENTE Sinú ALTITUD 77 M.S.M m
ESTACION Angostura de Urrá AREA DE DRENAJE 4263 Km²

NOTA

Datos suministrados por el HIMAT



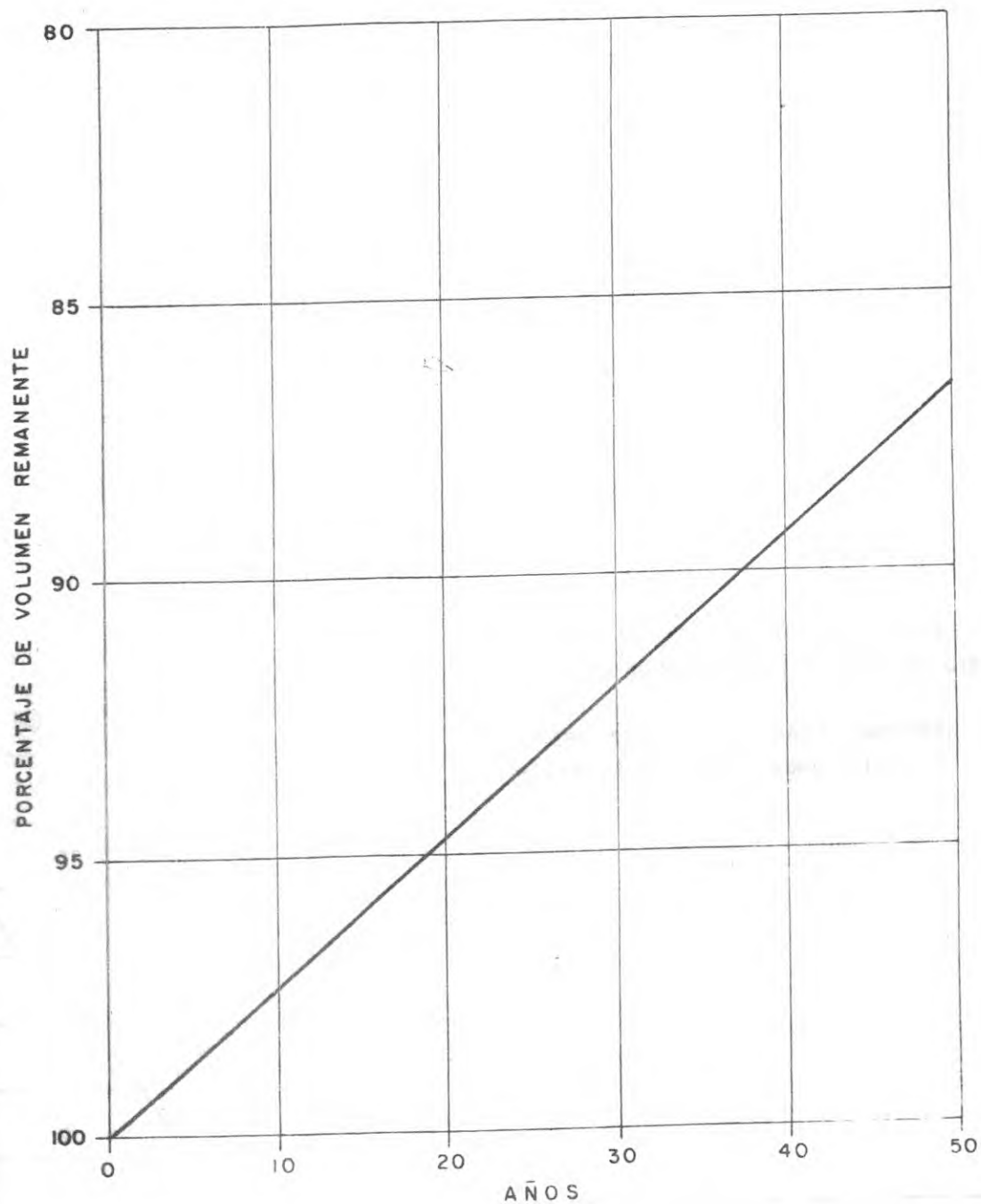
CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU
INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES: CHAST MAIN INT'L INC

RESUMEN DE MEDICIONES
DETALLADAS DE
MATERIALES EN SUSPENSION

FECHA
Febrero-77
ESCALA
SIN
ARCHIVO
GH-347

FIGURA
IV
2-22



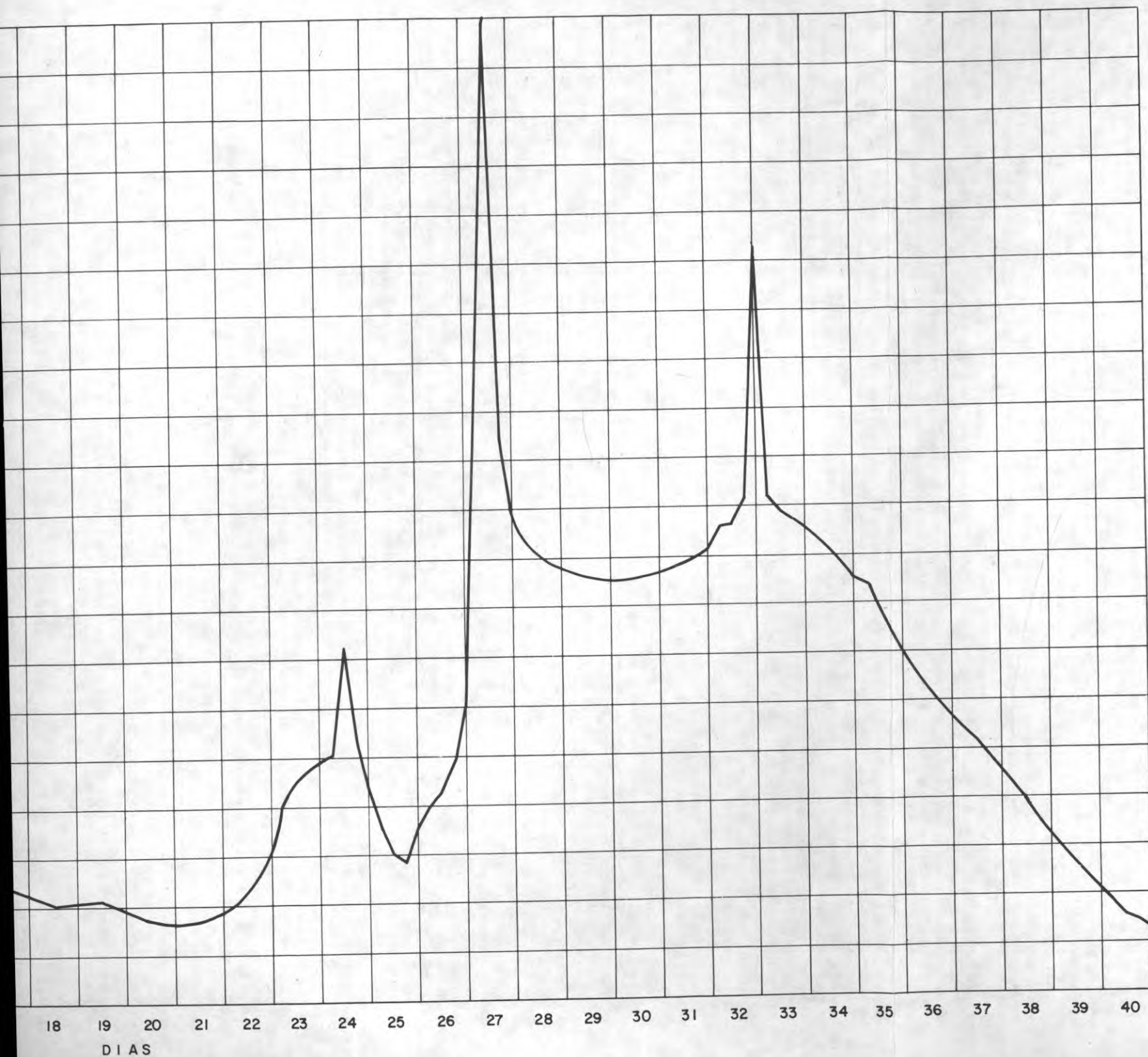
CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU
INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES CHAS T MAIN INT'L INC

URRA - I

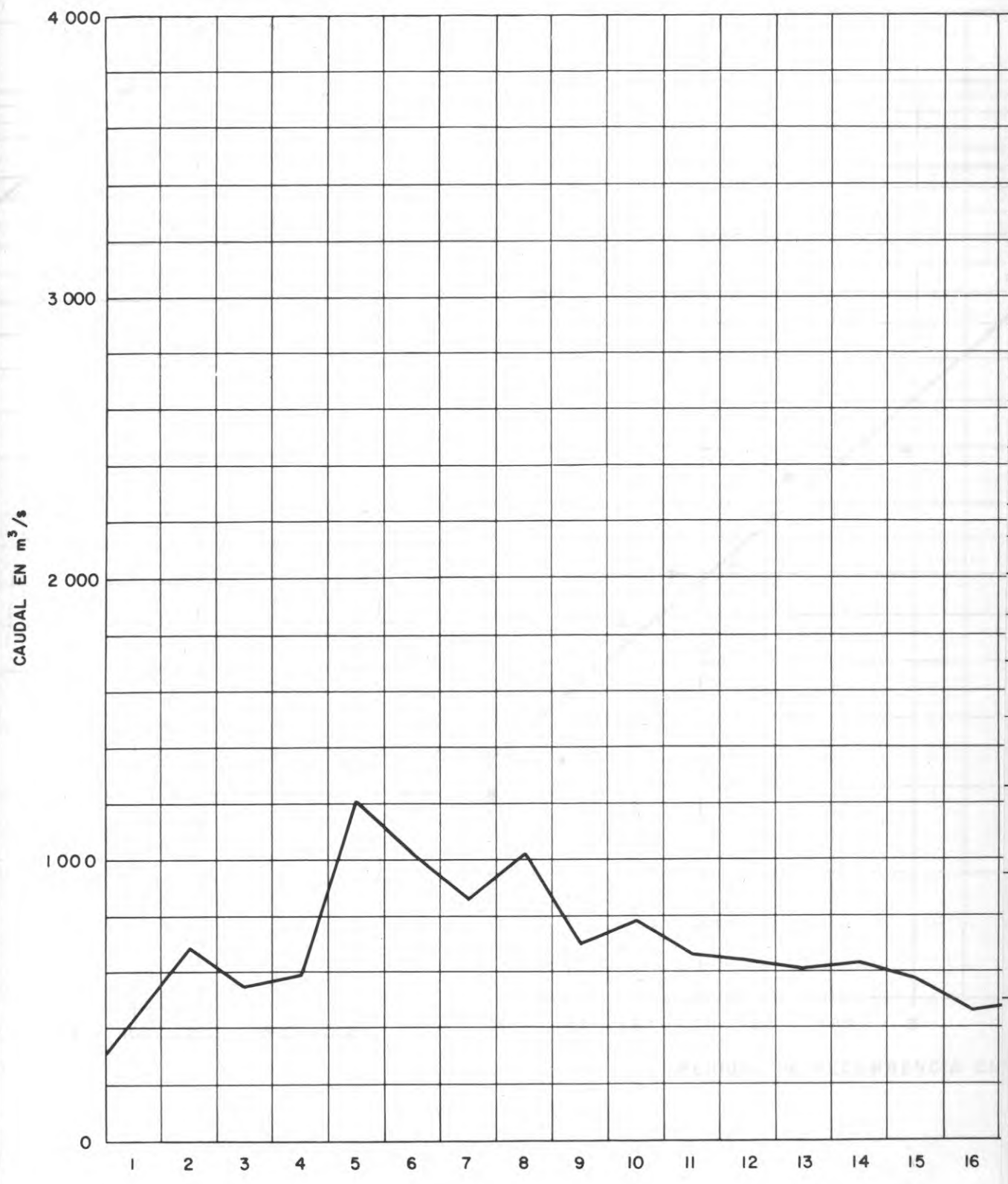
DATOS DE SEDIMENTACION

FECHA	FIGURA
Febrero 77	IV
ESCALA INDICADA	2-23
ARCHIVO	
UI-H-324	

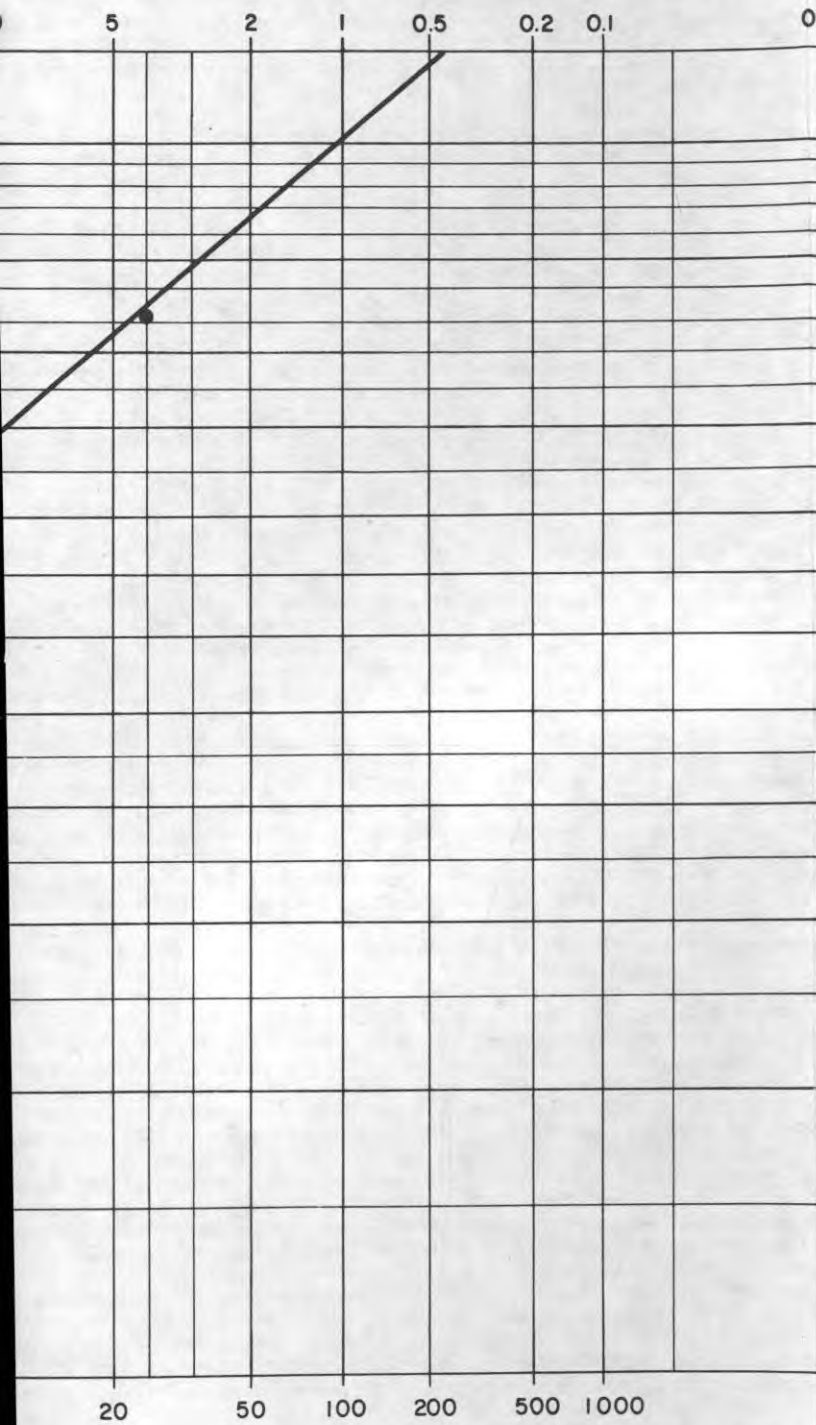


NOTA:
 LOS PRIMEROS VEINTE DIAS CORRESPONDEN A
 CAUDALES DE NOVIEMBRE 17 A DICIEMBRE 6 DE
 1.973.
 EL RESTO BASADO EN LLUVIAS EN CRISTOBAL
 (PANAMA) DURANTE NOVIEMBRE DE 1.973

 CORELCA	CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA													
	PROYECTO DEL ALTO SINU													
URRA I CAUDAL PARA DISEÑO DEL VERTEDERO SIN AMORTIGUACION														
CONSORCIO ALTO SINU INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES GEOCOLOMBIA ASESORES: CHAS T. MAIN INT'L INC.		<table border="1"> <tr> <td>FECHA</td> <td>FIGURA</td> </tr> <tr> <td>Febrero-77</td> <td>IV</td> </tr> <tr> <td>ESCALA</td> <td></td> </tr> <tr> <td>SIN</td> <td></td> </tr> <tr> <td>ARCHIVO</td> <td></td> </tr> <tr> <td>UI-H-334</td> <td>2 - 24</td> </tr> </table>	FECHA	FIGURA	Febrero-77	IV	ESCALA		SIN		ARCHIVO		UI-H-334	2 - 24
FECHA	FIGURA													
Febrero-77	IV													
ESCALA														
SIN														
ARCHIVO														
UI-H-334	2 - 24													



CENTAJE



PERIODO DE RETORNO (AÑOS)	PICOS AJUSTADOS	PICOS MEDIDOS
5	1940	2110
10	2200	2370
20	2450	-
25	2560	2730
50	2850	3020



CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA

PROYECTO DEL ALTO SINU

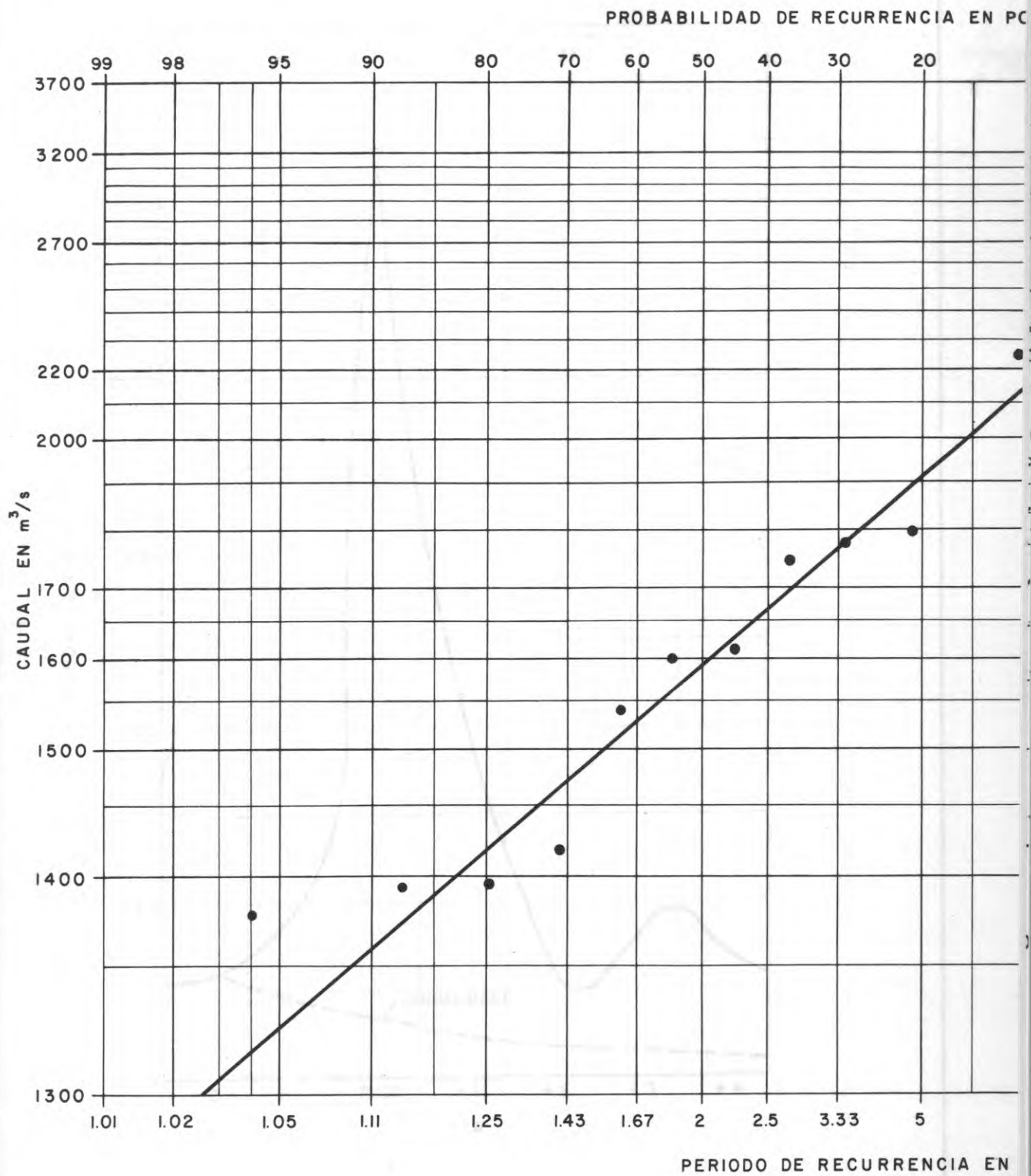
URRA I

PERIODO Y PROBABILIDAD DE RECURRENCIA Vs CAUDAL

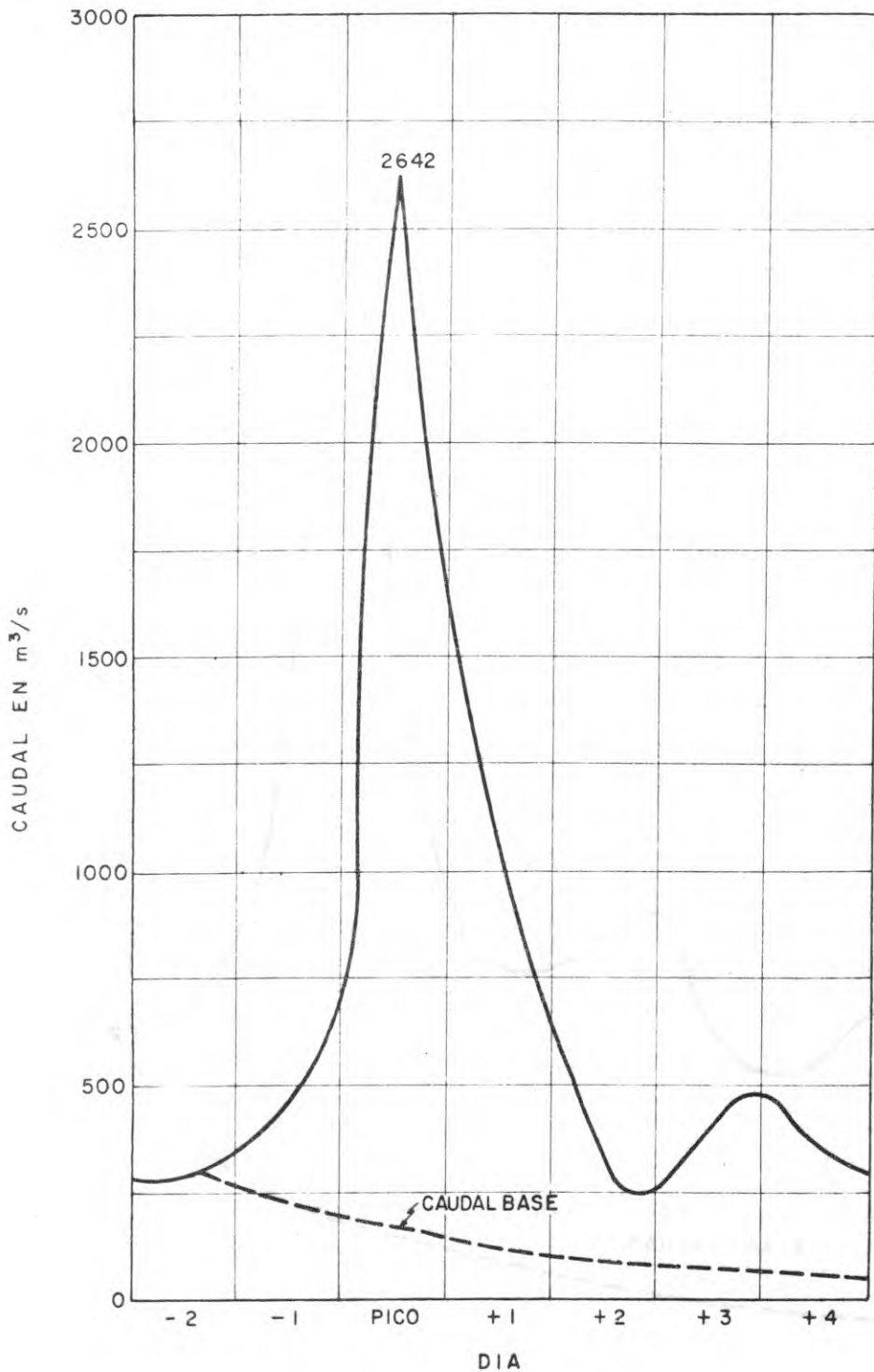
CONSORCIO ALTO SINU
 INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES
 GEOCOLOMBIA
 ASESORES: CHAS T. MAIN INT'L INC.

FECHA: Febrero-77
 ESCALA: INDICADA
 ARCHIVO: UI-N-325

FIGURA IV
 2 - 25



HIDROLOGIA - 1980
 ENERO 1980
 ARQUITECTURA DE URBES



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

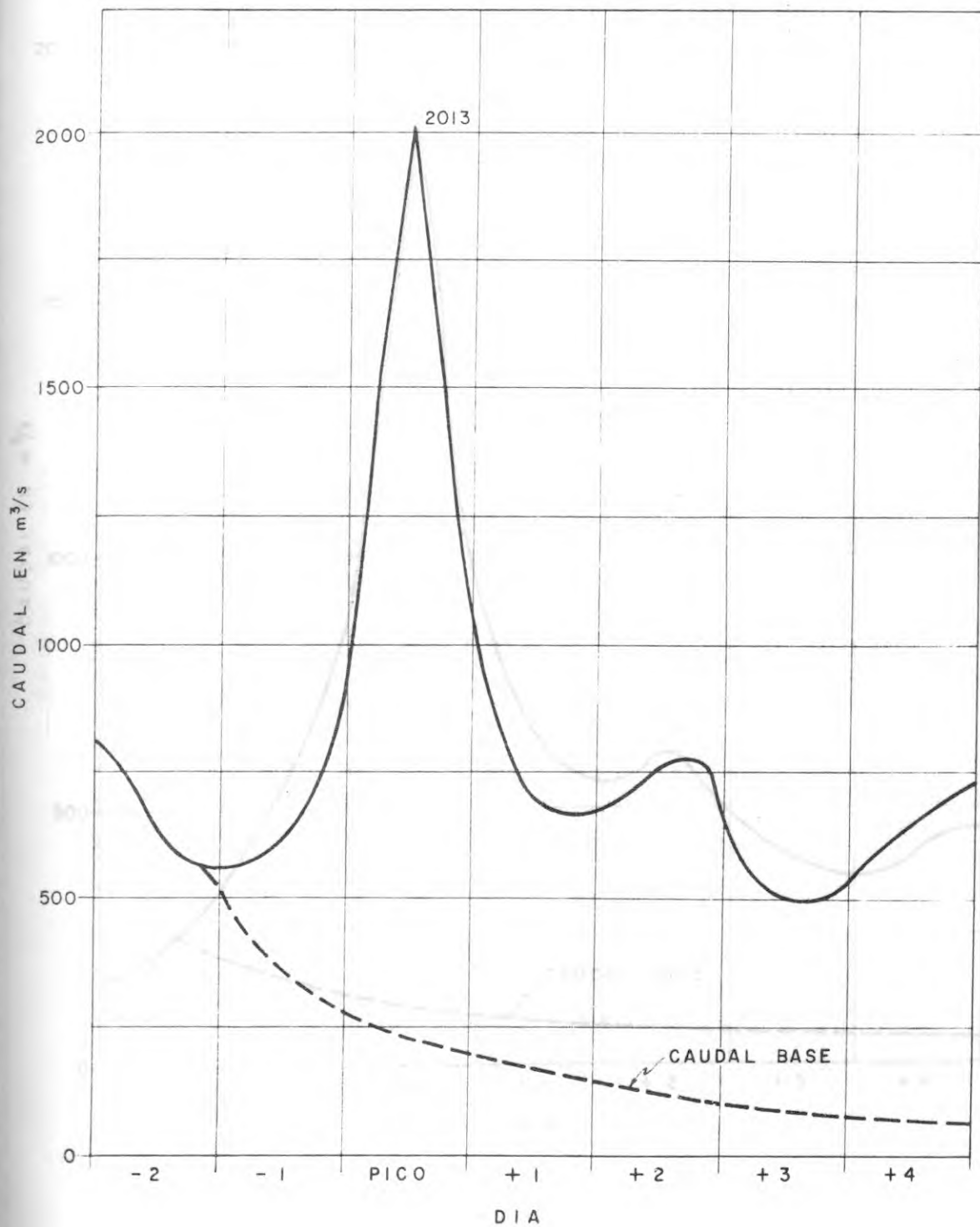
CONSORCIO ALTO SINU

INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES CHAS T MAIN INT'L INC

HIDROGRAMA TIPICO
ENERO 1963
ANGOSTURA DE URRÁ

FECHA
Febrero -77
ESCALA
INDICADA
ARCHIVO
G-H-326

FIGURA
IV
2 - 26



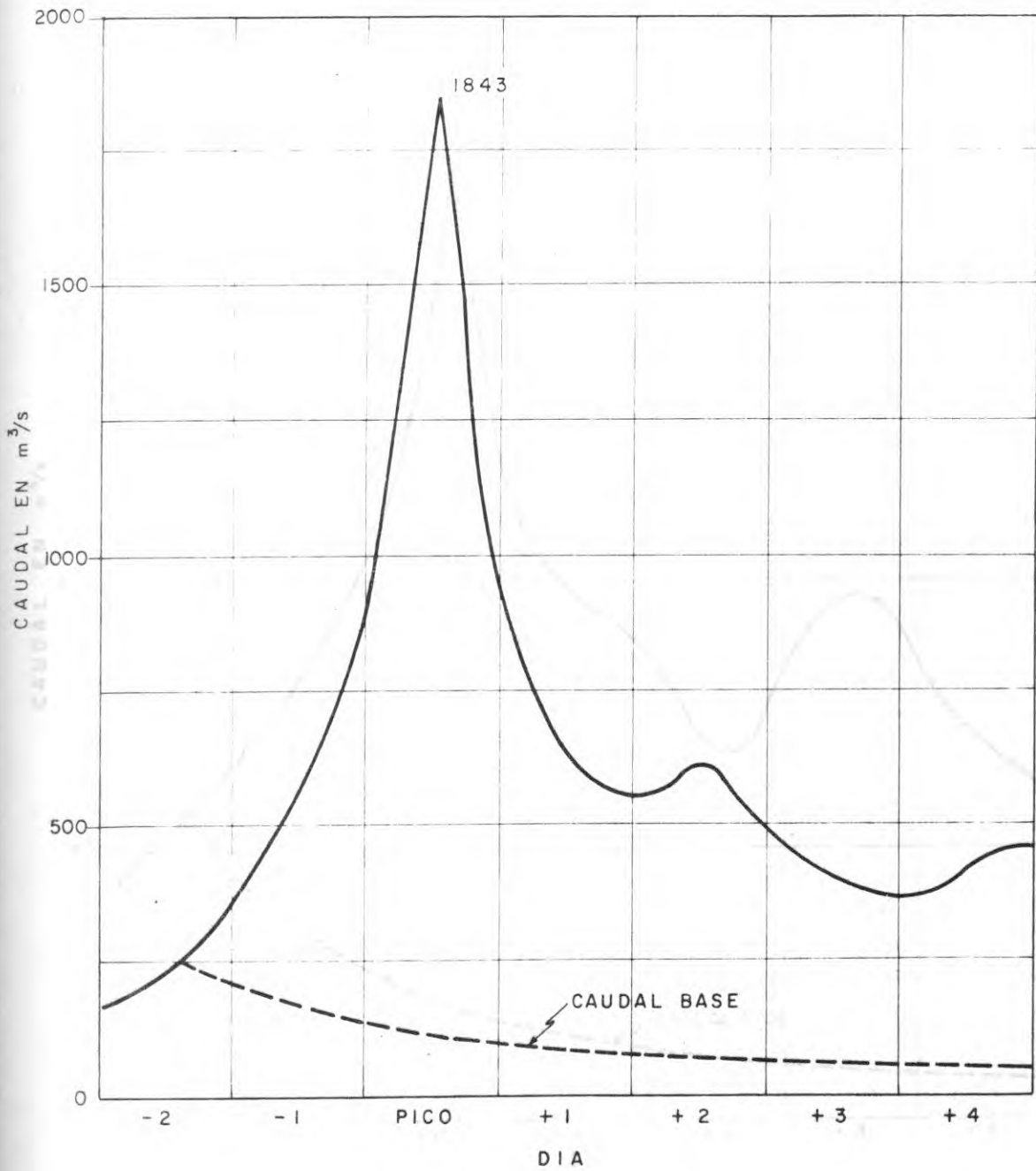
CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU
INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES CHAS T MAIN INT'L INC.

HIDROGRAMA TIPICO
AGOSTO 1.969
ANGOSTURA DE URRÁ

FECHA
Febrero -77
ESCALA
INDICADA
ARCHIVO
G-H-327

FIGURA
IV
2 - 27



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU

INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES CHAS T MAIN INT'L INC

HIDROGRAMA TIPICO
AGOSTO 1.972
ANGOSTURA DE URRÁ

FECHA

Febrero-77

ESCALA

INDICADA

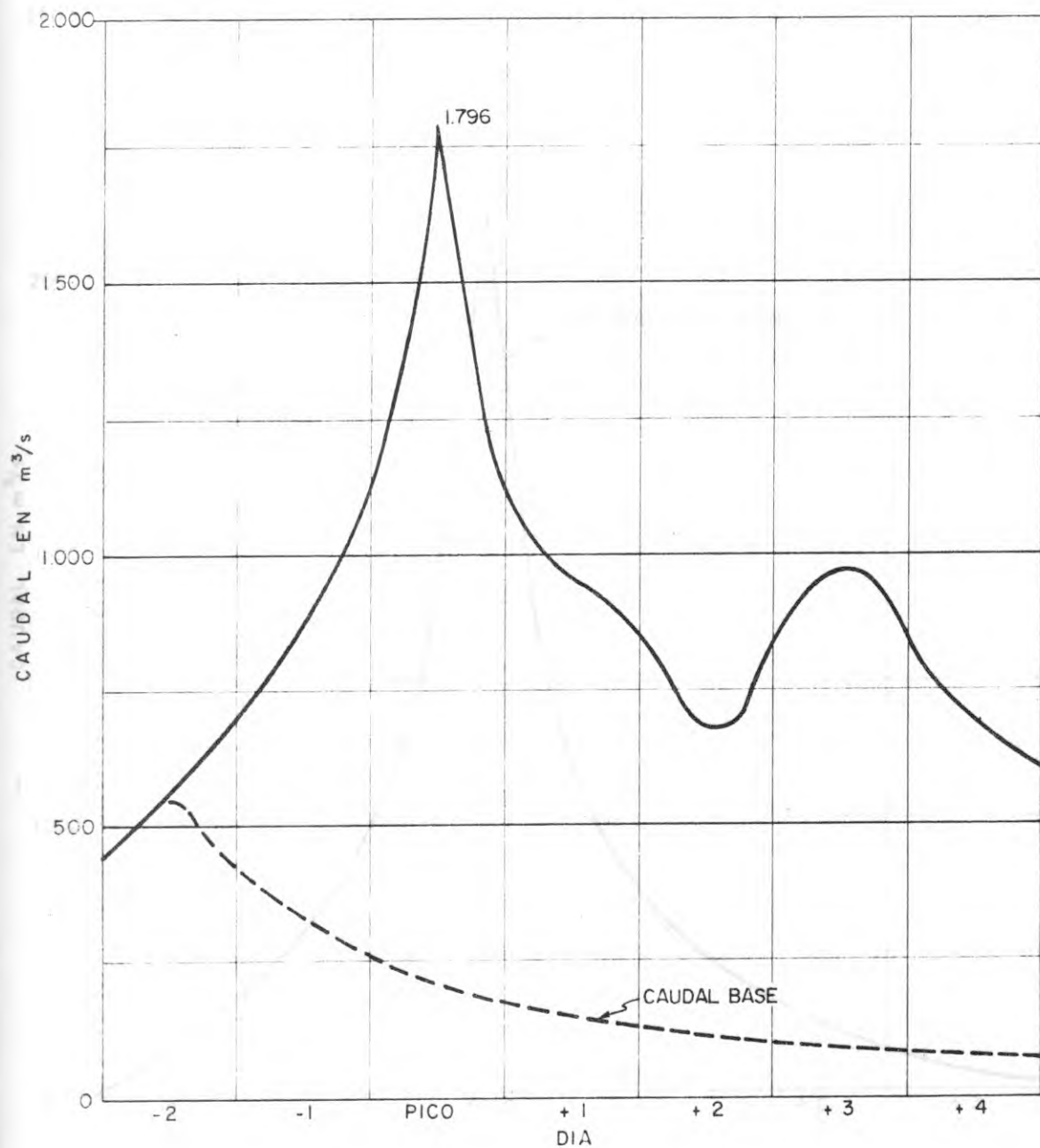
ARCHIVO

G-H-328

FIGURA

IV

2 - 28



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

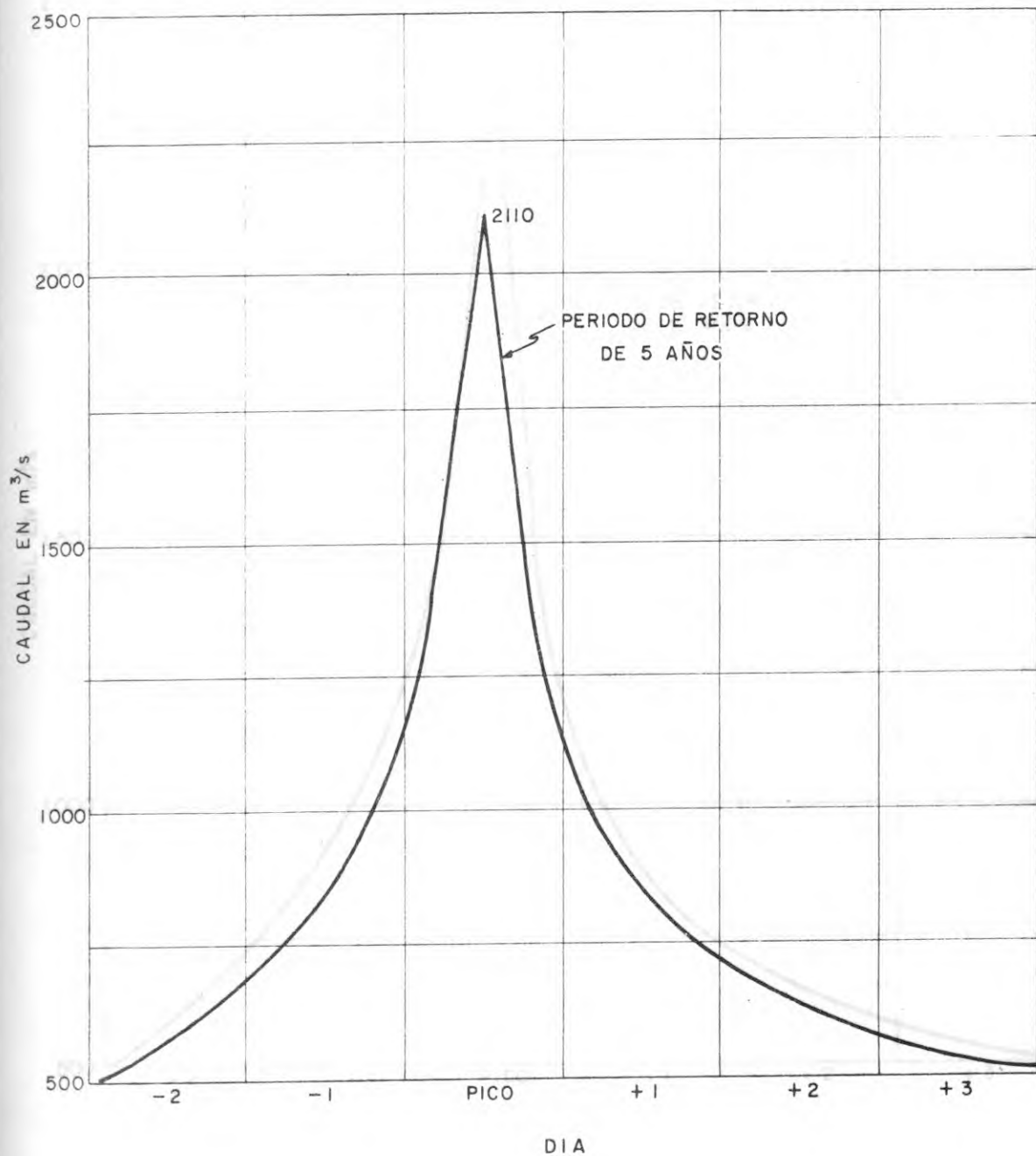
CONSORCIO ALTO SINU

INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES CHAS T. MAIN INT'L INC

HIDROGRAMA TIPICO
JULIO 1.966
ANGOSTURA DE URRÁ

FECHA
Febrero-77
ESCALA
INDICADA
ARCHIVO
G-H-329

FIGURA
IV
2 - 29



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

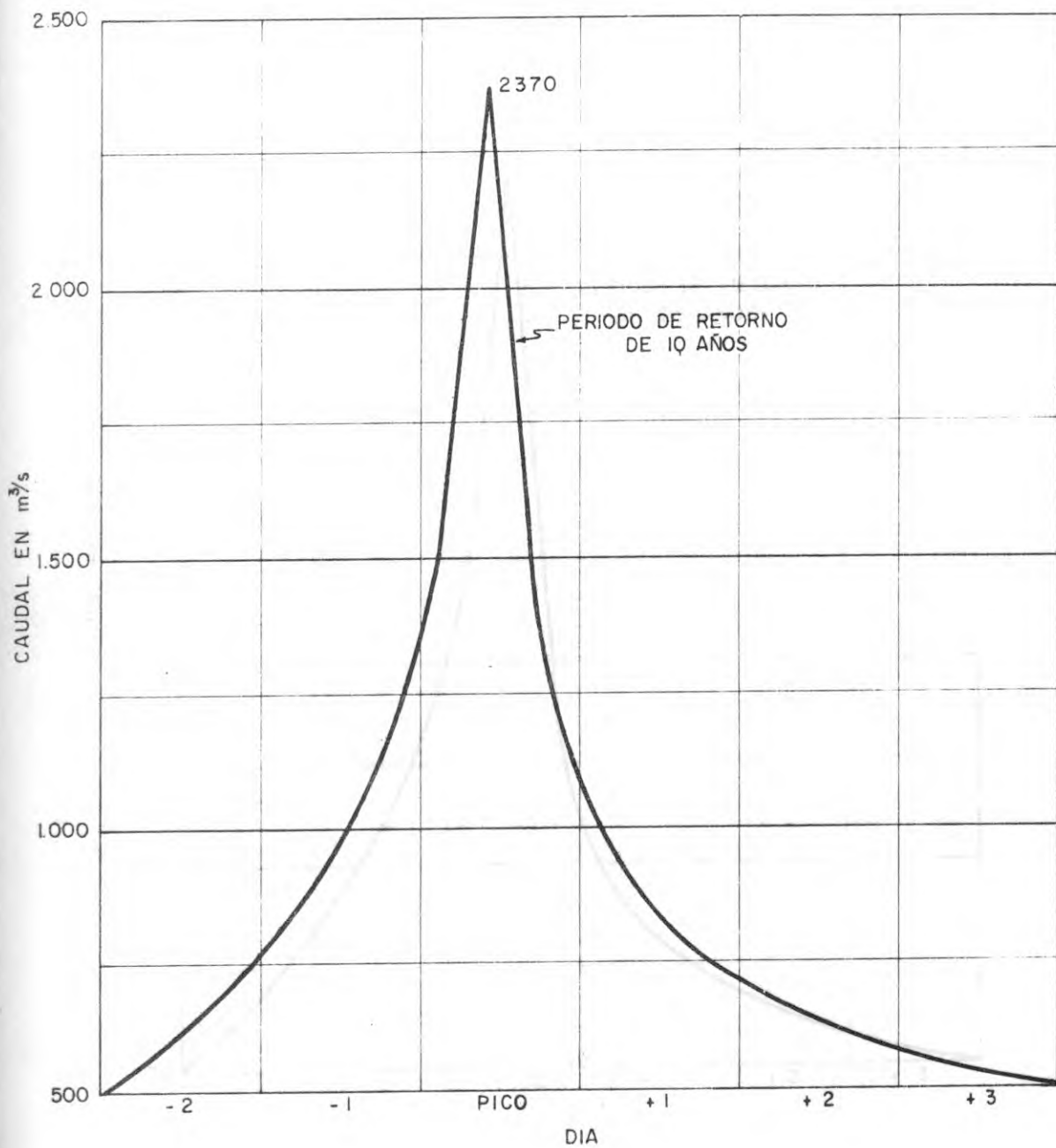
CONSORCIO ALTO SINU

INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES CHAS T MAIN INT'L INC.

HIDROGRAMA 5 AÑOS
DE RECURRENCIA
URRA I

FECHA
Febrero-77
ESCALA
INDICADA
ARCHIVO
UI-H-330

FIGURA
IV
2 - 30



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU

INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES CHAS T. MAIN INT'L INC

HIDROGRAMA 10 AÑOS
DE RECURRENCIA
URRA I

FECHA

Febrero - 77

ESCALA

INDICADA

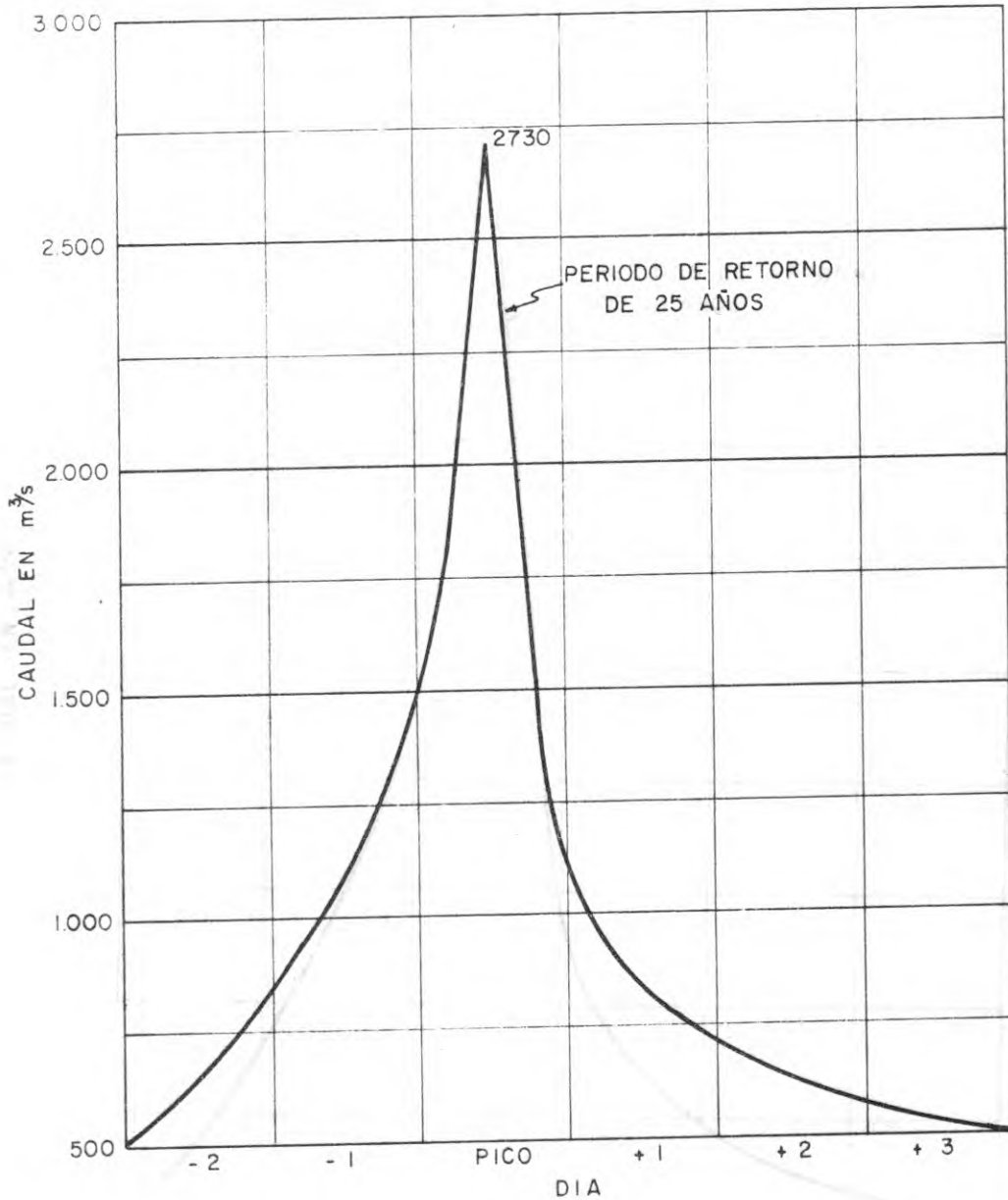
ARCHIVO

UI - H - 331

FIGURA

IV

2 - 31



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

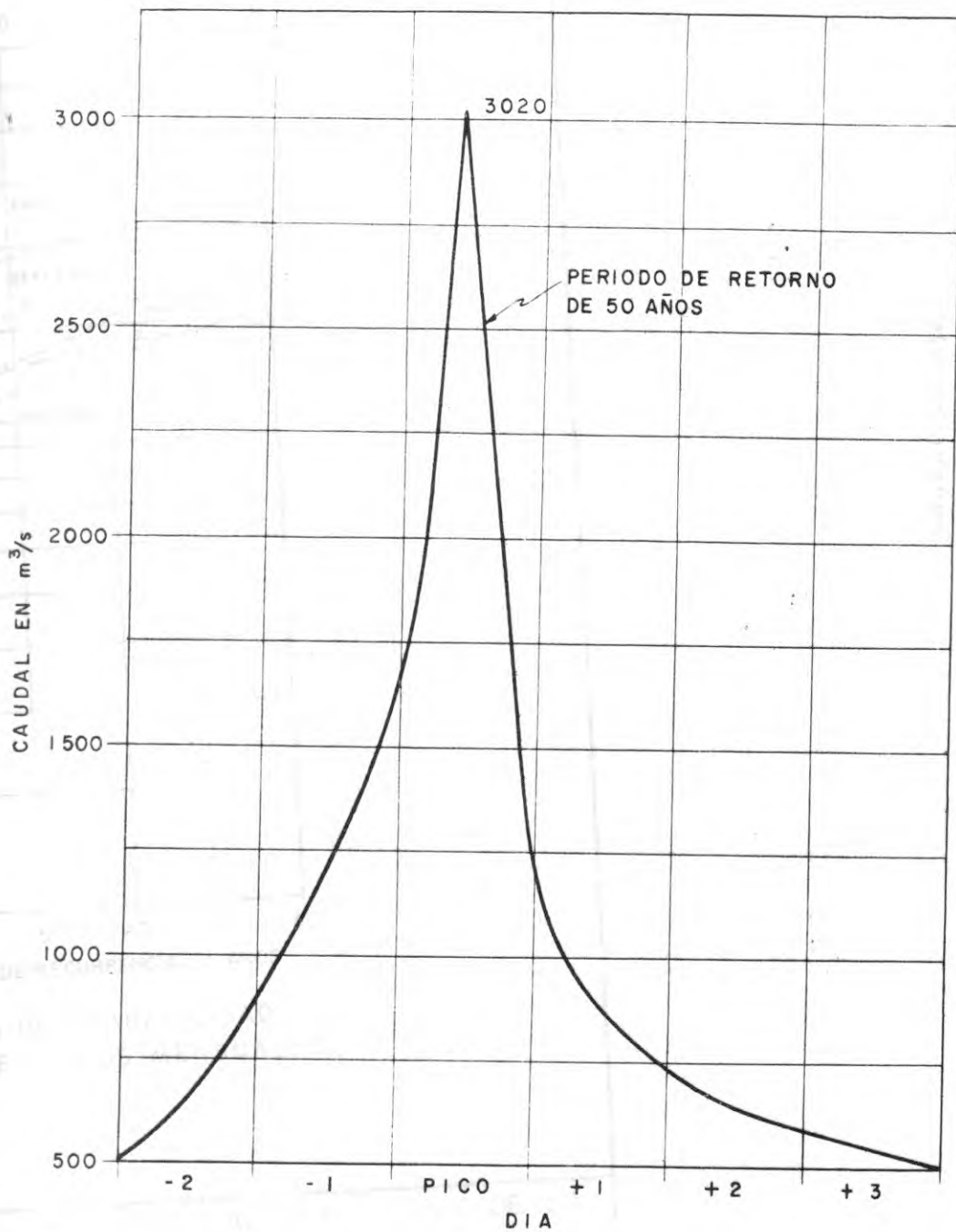
CONSORCIO ALTO SINU

INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES CHAS T. MAIN INT'L INC.

HIDROGRAMA 25 AÑOS
DE RECURRENCIA
URRA I

FECHA
Febrero - 77
ESCALA
INDICADA
ARCHIVO
UI-H-332

FIGURA
IV
2 - 32



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU

INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES: CHAS T. MAIN INT'L INC.

HIDROGRAMA 50 AÑOS
DE RECURRENCIA
URRA I

FECHA

Febrero -77

ESCALA

INDICADA

ARCHIVO

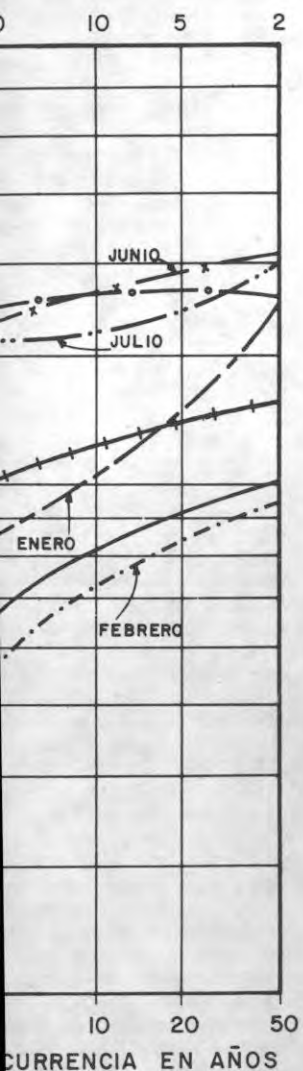
UI-H-333

FIGURA

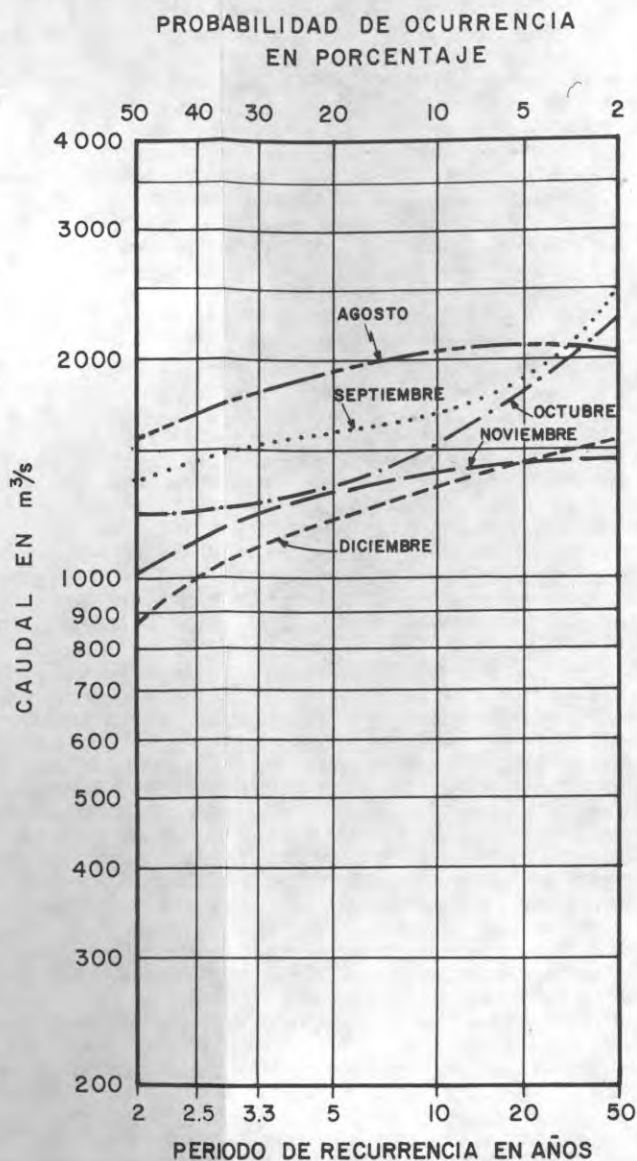
IV

2 - 33

PROBABILIDAD DE OCURRENCIA
EN PORCENTAJE



PROBABILIDAD DE OCURRENCIA
EN PORCENTAJE



CAUDALES PICOS MENSUALES
RIO SINU - ANGOSTURA DE URRÁ



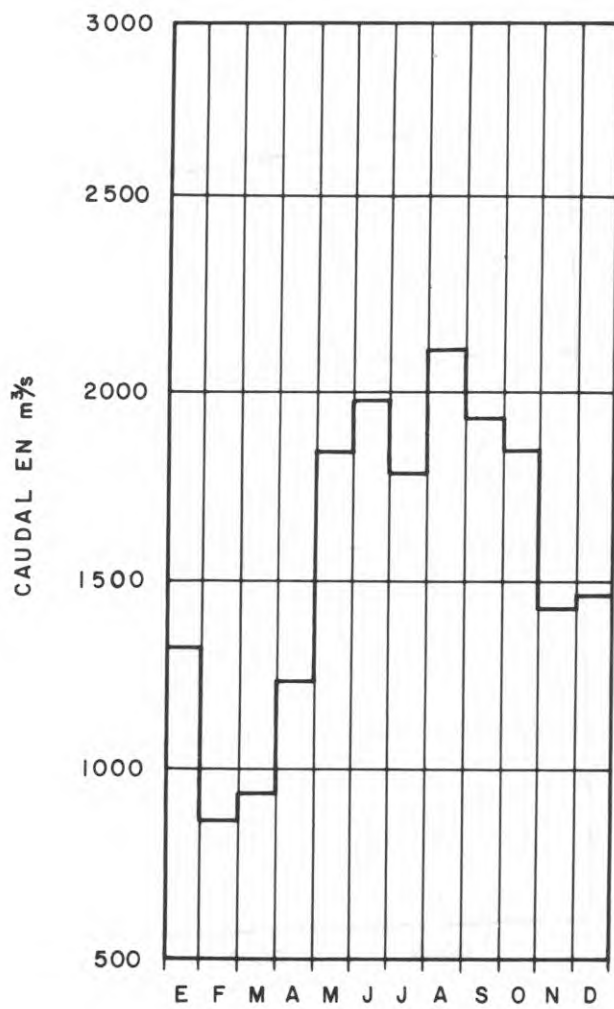
CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA
PROYECTO DEL ALTO SINU

CAUDALES PICOS MENSUALES
RIO SINU - ANGOSTURA DE URRÁ

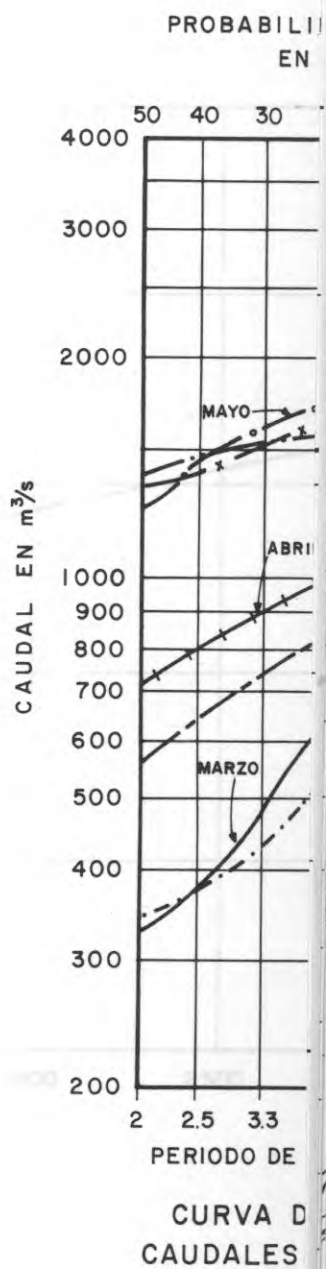
CONSORCIO ALTO SINU
INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES
GEOCOLOMBIA
ASESORES: CHAS T. MAIN INT'L INC.

FECHA
Febrero - 77
ESCALA
SIN
ARCHIVO
G-H-335

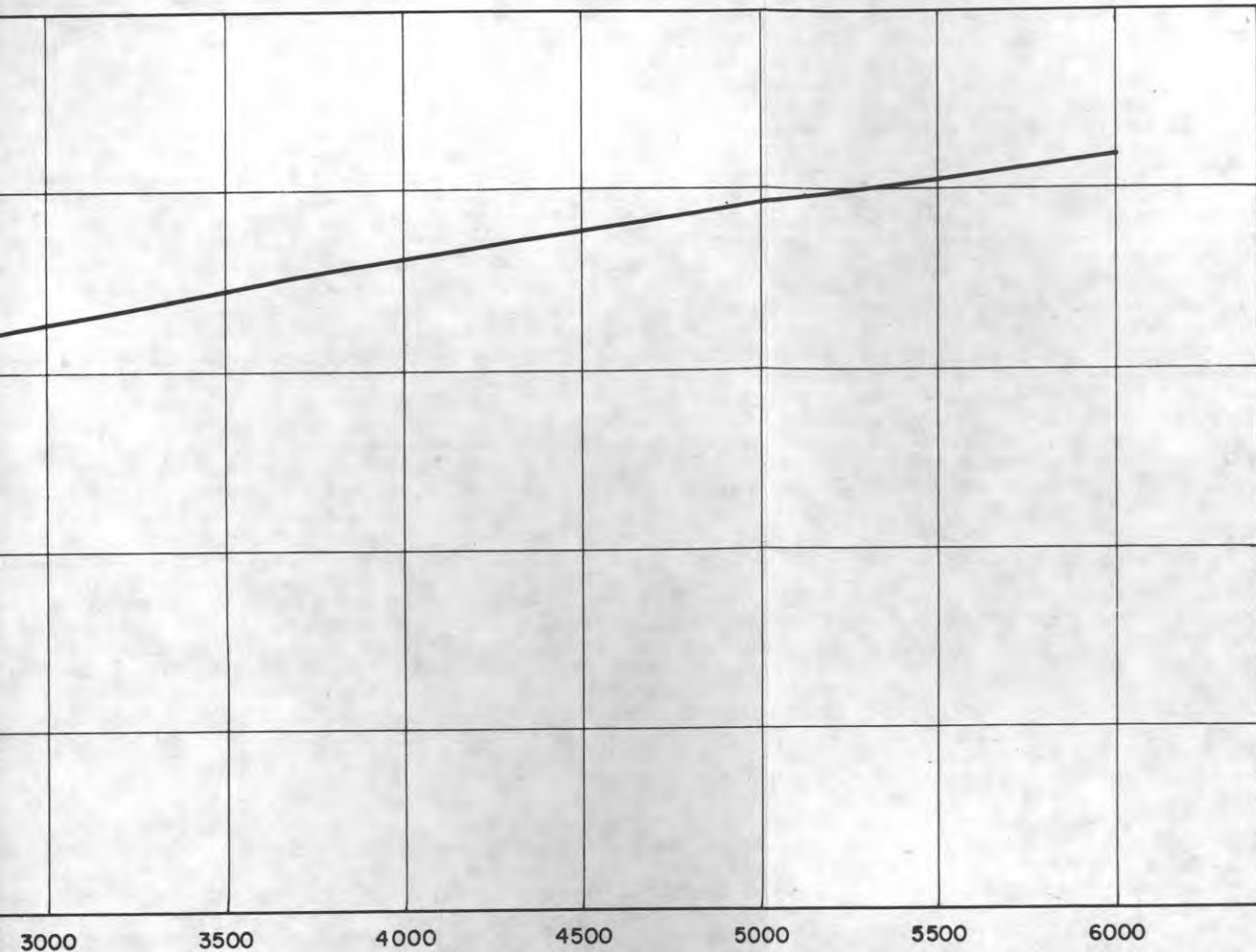
FIGURA
IV
2 - 34




CAUDALES PICOS MENSUALES
RECURRENCIA 25 AÑOS



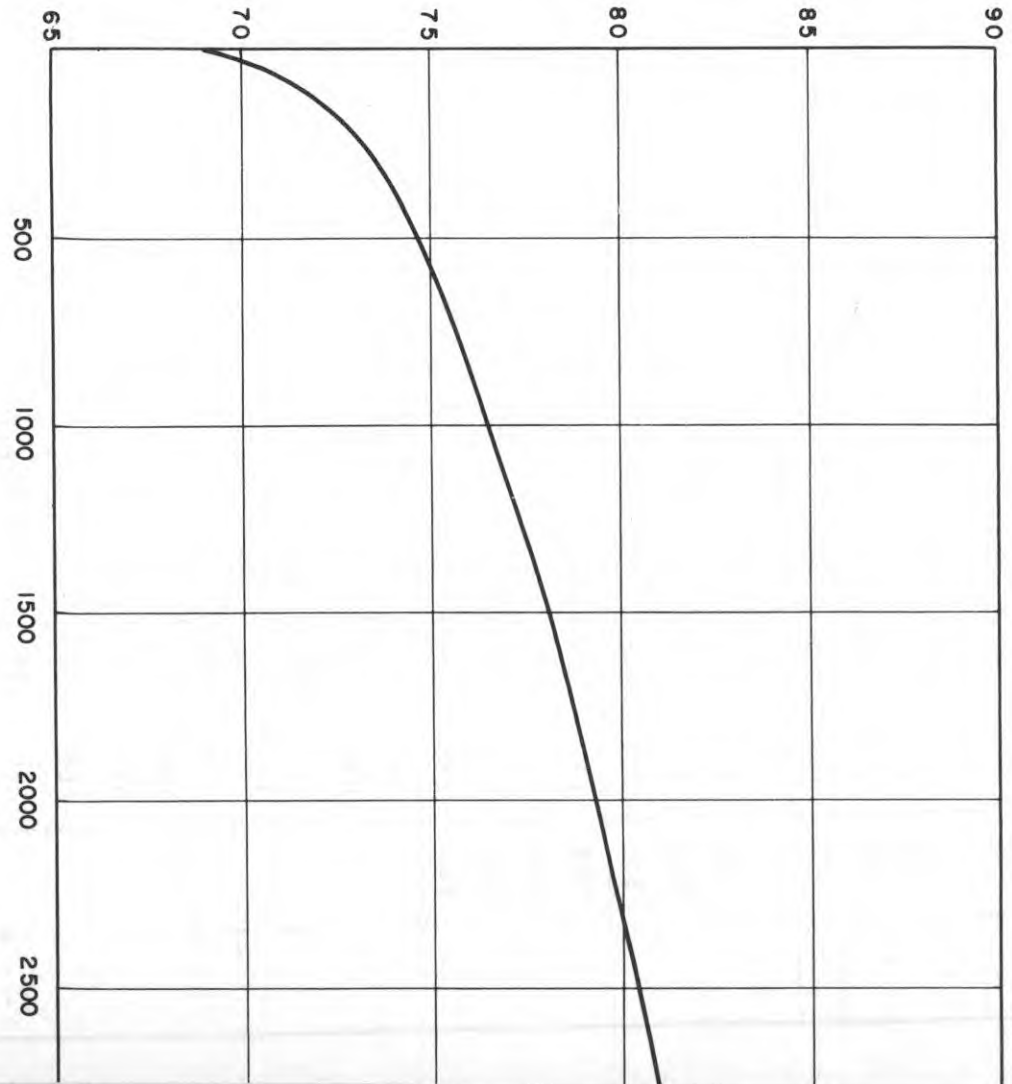
NOTA: BASADO EN DATOS SUMINISTRADOS POR EL SERVICIO CC DE METEOROLOGIA E HIDROLOGIA (HOY HIMAT)



CAUDAL EN m³/s

	CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA	
	PROYECTO DEL ALTO SINU	
URRA I-LA ZUMBONA		
RIO SINU - CURVA DE CALIBRACION PRELIMINAR		
CONSORCIO ALTO SINU INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES GEOCOLOMBIA ASESORES: CHAS T. MAIN INT'L INC.	FECHA Febrero-77	FIGURA IV
	ESCALA SIN	
	ARCHIVO UI-H-336	2 - 35

NIVEL DE AGUA EN METROS S.N.M.



DIA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1	-	-				536		391	276	344	352	
2						491		459	323	370	376	
3						430		384		361	404	
4						388		366	425	425	390	
5						334		328	349	426	364	
6						286		302	359	522	383	
7						390		300	388	499	376	
8						394		284	299	471	338	
9						389		309	319	481	316	
10						326		291	381	421	291	
11						419		606	327	352	385	
12						448		621	404	420	604	
13						507		541	368	386	552	
14						404		468	404	371	466	
15						385		400	410	380	406	
16						348		337	404	459	436	
17						408		291	380	393	386	
18						339		271	379	486		
19								258	336	540		
20								218	356	641		
21							300	220	463	525		
22							261	331	460	610		
23							208	366	376	569		
24							278	284	336	496		
25							334	258	418	431		
26							456		484	403		
27							344		413	449		
28							366	321	473	456		
29							336	363	440	466		
30							418	317	388	420		
31					518		394	293		366		
PROM						(401)	(336)	(351)	(384)	450	(401)	
MAX INST.										860		
MD. MIN.										344		

NOTA: Datos tomados del S.C.M.H., hoy Himat



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU
INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES CHAS - MAIN INT'L INC

CAUDALES DIARIOS (m³/seg.)
ESTACION SALTO VIEJO
AÑO 1.974

FECHA
Febrero - 77

ESCALA
INDICADA

ARCHIVO
UII-H-437

FIGURA

IV

2 - 36

DIA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1								370*				
2								456*				
3								450				
4								364*				
5								306*				
6								284*				
7								283*				
8								264*				
9								331				
10							343	331				
11							360	635	297*			
12							303	878	374*			
13							262	573	341*			
14							415	435*	393*			
15							260	413	384*			
16							291	346				
17							290	294		436		
18								277		490		
19								242*		529		
20								218		661		
21								197*		471*		
22								204*		632		
23							208	336*		541*		
24							294	284				
25							352	224*				
26							405			396*		
27							342*			409*		
28							361			443*		
29							346					
30							441					
31							408					
PROM							(334)*	(360)*	(358)*	(501)		

* : Menor que el valor del S.C.M.H., hoy HIMAT

** : Valores Promedio Mira O12



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU

INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES CHAS T MAIN INT'L INC

CAUDALES DIARIOS (m³/seg.)

ESTACION SALTO VIEJO

AÑO 1974 * *

FECHA
Febrero

FIGURA

ESCALA
INDICADA

IV

BOCHA
UII-H-435

2-37

DIA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												
9							653					
10							561					
11							516					
12							537					
13							537					
14							664					
15							572					
16							494					
17							404					
18							368					
19							374					
20							389					
21							370					
22							600					
23							533					
24							535					
25							491					
26							504					
27							409					
28							363					
29							312					
30							297					
31							289					
PROM							(468)					
MAX. INST.												
MD. MIN.												

NOTA: Datos tomados del S.C.M.H. hoy HIMAT.



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU

INGENIEROS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES CHAS - MAIN INT'L INC

CAUDALES DIARIOS (m³/seg.)
ESTACION SALTO VIEJO
AÑO 1.975

FECHA Febrero 1977	FIGURA IV
ESCALA INDICADA	
ARCHIVO UII-H-438	2-38

DIA	ENE	FEB	MAF	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
												299
1												298
2												255
3												374
4												339
5												319
6											348	352
7								386		430	312	431
8								424		493	353	389
9								471*	367	654	337	329
10								237*	334		319	366
11								522*	290	623	274	374
12								525*	370		314	321
13								702	463		469	338
14								589	430		625	579
15								507	524		503	416
16								404	687		519	431
17								346*	808		469	389
18								367*	621		519	343
19								404	573		688	
20								343*	605		578	
21								621	671		569	313
22								535			471	348
23								528*			473	276
24								505			446	250
25										405	371	209
26										366	344	195
27										357	343	180
28										366	299	181
29										459	309	166
30												152
31												
PROM							(475)	(504)		(461)	(427)	(317)

* Menor que el valor del SCMH hoy HIMAT.
 ** Valores promedio mira 012



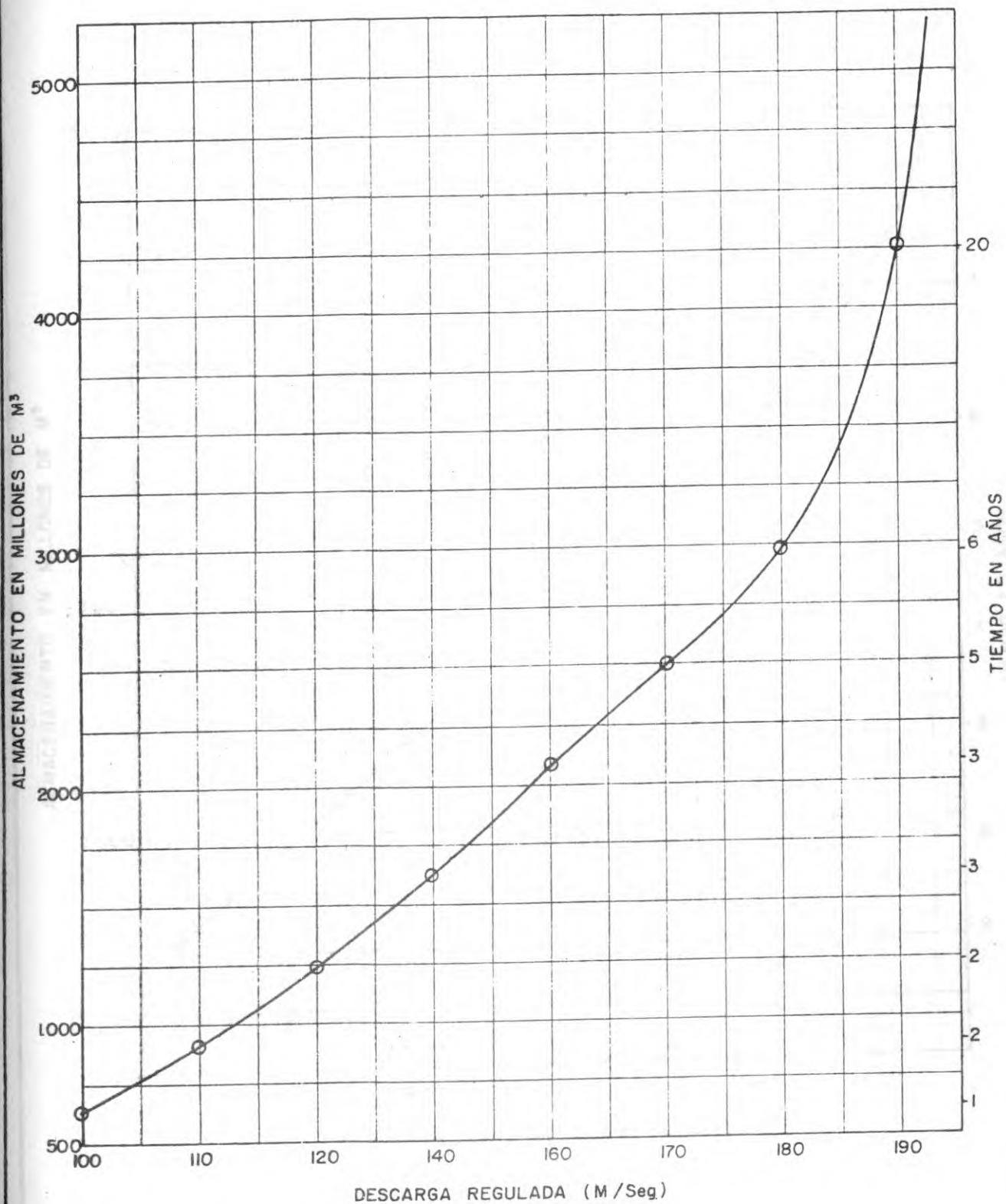
CORPORACION ELECTRICA DE LA
 COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU
 INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
 ASESORES CHAS T MAIN INT'L INC

CAUDALES DIARIOS (m³/Seg.)
 ESTACION SALTO VIEJO
 AÑO 1975 **

FECHA
 Febrero - 77
 ESCALA
 INDICADA
 ARCHIVO
 UI-H-436

FIGURA
 IV
 2 - 39



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

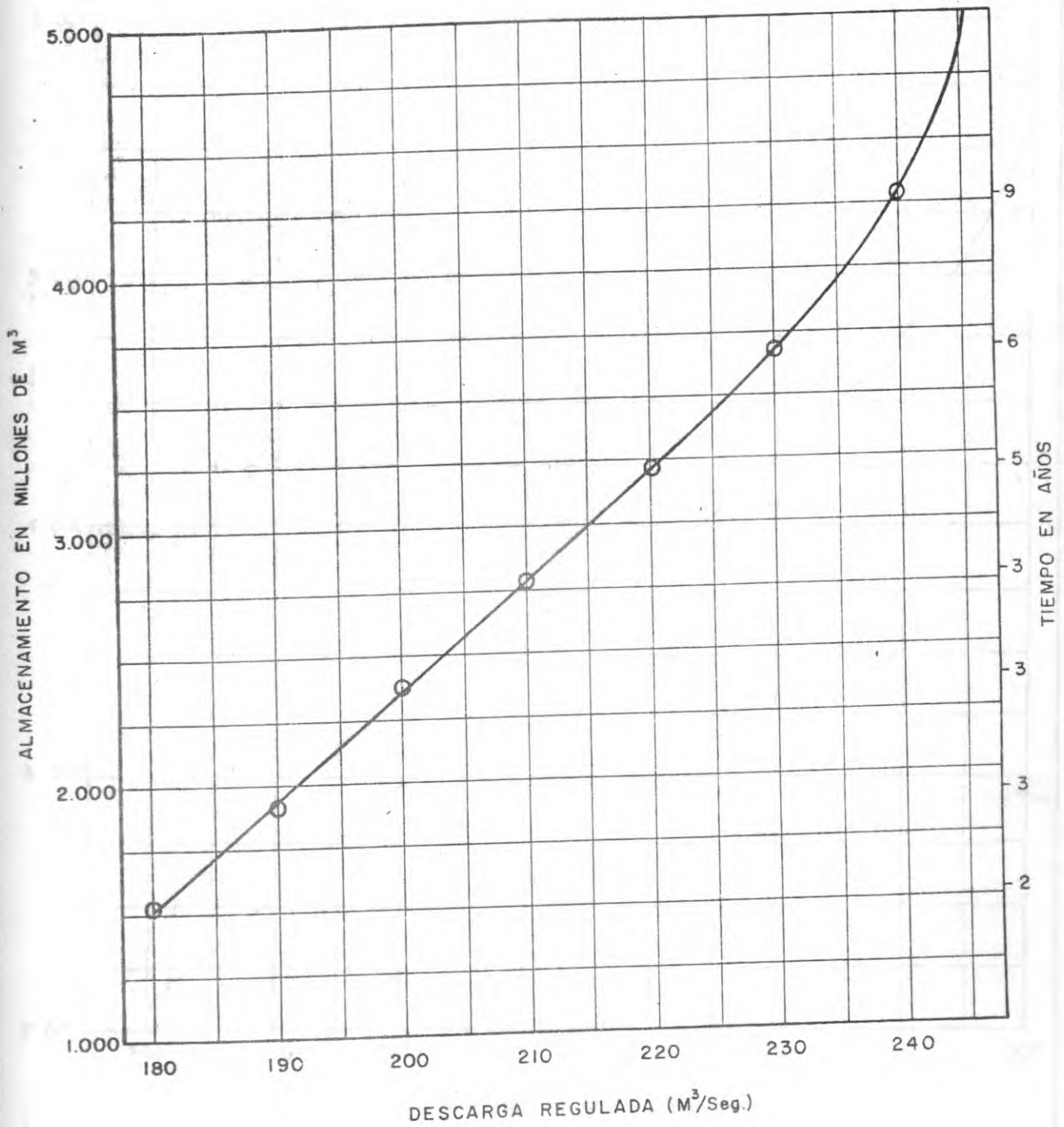
CONSORCIO ALTO SINU
INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES CHAS T. MAIN INT'L INC

DESCARGA REGULADA VS.
ALMACENAMIENTO URRÁ II
1.916 - 1.975 (2016)

FECHA
Febrero -77
ESCALA
INDICADA
ARCHIVO
UI-H-432

FIGURA
IV

2 - 40



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU

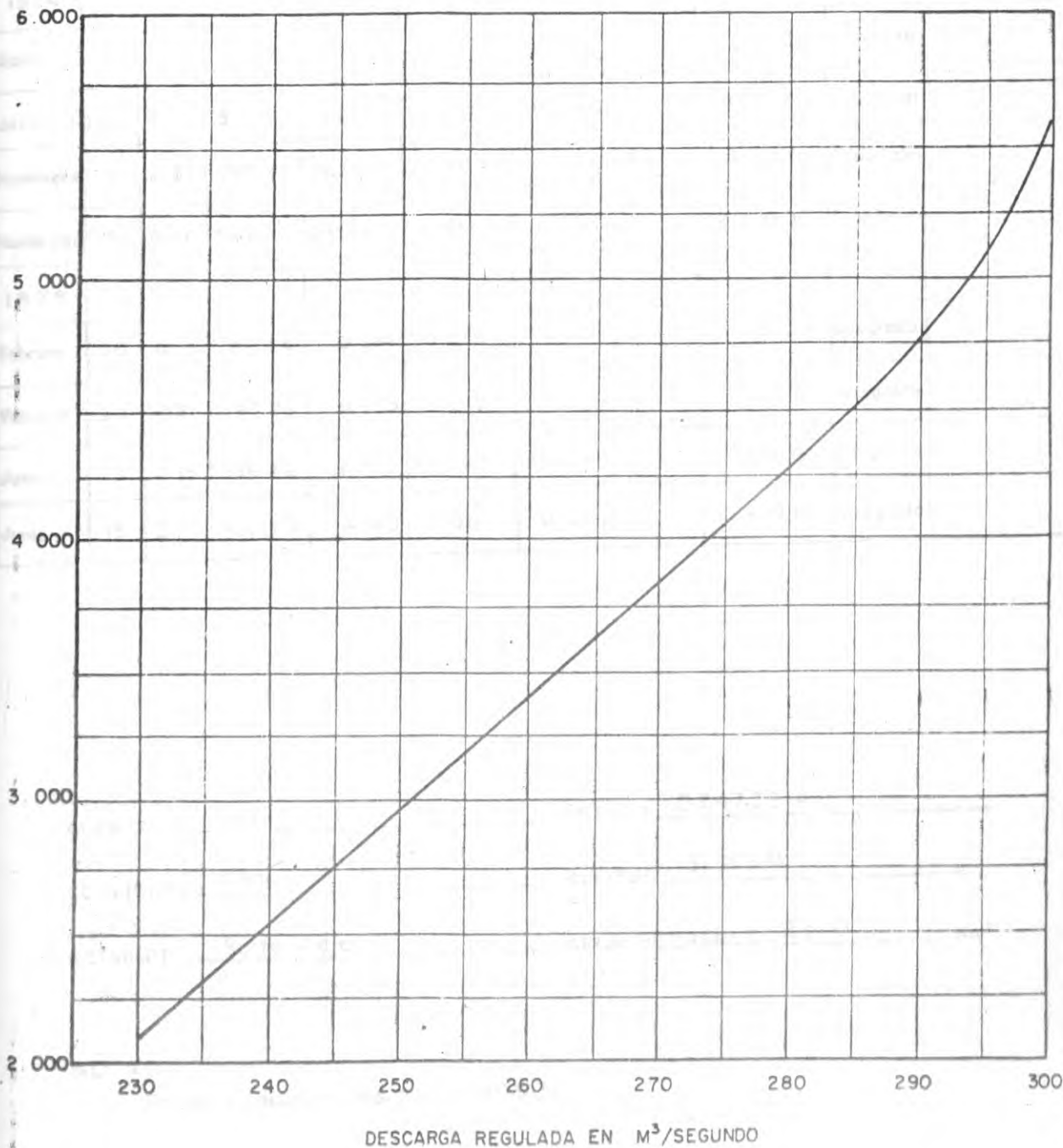
INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES: CHAS T. MAIN INT'L INC.

DESCARGA REGULADA
VS. ALMACENAMIENTO
URRA II + SAN JORGE
1.916-1.975 (2.016)

FECHA:
Febrero-77
ESCALA:
INDICADA
ARCHIVO
UI-H-433

FIGURA
IV
2-41

ALMACENAMIENTO EN MILLONES DE M³



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU
INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES CHAST. MAIN INT'L INC

DESCARGA REGULADA
VS. ALMACENAMIENTO
URRAI + VERDE + SAN JORGE
1916 - 1975 (2016)

FECHA.
Febrero - 77
ESCALA
INDICADA
ARCHIVO
UII-H-434

FIGURA
IV

2 - 42

Nº	MES	DIA	NIVEL (m)	GASTO		CONCENTRACION MEDIA (Kg/m ³)	CONCENTRACION SUPERFICIAL TRES PUNTOS (Kg/m ³)	TEMP. (°C)	TRANSPORTE EN SUSPENSION (Ton/día)	METODO	OBSERVACIONES
				LIQUIDO (m ³ /sg)	SOLIDO (Kg/sg)						
1974											
1	Abril	4	1.24	90.00	11.300	0.125	0.100		976.30	Integrado	
2	Junio	10	3.27	313.90	106.200	0.340	0.240		9175.70	Superficial	
3	Noviembre	19	5.37	590.90	225.900	0.380			19517.76	Superficial	
4	Noviembre	19	5.27	561.40	250.000	0.450			21600.00	Superficial	
1975											
5	Febrero	20	0.31	44.64	0.684	0.015			59.10	Integrado	
6	Febrero	20	0.31	45.26	0.853	0.019			73.70	Integrado	
7	Junio	13	2.19	186.76	12.510	0.067	0.065		1080.90	Integrado	
8	Junio	13	2.17	182.27	9.370	0.051	0.052		809.60	Integrado	

CUENCA Sinú CODIGO 07477614
CORRIENTE Sinú ALTITUD 131 M.S.M. m
ESTACION Salto Viejo AREA DE DRENAJE 2310 Km²

NOTA:

Datos suministrados por el HIMAT



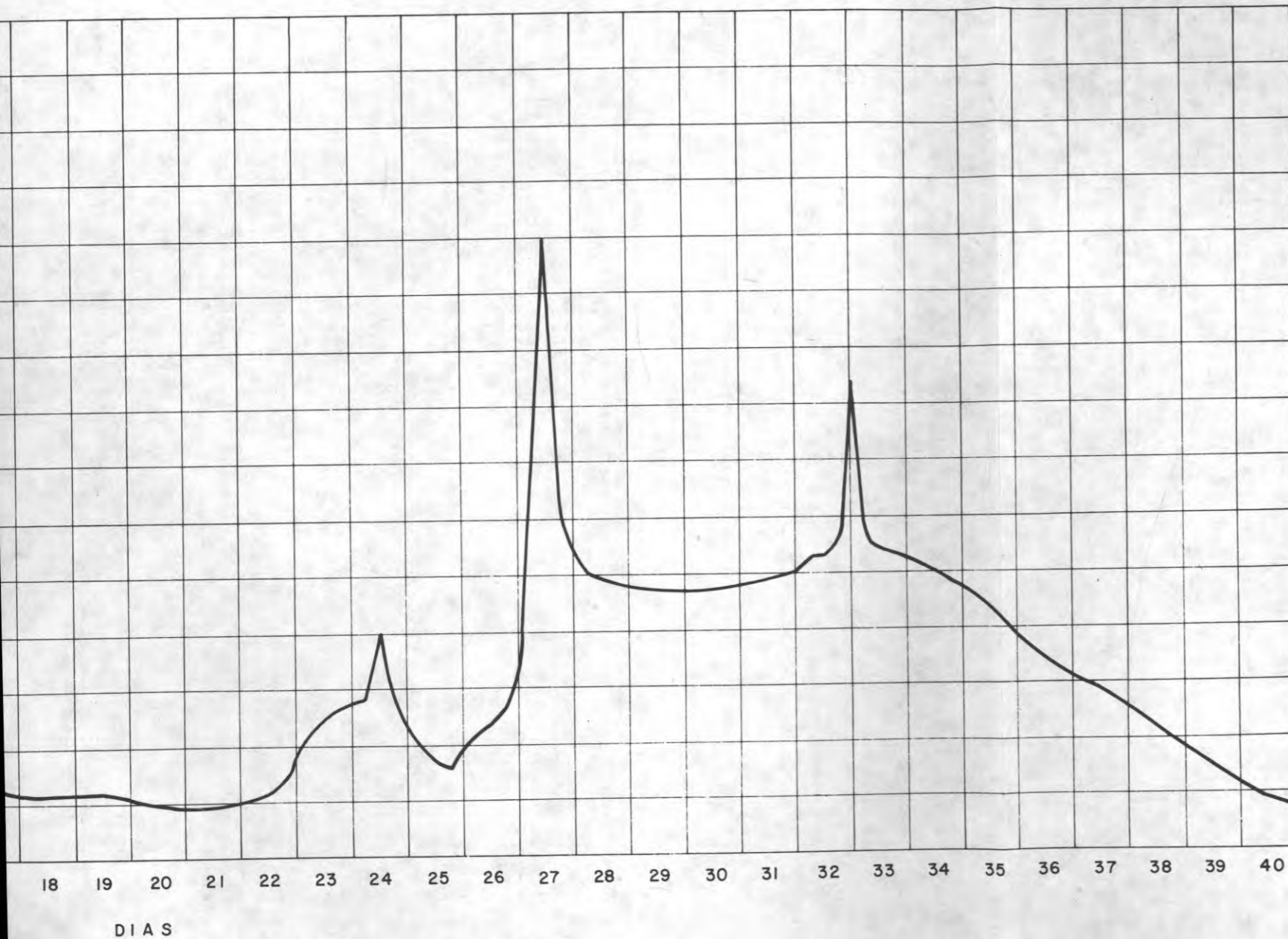
CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU
INTERDISEÑOS- SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES: CHAS T MAIN INT'L INC.

RESUMEN DE MEDICIONES
DETALLADAS DE
MATERIALES EN SUSPENSION

FECHA
Febrero 77
ESCALA
SIN
ARCHIVO
GH-348

FIGURA
IV
2-43



NOTA:

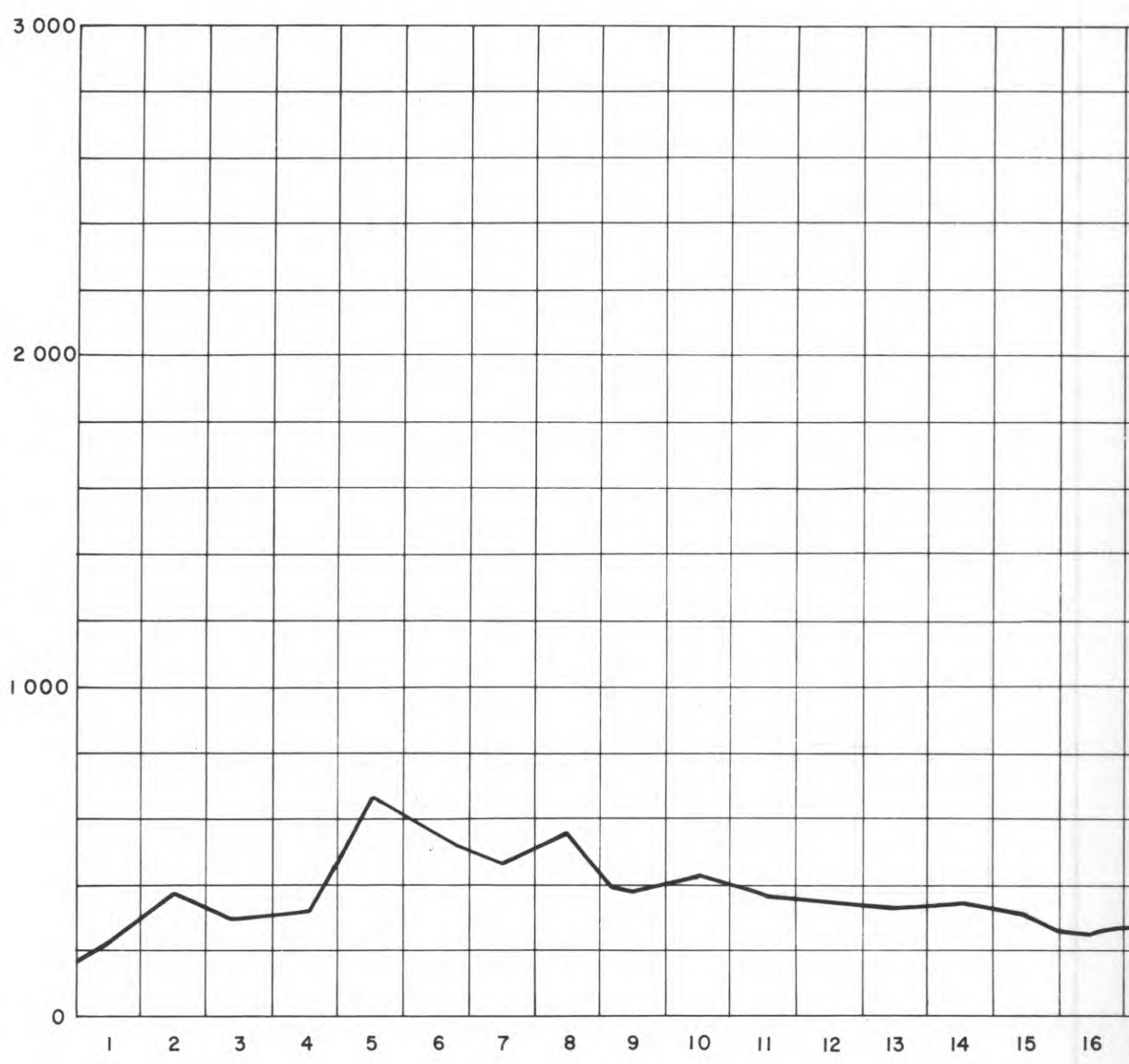
LOS PRIMEROS VEINTE DIAS CORRESPONDEN A CAUDALES DE NOVIEMBRE 17 A DICIEMBRE 6 DE 1.973.

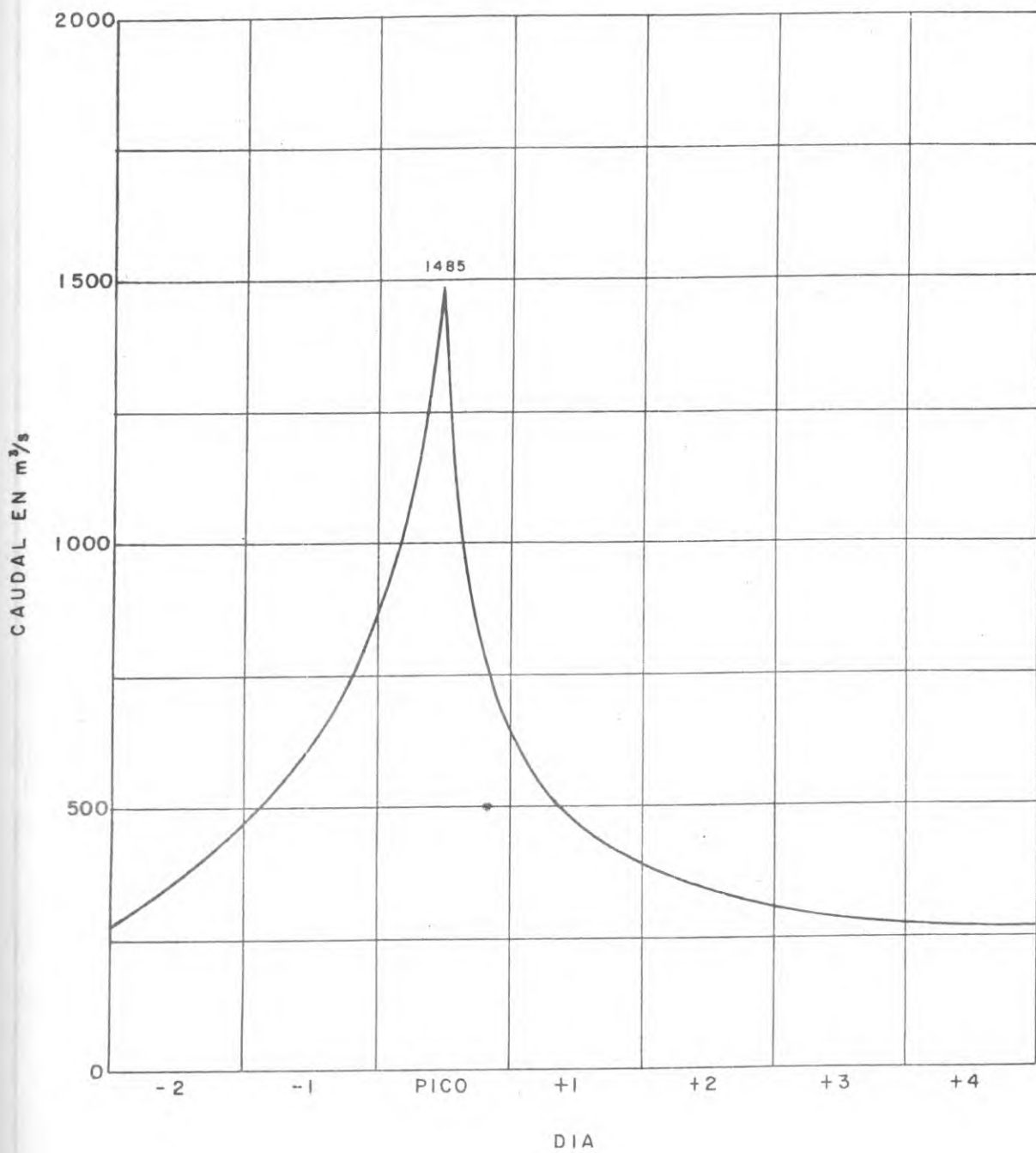
EL RESTO BASADO EN LLUVIAS EN CRISTOBAL (PANAMA) DURANTE NOVIEMBRE DE 1.973.

VALORES OBTENIDOS POR RELACION DIRECTA DE AREAS ENTRE URRAS I Y URRAS II.

	CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA	
	PROYECTO DEL ALTO SINU	
URRA II		
CAUDAL PARA DISEÑO DEL VERTEDERO SIN AMORTIGUACION		
CONSORCIO ALTO SINU INTERDISEÑOS-SUELOS Y FUNDACIONES GEOCOLOMBIA ASESORES: CHAS T. MAIN INT'L INC.	FECHA Febrero-77 ESCALA SIN ARCHIVO UZ-H-337	FIGURA IV 2 - 44

CAUDAL EN m³/s





CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

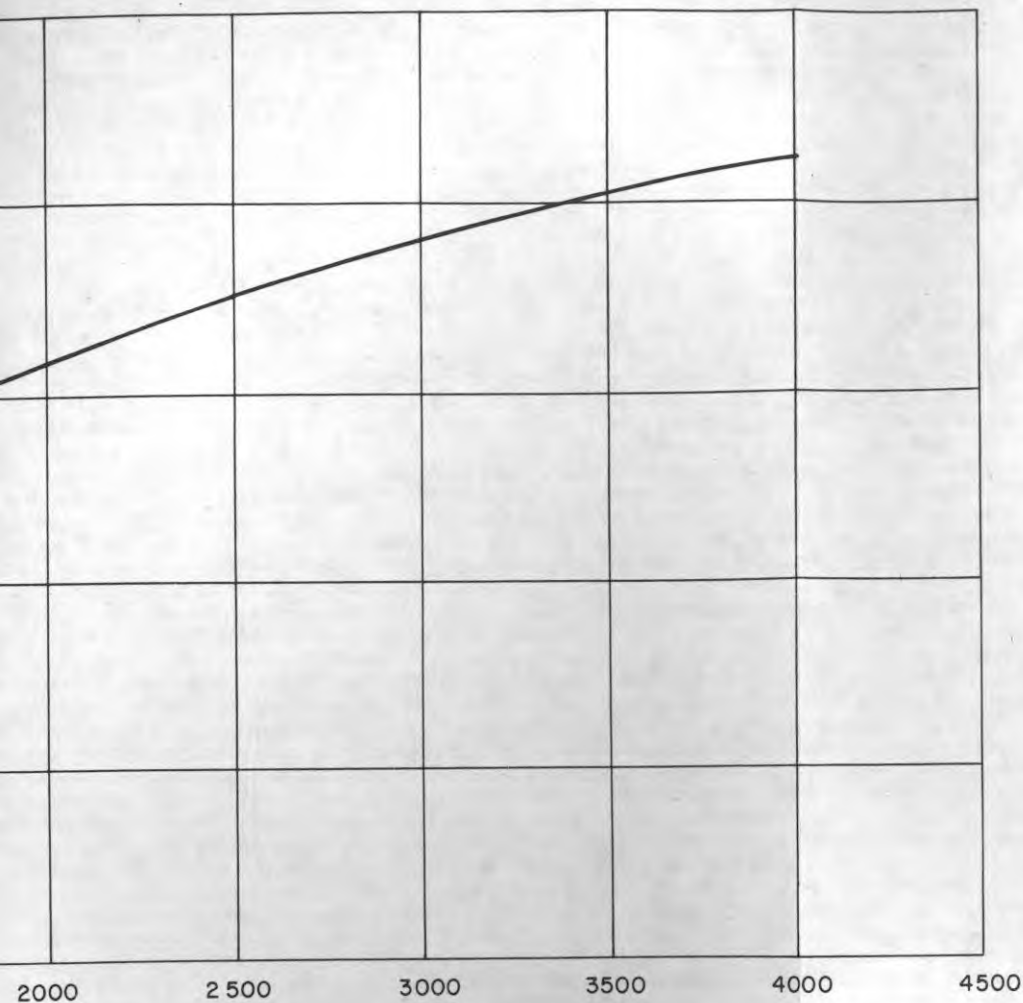
CONSORCIO ALTO SINU

INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES CHAS T MAIN INT'L INC

URRA II
HIDROGRAMA 25 AÑOS DE
RECURRENCIA

FECHA	Febrero - 77
ESCALA	SIN
ARCHIVO	UII - H-338

FIGURA	IV
	2-45



CAUDAL EN m³/s



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

PROYECTO DEL ALTO SINU

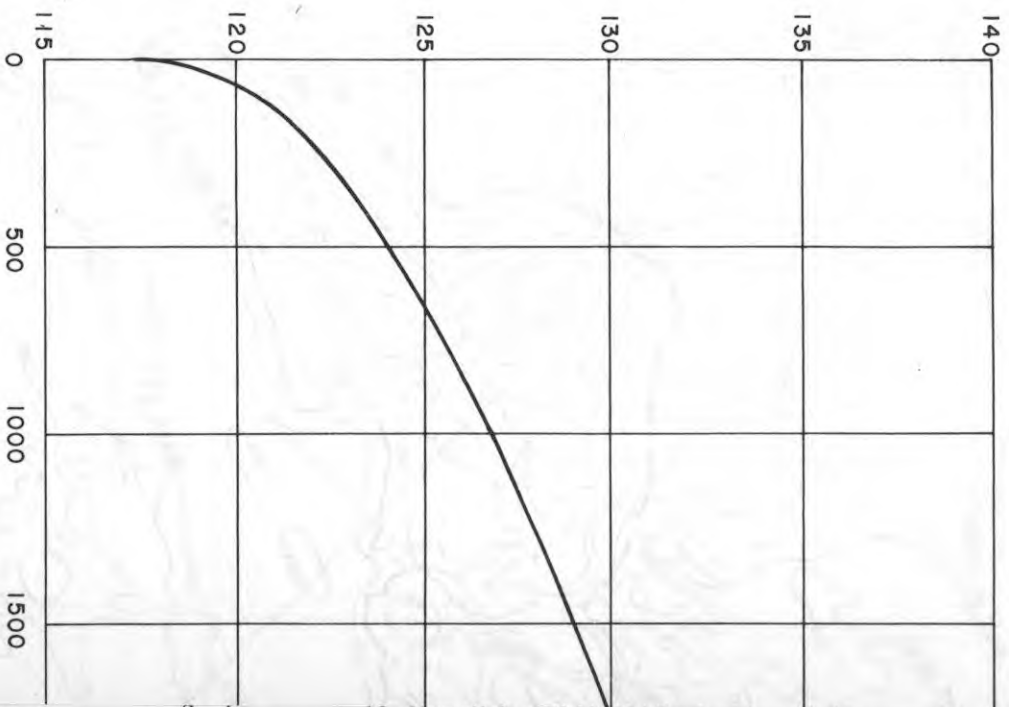
URRA II
RIO SINU - CURVA DE CALIBRACION

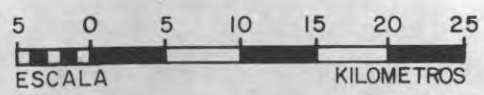
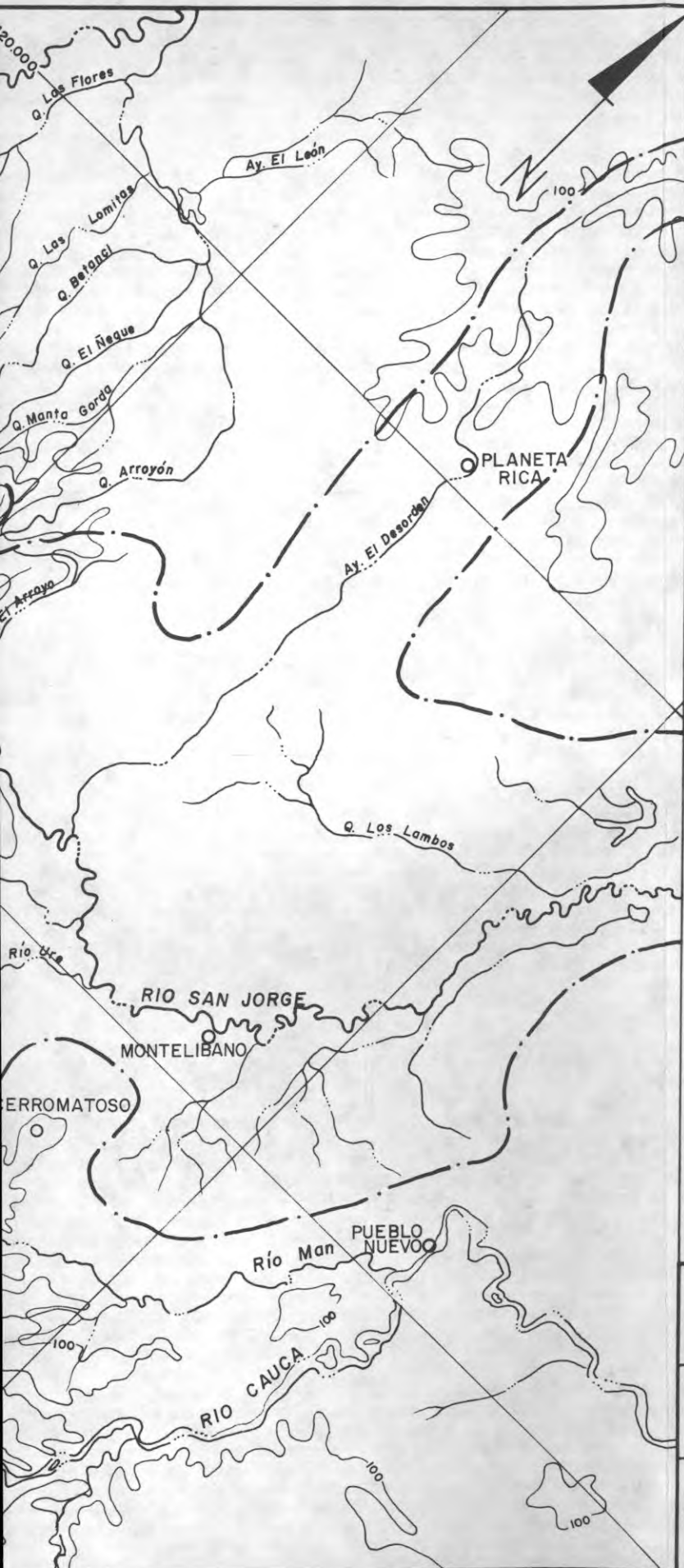
CONSORCIO ALTO SINU
INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES
GEOCOLOMBIA
ASESORES: CHAS T. MAIN INT'L INC.

FECHA
Febrero - 77
ESCALA
INDICADA
ARCHIVO
UII-H-341

FIGURA
IV
2 - 46

NIVEL DE AGUA EN METROS S.N.M.





CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA
PROYECTO DEL ALTO SINU

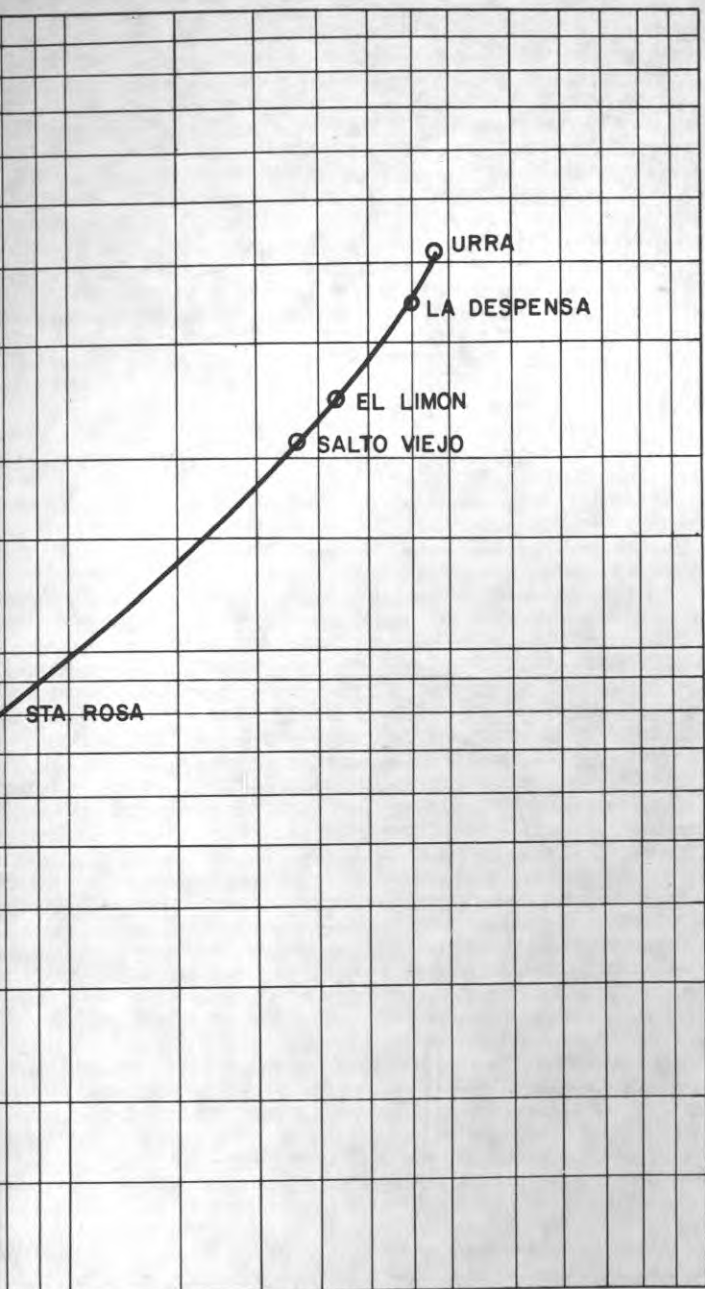
HOYA DEL RIO SAN JORGE

CONSORCIO ALTO SINU
INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES
GEOCOLOMBIA
ASESORES: CHAS T.MAIN INT'L INC.

FECHA Febrero-77	FIGURA IV
ESCALA INDICADA	
ARCHIVO S-H-339	

2 - 47





150

200

300

400

500

700

900



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

PROYECTO DEL ALTO SINU

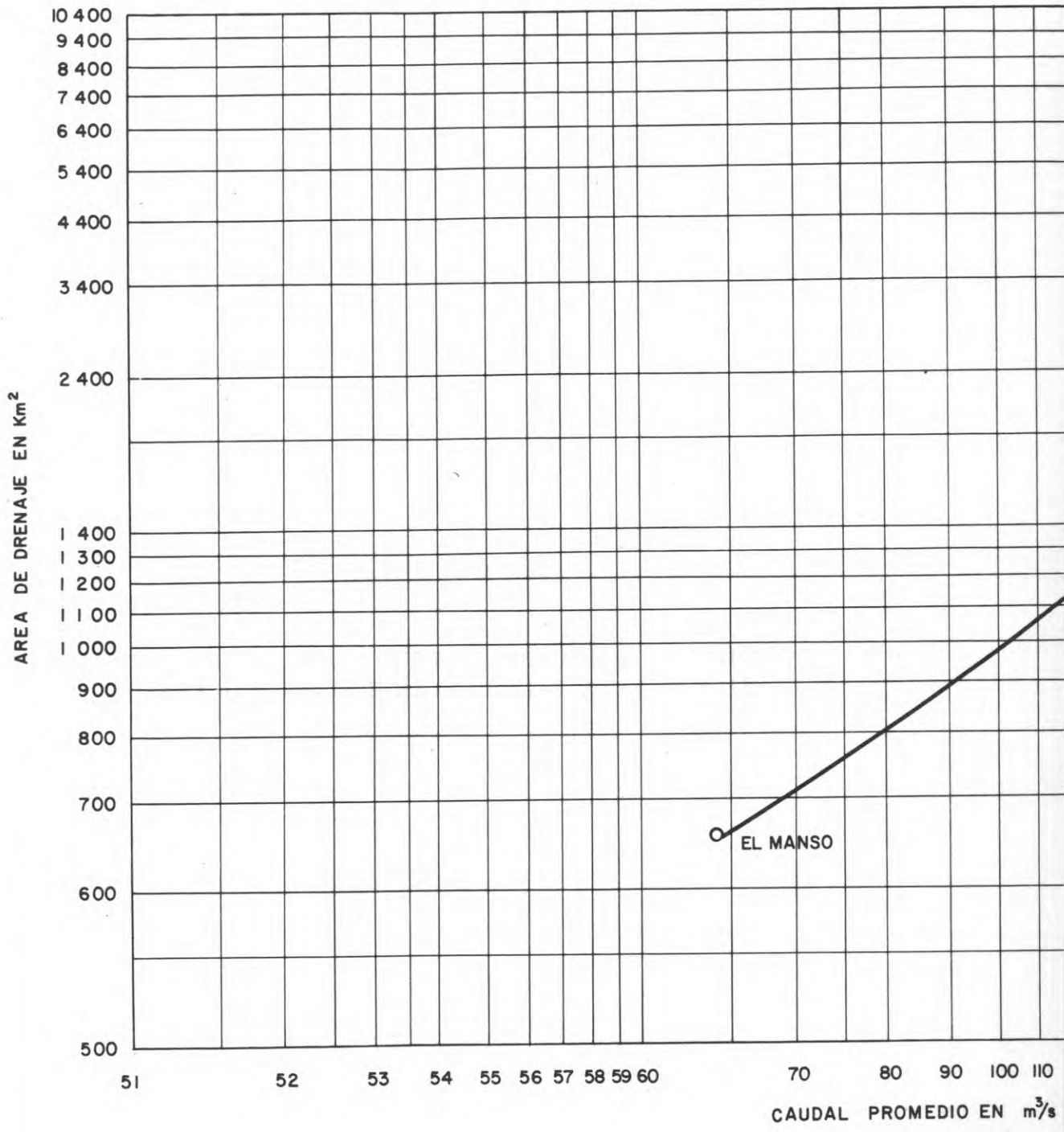
AREA DE DRENAJE Vs. CAUDAL
CUENCA DEL ALTO SINU

CONSORCIO ALTO SINU
INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES
GEOCOLOMBIA
ASESORES: CHAS T. MAIN INT'L INC.

FECHA
Febrero-77
ESCALA
INDICADA
ARCHIVO
G-H-340

FIGURA
IV

2 - 48



A N E X O A

CAUDALES DEL RIO SINU EN LOS SITIOS DE URRRA I Y
URRA II Y DE LOS RIOS VERDE Y SAN JORGE

A N E X O A

CAUDALES DEL RIO SINU EN LOS SITIOS DE URRÁ I Y URRÁ II Y DE LOS RIOS VERDE Y SAN JORGE

Con el fin de proporcionar la información hidrológica requerida por los modelos de dimensionamiento de los proyectos, se procesó la información hidrológica disponible para obtener las características estadísticas pertinentes.

A continuación se presenta un resumen de los análisis realizados.

A. 1. CAUDALES DEL RIO - URRÁ I

Existe una estación de caudales en el sitio de Urrá I con datos desde 1959 hasta 1.975, con excepción de algunos períodos cortos. Ver Figura IV-2-14.

Se analizó esta información tanto a nivel mensual como trimestral con los siguientes resultados.

a. Medias y Desviaciones Típicas

A nivel mensual los datos sin transformar presentan las siguientes características:

CUADRO IV-2-3

MEDIAS Y DESVIACIONES TÍPICAS - DATOS SIN TRANSFORMAR

Datos Mensuales

i (Período)	\bar{M}_i ^{URRA I} (Media Período i) (M ³ /Seg)	σ_i ^{URRA I} (Desviación Típica Período i) (M ³ /Seg)
1. (Enero)	205	101
2. (Febrero)	136	42
3. (Marzo)	135	87
4. (Abril)	226	91
5. (Mayo)	411	153
6. (Junio)	475	109
7. (Julio)	502	135
8. (Agosto)	482	113
9. (Septiembre)	461	82
10. (Octubre)	472	99
11. (Noviembre)	425	115
12. (Diciembre)	322	91

Datos Trimestrales

1. Primer Trimestre	151	63
2. Segundo Trimestre	374	99
3. Tercer Trimestre	482	117
4. Cuarto Trimestre	412	88

Nota: Los promedios trimestrales no corresponden en forma exacta con los promedios de los datos mensuales debido a la diferente disponibilidad de datos existente.

Las medias y desviaciones típicas de los logaritmos naturales de los datos son como sigue.

CUADRO IV-2-4

MEDIAS Y DESVIACIONES TÍPICAS - LOGARITMOS DE LOS DATOS
URRA I

<u>Datos Mensuales</u>			
i (Período)	M_i ^{URRA I} (Media Período i) (M ³ /Seg)	σ_i ^{URRA I} (Desviación Típica Período i) (M ³ /Seg)	
1.	(Enero)	5.21	0.53
2.	(Febrero)	4.86	0.32
3.	(Marzo)	4.78	0.49
4.	(Abril)	5.33	0.47
5.	(Mayo)	5.95	0.41
6.	(Junio)	6.13	0.28
7.	(Julio)	6.17	0.35
8.	(Agosto)	6.15	0.28
9.	(Septiembre)	6.12	0.19
10.	(Octubre)	6.13	0.23
11.	(Noviembre)	6.02	0.26
12.	(Diciembre)	5.74	0.30

<u>Datos Trimestrales</u>			
1.	Primer Trimestre	4.94	0.40
2.	Segundo Trimestre	5.89	0.26
3.	Tercer Trimestre	6.15	0.24
4.	Cuarto Trimestre	6.00	0.21

b. Distribución Escogida, Autocorrelación y Modelo de Generación

Con el fin de elegir la distribución que siguen los datos de Urrá I se tipificaron tanto los datos como sus logaritmos y se efectuaron pruebas sobre estos. (Por tipificación se entiende el proceso por medio del cual se substraen la media correspondiente al período y se divide por la desvia

ción típica del mismo). Se halló que la distribución lognormal se ajustaba mejor a los datos.

Bajo el supuesto de que los datos siguen la distribución lognormal se halló el coeficiente de autocorrelación de los residuos. A nivel mensual se halló un coeficiente de autocorrelación.

ρ es igual a 0.6 y a nivel trimestral ρ es igual a 0.46

Con base en los datos anteriores se planteó un modelo Markoviano de primer orden para generación de los caudales de Urrá I. El propósito de este modelo es el de poder generar un gran número de registros hidrológicos que preserven las características estadísticas de los logaritmos de los datos históricos con el fin de efectuar los análisis probabilísticos requeridos en los modelos de simulación.

El modelo utilizado es como sigue:

$$\text{Sea: } z_{i,j} = \frac{\text{Log } Q_{i,j}^{\text{URRA I}} - \mu_i^{\text{URRA I}}}{\sigma_i^{\text{URRA I}}} \quad (1)$$

donde:

$Q_{i,j}^{\text{URRA I}}$ es el caudal en Urrá I en el período i , años j , $\mu_i^{\text{URRA I}}$, la media de los logaritmos y $\sigma_i^{\text{URRA I}}$ la desviación típica de los logaritmos.

$z_{i,j}$ evoluciona en el tiempo de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$z_{i+1,j} = \rho z_{i,j} + \sqrt{1-\rho^2} \varepsilon_{i,j} \quad (2)$$

donde:

ρ es el coeficiente de autocorrelación y $\varepsilon_{i,j}$ residuos normales típicos independientes. Por lo tanto, es posible generar gran número de valores $z_{i,j}$ en Urrá I por medio de la generación de números aleatorios $\varepsilon_{i,j}$ y su transformación por medio de la ecuación 2.

Puesto que:

$$Q_{i,j}^{\text{URRA I}} = \text{Exp} \left\{ \sigma_i^{\text{URRA I}} z_{i,j} + \mu_i^{\text{URRA I}} \right\} \quad (3)$$

es posible transformar los valores $z_{i,j}$ en valores correspondientes a caudales en Urrá I.

A.2. CAUDALES DEL RIO - URRÁ II

No existen datos de caudales que permitan efectuar un análisis estadístico satisfactorio para el sitio de Urrá II. Ver Figuras IV-2-36, a IV-2-39. Debido a que la curva de calibración del HIMAT de Salto Viejo no corresponde con la nivelación hecha por el Consorcio, esta se considera como preliminar. Sin embargo, existen datos para la estación de El Limón, localizada aguas abajo del sitio de Urrá II, en la cual se dispone de datos parciales durante los años 1965, 1967 y 1975. En total se dispone de un total de 30 meses de datos comunes en Urrá I y El Limón. Los datos en su gran mayoría muestran ser menores en el Limón que en Urrá I, como debería esperarse. Se efectuó una regresión con los caudales de Urrá I. Se halló una correlación muy grande entre estas estaciones ($R^2=0.977$), dando como resultado la ecuación:

$$Q_{\text{Limón}} = 14.27 + 0.68 Q_{\text{Urrá I}} + E \quad (4)$$

E, es tal que tiene media = 0 y varianza = 453

Con base en la ecuación anterior se calcularon las medias y desviaciones típicas para los diversos períodos por medio de las siguientes ecuaciones obtenidas a partir de la ecuación 4:

$$*\mu_i^{\text{LIMON}} = 14.27 + 0.68 *\mu_i^{\text{URRA I}} \quad (5)$$

$$*(\sigma_i^{\text{LIMON}})^2 = 0.68^2 *(\sigma_i^{\text{URRA I}})^2 + \sigma_E^2 \quad (6)$$

$*\mu_i^{\text{LIMON}}$ y $*\sigma_i^{\text{LIMON}}$ son respectivamente la media y desviación típica de los datos sin transformar para el período i en la estación de El Limón. Similarmente, $*\mu_i^{\text{URRA I}}$ y $*\sigma_i^{\text{URRA I}}$ lo serán para la estación de Urrá I.

La aplicación de las ecuaciones anteriores permite obtener las medias y desviaciones típicas que se muestran en el Cuadro IV-2-5.

CUADRO IV-2-5

MEDIAS Y DESVIACIONES TÍPICAS - DATOS SIN TRANSFORMAR
EL LIMON

<u>i</u> (Período)	<u>Datos Mensuales</u>	
	$*\mu_i^{LIMON}$ (M ³ /Seg) (Media Período <i>i</i>)	$*\sigma_i^{LIMON}$ (M ³ /Seg) (Desviación Típica Período <i>i</i>)
1. (Enero)	158	84
2. (Febrero)	107	37
3. (Marzo)	105	75
4. (Abril)	171	81
5. (Mayo)	298	124
6. (Junio)	339	95
7. (Julio)	360	127
8. (Agosto)	345	97
9. (Septiembre)	329	64
10. (Octubre)	335	78
11. (Noviembre)	304	80
12. (Diciembre)	235	71

Datos Trimestrales

1. Primer Trimestre	117	48
2. Segundo Trimestre	269	71
3. Tercer Trimestre	342	82
4. Cuarto Trimestre	294	64

Las medias y desviaciones típicas para el sitio de Urrá II fueron calculados efectuando las siguientes supuestos:

- a. Las medias por períodos para Urrá II y El Limón son proporcionales a las áreas tributarias respectivas (Área Tributaria Urrá II = 2608 km² y Área Tributaria El Limón = 2888 km²).

Por lo tanto las medias por períodos para Urrá II pueden computarse a partir de las medias por períodos para El Limón.

- b. Los coeficientes de variación (desviación típica sobre media) por períodos para Urrá II son iguales a los de El Limón. Por lo tanto, la desviación típica para Urrá II pueden calcularse a partir de los valores medios previamente computados y los coeficientes de variación de El Limón.

Los resultados obtenidos se presentan en el Cuadro IV-2-6.

CUADRO IV-2-6

MEDIAS Y DESVIACIONES TÍPICAS - DATOS SIN TRANSFORMAR
URRA II

		<u>Datos Mensuales</u>	
	i (Período)	$*M_i$ ^{URRA II} (Media Período i)	$*\sigma_i$ ^{URRA II} (Desviación Típica Período i)
1.	(Enero)	143	76
2.	(Febrero)	97	34
3.	(Marzo)	95	68
4.	(Abril)	154	73
5.	(Mayo)	269	112
6.	(Junio)	306	86
7.	(Julio)	325	115
8.	(Agosto)	312	88
9.	(Septiembre)	297	58
10.	(Octubre)	303	71
11.	(Noviembre)	275	72
12.	(Diciembre)	212	64
		<u>Datos Trimestrales</u>	
1.	Primer Trimestre	106	43
2.	Segundo Trimestre	243	64
3.	Tercer Trimestre	309	74
4.	Cuarto Trimestre	266	58

A continuación se hallaron las medias y desviaciones típicas de los logarit

mos para Urrá II, bajo el supuesto de que los datos de Urrá II son lognormales. Bajo este supuesto las medias y desviaciones típicas de los datos están relacionadas con las medias y desviaciones típicas de los logaritmos por medio de las siguientes ecuaciones:

$$\mu_y = \text{Log} \left(\frac{\mu_x}{\sqrt{\frac{\sigma_x^2}{\mu_x^2}}} \right) \quad (7)$$

$$\sigma_y^2 = \text{Log} \left(1 + \frac{\sigma_x^2}{\mu_x^2} \right) \quad (8)$$

En base a las ecuaciones anteriores se obtuvieron los datos que se muestran en el Cuadro IV-2-7.

CUADRO IV-2-7

MEDIAS Y DESVIACIONES TÍPICAS - DATOS LOGARITMICOS

URRA II

Datos Mensuales

<u>i</u> (Período)	<u>μ_i</u> ^{URRA II} (Media Período i)	<u>σ_i</u> ^{URRA II} (Desviación Típica Período i)
1. (Enero)	4.84	0.50
2. (Febrero)	4.52	0.34
3. (Marzo)	4.35	0.64
4. (Abril)	4.94	0.45
5. (Mayo)	5.51	0.40
6. (Junio)	5.69	0.28
7. (Julio)	5.72	0.34
8. (Agosto)	5.70	0.28
9. (Septiembre)	5.68	0.19
10. (Octubre)	5.69	0.23
11. (Noviembre)	5.58	0.26
12. (Diciembre)	5.31	0.30

(Continuación Cuadro IV-2-7)

i (Período)	<u>Datos Trimestrales</u> $\mu_i^{URRA II}$ (Media Período i)	$\sigma_i^{URRA II}$ (Desviación Típica Período i)
1. Primer Trimestre	4.59	0.39
2. Segundo Trimestre	5.46	0.26
3. Tercer Trimestre	5.71	0.24
4. Cuarto Trimestre	5.56	0.22

Para la generación de los caudales en el sitio de Urrá II se supuso que es os datos son lognormales y que los logaritmos tipificados están perfecta mente correlacionados con Urrá I (este supuesto se justifica dada la altísi ma correlación de los sitios de Urrá I y El Limón).

Por lo tanto, los caudales de Urrá II son generados por medio de la ecua ción:

$$Q_{i,j}^{URRA II} = \text{Exp} \left\{ z_{i,j} \sigma^{URRA II} + \mu_i^{URRA II} \right\} \quad (9)$$

donde:

$z_{i,j}$ corresponde al valor dado por la ecuación 2.

A.3. CAUDALES DE LOS RIOS VERDE Y SAN JORGE

Puesto que algunas de las alternativas contemplan la desviación de los ríos Verde y San Jorge al embalse de Urrá II es preciso tener un modelo para la generación de ellos. No existen datos históricos para ninguno de los dos proyectos en el sitio de las desviaciones. Sin embargo, considerando todos los parámetros que afectan el régimen hidrológico, este se puede considerar uniforme en la zona. Por lo tanto, para su generación se supu so que el caudal de estos ríos es proporcional al caudal de Urrá II.

El factor de proporcionalidad se halló de las áreas tributarias en los si
tios de las desviaciones, las cuales son:

- Area Tributaria	Río Verde	711 km ²
- Area Tributaria	Río San Jorge	571 km ²
- Area Tributaria	Sitio de Urrá II	2608 km ²

VOLUMEN IV

SEGUNDA PARTE

ANALISIS DE SISTEMAS - SELECCION DE ALTERNATIVA OPTIMA

CAPITULO 1

INTRODUCCION

En el Informe Intermedio presentado en 1975, se hizo la descripción de varios proyectos posibles para desarrollar la energía bruta del río Sinú y el río Verde. Se compararon estos proyectos entre sí y se concluyó que los dos desarrollos inmediatos más económicos y que podrían generar la mayor bloque de energía, serían los proyectos de Urrá I con la presa en la Angostura de Urrá y Urrá II cerca a la desembocadura del río Esmeralda, y un desarrollo sobre el río Verde. En los estudios adelantados en esta etapa se comprobó la posibilidad de desviar el río San Jorge a Urrá II y en lugar de generar sobre el Verde desviarlo también al embalse de Urrá II.

Una vez seleccionados estos dos proyectos de Urrá I y Urrá II, se encontró que cada uno de ellos podría desarrollarse con diferentes alturas de presa en el sitio de Urrá I, las cotas 130 y 135 son factibles físicamente, mientras que cotas superiores no son atractivas ya que eliminarían el desarrollo de Urrá II. En el sitio de Urrá II se analizaron los proyectos desde la cota 250 hasta una máxima de 285 por limitaciones topográficas.

La determinación de la altura óptima de la presa de Urrá II requiere un análisis complejo. En efecto, al aumentar la altura de la presa, se crea un embalse de gran volumen, lo cual significa no solamente, una mayor capacidad de generación sino también la oportunidad de afirmar energía secundaria del sistema nacional interconectado a través de la línea de 500 kv entre los sistemas Central y CORELCA, cuya terminación se ha previsto para cuando los proyectos del Sinú entren en operación. Sin embargo, al aumentar la altura de la presa se incrementan su costo y el tiempo de llenado del embalse con el consiguiente tiempo muerto de una mayor inversión antes de comenzar a generar.

Los proyectos del Alto Sinú se analizaron como parte integrante del sistema eléctrico nacional, de manera que esta evaluación conduce a una configuración del sistema acorde con las necesidades del país.

En esta parte de este volumen se describen, en forma resumida, los análisis efectuados y se presentan las conclusiones obtenidas.

CAPITULO 2

METODOLOGIA

CAPITULO 2

METODOLOGIA

2.1. PROPOSITO DE LOS TRABAJOS

Los propósitos generales de esta parte del estudio fueron los siguientes:

- a. Obtención de las alturas de presa y capacidad instalada en Urrá I y Urrá II de acuerdo con un criterio de maximización de beneficios netos y un factor de planta preestablecido para el conjunto de los dos proyectos.
- b. Determinación de la secuencia de entrada de los proyectos para suministrar económicamente su energía al Sistema Nacional.
- c. Análisis de la influencia de las desviaciones de los ríos San Jorge y Verde sobre lo anterior.

Vale la pena aclarar que el criterio adoptado para la instalación de la capacidad en los proyectos de Urrá I y Urrá II consiste en equipar el conjunto de proyectos con un factor de planta de 0.5 con respecto al bloque de energía firme producida por los proyectos y afirmada del resto del sistema. Para distribuir la capacidad entre los dos proyectos se estimaron los costos marginales de instalación en cada uno de ellos, resultando que la instalación era más económica en Urrá II, puesto que cuenta con un salto mayor, por lo tanto se instaló en Urrá I con un mayor factor de planta correspondiente a la menor inversión estudiada y en Urrá II se instaló la capacidad restante. En el Cuadro IV-2-1 se muestran los valores típicos de equipar en los dos proyectos.

Esta hipótesis sin embargo deberá ser comprobada de acuerdo con los costos de equipamiento del resto de los proyectos del país que esta adelantando ISA y la decisión final sobre capacidad deberá tomar se en conjunto con las entidades que rigen y orientan el planeamiento eléctrico del país.

CUADRO IV-2-1

COMPARACION DE COSTOS DE AUMENTO EN CAPACIDAD INSTALADA

<u>Incremento de Capacidad mw</u>		<u>Capacidad Adicional mw</u>	<u>Valor Adicional US\$ Millones</u>	<u>Valor por kw Adicional US\$</u>
<u>DE</u>	<u>A</u>			
<u>URRA I - 135</u>				
340	428	88	17.003	193
428	570	142	22.810	161
340	570	230	39.813	173
<u>URRA II - 270</u>				
436	544	108	12.610	117
544	726	182	24.772	136
436	726	290	37.382	129

2.2. HIPOTESIS GENERALES UTILIZADAS

Como el análisis completo de la operación del sistema Interconectado Nacional durante un período razonable de tiempo en el futuro, el cual influye y es influenciado por los proyectos del Alto Sinú, implica un conocimiento detallado de todas las variables que inciden sobre la am

pliación del sistema eléctrico nacional, las cuales están fuera del alcance de un estudio de factibilidad para un proyecto específico, fué necesario suponer una serie de hipótesis para los análisis de alternativas del proyecto A lto Sinú las cuales se describen a continuación.

- a. La demanda de energía del Sistema Interconectado Nacional en la fecha más próxima de entrada de los proyectos Urrá I y Urrá II, será mayor que la energía que pueden suministrar las plantas existentes, y previstas para el futuro cercano; por lo tanto, para atender la demanda se hace necesaria la construcción de varios proyectos hidroeléctricos, cuyas fechas de entrada deben estar separadas por cortos períodos de tiempo. Entre estos proyectos podrían estar Urrá I y Urrá II.
- b. Con el objeto de uniformizar la escogencia de proyectos hidroeléctricos, Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), entidad encargada de planeamiento, estableció el uso de un factor de planta de 0.50 como base de comparación, el cual fué usado para el conjunto de proyectos, tal como se explicó anteriormente.
- c. Debido al exceso de capacidad instalada del sistema, Ver Figura IV-2-1, la comparación de proyectos hidroeléctricos se basó en consideraciones de energía.
- d. Los estudios efectuados indican que existirá una cantidad apreciable de energía secundaria en exceso de la que se requiere para futuro reemplazo de combustible en las plantas termoeléctricas del país; se supuso que el costo de oportunidad de esta energía era cero puesto que de no ser utilizada se vertería.
- e. En el análisis económico de alternativas de alturas de presa, los beneficios por generación de energía firme fueron estimados con base en los costos marginales de producción a largo plazo de los proyectos disponibles a partir de 1983; estos fueron tomados de los estudios de ampliación del sistema de generación efectuados por Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) e incluye proyectos térmicos después del año 2005.
- f. Se supuso que los desarrollos hidroeléctricos son más atractivos que cualquier alternativa térmica; por lo tanto la participación de plantas térmicas en el plan de ampliación del sistema solo se hará cuando se agoten los proyectos hidráulicos económicos que se estima no ocurrirá antes del año 2000 aproximadamente.

- g. Los caudales para generación de energía en Urrá I se limitaron en todo tiempo a menos de 1200 m³/s, para evitar inundaciones aguas abajo del proyecto.
- h. Los estudios supusieron que el proyecto podría entrar al sistema dentro del período 1985-1988; para cumplir esta hipótesis, se requiere que la construcción se inicie no más tarde del año 1980.
- i. Se supuso que los esquemas correspondientes a cada alternativa corresponden a los de mínimo costo. Lo anterior implica que, a lo largo del diseño, se ha optimizado el dimensionamiento de los diferentes componentes de los proyectos, tales como presa, túneles de desviación, conductos de presión, tamaño de unidades, líneas de transmisión, etc.
- j. Las Centrales de Urrá I y Urrá II se consideran conectadas al sistema en la subestación de Cerromatoso. El segundo circuito a 500 kv (tramo norte o tramo sur) se considera, para efecto del análisis de dimensionamiento, como una ampliación de la interconexión entre el centro del país y la Costa Atlántica.

2.3. CRITERIOS PARA LA SELECCION DEL DIMENSIONAMIENTO OPTIMO

a. Selección de Alturas

Para el dimensionamiento de los proyectos del Alto Sinú se consideraron varias alternativas viables desde el punto de vista técnico las cuales comprenden embalses en Urrá II que varían entre la cota 250 y la cota 285 y en Urrá I desde la cota 130 hasta la cota 135, además los embalses para las desviaciones de los ríos Verde y San Jorge a las cotas correspondientes de las alternativas en Urrá II.

Para fijar las alturas mínima y máxima del desarrollo en Urrá II se analizaron las limitaciones del sitio bajo el punto de vista topográfico y geológico combinadas con las posibilidades de generación.

La cota máxima, 285, es limitante por la forma y altura de los estribos, y por las condiciones geológicas.

La cota mínima, 250, se fijó teniendo en cuenta otros factores adi

cionales. Para regular el río Sinú, sólo se requiere una presa a la cota 225, pero, de acuerdo con estimativos preliminares la energía producida no sería competitiva, ni en cantidad, ni en precio, con proyectos similares en el país. Esto fué corroborado en los estudios e conomicos como se muestra más adelante en este volumen. Por otra parte, por debajo de la cota 250 se presentarían problemas de atarquinamiento del embalse, o agotamiento del mismo durante épocas de estiaje. Las condiciones topográficas del sitio, a cotas inferiores a la 250 harían más largas y costosas las desviaciones y muy dificiles los transvases de los ríos Verde y San Jorge.

Al analizar el intervalo entre las cotas 250 y 285 se buscó aprovechar eficientemente las condiciones topográficas del sitio para lograr la mayor cantidad de energía en forma económica.

Las restricciones en Urrá I son mucho más obvias y pueden ser analizadas más sencillamente.

La mayor cota estudiada 135 obedece a la máxima posible para no inundar la casa de máquinas de Urrá II y la menor 130, se escogió para aprovechar al máximo el salto disponible.

b. Optimización Económica

Se utilizó el criterio de maximizar los beneficios netos asociados a los proyectos de Urrá I y Urrá II con el fin de establecer la combinacion óptima de las alturas de presa en los embalses correspondientes. A partir de este criterio de selección se pudo establecer el dimensionamiento óptimo de los proyectos con base en consideraciones económicas; la alternativa óptima, que maximiza los beneficios netos tiene costos marginales de producción de energía (costo de producir una unidad adicional de energía) iguales a los costos marginales de generar la misma unidad de energía por medio de las mejores fuentes alternativas de generación durante la vida útil del proyecto. En otras palabras, el dimensionamiento escogido es tal, que si aumenta el tamaño del proyecto, la cantidad adicional de energía producida podría generarse más económicamente en otros proyectos.

c. Valoración de los Beneficios

Beneficios durante la vida útil (estacionarios)

Con el fin de valorar los beneficios de la energía firme asociados con

cada alternativa se estimó el costo marginal de generar una unidad adicional de este tipo de energía en el resto del sistema para diver sos años durante la vida útil del proyecto. A estos se les denomina, costos marginales de largo plazo y permiten evaluar los beneficios correspondientes a la energía firme que representa para el sistema nacional la puesta en servicio de los proyectos de Urrá I y Urrá II.

Debido a la gran capacidad de regulación de los embalses del Alto Si nú se tomó como energía firme la generada por los proyectos de U rrá I y Urrá II más la energía secundaria del Sistema Interconectado Nacional que puede ser afirmada mediante una adecuada operación de estos embalses. Para complementar la evaluación de estos benefi cios es preciso considerar también que esta se compone de diferen tes clases de energía con distinto costo así:

1. Energía secundaria del Sistema Interconectado Nacional que podría ser afirmada también por plantas térmicas que deben operar duran te la vida útil del proyecto con costos de operación bajos e inferiores a los costos marginales de largo plazo de desarrollos del Sistema Na cional.

Para poder afirmar esta energía es necesario que las plantas térmi cas operen durante la vida de los proyectos de Urrá en forma tal que la energía pueda ser almacenada en el embalse; su utilización para aumentar la generación firme del sistema tiene entonces un costo de oportunidad igual al del combustible, operación y mantenimiento de tales plantas térmicas pero representa un beneficio neto positivo.

2. Energía secundaria que no puede ser afirmada por fuentes alternati vas y por lo tanto de nó existir los proyectos de Urrá se perdería.

Esta energía sin los proyectos de Urrá, en el momento de producir se no puede ser utilizada por el mercado nacional por lo tanto su cos to de oportunidad es nulo.

3. Adicionalmente se valoró la energía secundaria propia del proyecto que podría reemplazar generación térmica y se tomaron estos aho rros de costo como beneficios adicionales para el análisis de las al ternativas.

Beneficios o Costos del llenado (Transitorios)

Dado el gran volumen del embalse de Urrá II, que requiere un perío do de llenado de varios años, fué necesario evaluar los beneficios (o

costos) adicionales correspondientes a las diversas posibilidades de efectuar el llenado bajo cada alternativa de dimensionamiento, a fin de establecer su llenado óptimo.

Para tal efecto también se tomó en consideración que el nivel inicial del embalse de Urrá II a partir del cual se inicia la generación, tiene implicaciones en la cantidad de energía firme producida por el proyecto. Para niveles iniciales bajos la cantidad de energía firme será menor. Como el período en que se obtiene determinado nivel es aleatorio, pues depende de la hidrología, se fijó una fecha en la cual se supone que se iniciará la generación. Si bajo unas condiciones hidrológicas dadas se llega en tal fecha con nivel superior al nivel inicial prefijado, se valora esta energía adicional (la cual podría utilizarse para sustituir generación térmica) a los costos de operación de las térmicas que están en operación (aquellas con costos de operación bajos). Si las condiciones hidrológicas conducen a un nivel inferior al inicial prefijado, es preciso esperar hasta obtener dicho nivel, utilizando durante el período fuentes alternativas para efectuar la generación firme como son las plantas térmicas que no están en operación (con costos de operación altos). Se calcularon por lo tanto, los costos o beneficios esperados durante este período transitorio para una gama amplia de fechas de iniciación de la generación y nivel inicial de operación para cada alternativa, lo cual permitió determinar la fecha y el nivel óptimos en cada caso conjuntamente con la selección del dimensionamiento óptimo.

d. Beneficios Netos Actualizados

Para cada alternativa de dimensionamiento, nivel inicial en el embalse de Urrá II y fecha de iniciación de la operación deseados se evaluaron los beneficios netos actualizados del proyecto considerando:

1. Beneficios por generación eléctrica durante la vida útil del proyecto, (estado estacionario luego del llenado del embalse). Es importante a notar que no se consideraron beneficios adicionales por otros usos del proyecto, vgr: control de inundaciones, navegación, etc. los cuales podrían aumentar significativamente los beneficios totales del proyecto.
2. Beneficios o costos asociados con el llenado del embalse de Urrá II, (transitorios) en que se incurre para alcanzar el estado estacionario.
3. Costos de inversión, operación y mantenimiento asociados con el pro

yecto.

Con el fin de hacer compatibles los diversos flujos de fondos en el tiempo se utilizó el criterio del valor presente utilizando la tasa social de descuento (costo de oportunidad del capital) para efectuar esta operación, se analizaron los proyectos con tasas del 8, 10 y 12 % anual.

e. Selección Final de la Alternativa Optima

Se buscó la alternativa de dimensionamiento de los embalses en Urrá I y Urrá II, nivel inicial de operación y fecha de iniciación de la generación que produce los máximos beneficios netos del proyecto, lo cual es equivalente a escoger la alternativa cuyos costos marginales coinciden con los costos marginales de largo plazo del Sistema Nacional.

El análisis de energía realizado se efectuó para proyectos con un factor de planta equilibrado de 0.5, tal como están evaluados los costos marginales de largo plazo (con base en los costos de proyectos futuros con factor de planta similar) y como se ha planteado el análisis general de proyectos hidroeléctricos a nivel nacional.

Con el fin de estudiar la instalación de capacidad en el proyecto, se encontraron los costos marginales de instalación de capacidad en Urrá I y Urrá II. La decisión de instalar mayor o menor capacidad en cada una de estas centrales depende de los costos comparativos con otros proyectos y deberá hacerla la entidad del orden nacional correspondiente. Sin embargo, el análisis de equipamiento de capacidad en Urrá I y Urrá II se hizo basado en los costos relativos entre los dos proyectos.

2.4. MODELOS Y PROGRAMAS DE COMPUTADOR UTILIZADOS

Con el fin de aplicar los criterios anteriormente descritos, se elaboraron tres modelos de computador cuyas características generales, se describen más adelante y en los anexos A, B y C de esta segunda parte de este volumen.

1. En primer lugar y dado el gran volumen relativo del embalse de Urrá II fué preciso desarrollar el Modelo de Programación Dinámica para estudiar la política de operación de este embalse durante su lle

nado y para el largo plazo. La aplicación de este modelo permitió establecer para todas las alternativas de dimensionamiento estudiadas de la altura de presa en Urrá II, desde la cota 250 hasta la 285, que la operación óptima durante el llenado consiste en no desembalsar mientras no se alcance un cierto nivel óptimo de almacenamiento o mientras no haya entrado en operación Urrá I, si este evento está próximo a realizarse (a no ser que fueran o ocurrir vertimientos en esta última situación). Para la operación a largo plazo se encontró que la política óptima de operación consiste en mantener el nivel de almacenamiento lo más cercano al nivel óptimo.

2. Dados los resultados anteriores y con el fin de evaluar los beneficios por la generación eléctrica correspondientes a cada alternativa, se desarrolló el modelo de Simulación Estacionario para encontrar y evaluar la energía firme y secundaria producible conjuntamente por los proyectos de Urrá y la generación secundaria del resto del sistema durante la vida útil de los proyectos y bajo la situación denominada como estacionaria. El Modelo considera adicionalmente un tratamiento paramétrico del nivel óptimo de operación estacionaria.
3. Para complementar la evaluación de los beneficios por generación eléctrica de cada alternativa (y nivel óptimo de operación estacionaria) se desarrolló el Modelo de Simulación para el período transitorio del llenado del embalse de Urrá II que permite evaluar los beneficios (o costos) esperados durante tal período del llenado. Este modelo considera un tratamiento paramétrico tanto del nivel óptimo de operación como de la fecha de la iniciación de la generación estacionaria de los proyectos.

a. Modelo de Programación Dinámica

Como se mencionó anteriormente este modelo permite investigar la política óptima de operación de los embalses de Urrá I y Urrá II, especialmente durante el período transitorio en el cual aún no se ha instalado la capacidad total de los proyectos y los embalses aún no han alcanzado su nivel normal de operación.

Este modelo utiliza la programación dinámica estocástica para óptimizar la operación del sistema atendiendo una demanda dada con los siguientes recursos:

1. Diversos grupos de plantas térmicas.

2. Proyectos de Urrá.
3. Transferencia de energía firme del Sistema Central.
4. Energía Secundaria del Sistema Central.

La función objetivo del modelo consiste en la minimización de los costos de transferencias de energía firme, combustibles, operación y mantenimiento en que se incurra al atender un bloque de energía dado durante un período de tiempo conocido. La energía firme transferible del Sistema Central se valora a los costos marginales de largo plazo.

Se utilizaron dos estudios en la formulación del modelo: la hidrología en el sitio de Urrá II y los volúmenes almacenados en el embalse de Urrá II.

Como variables de decisión se tomaron los desembalsamientos en el embalse de Urrá II.

El modelo puede operar para suministrar un bloque de energía constante o puede ser utilizado para atender una demanda que varíe con el tiempo; permite también tener en consideración las desviaciones de los ríos Verde y San Jorge al embalse de Urrá II. Es de anotar que este modelo opera con un dimensionamiento dado y que se limita únicamente a suministrar reglas de operación óptimas para dicho dimensionamiento; en este estudio se aplicó para el análisis del proyecto para suministrar un bloque constante.

En el futuro CORELCA podría utilizar este modelo en las decisiones de operación de su sistema hidroeléctrico e intercambios con el sistema central.

En el Anexo A al final de este volumen se presenta la descripción detallada de este modelo.

b. Modelo de Simulación para la Situación Estacionaria

El objetivo de este modelo es el de hallar la producción de energía obtenida por medio de una utilización conjunta de los proyectos de Urrá y la energía secundaria sobrante en el resto del sistema, en la situación estacionaria (definida como aquella que se alcanza una vez que la influencia de las condiciones iniciales del llenado de los embalses, y

la entrada de las unidades ha desaparecido y hasta el final de la vida útil del proyecto).

El modelo de simulación utiliza una generación sintética de los caudales (modelo descrito en el Anexo A de la primera parte de este volumen) y de la energía secundaria.

Por medio del modelo se encontró, para cada alternativa y volumen inicial prefijado, la generación firme (energía firme definida de acuerdo con un criterio de confiabilidad) producida conjuntamente por los proyectos de Urrá y la generación secundaria sobrante del resto del sistema.

Las reglas de operación que permiten obtener dicha meta de energía utiliza los recursos en el siguiente orden:

1. Energía secundaria no afirmable por térmicas.
2. Generación mínima y posibles vertimientos en Urrá I o en Urrá II.
3. Energía secundaria afirmable por térmicas.
4. Desembalsamientos en Urrá II.
5. Desembalsamientos en Urrá I.

El modelo de simulación toma en consideración las características de cabeza variable de las plantas de Urrá I y Urrá II. Puede simular así mismo, los casos de un solo proyecto (Urrá I o Urrá II) así como las desviaciones del río Verde o el río San Jorge o ambos.

El programa obtiene la energía firme anual producida por el sistema así como estadísticas sobre los distintos tipos de energía secundaria utilizada, niveles de embalses, generación en Urrá I y Urrá II, energía secundaria de los proyectos de Urrá que puede utilizarse para sustituir generación térmica, etc. resultados que permiten la evaluación de los beneficios.

En el Anexo B al final de este volumen se muestra la descripción detallada de este modelo.

c. Modelo de Simulación para el Período Transitorio

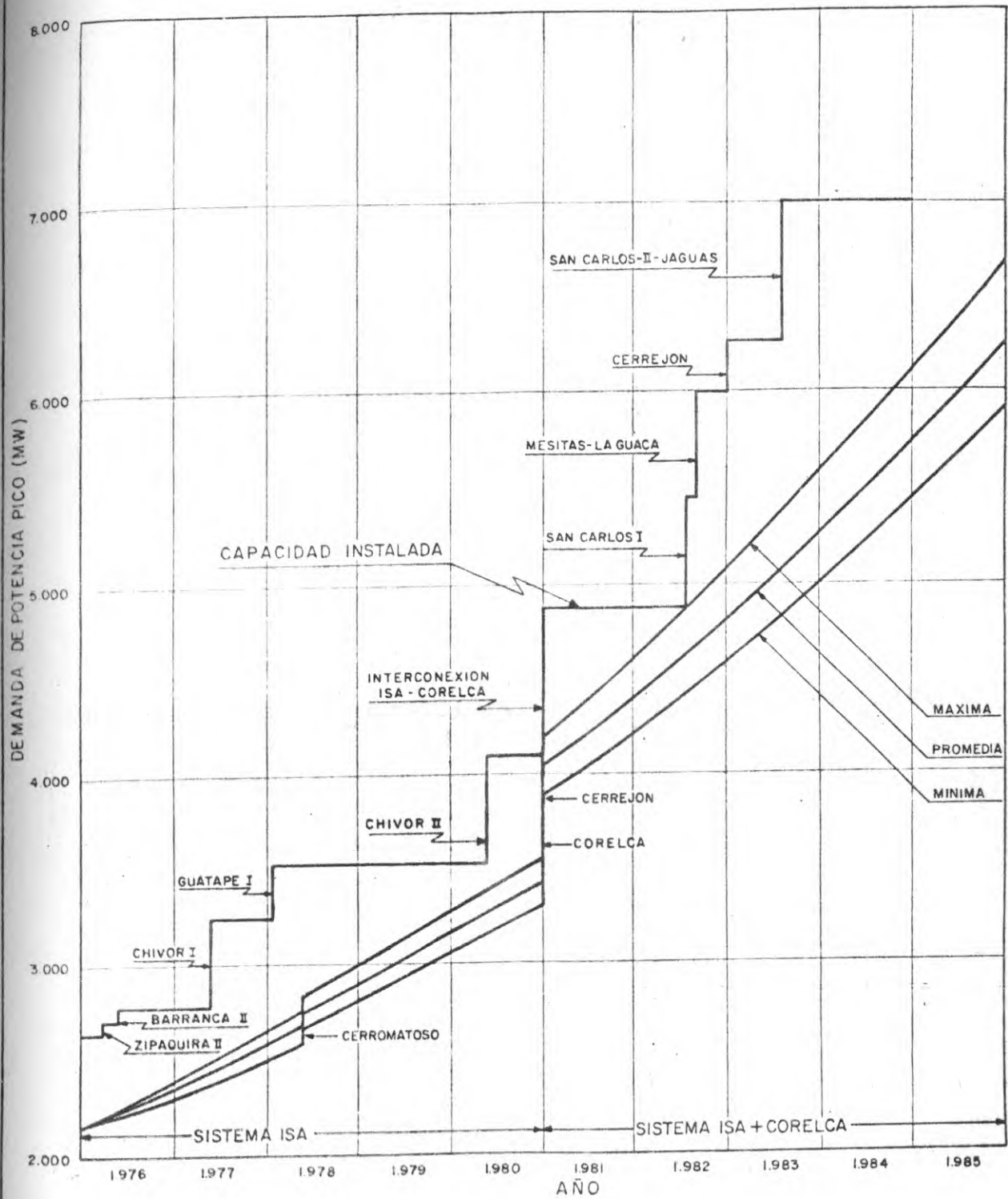
Este modelo evalúa los costos o beneficios esperados en que se incu

rre al fijar una fecha de iniciación de la generación estacionaria y un volumen inicial en el embalse de Urrá II. Estos costos o beneficios son aleatorios, puesto que, para una fecha de iniciación de la generación dada, diferentes condiciones hidrológicas pueden hacer que el nivel de Urrá II sea superior o inferior al prefijado. Si este volumen es superior, es posible utilizarlos para sustituir generación térmica a carbón. Si es inferior, el bloque debe suplirse hasta tanto el embalse alcance el nivel fijado por medio de otras fuentes de generación térmica (generación térmica costosa que no está operando al máximo). El programa evalúa estos costos o beneficios para diferentes posibilidades hidrológicas resultantes del modelo de generación sintética de caudales y los promedia con el fin de obtener su valor esperado. Estos costos o beneficios son llevados a valor presente en la fecha de cierre de las compuertas de Urrá II. Por facilidad de manejo de información en este modelo se programó también el cómputo económico de los beneficios por generación eléctrica estacionaria durante la vida útil del proyecto, con base en los resultados del modelo descrito anteriormente en b.


Por lo tanto, el modelo evalúa el valor esperado del valor presente de los beneficios asociados con una alternativa, volumen inicial del embalse de Urrá II y fecha de iniciación de la generación estacionaria dados.

Este valor presente es tomado en la fecha de cierre de las compuertas de Urrá II.

En el Anexo C al final de este volumen se describe en detalle este modelo.



NOTAS: FACTOR DE DIVERSIDAD 2.5 %
FUENTE: ISA (MARZO 1976).

	CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA	PROYECCION DE DEMANDA PICO AGREGADA VS. CAPACIDAD INSTALADA SISTEMA INTERCONECTADO ISA - CORELCA	FECHA: Diciembre-76	FIGURA IV 2-1
	CONSORCIO ALTO SINU INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA ASESORES CHAS T MAIN INT'L INC		ESCALA: INDICADA ARCHIVO: 6-6E-232	

CAPITULO 3

RELACION ENTRE EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
Y EL DESARROLLO DEL ALTO SINU

RELACION ENTRE EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO Y EL
DESARROLLO DEL ALTO SINU3.1. INTRODUCCION

En la actualidad el Sistema Eléctrico Nacional comprende los subsistemas del centro del país (Cundinamarca, Antioquia, Valle, Caldas, Quindío, Risaralda, Huila, Tolima, Cauca, Nariño, Santander, Norte de Santander, Boyacá, Chocó, Meta y Sur del Cesar), interconectados entre sí y los subsistemas de la Costa Atlántica (Atlántico, Magdalena, Sucre, Cesar y Guajira), también interconectados o próximos a interconectarse. Hacia el año 1980 entrará en servicio el primer circuito de la línea San Carlos-Sabanalarga que interconectará el sistema de la Costa Atlántica con el Central completando así la conexión del país.

Para atender la demanda total actual (2976mw y 15476gwh estimados para 1977) el Sistema Nacional cuenta con 3791mw de capacidad instalada en centrales hidroeléctricas y térmicas. Se encuentran en proceso de instalación 3233 mw de capacidad que permitirán atender el crecimiento de la demanda hasta aproximadamente el año 1984.

El desarrollo hidroeléctrico del Alto Sinú entrará a formar parte de la capacidad de generación del Sistema Nacional Interconectado, en forma tal que la operación óptima de las centrales y embalses que lo componen dependerá de la incidencia de estos proyectos en la operación del sistema de generación nacional; la interconexión hace posible la operación coordinada de las diversas centrales hidroeléctricas y térmicas a fin de proporcionar el servicio eléctrico con una confiabilidad adecuada y con costos mínimos de operación, mantenimiento y combustible para el país, definiendo confiabilidad como la probabilidad de que la generación de energía y capacidad sea igual o superior a la demanda. La operación conjunta del desarrollo con el resto del sistema determina a su vez, sus posibilidades de generación de energía eléctrica la cual se constituye, conjuntamente con los costos de inversión y operación, en factores pertinentes para el análisis de su dimensionamiento.

Por otra parte el continuo crecimiento de la demanda de energía eléctrica necesaria para el desarrollo nacional, hace que se requiera la construcción de nuevas centrales para atenderla. Esto trae como consecuencia un factor adicional que debe ser considerado para el establecimiento del dimensionamiento óptimo de los proyectos del Alto Sinú, pues éstos deberán formar parte del programa óptimo de ex

pansión de la capacidad de generación eléctrica del país, que busca costos mínimos para atender el crecimiento de la demanda. El dimensionamiento óptimo del proyecto sería tal que el costo marginal de lograr la producción de energía adicional con este desarrollo, no deberá ser superior al costo marginal de largo plazo correspondiente a la ampliación del sistema con base en otros proyectos.

Es de observar, sin embargo, que el presente estudio no tuvo como objetivo la determinación del programa óptimo de expansión a largo plazo (15-20 años) del sistema de generación nacional y que en el momento de su realización el país no cuenta con los resultados de esta proyección. Sin embargo, se consideró aceptable, para efectos del análisis de dimensionamiento del desarrollo del Alto Sinú, realizar una estimación de los costos marginales de largo plazo (referentes a la producción de energía eléctrica en el país) a partir de los costos y posibilidades de generación eléctrica de los proyectos hidroeléctricos más atractivos (diferentes a Urrá I y Urrá II) con que cuenta el país para realizar en los próximos 25 años o más, sobre los cuales se tuvo información.

Lo anterior muestra la importancia de la consideración del sistema de generación hidroeléctrica nacional, que se reseña a continuación en los estudios del dimensionamiento óptimo del Alto Sinú con fines de generación eléctrica; una vez establecido éste, sin embargo, deberá determinarse un programa óptimo de expansión del sistema nacional de generación mediante la evaluación conjunta de los proyectos óptimos del Alto Sinú y de los otros proyectos estudiados para atender la demanda.

3.2. CONFIGURACION Y CARACTERISTICAS GENERALES DEL SISTEMA

En este numeral se presenta una breve descripción del Sistema Nacional Interconectado previsto para el año de 1983 y de las principales características de la generación de energía eléctrica en las diferentes centrales del sistema. En la Figura IV-3-1 se muestra un esquema de localización geográfica de los sistemas eléctricos del país. La situación, según áreas de servicio, se resume a continuación.

a. Area de la Costa Atlántica

La capacidad instalada en la Costa Atlántica es casi exclusivamente térmica y se obtiene con carbón, gas natural, fuel oil y ACPM en las centrales de Termocartagena, Termobarranquilla, Río, Cospique, Unión, Chinú, Ballenas y Centrales diesel pertenecientes a CORELCA y las distintas electrificadoras de la Costa.

Para el año de 1983 se contará también con capacidad adicional en las nuevas centrales térmicas de la ampliación prevista para 1980 y Termocerrejón.

Los siete departamentos de la Costa estarán interconectados entre sí y con el interior del país por medio de la línea a 500 kv San Carlos-Sabanalarga.

b. Area del Interior del País

Como muestra la Figura IV-3-1, los departamentos del interior del país también estarán interconectados entre sí y las posibilidades de generación en los principales subsistemas serán como sigue:

1. Subsistema Bogotá y Alrededores

La generación hidroeléctrica de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá se efectúa en las centrales de Darío Valencia, Laguneta, Salto y Canoas localizadas en el río Bogotá; la regulación del río se lleva a cabo en los embalses de Tominé, Sisga y Neusa.

Los desembalsamientos requeridos por el Acueducto de Bogotá son aprovechados como generación filo de agua teniendo en cuenta unas pérdidas aproximadas del 20%. En el futuro se contará además con la adición de 13.5 m³/s que aportará de otras hoyas el proyecto de Chingaza al río Bogotá.

Como ampliación en el sistema de generación de EEEB se considera el proyecto de Mesitas-La Guaca previsto para 1982. Este subsistema, cuenta adicionalmente con la central térmica de Zipaquirá con carbón como combustible.

2. Subsistema de Medellín y Alrededores

La generación de Empresas Públicas de Medellín se realiza, por una parte, en las centrales de Guadalupe y Troneras, mediante los aportes del río Tenche, Concepción y Guadalupe y la regulación de los embalses de Miraflores y Troneras, y por otra parte, en la central de Guatapé mediante los aportes del río Nare y la regulación del embalse de Peñol. La ampliación de este embalse y la adición de capacidad en Guatapé se consideran dentro de las expansiones previstas del sistema de generación.

Se cuenta además con generación filo de agua en las centrales de Río Grande y Piedras Blancas.

3. Subsistema del Valle

El sistema hidroeléctrico del Valle del Cauca comprende las centrales filo de agua de Alto Anchicayá, y la central de Calima con la regulación del embalse de igual nombre. En el futuro se considera la puesta de servicio de la hidroeléctrica de Salvajina.

La generación se realiza también en la central térmica de Yumbo (con combustible carbón).

4. Subsistema del Nordeste

La generación de esta área se realiza principalmente con carbón, fuel oil, gas y ACPM en las centrales térmicas de Paipa, Belencito, Termobarranca, Ecopetrol, Tibú, Zulia, Palenque y en una serie de plantas diesel e hidroeléctricas menores.

5. Antiguo Caldas y resto del Sistema del Interior

La central hidroeléctrica de Caldas efectúa su generación en las hidroeléctricas de San Francisco, Insula y Esmeralda. El resto del sistema cuenta adicionalmente con las hidroeléctricas de Prado, Río Mayo, Florida, Río Negro y una serie de hidroeléctricas menores y plantas diesel.

c. Interconexión Eléctrica S.A.

El sistema de generación de Interconexión Eléctrica S.A. comprende capacidad para atender el crecimiento de la demanda en los diferentes mercados del sistema nacional.

La generación de Interconexión Eléctrica S.A. se efectuará en las centrales de Chivor I y II, abastecidas por el caudal del río Batá, regulado por el embalse que forma la presa de la Esmeralda.

Además, se generará en las centrales de San Carlos I y II, mediante el aprovechamiento de los caudales generados en la central de Guatapé que, junto con los del río San Carlos, son recogidos por el río Guatapé para ser llevados al embalse de Punchiná.

Asociado al proyecto de San Carlos II se encuentra la central de Jaguas alimentada por los aportes del río Nare entre Santa Rita y San Lorenzo. Para su regulación se cuenta con el embalse de San Lorenzo. En el futuro, se considera la puesta en servicio de las centrales de Betania y Playas.

3.3. CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Se ha previsto que en el año de 1983, el Sistema Nacional Interconectado que se muestra en la Figura IV-3-1 tendrá 5456 mw de capacidad instalada en centrales hidroeléctricas y 1568 mw en centrales térmicas, cuyas principales características son:

a. Centrales Hidroeléctricas

El sistema hidroeléctrico del centro del país tiene una capacidad instalada actual de 2664 mw; se encuentra en proceso de construcción 2792 mw para el período 1977-1983.

En los Cuadros IV-3-1, IV-3-2 y IV-3-3, se muestran sus características principales, las fechas de puesta en servicio previstas y las capacidades de sus embalses, de acuerdo con los datos de Interconexión Eléctrica S. A. ISA.

CUADRO IV-3-1

CENTRALES HIDROELECTRICAS EXISTENTES EN 1.977

	<u>kw/m³/s</u>	<u>mw Instalados</u>
EEEEB (Canoas, Salto I y II) Laguneta y Darío Valencia)	13100	560
Guadalupe I, III y Troneras	5000	321
Guatapé (con embalse completo)	7080	280
Río Grande	2400	74
Anchicayá	575	64
Alto Anchicayá	3600	340
Calima	1700	120
Esmeralda, Insula, San Francisco	3329	179
Chivor		500
Hidráulicas menores		<u>226</u>
	TOTALES :	2664

CUADRO IV-3-2

PROYECTOS HIDROELECTRICOS EN PROCESO

	<u>kw/m³/s</u>	<u>mw</u> <u>Instalados</u>	<u>Puesta en</u> <u>Servicio</u>
Salvajina	Variable	180	En estudio
Guatapé II (con Peñol ampliado)	7080	280	Sept., 1978
Chivor II	6300	500	Dic., 1979
San Carlos I	4850	593	Julio, 1982
Mesitas-La Guaca	13806	530	Agos. 1982
San Carlos II	4850	593	Agos. 1983
Jaguas	1940	<u>116</u>	Agos. 1983
	TOTAL :	2792	

CUADRO IV-3-3

CAPACIDAD DE EMBALSES SISTEMA CENTRAL

	<u>Millones</u> <u>m³</u>	<u>Gwh</u>
Sistema EEEB (Tominé, Sisga y Neusa)	888	3405 (con Mesitas)
Peñol (a partir de Julio de 1978)	1185	3926 (con San Carlos)
Esmeralda (Chivor)	635	1111
Miraflores	140	194
Troneras	36	50
San Lorenzo	140	264
Calima	411	194
Muña	41	157
Punchiná	50	67

b. Centrales Térmicas

1. Costa Atlántica - Sistema Corelca

En el Cuadro IV-3-4 se muestran las centrales térmicas actualmente en ope

ración en la Costa Atlántica que para el año de 1983 tendrán menos de 25 años de servicio con una capacidad total de 573 mw. Se retirarán debido a obsolescencia las centrales: Río 1 a 4 (14 mw), Manga (7 mw), Pueblito (4.7 mw) y 3.5 mw en plantas Diesel). En el Cuadro IV-3-5, se presenta la información más actualizada sobre los proyectos térmicos actualmente en estudio que adicionarán 441 mw a la capacidad instalada.

CUADRO IV-3-4

CENTRALES TERMICAS - SISTEMA CORELCA (1980)

<u>Central</u>	<u>Tipo</u>	<u>Combustible</u>	<u>Capacidad mw</u>
Termo Barranquilla 1-2	Vapor	Gas-Fuel Oil	132
Termo Cartagena 1-2	Vapor	Carbón-Gas	132
Río 6-7-8	Vapor	Gas-Fuel Oil	32
Cospique 1 a 4	Vapor	Gas-Fuel Oil	29
Termo Barranquilla 3-4	Turbogas	Gas	42
Río 9-10	Turbogas	Gas	34
Unión 1 a 4	Turbogas	Gas	55
Riomar	Turbogas	Gas	7
Cospique 5-6	Turbogas	Gas	22
Chinú 1 a 3	Turbogas	Gas	25
Ballenas	Turbogas	Gas	32
Otros	Diesel	Acpm-Fuel Oil	31
T O T A L :			573

CUADRO IV-3-5

PROYECTOS TERMICOS NUEVOS - SISTEMA CORELCA

<u>Central</u>	<u>Tipo</u>	<u>Combustible</u>	<u>Capacidad mw</u>	<u>Fecha de Entrada</u>
Ampliación a corto plazo	Vapor	Gas-Carbón	191	1980
Termocerrejón	Vapor	Carbón	250	1982/1983
T O T A L :			441	

2. Centrales Térmicas. Interior del País

En el Cuadro IV-3-6 se presenta la información sobre las centrales térmicas del interior del país que para 1983 contarán con 554 mw de capacidad instalada.

CUADRO IV-3-6

CENTRALES TERMICAS - SISTEMA CENTRAL

<u>Central</u>	<u>Tipo</u>	<u>Combustible</u>	<u>Capacidad - mw</u>
Termozipa	Vapor	Carbón	141
Paipa	Vapor	Carbón	104
Belencito	Vapor	Carbón	20
Yumbo	Vapor	Carbón	50
Barranca	Vapor	Fuel Oil	95
Ecopetrol	Vapor	Fuel Oil	50
Tibú	Turbogas	Fuel Oil	16
Zulia	Turbogas	Gas (Fuel Oil)	30
Palenque	Turbogas	Gas	33
Otros	Diesel	Acpm	<u>15</u>
TOTAL:			554

4. GENERACION DE ENERGIA EN EL SISTEMA

Con el fin de obtener la información necesaria para los estudios del aumento de la generación hidroeléctrica firme (generación que estará disponible con por lo menos una probabilidad del 97%) del Sistema Nacional Interconectado, asociado con las diversas alternativas del desarrollo hidroeléctrico del Alto Sinú, se utilizó el Modelo de Simulación de la operación del sistema, desarrollado por Consultores Unidos Ltda. para los estudios de la Central Térmica del Cerrejón y se investigaron los costos de operación, mantenimiento y combustible de las centrales térmicas.

4. Generación Hidroeléctrica

Con ayuda del Modelo de Simulación se determinaron las características de la generación hidroeléctrica del sistema previsto para 1983, y adicionado contra proyectos típicos, para la condición denominada como "esta

cionaria", la cual permite establecer las posibilidades de generación del sistema descontando el efecto de las condiciones iniciales de almacenamiento de energía en los embalses. (Este criterio se consideró aceptable puesto que el objetivo del estudio es la determinación del dimensionamiento óptimo de Urrá I y Urrá II y no del programa óptimo de expansión del sistema). Para tal efecto se utilizó la representación del sistema que se ilustra en la Figura IV-3-2 el cual se simuló con las siguientes reglas de operación, que suponen la operación conjunta del sistema hidroeléctrico con el objetivo de garantizar vertimientos mínimos y evitar "atrapamientos" de energía en los diferentes embalses de regulación.

1. En primer lugar se efectúa la generación en las plantas filo de agua; igualmente en los embalses que están llenos se efectúa la generación que sería vertida. Además se asigna una generación mínima en cada central.
2. Si la generación total obtenida es menor que la demanda impuesta al sistema se realizan desembalsamientos en los embalses del sistema, dejando un almacenamiento de reserva en cada uno de ellos de acuerdo a "curvas guía" para cada embalse obtenidas heurísticamente.

Se siguió el siguiente orden de prioridad: Miraflores, San Lorenzo, Muña, Troneras, Punchiná, Chivor, Calima y Peñol.

3. Si con la generación anterior no se alcanza a suplir la demanda se efectúa el desembalsamiento en el embalse regulador del sistema (embalse equivalente de Bogotá).
4. Si aún la demanda excede a la generación realizada se recurre a los almacenamientos de reserva en los diferentes embalses hasta suplir totalmente la demanda o identificar la ocurrencia de un déficit (o de energía sobrante).

La simulación se efectuó a nivel mensual para un número suficientemente grande de condiciones hidrológicas, igualmente probables, obtenidas a partir de la generación sintética de los caudales en los ríos que alimentan al sistema hidroeléctrico y preservando los principales parámetros estadísticos de estos a nivel mensual: valores medios, desviaciones típicas y correlaciones seriales y cruzadas de rezago 0 y 1 entre estaciones.

Mediante un proceso iterativo fué posible establecer: a) la generación hidro

eléctrica firme del sistema (con una confiabilidad del 97%) y b) las características estadísticas de la generación hidroeléctrica secundaria disponible en diferentes épocas del año; distribución de probabilidad en cada mes y parámetros representativos de su correlación entre meses sucesivos.

Los resultados obtenidos se resumen en el Cuadro IV-3-7

CUADRO IV-3-7

POSIBILIDADES DE GENERACION DEL SISTEMA
1983

	<u>Sistema</u> <u>1983 - gwh/año</u>	<u>Sistema 1983 Adicionado</u> <u>con 3 proyectos típicos</u> <u>gwh/año</u>
Generación Firme	21410	35170
Generación Secundaria esperada	1360	2495
Probabilidad Máxima de Disponibilidad (en un mes) de la Energía Secundaria	40%	50%

b. Generación Térmica

Se obtuvo información sobre los costos reales para el país de los combustibles para generación en las centrales térmicas, con los resultados que se presentan en el Cuadro IV-3-8.

CUADRO IV-3-8

COSTOS DE GENERACION REALES EN PLANTAS TERMICAS

	<u>Valor Unitario</u> <u>US\$</u>	<u>Valor Térmico</u> <u>US\$ Millón-BTU</u>
Gas Natural	1.43/milp ³	1.43
Fuel Oil	10.4/barril	1.67
Acpm	14.5/barril	2.48
Carbón (centro)	10/ton	0.50
Carbón (Costa)	25/ton	0.87

Se investigaron también los factores de utilización máximo y mínimo de las diferentes centrales, los consumos específicos de combustible y los costos variables de operación y mantenimiento.

Se colocaron en grupos homogéneos (tipo de Central y Costos variables de generación) tal como se muestra en el Cuadro IV-3-9.

CUADRO IV-3-9

AGRUPACION DE CENTRALES TERMICAS POR COSTOS DE GENERACION

<u>Sistema Central</u>	<u>Capacidad Efectiva mw</u>	<u>Factor Utilizado</u>		<u>Costos Variables de : Operación-Mantenim. y Combustible</u>
		<u>Mín.</u>	<u>Máx.</u>	<u>US¢ / kwh</u>
Zipa-Paipa-Belencito	265	0.40	0.75	0.66
Yumbo	50	0.40	0.75	0.90
Barranca-Ecopetrol	145	0.40	0.75	2.26
Zulia-Palenque	63	0.00	0.65	2.96
Tibú-Diesel	31	0.00	0.63	4.42
Termocerrejón	250	0.40	0.75	0.89
Ampliación corto plazo	191	0.40	0.75	1.00
Termo Cartagena	132	0.40	0.75	1.09
Termo Barranquilla 1-2	132	0.40	0.72	1.86
Ballenas-Termo Barranquilla 3-4 y Río 6-8	74	0.00	0.65	2.58
Cospique 1-4, Río 9-10, y Unión	61	0.30	0.65	2.61
Río Mar-Cospique y Chinú	143	0.00	0.60	3.18
Diesel	31	0.00	0.60	5.18

Los Cuadros IV-3-8 y IV-3-9, muestran los costos estimados sin subsidios al combustible de la generación térmica. Se observa que solamente las centrales térmicas de carbón justifican de por sí la generación de energía firme a largo plazo pues presentan costos incrementales inferiores a los costos marginales de largo plazo de la expansión del sistema (estimado entre 0.010 y 0.015 US\$/kwh tal como se detalla más adelante para el período 1984 a 1995).

Dada la baja probabilidad de disponibilidad de energía secundaria (40-50%) se obtiene, por tanto, que solamente un grupo de las centrales térmicas, con combustibles líquidos y gaseosos podría conjuntamente con la energía secundaria proporcionar energía firme al sistema a un costo incremental (esperado) inferior a los costos marginales de largo plazo, si los precios de intercambio de energía y combustibles favorecen esta operación. Por esta razón se ha supuesto que, bajo la situación de operación estacionaria a largo plazo, estas últimas centrales operarían a su factor mínimo de utilización.

Es claro, sin embargo, que para épocas transitorias con abundancia de energía secundaria puede resultar económico para el sistema contar con el apoyo de estas centrales. También, en épocas de sequía sería preciso generar con estas centrales a fin de cubrir eventuales racionamientos.

3.5.

SUMINISTRO DE LA DEMANDA DURANTE EL PERIODO 1983-1986

En el Cuadro IV-3-10 se presenta la proyección de la demanda esperada en el Sistema Nacional Interconectado, según información de ISA de marzo de 1976.

CUADRO IV-3-10

PROYECCION DE LA DEMANDA (ESPERADA) DEL SISTEMA
NACIONAL INTERCONECTADO

<u>Año</u>	<u>Proyección de Energía Anual Acumulada</u> (gigavatios/h)	<u>Proyección de Demanda Pico agregada con una Diversidad de 2.5%</u> (megavatios)
1976	12146 (1661)*	2350 (314)*
1977	13282 (2194)*	2572 (404)*
1978	14944 (2459)*	2898 (459)*
1979	16569	2174
1980	21112	3980
1981	23477	4399
1982	25654	4810
1983	27988	5267
1984	30536	5742
1985	33205	6270
1986	36167	6852
1987	39441	7481
1988	42999	8182
1989	46953	8944
1990	51128	9775
1991	55781	10658
1992	60980	11675
1993	66527	12748
1994	72539	13924
1995	79221	15209
1996	86718	16656
1997	94883	18238
1998	103841	19986
1999	113540	21860
2000	124141	23915

Fuente: ISA, Marzo de 1976

* Proyecciones para el Sistema de la Costa antes de interconexión.
Fuente: CORELCA

El Cuadro IV-3-11 presenta los resultados de la simulación de la operación transitoria del sistema hidroeléctrico, realizada dentro de los estudios de Termocerrejón, con el objetivo de atender la demanda esperada del sistema durante el período 1983-1986.

CUADRO IV-3-11

REQUERIMIENTOS DE GENERACION FIRME-SISTEMA NACIONAL 1/

<u>Período</u>	<u>Demanda (gwh)</u>	<u>Generación Hidroeléctrica Firme (gwh)</u>	<u>Requerimiento de Generación Firme (gwh) 2/</u>	<u>Energía Secundaria Promedio gwh</u>
Dic. 82-May. 83 (Verano)	13.560.7	9.602	3.942	88
Jun. 83-Nov. 83 (Invierno)	14.466.1	9.648	4.818	1737
Dic. 83-May. 84 (Verano)	14.804.2	9.696	5.074	309
Jun. 84-Nov. 84 (Invierno)	15.767.8	10.946	4.818	1651
Dic. 84-May. 85 (Verano)	16.153.6	10.899	5.212	100
Jun. 85-Nov. 85 (Invierno)	17.210.4	11.522	5.694	972
Dic. 85-May. 86 (Verano)	17.623.6	11.782	5.284	60
Jun. 86-Nov. 86 (Invierno)	18.776.2	11.122	7.658	831

1/ Resultados del modelo de simulación.

2/ Incluye la energía firme adicional que deben suplir los proyectos hidroeléctricos posteriores a San Carlos II-Jaguas y las centrales térmicas.

Se anota que las posibilidades de generación térmica máxima del sistema en 1983 son de unos 5560 gwh/semestre (con la ampliación a corto plazo en CORELCA de 191 mw y Termocerrejón de 250 mw).

Lo anterior, conjuntamente con los resultados que se presentan en el Cuadro IV-3-11 muestra la necesidad para el sistema de contar con generación firme adicional tanto para el suministro de la demanda como para el ahorro de combustibles costosos luego de la puesta en servicio de San Carlos II-Jaguas.

3.6. INCIDENCIA DEL SISTEMA EN LOS ESTUDIOS DEL ALTO SINU

El análisis del dimensionamiento de las presas de Urrá I y Urrá II se efectuó, tomando en consideración que la más próxima fecha de entrada en operación posible sería 1985 y teniendo en cuenta los resultados obtenidos sobre energía secundaria, costos y posibilidades de generación térmica del sistema. Con esto fué posible evaluar los beneficios netos referentes a las posibilidades de aumentar la generación hidroeléctrica firme en el sistema nacional con Urrá I y Urrá II, teniendo en cuenta los beneficios obtenidos al corrimiento de las inversiones en otros proyectos alternativos.

La alternativa de dimensionamiento de las presas con mayores beneficios netos constituye la alternativa óptima.

Por otra parte, el análisis de dimensionamiento de la capacidad a instalar en Urrá I y Urrá II debe ser realizado en el momento de determinar el programa óptimo de expansión de la capacidad de generación del Sistema Nacional pues sólo en ese momento se conocerán las posibilidades, alternativas a Urrá I y Urrá II, de instalación de capacidad en otros proyectos específicos (y los costos marginales correspondientes) en forma tal de atender el crecimiento de la demanda pico (mw) con la confiabilidad adecuada y el logro de los menores costos para el sistema.

CENTRALES HIDROELECTRICAS FUTURAS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. DETERMINACION DE LOS COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO

Para valorar los incrementos de energía obtenidos con el programa de Urrá se debe en principio encontrar la contribución neta a la economía de las inversiones realizadas. Si existiese un mercado de competencia perfecta por la electricidad, el precio vigente mediría la disposición a pagar de la sociedad y por ende el incremento en bienestar. Sin embargo, las características de producción y distribución de electricidad en Colombia hacen que los supuestos anteriores no se cumplan en la realidad siendo preciso determinar los beneficios utilizando otros métodos. La expansión del sistema eléctrico colombiano está basada en la construcción de grandes proyectos hidroeléctricos para atender una demanda creciente del orden del 10% anual. Los beneficios de producir una cantidad marginal adicional de energía estarían representados, por lo tanto, por los costos marginales de largo plazo de generación; es decir, los costos en que incurriría la sociedad para proveer dicha energía con base en otros proyectos.

Los costos marginales de largo plazo son variables con el tiempo; dependen de las oportunidades de desarrollo disponibles para el país de las diferentes épocas.

Si se conoce un programa de expansión "óptimo" sería posible determinarlos de manera precisa.

En la actualidad el Estudio del Sector de Energía Eléctrica (ESSE) trabaja en un esquema para definir la expansión del sistema nacional que permitiría obtener los costos marginales de largo plazo, y permitir así evaluaciones marginales de proyectos.

Tal esquema no está definido en el momento ni tampoco existe un programa decidido que vaya más allá de 1983. Sin embargo, se dispone de información preliminar sobre proyectos en estudio y estimativos de costos que permiten establecer acotaciones sobre los valores más probales. Cuadro IV-3-12.

CUADRO IV-3-12

CENTRALES HIDROELECTRICAS FUTURAS

FACTOR DE PLANTA 0.5

Costo Estimado (En US\$ de 1.975/kw)

500 - 600 US\$/kw

600 - 650 US\$/kw

<u>Central</u>	<u>Capacidad Instalada mw</u>	<u>Central</u>	<u>Capacidad Instalada mw</u>
Guavio (1)	1300	Patia (1)	1200
San Juan	1500	Playas (1)	350
Nechí	750	Apaví	1900
Betania (1)	500	Honda	1300
Cañafisto	1200	Farallones	2300
Ituango	4000	La Miel I-II	900
Patía II	800	Fonce	700
	—	Upía	500
TOTAL :	10050	TOTAL :	9150

- (1) Central actualmente al mismo nivel de estudios que los proyectos del Alto Sinú.

Con base en tal información pudieron estimarse los costos marginales utilizados en la evaluación de las alternativas para Urrá I y Urrá II. Con proyectos del primer grupo se cubriría la demanda hasta cerca del año 1995, y con el resto hasta el año 2005. A partir del año 2005 se supusieron ampliaciones con base en proyectos térmicos.

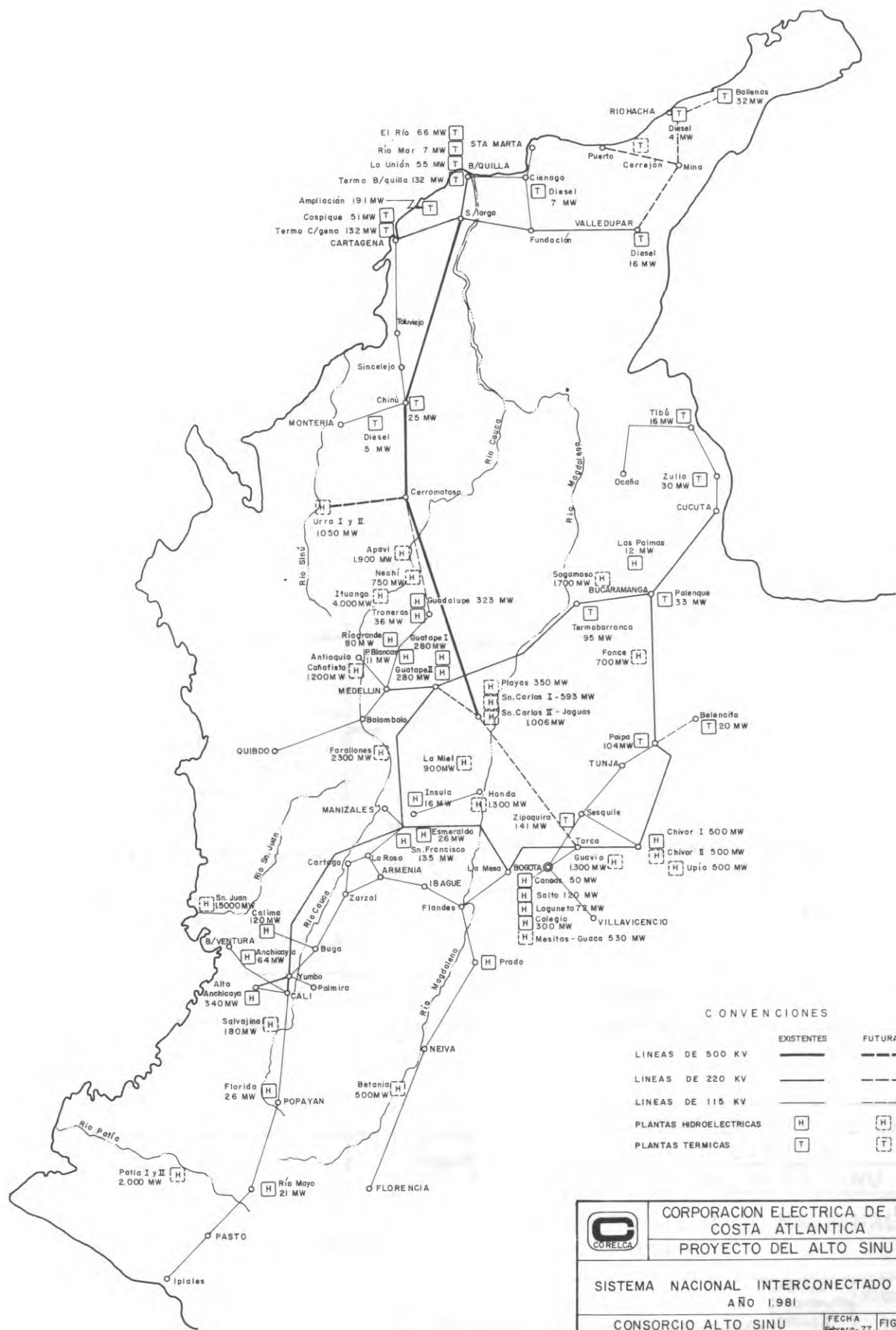
Los resultados obtenidos se presentan en el Cuadro IV-3-13.

CUADRO IV-3-13

ESTIMATIVOS DE COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO
PARA LA PRODUCCION DE ENERGIA

(US\$ ¢ /kwh)

<u>Tasa de Interés</u>	<u>1985-1995</u>	<u>1995-2005</u>	<u>2005 en adelante</u>
12%	1.5	1.7	2.2
10%	1.25	1.4	1.95
8%	1.00	1.1	1.7



CONVENCIONES

	EXISTENTES	FUTURAS
LÍNEAS DE 500 KV	—————	—————
LÍNEAS DE 220 KV	—————	—————
LÍNEAS DE 115 KV	—————	—————
PLANTAS HIDROELECTRICAS	[H]	[H]
PLANTAS TERMICAS	[T]	[T]

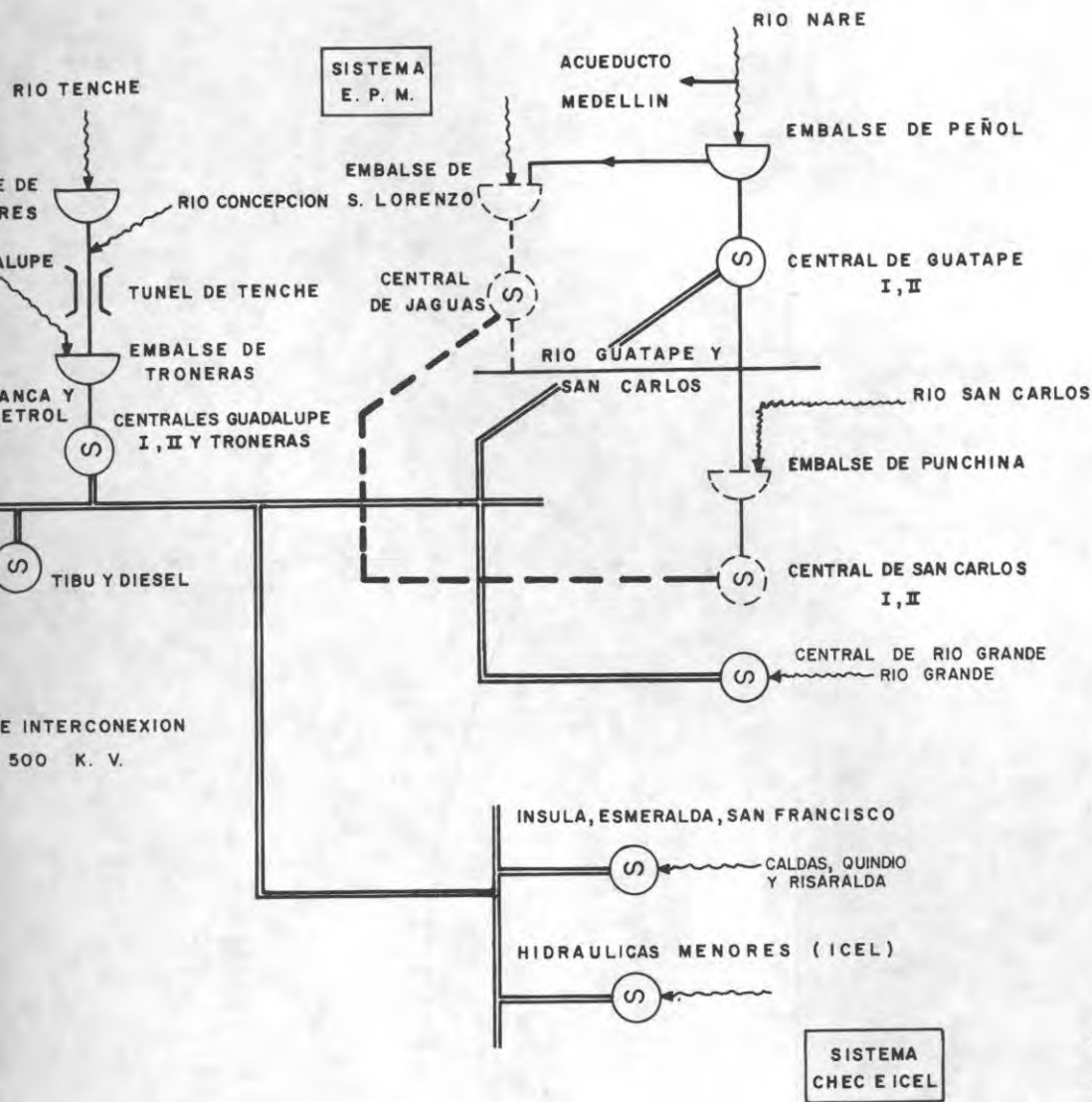


CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA
PROYECTO DEL ALTO SINU

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
AÑO 1.981

CONSORCIO ALTO SINU	FECHA Febrero-77	FIGURA
INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES GEOCOLOMBIA	ESCALAS SIN	IV
ASESORES CHAS T. MAIN INT'L INC.	ARCHIVO G-GE-306	3-1

FUENTE : ISA



CONVENCIONES

- PLANTA EXISTENTE
- PLANTA FUTURA
- INTERCONEXION
- INTERCONEXION FUTURA

SISTEMA
CHEC E ICEL



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA
PROYECTO DEL ALTO SINU

SISTEMA HIDRO - TERMICO NACIONAL
1983

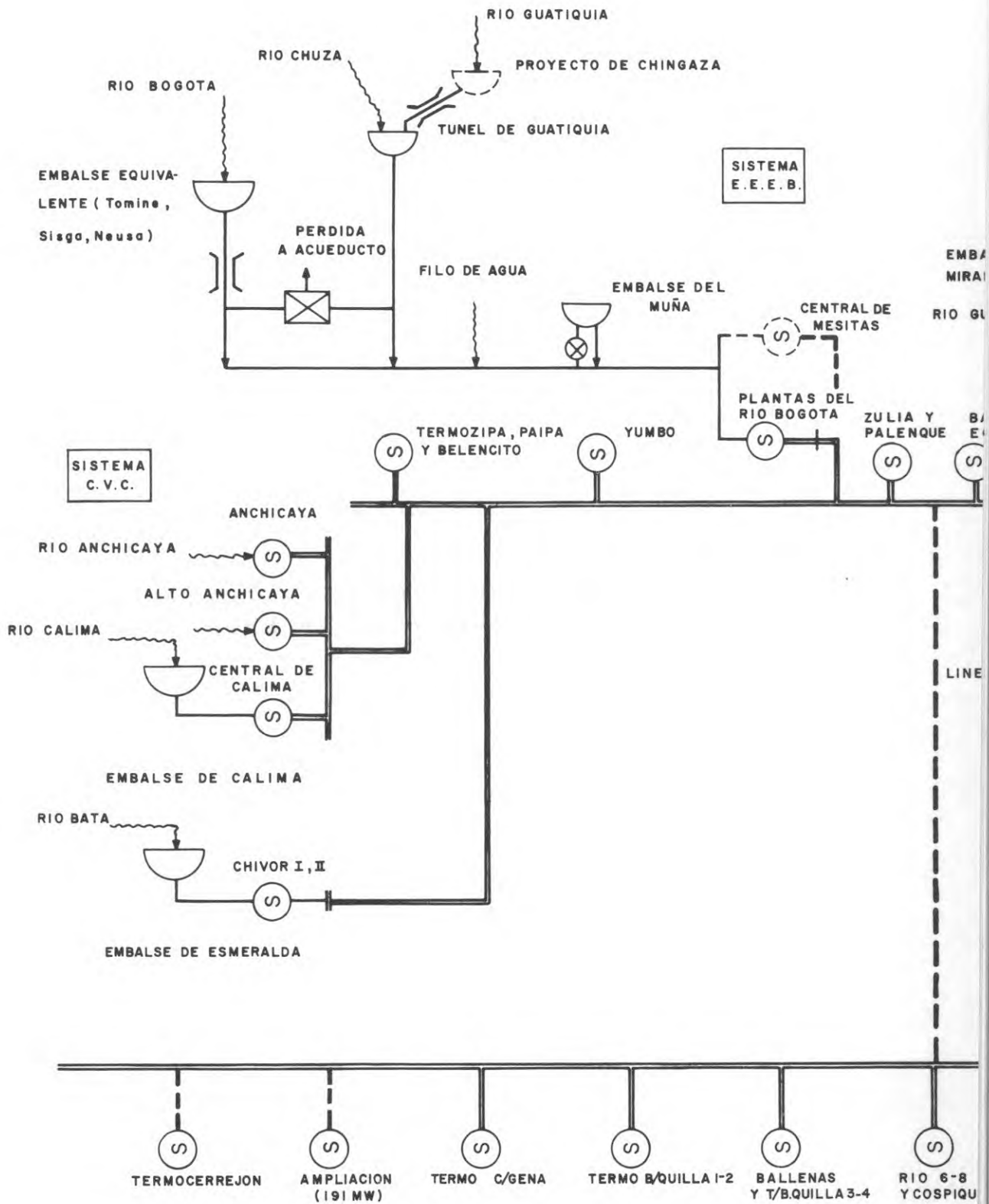
CONSORCIO ALTO SINU
INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES
GEOCOLOMBIA
ASESORES: CHAS T. MAIN INT'L INC.

FECHA Diciembre/76	FIGURA IV
ESCALA SIN	
ARCHIVO G - GE - 291	3 - 2

RIO 9-10, UNION
RIO MAR, CHINU
COSPIQUE 5-6

DIESEL

SISTEMA CORELCA
Y ELECTRIFICADORAS



CAPITULO 4

RESULTADOS Y CONCLUSIONES SOBRE LAS
ALTERNATIVAS ANALIZADAS

CAPITULO 4

RESULTADOS Y CONCLUSIONES SOBRE LAS ALTERNATIVAS ANALIZADAS

4.1. ALTERNATIVAS ESTUDIADAS

Los distintos estimativos de costos preparados para las alternativas estudiadas fueron utilizados para analizar una serie de casos, los cuales se agruparon en la siguiente forma:

1. Urrá I como proyecto único
2. Urrá II como proyecto único
 - a. Sin desviaciones.
 - b. Con la desviación del Río San Jorge.
 - c. Con la desviación de los ríos Verde y San Jorge.
3. Urrá II primero en operación más Urrá I
 - a. Sin desviaciones.
 - b. Con la desviación del Río San Jorge.
 - c. Con las desviaciones de los ríos Verde y San Jorge.
4. Urrá I y Urrá II entrando en línea simultáneamente
 - a. Sin desviaciones.
 - b. Con la desviación del Río San Jorge.
 - c. Con la desviación de los ríos Verde y San Jorge.

4.2. RESUMEN DE RESULTADOS

En los Cuadros IV-4-1 a IV-4-12 y en las Figuras IV-4-1 a IV-4-6 de este capítulo se muestran los principales resultados obtenidos; a continuación se resumen los resultados y las conclusiones alcanzadas en el estudio de sistemas.

Como para cada uno de los casos analizados, los beneficios netos varían en función de la cota mínima de operación y la cota de iniciación de generación, en los cuadros y figuras mencionadas se presentan únicamente los beneficios óptimos que se obtienen al construir los proyectos para cada una de las cotas dadas.

1. Urrá I como Proyecto único

Esta alternativa se incluye en el Cuadro IV-4-1.

La generación firme varía desde 403.2 hasta 1867.2 gwh/año para alturas de presa desde la cota 130 hasta la cota 198 respectivamente. Los beneficios netos para el proyecto Urrá I, como proyecto único, son negativos para todos los casos, por lo tanto económicamente no es recomendable su construcción.

2. Urrá II como Proyecto único

a. Sin Desviaciones

El Cuadro IV-4-2 muestra los resultados correspondientes a la alternativa sin efectuar desviaciones a tal embalse.

La generación firme varía desde 2062.8 gwh/año para el embalse a la cota 250 generando desde la cota 225 hasta 2860.8 gwh/año con embalse a la cota 285 generando desde la cota 275.

Los beneficios óptimos netos, a tasas de descuento del 8%, tienen un máximo de 61.8 millones de dólares para un proyecto a la cota 270, y un mínimo de 33.5 millones para un proyecto a la cota 285.

Para tasas de descuento del 12% los mayores beneficios netos, son: 30.6 millones de dólares para el proyecto a la cota 260, mostrando el proyecto a la cota 285 beneficios netos negativos de -4.9 millones de dólares.

b. Con la desviación del Río San Jorge

Los resultados correspondientes a esta alternativa se muestran en el Cuadro IV-4-3.

Con la desviación del río San Jorge la generación a la cota 250 aumenta a 2528.4 gwh/año y a la cota 285 muestra un aumento a 3427.2

gwh/año. Los mayores beneficios netos para tasas del 8%, aumentan a 75.7 millones de dólares y se desplazan a la cota 260; los mínimos son de 37.2 millones a la cota 285.

Para tasas del 12% los mayores beneficios netos son de 37.9 millones de dólares a la cota 260 y los mínimos son negativos de -5.2 millones a la cota 285.

c. Con la desviación de los ríos Verde y San Jorge

Se incluyen estos resultados en el Cuadro IV-4-4.

La generación a la cota 250 aumenta a 3000 gwh/año y a la cota 285 aumenta a 4119.6 gwh/año.

Los beneficios netos para una tasa del 8% son máximos a la cota 260 con un aumento a 81.7 millones y son mínimos a la cota 285 con un aumento a 39.4 millones.

Con tasas del 12% los beneficios netos máximos disminuyen a 34.6 millones para la cota 260 y los mínimos también disminuyen a -9.5 millones a la cota 285.

3. Urrá II primero en operación más Urrá I

a. Sin Desviaciones

Para esta alternativa se estudió mediante el análisis estacionario, la producción de energía correspondiente a los casos que se muestran en los Cuadros IV-4-5 y IV-4-6 correspondientes a diferentes cotas, máximas de Urrá I y Urrá II, diferentes niveles mínimos en Urrá I y Urrá II, y diferentes niveles para la iniciación de la generación en Urrá II. Dichos cuadros muestran la producción de energía: firme por medio del sistema del Alto Sinú y energía secundaria del sistema Central, la generación en cada una de las centrales de Urrá I y Urrá II, la utilización térmica y la energía secundaria producida por los proyectos que podría utilizarse para reemplazar generación térmica.

Un análisis previo de estos resultados permitió eliminar alternativas que eran obviamente menos atractivas. Por ejemplo, para Urrá I a la cota 130 y Urrá II a la cota 260 la alternativa correspondiente a un nivel de iniciación de la generación a la cota 250 produce la misma energía que para un nivel de iniciación de la generación a la cota 245.

Obviamente, la segunda alternativa es más atractiva que la primera puesto que se obtienen los mismos beneficios estacionarios pero desde una fecha anterior.

Por lo tanto, para el análisis transitorio sólo se consideraron aquellas alternativas obviamente superiores. Los cuadros muestran los beneficios totales derivados de la producción de energía del proyecto llevados a valor presente en la fecha de cierre de las compuertas de Urrá II.

Para calcular dichos beneficios, se tuvo en cuenta la restricción impuesta por la entrada de las unidades de Urrá I. De acuerdo con los resultados de la programación dinámica se consideró que no debía iniciarse la generación hasta tanto se tuviese capacidad instalada en Urrá I, retrasando ligeramente la generación en Urrá II.

En los Cuadros IV-4-5 y IV-4-6 se presentan, así mismo, los beneficios netos (beneficios menos costos) en valor presente en el año cero de la construcción, para los casos con mayores beneficios.

La generación firme varía desde 3384 gwh/año a la cota 250 hasta 4180 gwh/año a la cota 285.

Los beneficios netos con Urrá I a la cota 135 para tasas de descuento del 8% muestran un máximo de 107.3 millones de dólares a la cota 260 en Urrá II y un mínimo de 74.8 millones de dólares a la cota 285 en Urrá II. Con tasas del 12% los beneficios netos máximos son 53.7 millones de dólares a la cota 260 y 19.2 millones a la cota 285.

b. Con la desviación del Río San Jorge

Los Cuadros IV-4-7 y IV-4-8 muestran los mismos resultados descritos para la alternativa anterior, pero se incluye la desviación del río San Jorge. Se supone que la desviación se realiza en la fecha de cierre de compuertas de Urrá II. Una fecha de entrada anterior no aportará beneficios adicionales; una fecha de entrada posterior contribuye en menor grado al llenado de la presa de Urrá II, para la cual el tiempo de llenado tiene gran influencia sobre los beneficios que se obtienen.

Con la desviación del río San Jorge la generación a la cota 250 aumenta a 3988 gwh/año y a la cota 285 aumenta a 4960 gwh/año.

Los beneficios netos con tasas del 8% aumentan a 133.8 millones de dólares los máximos a la cota 260 y los mínimos aumentan 95.1 millones a la cota 285.

Para tasas de descuento del 12% los beneficios netos máximos aumentan a 67.7 millones de dólares a la cota 260 y los mínimos aumentan a 30.8 millones de dólares a la cota 285.

c. Con la desviación de los Ríos Verde y San Jorge

El Cuadro IV-4-9 muestra los mismos resultados anteriores pero efectuando la desviación de los ríos Verde y San Jorge en tal forma que coincida con el cierre de compuertas de Urrá II.

Con la desviación de los ríos Verde y San Jorge la generación aumenta a 4360 gwh/año a la cota 250 y 5560 gwh/año a la cota 285.

Los beneficios netos máximos disminuyen ligeramente a la cota 260 con 133.7 millones de dólares con tasas del 8% y los mínimos disminuyen a 94.9 millones a la cota 285.

Para tasas del 12% los beneficios netos máximos se presentan a la cota 260 con una disminución a 60.0 millones de dólares y los mínimos disminuyen a 22.7 millones a la cota 285.

4. Urrá I y Urrá II entrando Simultáneamente

a. Sin Desviaciones

El Cuadro IV-4-10 muestra los mismos resultados explicados anteriormente, para el caso en que la entrada de unidades de Urrá I no imponga restricciones sobre la fecha de iniciación de la generación en Urrá II. Puesto que se supone que las unidades de Urrá I y Urrá II entran simultáneamente, se tuvo en consideración como fecha mínima para iniciar la generación aquella impuesta por la entrada de unidades en Urrá II.

El conjunto sin desviaciones tienen una generación que varía desde 3384.0 gwh/año para el proyecto a la cota 250 hasta 4180.0 gwh/año para el proyecto a la cota 285.

Los beneficios netos con tasas del 8% son máximos a la cota 260 con un valor de 104 millones de dólares y mínimos a la cota 285 con un

valor de 62.8 millones de dólares.

Para este caso se adelanta la construcción de Urrá I para que empiece a generar simultáneamente con Urrá II.

Con tasas del 12% los máximos son 53.3 millones de dólares a la misma cota 260 y mínimos de 5.7 millones a la cota 285.

b. Con la Desviación del Río San Jorge

Con los mismos criterios anteriores se elaboró el Cuadro IV-4-11, el cual muestra la influencia de la desviación del río San Jorge.

Con la desviación del río San Jorge al embalse de Urrá II, la generación aumenta a 3988 gwh/año a la cota 250 y a 4960 gwh/año a la cota 285.

Los beneficios netos máximos aumentan a 129.8 millones de dólares a la cota 260 y los mínimos aumentan a 83.1 millones de dólares a la cota 285 para tasas de descuento del 8%.

Con tasas de descuento del 12% también se presentan aumentos; a 68.8 millones de dólares los máximos, a la cota 260 y a 18.5 los mínimos, a la cota 285.

c. Con Desviación de los Ríos Verde y San Jorge

El Cuadro IV-4-12 presenta los resultados de las alternativas correspondientes a la desviación de los ríos Verde y San Jorge.

La generación muestra aumentos a 4360 gwh/año a la cota 250 y a 5560 gwh/año a la cota 285.

Los beneficios netos máximos para tasas del 8% muestran un aumento a 130.8 millones a la cota 260 y los mínimos aumentan ligeramente a 83.2 millones a la cota 285.

Para tasas de descuento del 12% los beneficios netos disminuyen respecto al caso anterior, a 63.3 millones los máximos, a la cota 260 y 12.7 millones los mínimos, a la cota 285.

DESVIACIONES:

SIN San Jorge
 SIN Verde

Cuadro IV-4-1

RESULTADOS SOBRE GENERACION Y BENEFICIOS NETOS

URRA I COMO PROYECTO UNICO

Cota Máxima	Cota Mínima	Cota de Iniciación de Generación	Generación Firme (gwh/año)	Generación Promedio en Urrá I (gwh/año)	Generación Promedio en Urrá II (gwh/año)	Energía Secundaria Afirmada (gwh/año) 1/	Energía Secundaria Proyecto (gwh/año) 1/	Beneficios Totales (US\$m) 2				Beneficios Netos (US\$m) 3					
								8%	10%	12%	3%		10%	12%			
130	115	130	403.2	890.8			441.6	66.4	53.1	43.3							
	120	130	403.2	891.3			442.8	66.4	53.2	43.4							
135	115	135	440.4	969.6			475.2	72.0	57.7	47.1							
	120	135	440.4	969.6			475.2	74.0	57.7	47.1							
	125	135	427.2	970.7			488.4	71.7	57.3	46.7							
165	125	165	1020.0	1428.9			367.2	109.2	84.6	74.3							
	135	165	1020.0	1428.9			367.2	109.0	87.8	74.2							
	145	165	1020.0	1428.9			367.2	109.0	87.8	74.2							
185	145	185	1520.4														
	155	185	1546.8	1722.3			226.8	143.0	117.5	101.1							
	165	185	1546.3	1726.8			228.0	143.1	117.6	101.2							
198	155	198	1839.6	1900.0			182.4	163.6	135.1	116.9							
	165	198	1867.2	1899.9			169.2	164.8	136.3	118.0							
	180	198	1800.0	1923.8			208.8	161.3	133.1	115.0							

* La estimación de los costos de inversión correspondientes a Urrá I requirió de una extrapolación a partir de los casos evaluados por el Consorcio Alto Sinú a fin de cumplir con el requisito de un factor de planta promedio igual a 0,5.

Cuadro IV-4-2

DELVIACIONES:

SIN San Jorge
SIN Verde

RESULTADOS DE GENERACION Y BENEFICIOS NETOS

UIIRA II COMO PROYECTO UNICO

Cota Máxima	Cota Mínima	Cota de Intersección de Generación	Generación Firme (gwh/año)	Generación Promedio en Urrá I (gwh/año)	Generación Promedio en Urrá II (gwh/año)	Energía Secundaria Afirmada (gwh/año) 1/	Energía Secundaria Proyectada (gwh/año) 1/	Beneficios Totales (US\$/m) 2/				Beneficios Netos (US\$/m) 3/		
								8%	10%	12%	8%	10%	12%	
250	210	225	2062,8	1928,6	1928,6	90,8	110,8	273,8	252,5	230,9	27,3	20,4		
		235	2120,6	1916,4	1916,4	112,4	87,6	274,1	251,0	236,6	37,5	14,4		
		240	2130,4	1920,9	1920,9	113,6	84,8	270,7	249,5	230,6	31,1	9,9		
	220	230	2140,0	1945,2	1945,2	107,6	87,2	278,2	256,6	231,4	56,8	25,2		24,2
		240	2173,2	1931,5	1931,5	120,8	73,2	272,9	251,9	237,0	35,9	14,1		
		245	2173,2	1937,5	1937,5	118,4	75,2							
	230	238	2200,0	1955,5	1955,5	118,0	68,0	277,5	256,1	241,0	21,4	7,0		
		242	2226,8	1951,3	1951,3	126,0	60,8	275,2	254,2	239,4	20,8	7,4		
		246	2240,0	1952,0	1952,0	128,4	58,8	268,1	245,2	234,8	33,3	13,4		
260	220	235	2220,0	2082,9	2082,9	82,8	111,6	290,6	269,6	255,5	35,0	13,5		30,6
		245	2365,2	2062,1	2062,1	134,0	68,8	292,0	269,5	253,9	38,1	14,2		
		250	2369,6	2069,2	2069,2	132,4	67,6							
	230	242	2371,6	2075,9	2075,9	131,6	67,6	282,8	258,5	241,2	31,6	10,4		
		248	2391,4	2076,7	2076,7	138,8	61,2	286,6	264,6	249,5	22,0	7,9		
		254	2394,4	2083,5	2083,5	135,6	62,8							
	240	248	2440,0	2088,0	2088,0	148,4	50,4	289,8	267,8	252,5	37,3	13,8		
		252	2453,2	2084,5	2084,5	153,6	46,8	287,2	267,5	249,7	17,5	6,7		
		256	2453,2	2088,5	2088,5	151,6	48,4							
270	230	245	2390,0	2219,1	2219,1	83,6	106,8	302,8	279,3	261,3	31,5	11,2		27,1
		255	2532,0	2215,2	2215,2	121,2	65,6	296,4	269,5	250,2	46,2	16,0		
		262	2537,2	2228,0	2228,0	117,6	65,6	286,8	255,8	236,3	50,5	18,2		
	240	252	2538,4	2210,6	2210,6	126,0	62,8	299,3	273,5	255,3	24,0	8,7		
		258	2568,0	2212,9	2212,9	136,8	56,0	296,3	268,2	248,0	28,2	10,2		
		264	2568,0	2219,8	2219,8	134,0	57,6							
	250	262	2626,8	2241,2	2241,2	145,6	45,2	290,7	263,1	243,4	26,7	9,3		
		268	2627,8	2246,9	2246,9	143,2	47,6							
285	240	258	2626,8	2440,5	2440,5	80,4	112,4	310,1	278,1	255,0	32,1	13,1		24,9
285	240	258	2626,8	2447,6	2447,6	109,2	70,4	304,6	272,1	248,8	35,5	13,7		
		267	2769,6	2459,4	2459,4	105,2	68,4	220,9	205,2	187,5	13,7	5,2		
		276	2767,2	2437,2	2437,2	110,0	81,2	307,1	274,4	250,9	32,5	13,6		
	250	264	2712,0	2621,6	2621,6	130,8	55,6	272,5	246,4	222,5	26,1	9,6		
		271	2800,0	2430,0	2430,0	127,6	57,6							
		278	2806,0	2437,7	2437,7	136,8	48,0	311,5	276,2	246,1	35,4	13,3		
260	260	270	2848,8	2453,0	2453,0	136,8	48,0	226,1	210,5	193,7	11,6	4,8		
		275	2850,8	2459,4	2459,4	136,8	48,0							
		280	2859,6											

Cuadro IV-4-3

DESVIACIONES:

CON San Jorge
SIN Verde

RESULTADOS SOBRE GENERACION Y BENEFICIOS NETOS

URRA II COMO PROYECTO UNICO

Cota Máxima	Cota Mínima	Cota de Iniciación de Generación	Generación Firme (gwh/año)	Generación Promedio en Urrá I (gwh/año)	Generación Promedio en Urrá II (gwh/año)	Energía Secundaria Afirmada (gwh/año) 1/	Energía Secundaria Proyecto (gwh/año) 1/	Beneficios Totales (US\$m) 2/				Beneficios Netos (US\$m) 3/		
								8%	10%	12%	8%	10%	12%	
250	210	225	2520.4	2349.3	2346.3	111.6	121.2	343.0	316.1	297.0	71.5	47.1	30.7	
		235	2535.6	2346.3	2346.3	115.2	117.6	335.5	309.1	290.5				
		240	2538.0	2352.7	2352.7	114.0	118.9							
	220	230	2559.6	2362.2	2362.2	116.4	111.6	340.6	314.2	295.4				
		240	2600.4	2357.6	2357.6	127.2	96.0	337.4	311.3	292.9				
		245	2600.4	2365.2	2365.2	124.8	99.6							
	230	238	2600.4	2373.6	2373.6	122.4	100.8							
		242	2600.4	2376.4	2376.4	121.2	102.0							
		246	2600.4	2381.2	2381.2	120.0	104.4							
260	220	235	2702.4	2516.6	2516.6	115.2	129.6	359.1	333.8	316.6				
		245	2842.8	2479.0	2479.0	166.8	78.0	359.8	334.0	316.2				
		250	2842.8	2477.0	2477.0	163.2	78.0							
	230	242	2840.4	2526.4	2526.4	148.8	86.4	363.5	338.6	321.6	75.7	52.8	37.9	
		248	2859.6	2506.8	2506.8	160.8	79.2	358.1	332.1	314.3				
		254	2859.6	2514.5	2514.5	157.2	80.4							
	240	248	2880.0	2543.6	2543.6	152.4	79.2	361.1	334.9	310.9				
		252	2919.6	2536.6	2536.6	163.2	66.0	358.5	331.2	312.3				
		256	2919.6	2540.8	2540.8	162.0	68.4							
270	230	245	2871.6	2697.2	2697.2	104.4	155.6	373.1	344.8	325.3				
		255	3018.0	2681.7	2681.7	150.0	94.8	367.9	339.1	319.2				
		262	3010.0	2691.2	2691.2	147.6	97.2							
	240	252	3024.0	2688.2	2688.2	152.4	93.6	375.1	345.0	325.8	70.7	45.3	31.1	
		258	3060.0	2689.0	2689.0	162.0	81.6	365.6	334.2	311.9				
		264	3060.0	2696.4	2696.4	159.6	84.0							
	250	262	3120.0	2730.2	2730.2	164.4	73.2	367.6	334.6	310.9				
		268	3120.0	2736.6	2736.6	162.0	75.6							
285	240	258	3110.4	2975.2	2975.2	86.4	158.4	385.7	350.3	325.2	37.2	10.9	-5.2	
		267	3336.0	2941.6	2941.6	147.6	88.8	384.5	347.4	320.8				
		276	3402.2	2927.9	2927.9	176.4	64.8	376.4	337.4	309.2				
	250	264	3274.8	2966.0	2966.0	126.0	106.8	379.8	345.6	321.5				
		271	3404.4	2949.5	2949.5	165.6	67.2	385.6	347.1	319.3				
		278	3404.4	2958.8	2958.8	162.0	69.6							
	260	270	3420.0	2982.1	2982.1	160.2	67.2							
		275	3427.2	2983.3	2983.3	163.2	66.0							
		280	3427.2	2989.5	2989.5	162.0	68.4							

DESVIACIONES:

CON San Jorge
CON Verde

Cuadro IV-4-4

RESULTADOS DE GENERACION Y BENEFICIOS NETOS

URRA II COMO PROYECTO UNICO

Cota Máxima	Cota Mínima	Cota de Iniciación de Generación	Generación Firme (gwh/año)	Generación Promedio en Urrá I (gwh/año)	Generación Promedio en Urrá II (gwh/año)	Energía Secundaria Afirmada (gwh/año) 1/	Energía Secundaria Proyecto (gwh/año) 1/	Beneficios Totales (US\$/m) 2					Beneficios Netos (US\$/m) 3
								8%	10%	12%	8%	10%	
250	210	225	3000.0		2862.4	114.0	163.3	415.5	382.6	359.3	68.5	39.8	20.8
		235	3000.0		2866.8	114.0	163.2						
		240	3080.4		2847.2	138.0	132.0	411.5	379.4	356.8			
	220	230	3000.0		2888.6	110.4	168.0	413.9	380.9	357.6			
		240	3080.4		2866.4	133.2	136.8	412.6	380.3	357.5			
		245	3080.4		2876.4	129.6	141.6						
	230	238	3000.0		2905.2	104.4	174.0	410.2	377.2	353.9			
		242	3080.4		2694.0	124.8	145.2	412.5	379.8	356.0			
		246	3070.4		2899.6	123.6	146.4						
260	220	235	3325.2		3059.2	148.8	136.8	446.7	415.2	394.8	81.7	52.6	34.6
		245	3330.0		3055.9	151.2	133.2	436.2	406.5	385.9			
		250	3339.6		3067.8	150.0	134.4	433.4	401.4	379.3			
	230	242	3360.0		3107.2	150.0	129.6	448.5	413.1	392.3			
		248	3399.1		3080.4	159.6	114.0	439.2	408.7	388.1			
		254	3339.1		3089.6	156.0	117.6						
	240	248	3360.0		3112.8	141.6	135.6	436.9	406.2	385.5			
		252	3339.6		3108.4	150.0	122.4	437.0	404.8	382.6			
		256	3399.6		3103.2	148.8	123.6						
270	230	245	3493.2		3299.5	133.2	165.6	462.5	429.4	407.0			
		255	3583.2		3283.4	157.2	135.6	457.9	423.8	400.4			
		262	3583.2		3293.9	153.6	139.2	448.9	413.1	388.4			
	240	252	3639.6		3301.6	166.2	120.0	465.8	431.6	408.0	77.1	47.5	28.3
		258	3652.6		3288.2	176.4	114.0	456.3	422.6	399.5			
		264	3652.8		3296.8	172.8	117.6						
	250	262	3639.6		3345.6	152.4	130.8	453.6	417.6	392.7			
		268	3639.6		3352.0	151.2	133.2						
285	240	258	3750.0		3618.2	109.2	194.4	477.4	437.9	410.3			
		267	3963.6		3606.0	153.6	129.6	483.0	440.3	409.8			
		276	3996.0		3621.6	151.2	134.4						
	250	264	3974.4		3605.3	159.6	124.8	486.8	445.3	417.0	39.4	9.0	-9.5
		271	3996.0		3618.4	165.6	118.8	477.3	435.2	405.2			
		278	3996.0		3644.8	153.2	129.7						
	260	270	4040.4		3664.4	163.2	114.0	485.3	442.5	412.0			
		275	4119.6		3640.8	192.9	88.8	479.3	433.7	400.9			
		280	4119.5		3647.6	192.0	88.2						

Cuadro IV-4-5

DESVIACIONES:

SIN San Jorge
SIN Verde

RESULTADOS SOBRE GENERACION Y BENEFICIOS NETOS

(Urrá II Primero en Operación)

(Cotas en Urrá I: Máxima 135, Mínima 120)

Cota Máxima	Cota Mínima	Cota de Iniciación de Generación	Generación Firme (gwh/año)	Generación Promedio en Urrá I (gwh/año)	Generación Promedio en Urrá II (gwh/año)	Energía Secundaria Afirmada (gwh/año) 1/	Energía Secundaria Proyecto (gwh/año) 1/	Beneficios Totales (US\$/m) 2/			Beneficios Netos (US\$/m) 3/				
								8%	10%	12%	8%	10%	12%		
250	210	225	3384.0	1464.2	1673.1	116.6	128	434.4	396.1	368.8					
		235	3450.0	1466.5	1646.7	137.0	95.6	432.6	394.9	368.0					
		240	3460.0	1466.2	1658.3	134.0	98.4								
	220	230	3460.0	1465.5	1690.7	127.3	104.8	436.8	398.7	371.5					
		240	3492.0	1465.6	1681.5	136.0	92.0	433.5	395.6	368.6					
		245	3492.0	1466.8	1686.8	133.3	94.8								
	230	238	3520.0	1465.6	1714.0	132.0	92.0	437.8	399.5	372.3			106.7	74.7	53.2
		242	3520.0	1468.0	1715.6	132.0	92.0								
		245	3520.0	1468.3	1719.2	128.0									
	220	235	3548.0	1464.7	1815.6	120.0	124.0	445.6	406.4	378.6					
		245	3688.0	1465.2	1800.2	152.0	80.0	445.3	406.8	379.5					
		250	3692.0	1466.2	1806.7	152.0	80.0								
	230	242	3688.0	1465.1	1799.7	156.0	76.0	447.9	408.4	382.1					
		248	3712.0	1466.9	1823.1	152.0	76.0	443.3	404.9	377.8					
		254	3712.0	1468.1	1828.9	148.0	80.0								
	240	248	3760.0	1466.4	1834.8	160.0	68.0	449.0	410.1	382.6			107.3	75.0	53.7
		252	3760.0	1467.6	1838.8	160.0	68.0								
		256	3760.0	1468.4	1842.0	160.0	72.0								
	230	245	3720.0	1465.4	1965.2	112.4	118.4	455.0	414.8	387.7					
		255	3868.0	1465.2	1949.5	152.0	80.0	450.3	409.0	379.5					
		262	3868.0	1465.7	1961.5	148.0	80.0								
	240	252	3860.0	1465.9	1957.4	148.0	80.0	456.1	416.0	387.8			105.0	72.0	50.7
		258	3888.0	1466.8	1967.0	156.0	72.0	452.2	403.6	374.1					
		264	3888.0	1468.2	1972.9	152.0	76.0								
	250	262	3948.0	1466.4	1996.0	160.0	68.0	439.6	397.1	366.7					
		268	3948.0	1467.6	2001.3	160.0	72.0								
	240	258	3960.0	1463.4	2176.0	104.0	116.0	458.5	412.8	380.5			74.3	39.6	19.2
		267	4096.6	1464.1	2174.8	136.0	76.0	446.9	400.5	365.0					
		276	4112.0	1466.3	2184.9	128.0	76.0	319.9	315.6	277.2					
	250	264	4088.0	1464.7	2129.7	144.0	68.0	454.3	409.3	374.8					
		271	4160.0	1466.4	2124.4	172.0	48.0	392.7	356.6	327.6					
		278	4160.0	1468.0	2132.0	168.0	48.0								
	260	270	4172.0	1466.1	2198.2	152.0	64.0	442.3	397.5	361.0					
		275	4180.0	1467.0	2199.0	152.0									
		280	4180.0	1467.9	2203.8	152.0	64.0								

Cuadro IV-4-6

RESULTADOS SOBRE GENERACION Y BENEFICIOS NETOS
(Urrá II Primero en Operación)
(Cotas en Urrá I: Máxima 130, Mínima 120)

DESVIACIONES:

San Jorge
Verde

- 1/ Energía Afirmable con Térmicas.
- 2/ Valor presente de los beneficios en la fecha de iniciación del llenado.
- 3/ Valor presente de los beneficios netos en el año cero de la construcción.

SIN
SIN

Cota Máxima	Cota Mínima	Cota de Iniciación de Generación	Generación Firme (gwh/año)	Generación Promedio en Urrá I (gwh/año)	Generación Promedio en Urrá II (gwh/año)	Energía Secundaria Afirmada (gwh/año) 1/	Energía Secundaria Proyecto (gwh/año) 1/	Beneficios Totales (US\$m) 2/				Beneficios Netos (US\$m) 3/							
								8%	10%	12%	8%	10%	12%	8%	10%	12%			
260	220	235	3546.8	1327.6	1908.1	135.6	115.6	444.5	405.6	377.9									
		245	3683.6	1329.3	1893.0	172.4	75.6	443.2	405.1	378.2									
	230	250	3686.8	1330.0	1898.1	172.0	74.8												
		242	3687.2	1328.3	1880.4	178.8	70.0	445.8	407.8	380.8	105.9,	74.1	53.2						
		248	3712.0	1329.6	1901.6	176.4	68.4	441.1	403.3	376.5									
		254	3712.0	1330.8	1907.6	174.4	70.0												
	240	248	3720.0	1329.6	1938.2	168.4	73.6	443.6	405.4	378.4									
		252	3760.0	1329.6	1926.4	183.2	62.8	438.0	400.3	373.7									
		256	3760.0	1330.9	1930.4	180.8	65.6												
270	230	245	3720.0	1327.8	2052.8	128.0	108.4	453.9	414.0	385.7	105.4	72.4	50.9						
		255	3858.4	1328.9	2026.7	174.4	68.0	447.1	406.6	377.6									
		262	3861.6	1330.4	2044.4	170.0	70.0												
	240	252	3854.4	1329.6	2044.3	169.2	72.4	451.4	412.3	384.6									
		258	3872.0	1330.6	2058.9	170.4	70.0	441.6	401.1	372.3									
		264	3872.0	1331.8	2065.0	168.0	72.0	434.9	393.1	363.2									
	250	262	3920.0	1330.0	2093.2	177.2	66.0												
		268	3920.0	1331.2	2098.8	175.6	69.6												
		274	3920.0	1332.4	2102.8	174.0	71.2												

Cuadro IV-4-7

RESULTADOS SOBRE GENERACION Y BENEFICIOS NETOS

(Urrá II Primero en Operación)

(Cotas en Urrá I: Máxima 135, Mínima 120)

DESVIACIONES:

CON San Jorge
SIN Verde

- 1/ Energía Afirmable con Térmicas.
- 2/ Valor presente de los Beneficios en la fecha de iniciación del llenado.
- 3/ Valor presente de los Beneficios netos en el año cero de la construcción.

Cota Máxima	Cota Mínima	Cota de Iniciación de Generación	Generación Firme (gwh/año)	Generación Promedio en Urrá I (gwh/año)	Generación Promedio en Urrá II (gwh/año)	Energía Secundaria Afirmada (gwh/año) 1/	Energía Secundaria Proyecto (gwh/año) 1/	Beneficios Totales (US\$m) 2/							
								8%	10%	12%	8%	10%	12%		
250	210	225	3988.0	1664.8	2061.6	140.0	152.0	516.9	469.4	430.2					
		235	4012.0	1667.3	2045.7	148.0	140.0	513.4	468.6	436.2					
		240	4012.0	1668.1	2050.9	148.0	144.0								
	220	230	4040.0	1666.8	2079.6	144.0	140.0	520.5	472.9	442.3	132.6	91.6	66.1		
		240	4120.0	1668.0	2065.6	164.0	112.0	517.9	472.3	441.1					
		245	4120.0	1669.2	2071.6	164.0	112.0								
	230	238	4040.0	1667.6	2102.4	140.0	144.0	515.9	468.9	438.2					
		242	4040.0	1670.0	2104.0	136.0	148.0								
		246	4040.0	1670.8	2107.6	136.0	148.8								
	220	235	4220.0	1665.6	2228.7	156.0	144.0	536.1	489.3	456.1					
		245	4308.0	1667.6	2218.7	172.0	112.0	533.0	486.9	454.1					
	230	242	4360.0	1666.0	2234.4	184.0	96.0	540.1	493.7	460.7	133.8	94.0	67.7		
		248	4376.0	1667.3	2223.0	192.0	92.0	534.7	488.8	456.1					
		254	4376.0	1668.6	2229.1	188.0	96.0								
	240	248	4360.0	1668.0	2266.8	172.0	104.0	535.1	488.7	455.7					
		252	4400.0	1667.6	2262.6	180.0	104.0	534.7	488.3	455.4					
		256	4400.0	1668.4	2266.2	180.0	100.0								
	230	245	4420.0	1666.4	2368.3	168.0	132.0	548.0	500.2	466.3					
		255	4560.0	1666.6	2375.2	196.0	96.0	547.1	500.4	466.2					
		262	4560.0	1668.2	2383.2	192.0	96.0								
	240	252	4600.0	1666.4	2349.6	212.0	76.0	551.0	504.1	470.8	127.6	88.2	62.1		
		258	4600.0	1668.0	2382.8	204.0	84.0								
		264	4600.0	1669.2	2389.2	200.2	88.0								
	250	262	4560.0	1670.0	2463.6	172.0	112.0	535.8	488.5	455.2					
		268	4560.0	1671.2	2469.0	172.0	116.0								
	240	258	4720.0	1664.4	2644.4	152.0	132.0	568.1	517.4	481.7	95.1	55.6	30.8		
		267	4868.0	1665.1	2626.4	192.0	84.0	556.7	504.3	464.5					
		276	4868.0	1667.5	2640.5	188.0	88.0								
	250	264	4856.0	1667.1	2653.0	184.0	92.0	557.4	509.8	472.9					
		271	4892.0	1668.0	2656.8	192.0	84.0	552.6	498.1	456.8					
		278	4892.0	1669.6	2664.8	188.0	84.0								
	260	270	4960.0	1666.8	2682.6	204.0	76.0	559.7	498.1	456.8					
		275	4960.0	1668.2	2688.6	200.0	76.0								
		280	4960.0	1669.4	2694.0	200.0	80.0								

Cuadro IV-4-8

- 1/ Energía Afirmable con Térmicas.
- 2/ Valor presente de los beneficios en la fecha de iniciación del llenado.
- 3/ Valor presente de los beneficios netos en el año cero de la construcción.

RESULTADOS SOBRE GENERACION Y BENEFICIOS NETOS
(Urrá II Primero en Operación)
(Cotas en Urrá I: Máxima 130, Mínima 120)

DESVIACIONES:

CON San Jorge
SIN Verde

Cota Máxima	Cota Mínima	Cota de Iniciación de Generación	Generación Firme (gwh/año)	Generación Promedio en Urrá I (gwh/año)	Generación Promedio en Urrá II (gwh/año)	Energía Secundaria Afirmada (gwh/año) 1/	Energía Secundaria Proyecto (gwh/año) 1/	Beneficios Totales (US\$dm) 2/				Beneficios Netos (US\$dm) 3/						
								8%	10%	12%	8%	10%	12%	8%	10%	12%		
260	220	235	4180.0	1508.6	2336.8	158.8	141.6	530.4	484.2	451.2								
		245	4266.8	1510.4	2325.5	177.2	110.8	527.7	482.2	449.8								
	230	250	4266.8	1511.2	2332.3	175.2	112.4											
		242	4320.0	1508.8	2338.4	188.0	94.0	534.7	489.0	456.4								
		248	4331.2	1510.2	2332.3	192.4	90.8	529.0	483.6	451.3								
		254	4331.6	1511.4	2338.8	190.0	94.0											
	240	248	4320.0	1510.4	2376.0	175.6	101.6	528.7	483.1	450.8								
		252	4346.8	1511.2	2373.7	180.5	96.0	526.5	481.0	448.7								
		256	4346.8	1511.7	2377.7	179.2	98.8											
270	230	245	4368.0	1509.4	2494.4	164.4	136.4	543.3	495.9	462.3								
		255	4512.0	1509.8	2488.9	196.8	95.2	541.4	494.6	461.4								
		262	4512.0	1511.4	2497.2	194.4	98.0											
	240	252	4506.8	1510.1	2502.5	191.6	97.6	545.4	498.3	464.9								
		258	4533.2	1510.9	2509.1	196.8	91.2	539.5	492.6	459.5								
		264	4533.2	1512.1	2515.7	194.4	94.8											
	250	262	4520.0	1512.2	2574.4	174.0	108.8	530.5	483.8	451.0								
		268	4520.0	1513.4	2580.0	172.4	111.6											
		274	4520.0	1514.6	2584.4	170.8	113.2											

DESVIACIONES:

CON San Jorge
CON Verde

Cuadro IV-4-9

RESULTADOS SOBRE GENERACION Y BENEFICIOS NETOS

(Urrá II Primero en Operación)

(Cotas en Urrá I: Máxima 135, Mínima 120)

Cota Máxima	Cota Mínima	Cota de Iniciación de Generación	Generación Firme (gwh/año)	Generación Promedio en Urrá I (gwh/año)	Generación Promedio en Urrá II (gwh/año)	Energía Secundaria Afirmada (gwh/año) 1/	Energía Secundaria Proyecto (gwh/año) 1/	Beneficios Totales (US\$/m) 2/ Beneficios Netos (US\$/m) 3/											
								8%	10%	12%	8%								
250	210	225	4480.0	1662.8	2528.4	164.0	168.0	588.3	534.4	500.5									
		235	4560.0	1666.0	2497.2	192.0	136.0	588.5	536.3	501.7									
		240	4560.0	1666.8	2506.0	188.0	136.0												
	220	230	4480.0	1665.6	2549.6	160.0	172.0	587.3	533.2	499.2									
		240	4560.0	1667.2	2536.0	180.0	144.0	588.1	535.3	500.7									
		245	4560.0	1668.4	2543.2	176.0	148.0												
	230	238	4360.0	1668.2	2590.4	127.6	220.4	571.1	520.6	487.6									
		242	4400.0	1669.9	2588.0	134.4	208.4	577.1	522.4	489.0									
		246	4480.0	1670.0	2582.4	150.4	184.8	577.0	523.7	489.8									
	220	235	4809.0	1662.5	2713.0	199.3	137.9	615.2	562.7	525.1									
		245	4840.0	1665.6	2702.6	210.4	125.8	609.2	557.1	519.9									
		250	4840.0	1666.8	2710.8	208.2	128.6												
	230	242	4800.0	1666.4	2777.6	183.6	148.8	612.4	559.5	521.7									
		248	4880.8	1666.8	2750.8	207.2	119.6	611.6	559.1	521.7									
		254	4880.0	1668.0	2758.0	204.0	123.6												
	240	248	4800.0	1667.6	2790.8	176.0	155.2	607.0	554.1	516.5									
		252	4840.0	1670.0	2785.8	185.4	143.8	605.5	552.8	515.3									
		256	4840.0	1669.8	2789.6	184.6	145.2												
	230	245	5056.0	1664.1	2934.6	213.2	143.2	635.9	581.2	542.2									
		255	5152.0	1665.4	2909.0	243.5	109.8	630.3	576.5	538.2									
		262	5152.0	1667.0	2918.0	240.7	113.5												
	240	252	5160.0	1665.4	2924.6	235.4	103.8	635.3	581.2	542.7									
		258	5200.0	1666.8	2891.2	254.4	85.2	628.9	575.6	537.7									
		264	5200.0	1668.0	2898.4	251.6	89.6												
	250	262	5080.0	1669.4	3020.4	185.6	149.4	621.2	566.7	528.1									
		268	5080.0	1670.6	3026.2	184.4	152.2												
	240	258	5320.0	1663.6	3240.4	188.0	160.0	637.5	528.8	558.5									
		267	5463.0	1665.2	3234.7	222.5	119.9	653.8	597.6	556.2									
		276	5463.0	1667.2	3247.4	219.4	124.6												
	250	264	5466.7	1666.3	3256.8	220.4	122.2	662.2	604.8	563.3									
		271	5520.0	1666.8	3242.0	238.4	101.6	648.9	594.4	552.5									
		278	5520.0	1668.4	3250.8	235.6	105.6												
	260	270	5520.0	1667.2	3328.8	211.6	118.4	655.9	599.4	557.5									
		275	5560.0	1667.8	3324.0	222.0	109.4	636.8	580.0	540.9									
		280	5560.0	1669.0	3329.0	220.2	113.2												

CUADRO IV-4-10

DESVIACIONES:

SIN San Jorge
SIN Verde

RESULTADOS SOBRE GENERACION Y BENEFICIOS NETOS
(Urrá I y II entrando simultáneamente)
(Cotas en Urrá I: Máxima 135, Mfñima 120)

- 1/ Energía Afirmable con Térmica.
- 2/ Valor presente de los beneficios en la fecha de iniciación del llenado
- 3/ Valor presente de los beneficios netos en el año cero de la construcción.

Cota Máxima	Cota Mfñima	Cota de Iniciación de Generación	Generación Firme (gwh/año)	Generación Promedio en Urrá I (gwh/año)	Generación Promedio en Urrá II (gwh/año)	Energía Secundaria Afirmada (gwh/año) 1/	Energía Secundaria Proyecto (gwh/año) 1/	Beneficios Totales (US\$4m)2/Beneficios Netos (US\$4m) 3/						
								8%	10%	12%	8%	10%	12%	
250	210	225	3384.0	1464.2	1673.1	116.6	128.8	439.0	404.0	379.4				
		235	3460.0	1466.5	1646.7	137.0	95.6	436.4	402.0	377.9				
		240	3460.0	1466.2	1658.3	134.0	98.4							
	220	230	3460.0	1465.5	1690.7	127.3	104.8	440.9	406.4	381.0				
		240	3492.0	1456.6	1681.5	136.0	92.0	437.0	402.4	378.2				
		245	3492.0	1466.8	1686.8	133.3	94.8							
		245	3520.0	1465.6	1714.0	132.0	92.0							
	230	238	3520.0	1468.0	1715.6	132.0	92.0	441.5	406.7	382.2	96.2	64.9	43.6	
		242	3520.0	1468.8	1719.2	128.0	96.0							
		246	3520.0	1464.7	1815.6	120.0	124.0	457.2	424.7	402.8	104.0	73.4	53.3	
260	220	235	3548.0	1465.2	1800.2	152.0	80.0	450.8	417.5	394.7				
		245	3688.0	1466.2	1806.7	152.0	80.0							
		250	3692.0	1465.1	1799.7	156.0	76.0	458.0	424.6	401.6				
	230	242	3688.0	1465.1	1799.7	152.0	76.0	444.8	410.0	386.0				
		248	3712.0	1466.9	1823.1	152.0	80.0							
		254	3712.0	1468.1	1828.9	148.0	80.0	450.6	415.3	391.0				
	240	248	3760.0	1466.4	1834.8	160.0	68.0							
		248	3760.0	1467.6	1838.8	160.0	68.0							
		252	3760.0	1468.4	1842.0	160.0	72.0							
		256	3760.0	1468.4	1842.0	160.0	72.0							
270	230	245	3720.0	1465.4	1965.2	112.4	118.4	463.3	427.8	403.5	99.7	67.6	44.7	
		255	3868.0	1465.2	1949.5	152.0	80.0	450.3	409.0	379.5				
		262	3868.0	1465.7	1961.5	148.0	80.0							
	240	252	3860.0	1465.9	1957.4	148.0	80.0	456.1	416.0	387.8				
		258	3888.0	1466.8	1967.0	156.0	72.0	444.0	403.2	374.1				
		264	3888.0	1468.2	1972.9	152.0	76.0							
	250	262	3948.0	1466.4	1996.0	160.0	68.0	439.6	397.1	366.7				
		268	3948.0	1466.4	1996.0	160.0	68.0							
	240	258	3960.0	1467.6	2001.3	160.0	72.0	458.5	412.8	380.5	62.8	26.7	5.7	
		268	3960.0	1463.4	2176.0	104.0	116.0	446.9	400.5	365.0				
		257	4096.0	1464.1	2174.8	136.0	76.0							
		276	4112.0	1466.3	2184.9	128.0	76.0	319.9	315.6	277.2				
	250	264	4088.0	1464.7	2129.7	144.0	68.0	454.3	409.3	374.8				
		271	4180.0	1466.4	2124.4	172.0	48.0	392.7	365.6	327.6				
		278	4160.0	1468.0	2132.0	168.0	48.0							
	260	270	4172.0	1466.1	2198.2	152.0	64.0	442.3	397.5	361.0				
		275	4180.0	1467.0	2199.0	152.0	64.0							
		280	4180.0	1467.9	2203.8	152.0	64.0							

DESVIACIONES:

CON San Jorge
SIN Verde

Cuadro IV-4-11

RESULTADOS SOBRE GENERACION Y BENEFICIOS NETOS
(Urrá I y II entrando simultáneamente)
(Cotas en Urrá I: Máxima 135, Mínima 120)

- 1/ Energía Afirmable con Térmicas.
- 2/ Valor presente de los beneficios en la fecha de iniciación del llenado.
- 3/ Valor presente de los beneficios netos en el año cero de la construcción.

Cota Máxima	Cota Mínima	Cota de Iniciación de Generación	Generación Firme (gwh/año)	Generación Promedio en Urrá I (gwh/año)	Generación Promedio en Urrá II (gwh/año)	Energía Secundaria Afirmada (gwh/año) 1/	Energía Secundaria Proyecto (gwh/año) 1/	Beneficios Totales (US\$/m) 2				Beneficios Netos (US\$/m) 3	
								8%	10%	12%	12%		
250	210	225	3988.0	1664.8	2061.6	140.0	152.0	522.2	460.8	451.6			
		235	4012.0	1667.3	2045.7	148.0	140.0	517.6	476.6	447.7			
		240	4012.0	1668.1	2050.9	148.0	144.0						
	220	230	4040.0	1666.8	2079.6	144.0	140.0	525.4	463.8	454.5	123.0	84.1	57.8
		240	4120.0	1668.0	2055.6	164.0	112.0	521.8	481.1	452.4			
		245	4120.0	1669.2	2071.6	164.0	112.0						
	230	238	4040.0	1676.6	2102.4	140.0	144.0	520.0	478.6	449.6			
		242	4040.0	1670.0	2104.0	136.0	148.0						
		246	4040.0	1670.8	2107.6	136.0	148.0						
260	220	235	4220.0	1665.6	2228.7	156.0	144.0	550.2	511.5	485.4			
		245	4308.0	1667.6	2218.7	172.0	112.0	543.1	505.2	479.7			
		250	4308.0	1668.8	2224.9	172.0	116.0						
	230	242	4360.0	1666.0	2234.4	184.0	96.0	552.9	514.8	489.2	129.8	93.0	66.8
		248	4376.0	1667.3	2223.0	192.0	92.0	545.9	506.0	478.6			
		254	4376.0	1668.6	2229.1	188.0	96.0						
	240	248	4360.0	1668.0	2266.8	172.0	104.0	546.3	505.9	478.1			
		252	4400.0	1667.6	2262.6	180.0	104.0	540.6	500.4	472.9			
		256	4400.0	1668.4	2266.2	180.0	100.0						
270	230	245	4420.0	1666.4	2368.3	168.0	132.0	559.1	519.7	493.2	122.9	86.0	61.7
		255	4560.0	1656.6	2375.2	196.0	96.0	551.1	507.9	478.2			
		262	4560.0	1668.2	2383.2	192.0	96.0						
	240	252	4600.0	1666.4	2349.6	212.0	76.0	557.5	517.0	489.3	119.4	82.3	57.4
		258	4600.0	1668.0	2382.8	204.0	84.0						
		264	4600.0	1669.2	2389.2	200.0	88.0						
	250	262	4560.0	1670.0	2463.6	172.0	112.0	535.8	488.5	455.2			
		268	4560.0	1671.2	2469.0	172.0	116.0						
285	240	258	4720.0	1664.0	2644.4	152.0	132.0	568.1	517.9	484.1	83.1	43.0	18.5
		267	4868.0	1665.1	2626.4	192.0	84.0	556.7	504.3	464.5			
		272	4868.0	1667.5	2640.5	188.0	88.0						
	250	264	4856.0	1667.1	2653.0	184.0	92.0	557.4	509.8	472.9			
		271	4892.0	1668.0	2656.8	192.0	84.0	552.6	498.1	456.8			
		278	4892.0	1669.6	2664.8	188.0	84.0						
	260	270	4960.0	1666.8	2682.6	204.0	76.0	559.7	505.1	463.3			
		275	4960.0	1668.2	2688.6	200.0	76.0						
		280	4960.0	1669.4	2694.0	200.0	80.0						

DESVIACIONES:

CON San Jorge
CON Verde

RESULTADOS SOBRE GENERACION Y BENEFICIOS NETOS

Urra I y II entrando simultáneamente

(Cotas en Urrá I: Máxima 135, Mínima 120)

- 1/ Energía Afirmable con Térmicas.
2/ Valor presente de los beneficios en la fecha de iniciación del llenado.
3/ Valor presente de los beneficios netos en el año cero de la construcción.

Cota Máxima	Cota Mínima	Cota de Iniciación de Generación	Generación Firme (gwh/año)	Generación Promedio en Urrá I (gwh/año)	Generación Promedio en Urrá II (gwh/año)	Energía Secundaria Afirmada (gwh/año) 1/	Energía Secundaria Proyecto (gwh/año) 1/	Beneficios Totales (US\$4m) 2/				Beneficios Netos (US\$4m) 3/	
								8%	10%	12%	8%		
250	210	225	4480.0	1662.8	2528.4	164.0	168.0	593.2	546.6	513.7			
		235	4560.0	1666.0	2497.2	192.0	136.0	592.3	546.3	514.0	115.1	73.3	45.4
		240	4560.0	1666.8	2506.0	188.0	136.0						
	220	230	4480.0	1665.6	2549.6	160.0	172.0	591.6	544.9	511.9			
		240	4560.0	1667.2	2536.0	180.0	144.0	591.4	545.1	512.5			
		245	4560.0	1668.4	2543.2	176.0	148.0						
	230	238	4360.0	1668.2	2590.4	127.6	220.4	578.7	531.9	496.9			
		242	4400.0	1669.6	2588.0	134.4	208.4	579.8	533.0	500.0			
		246	4480.0	1670.0	2582.4	150.4	184.8	579.4	533.0	500.4			
260	220	235	4809.0	1662.5	2713.0	193.3	137.9	629.7	586.6	557.4	130.8	90.0	63.3
		245	4840.0	1665.6	2702.6	210.4	125.8	621.4	578.7	549.9			
		250	4840.0	1666.8	2710.8	208.2	128.6						
	230	242	4800.0	1666.4	2767.6	183.6	148.8	625.5	581.9	552.5			
		248	4880.0	1668.8	2750.8	207.2	119.6	623.4	580.4	551.4			
		254	4880.0	1668.0	2758.0	204.0	123.6						
	240	248	4800.0	1667.6	2790.8	176.0	155.2	618.5	575.0	545.7			
		252	4840.0	1670.0	2785.8	185.4	143.8	613.7	570.4	541.1			
		256	4840.0	1669.8	2789.6	184.6	145.2						
270	230	245	5056.0	1664.1	2934.6	231.2	143.3	650.0	605.1	574.7	129.0	87.4	60.0
		255	5152.0	1665.4	2909.0	243.5	109.8	642.4	595.8	563.7			
		262	5152.0	1667.0	2918.0	240.7	113.5						
	240	252	5160.0	1665.4	2924.6	235.4	103.8	645.3	601.2	571.5			
		258	5200.0	1666.8	2891.2	254.4	85.2	638.5	592.5	560.9			
		264	5200.0	1668.0	2898.4	251.6	89.6						
	250	262	5080.0	1669.4	3020.4	185.6	149.4	628.7	578.8	544.2			
		268	5050.0	1670.6	3026.2	184.4	152.2						
285	240	258	5320.0	1663.6	3240.4	188.0	160.0	654.2	604.2	570.2			
		267	5463.0	1665.2	3234.7	222.5	119.9	651.2	596.8	558.0			
		276	5463.0	1667.2	3247.4	219.4	124.6						
	250	264	5466.7	1666.3	3256.8	220.4	122.2	662.7	607.4	568.6	83.2	39.3	12.7
		271	5520.0	1666.8	3242.0	238.4	101.6	648.9	594.4	552.5			
		278	5520.0	1668.4	3250.8	235.6	105.6						
	260	270	5520.0	1667.2	3328.8	211.6	118.4	655.9	599.4	557.5			
		275	5560.0	1667.8	3324.0	22.0	109.4	636.8	580.0	540.9			
		280	5560.0	1669.0	3329.6	220.2	113.2						

4.3. CONCLUSIONES DEL ANALISIS DE SISTEMAS

Se pueden obtener conclusiones generales del análisis de sistemas que permitan la selección preliminar de los proyectos; la selección final deberá hacerla CORELCA en conjunto con las entidades que rigen el desarrollo energético del país, tomando en cuenta la situación del momento, los proyectos con el mismo nivel de estudios, la demanda, los costos de instalación, etc.

Es necesario aclarar que los proyectos de desviación de los ríos Verde y San Jorge apenas se encuentran en etapa preliminar, por lo tanto será necesario continuar los estudios para probar su viabilidad técnica.

Las conclusiones generales del estudio de sistemas son las siguientes:

- a. Urrá I como proyecto único no es viable económicamente.
- b. Urrá II como proyecto único es viable económicamente para todas las alternativas con o sin desviaciones excepto con tasas de descuento del 12% a la cota 285 donde arroja beneficios negativos.
- c. El conjunto de proyectos Urrá II-Urrá I- es viable económicamente para todas las alternativas, para todas las tasas de descuento analizadas, con o sin desviaciones construídos simultáneamente o Urrá I con posterioridad a Urrá II.
- d. La desviación del río Verde no influye notablemente en los beneficios del conjunto, razón por la cual en este informe se escoge el desarrollo Urrá I-Urrá II-San Jorge. Se recomienda adelantar cuanto antes los estudios de factibilidad del Verde para tomar la decisión respectiva.
- e. Los beneficios netos máximos se presentan en la gran mayoría de los casos entre las cotas 260 y 270, disminuyendo en los proyectos con cotas superiores a la 270 o inferiores a la 260.

4.4. SELECCION DE ALTERNATIVAS

Como se mencionó anteriormente, y puede verse en los Cuadros IV-4-1 a IV-4-12 y en las Figuras IV-4-1 a IV-4-6, de esta parte del volumen, las diferencias en beneficios netos entre el conjunto del proyecto Urrá I-135 y Urrá II-260 o Urrá II-270 con desviación

del San Jorge es tan pequeña que para la selección final es necesario tener en cuenta factores adicionales distintos a los puramente económicos.

En efecto a la cota 260 el conjunto produce 4360 gwh/año y beneficios netos entre 67.7 y 133.8 millones de dólares para tasas de descuento entre el 12% y el 8% anual, al construirse Urrá II primero en operación seguido de Urrá I, a la cota 260 el conjunto anterior operando simultáneamente produce 4360 gwh/año y beneficios netos entre 68.8 y 129.8 millones para las tasas consideradas.

A la cota 270 el conjunto produce 4600 gwh/año y beneficios netos entre 62.1 y 127.6 millones de dólares para tasas de descuento entre el 12% y el 8% anual, para el caso Urrá II primero en operación seguido de Urrá I.

A la cota 270 el conjunto anterior operando simultáneamente produce con un factor de planta del conjunto de 0.5, 4600 gwh/año y beneficios netos entre 57.7 y 122.9 millones de dólares para tasas estudiadas.

La programación dinámica indica que la producción óptima de energía en Urrá II ocurre cuando también se genera en Urrá I, esto implica adelantar la construcción de Urrá I para lograr que empiece a generar simultáneamente con Urrá II.

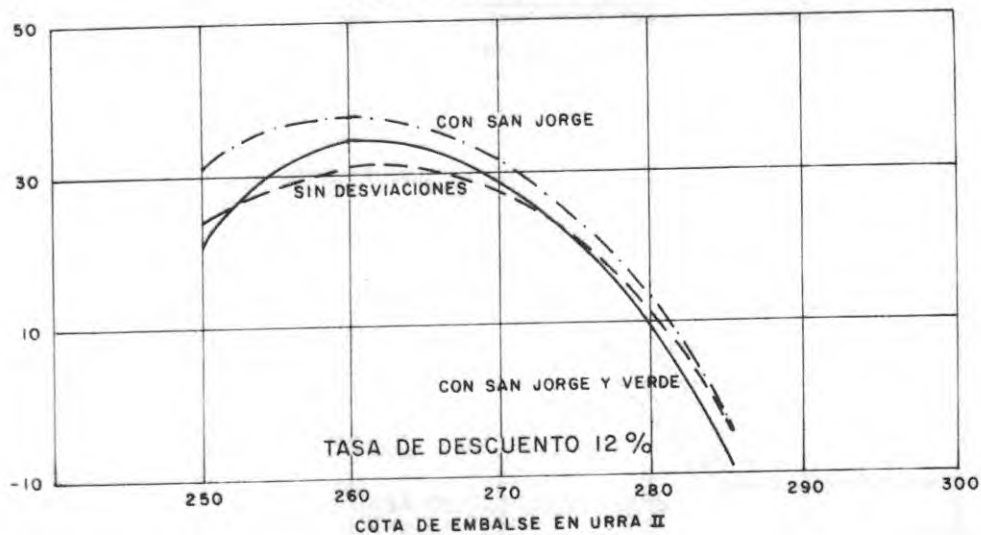
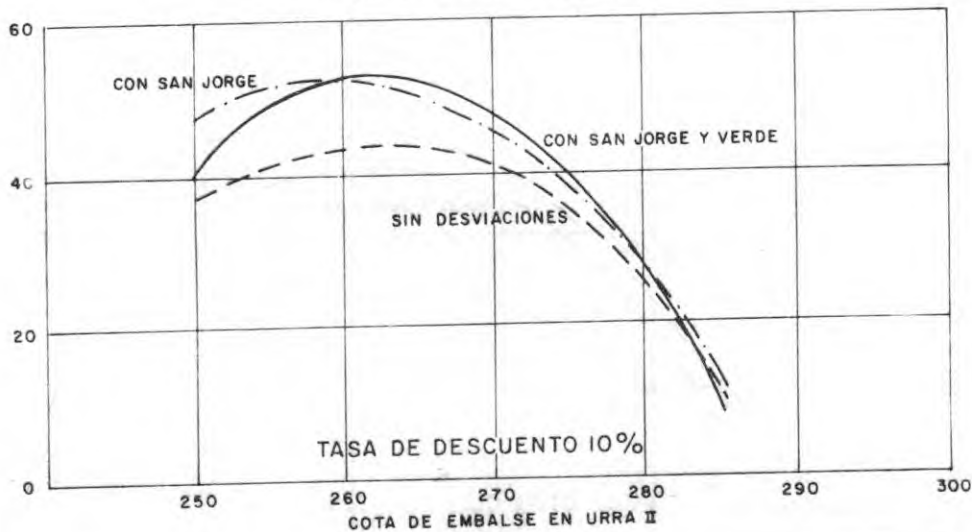
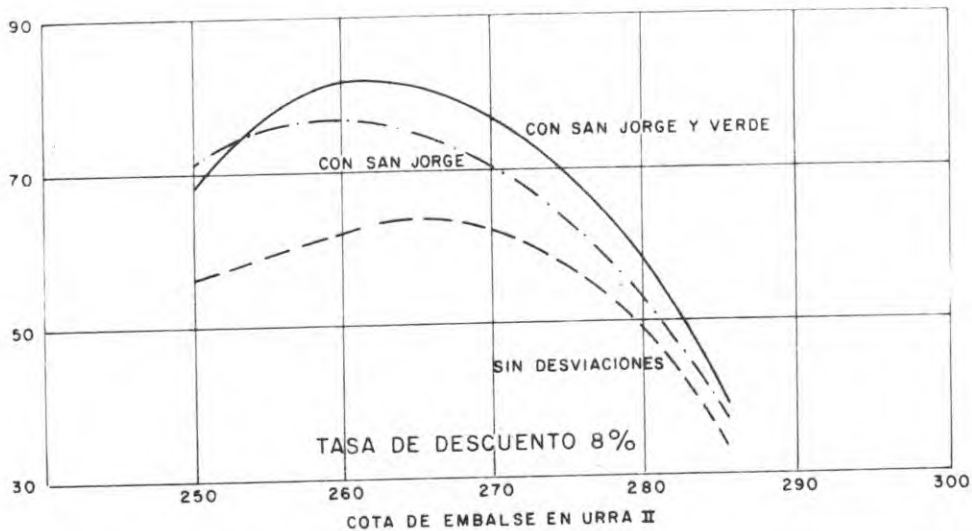
La producción de energía del conjunto a la cota 270 es 6% mayor que a la 260, la reducción en beneficios netos va de 9% al 12% dependiendo de la tasa de descuento.

El rebosadero de Urrá II a la cota 270 sería por canal abierto, mientras que a la cota 260 sería en túnel. El primero presenta ventajas obvias en cuanto a facilidad de construcción y mantenimiento.

A la cota 270 en Urrá II se aprovecha en su totalidad la topografía del sitio, se obtiene una mayor cabeza para generación y se aumenta la reserva para almacenar energía secundaria proveniente de otros proyectos que se construyan en el país durante la vida útil del proyecto.

Por las razones mencionadas anteriormente, se presenta en este informe el conjunto de proyectos Urrá I-135 - Urrá II-270 - Desviación San Jorge construídos simultáneamente.

VALOR PRESENTE DE BENEFICIOS NETOS (MILLONES DE DOLARES)



CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU

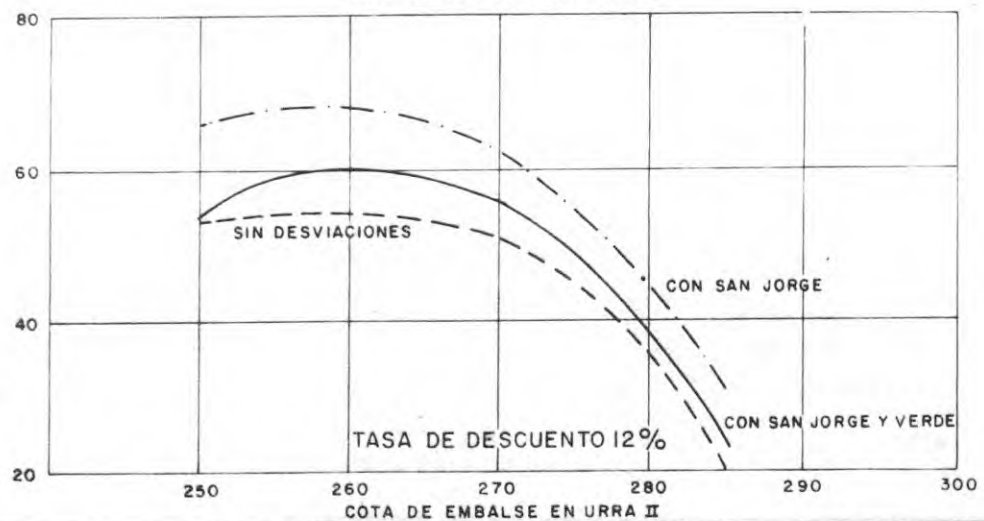
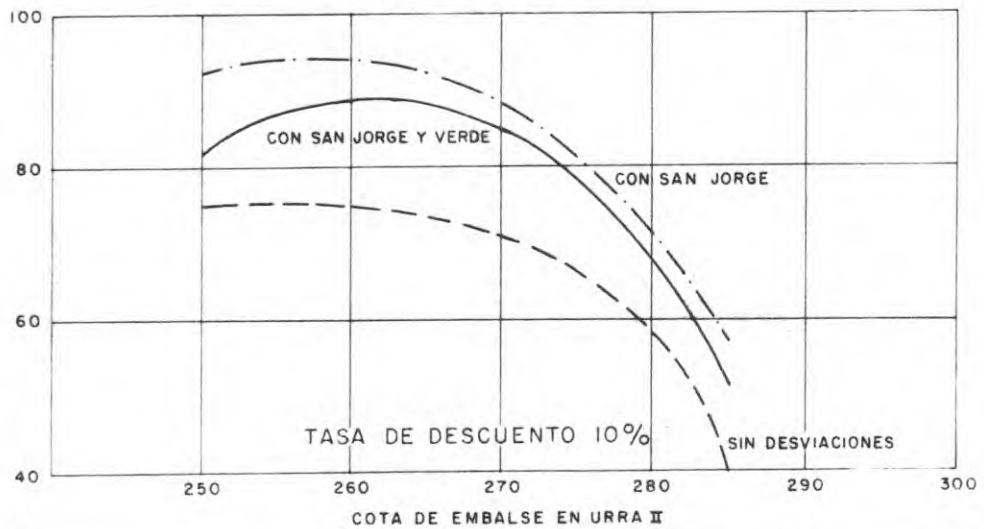
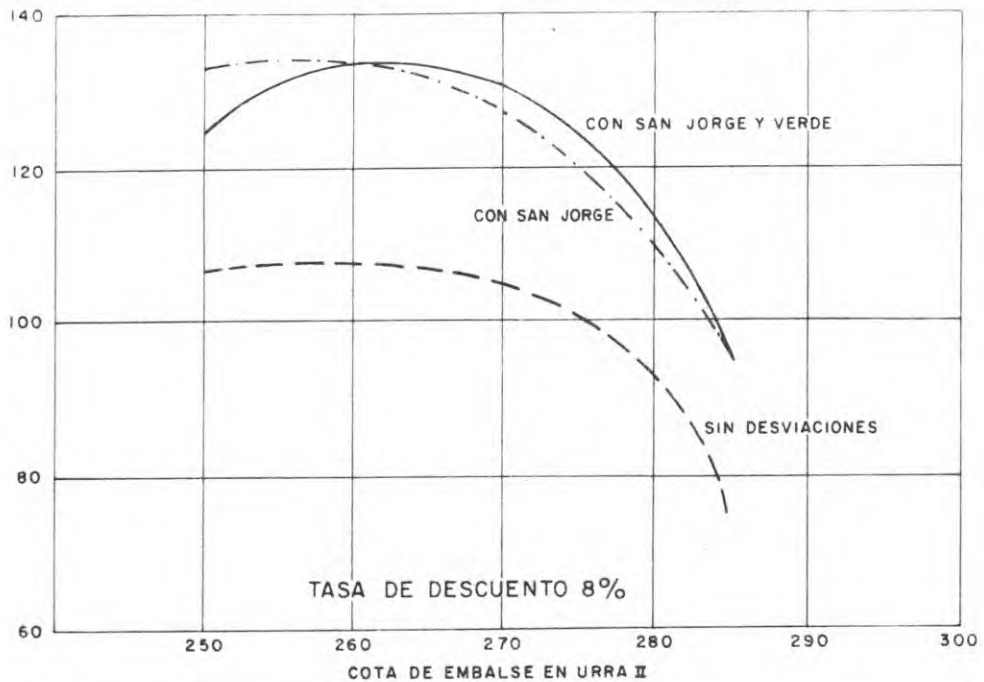
INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES: CHAS T MAIN INT'L INC

BENEFICIOS NETOS VS. COTA DE EMBALSE - URRRA II

FECHA: Diciembre - 76
ESCALA INDICADA
ARCHIVO UII-GE-236

FIGURA IV
4 - 1

VALOR PRESENTE DE BENEFICIOS NETOS (MILLONES DE DOLARES)



NOTA:
 COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO US\$/Kwh
 1984 - 1995 = 0.015
 1995 - 2005 = 0.017
 2005 - 2034 = 0.022



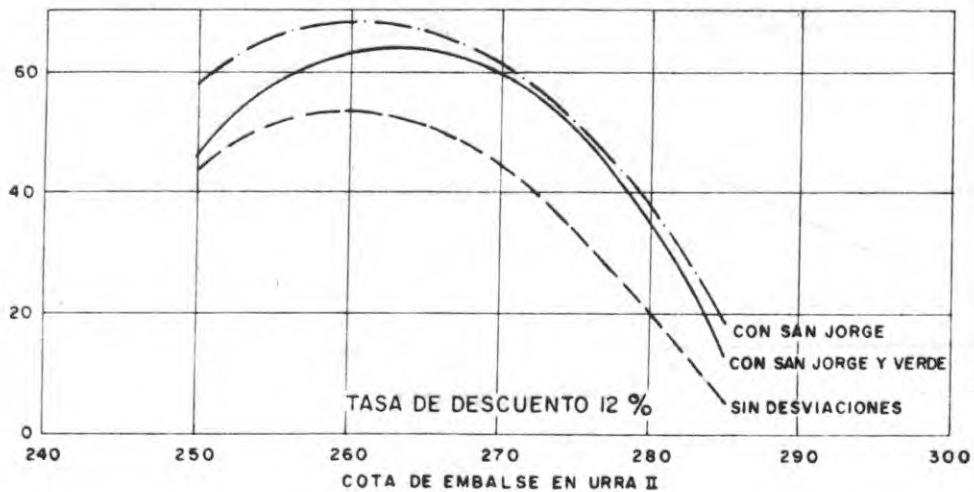
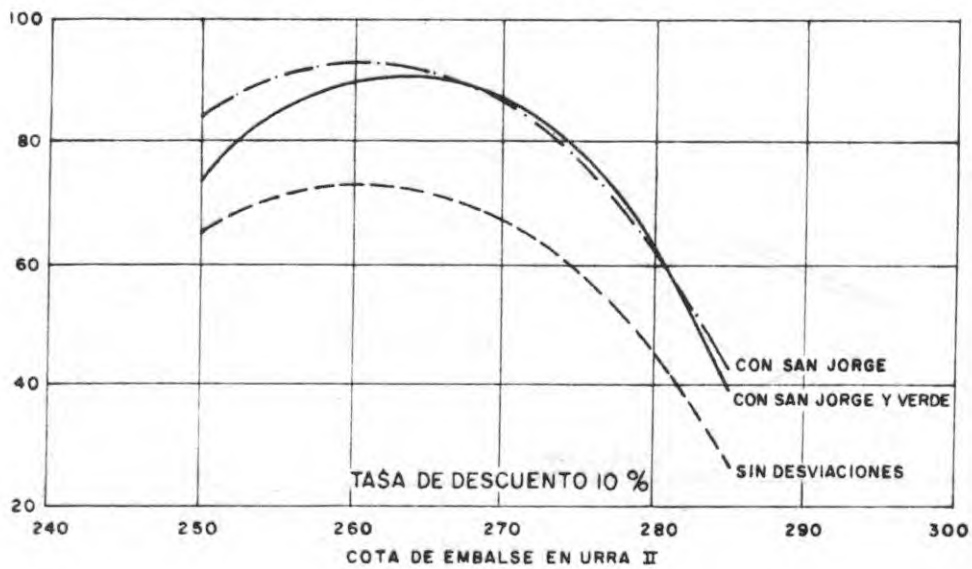
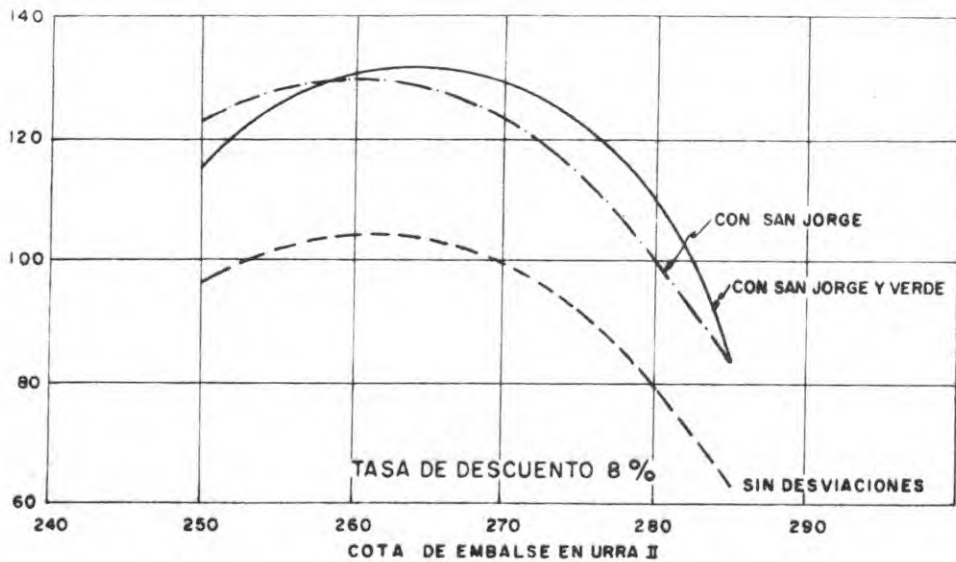
CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU
 INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
 ASESORES: CHAS T. MAIN INT'L INC.

BENEFICIOS NETOS VS COTA DE EMBALSE - URRRA II CON URRRA I - 135

FECHA: Diciembre-76	FIGURA IV 4-2
ESCALA: INDICADA	
ARCHIVO UI-GE-237	

VALOR PRESENTE DE BENEFICIOS NETOS (MILLONES DE DOLARES)



NOTA
 COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO US \$/kwh
 AÑOS
 1984 - 1995 = 0.015
 1995 - 2005 = 0.017
 2005 - 2034 = 0.022



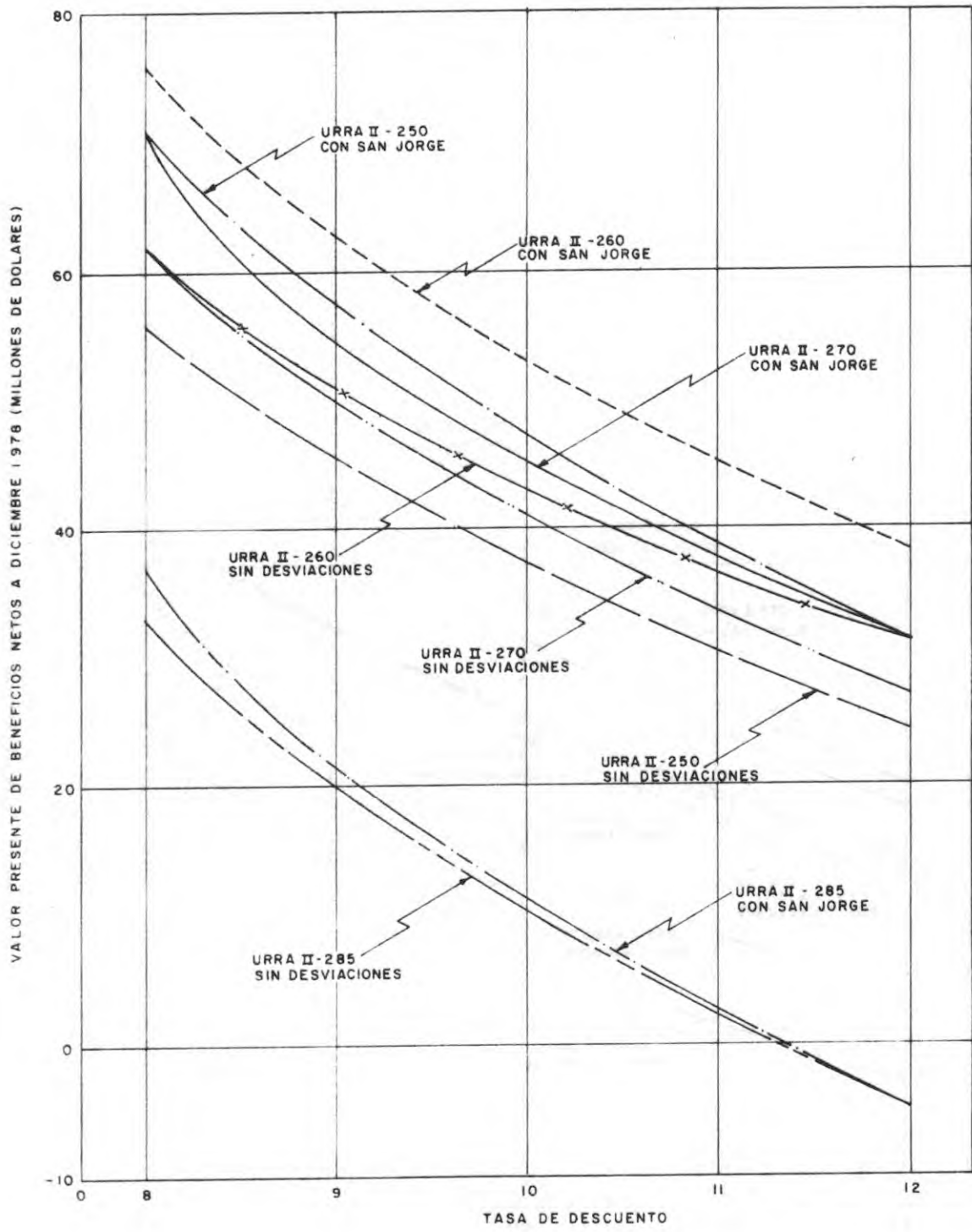
CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU
 INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
 ASESORES CHAS T MAIN INT'L INC.

BENEFICIOS NETOS VS. COTA DE EMBALSE - URRRA II CON URRRA I-135 ENTRANDO SIMULTANEAMENTE

FECHA
 Diciembre-76
 ESCALA INDICADA
 ARCHIVO
 UII-GE-294

FIGURA
 IV
 4-3



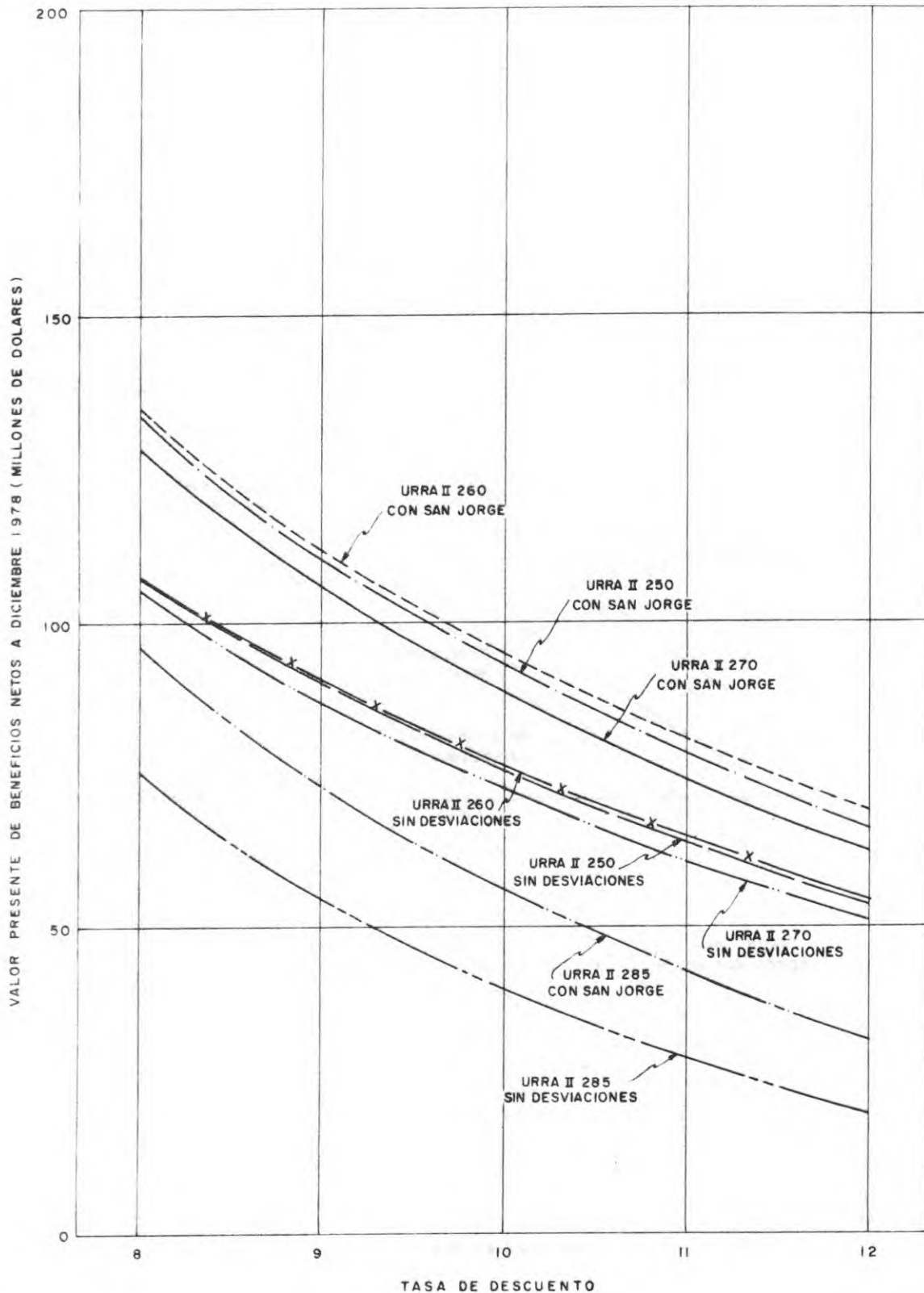
CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA

TASA DE DESCUENTO VS. BENEFICIOS NETOS
URRA II 270 - 260

FECHA
Diciembre - 76
ESCALA
INDICADA
ARCHIVO
UII - GE-295

FIGURA
IV
4 - 4

CONSORCIO ALTO SINU
INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES CHAS T MAIN INT'L INC.



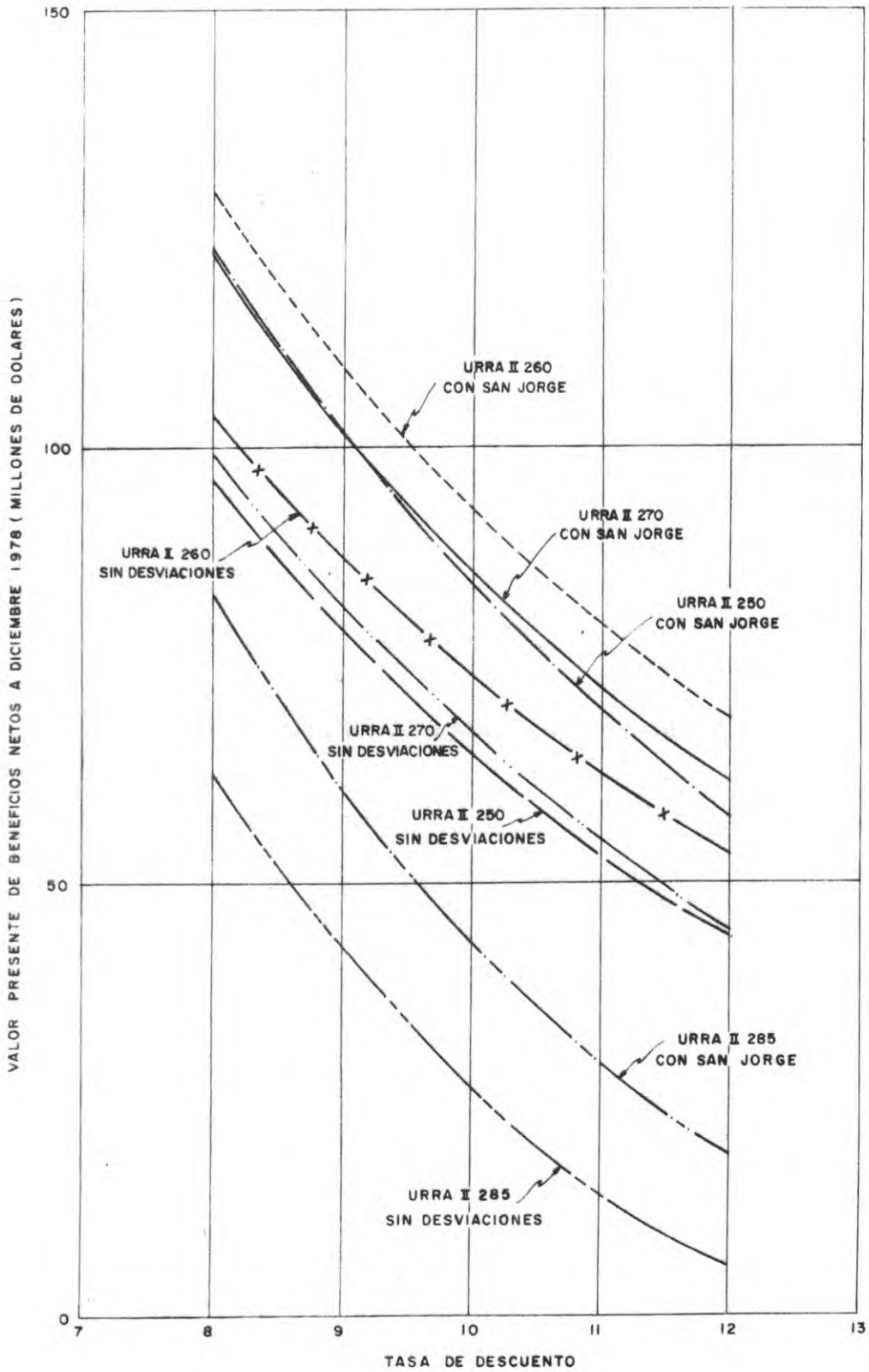
CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU
INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES CHAST MAIN INT'L INC

TASA DE DESCUENTO VS.
BENEFICIOS NETOS
URRA II - URRA I - 135

FECHA:
Diciembre-76
ESCALA
INDICADA
ARCHIVO
UII-GE-307

FIGURA
IV
4-5



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU
INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES CHAS T MAIN INT'L INC.

TASA DE DESCUENTO VS.
BENEFICIOS NETOS
URRA II CON URRA I - 135
ENTRANDO SIMULTANEAMENTE

FECHA
Diciembre-76
ESCALA
INDICADA
ARCHIVO
UI-GE-308

FIGURA
IV
4 - 6

A N E X O A

MODELO DE PROGRAMACION DINAMICA

A N E X O A

MODELO DE PROGRAMACION DINAMICA

A.1. DESCRIPCION GENERAL

Uno de los problemas fundamentales en el dimensionamiento del proyecto Alto Sinú lo constituye el manejo del embalse de Urrá II, cuya política de operación, especialmente durante su llenado, presenta dificultades considerables. Para resolver este problema, es decir para encontrar la política óptima para la operación del embalse, se decidió efectuar una programación dinámica cuyo objetivo fuera minimizar la esperanza del presente de los costos de operación y mantenimiento en que se incurra para suplir un bloque de energía dado por medio de los siguientes recursos:

1. Proyectos de Urrá.
2. Plantas Térmicas.
3. Intercambios de energía firme con el Sistema Interconectado.
4. Energía Secundaria sobrante en el Sistema Central.

Debido a las características relativamente simples del embalse de Urrá II su política de operación no fué analizada por programación dinámica. Añadiría una gran complejidad al problema; sin embargo, su contribución energética se tuvo en cuenta con base en los desembalsamientos de Urrá II y los aportes no regulados de la cuenca.

A continuación se describe el modelo desarrollado:

Sea $f_N(Q_N, E_N; d_N)$ el valor esperado del valor presente de los costos de operación y mantenimiento del período N y futuros (los períodos futuros se denotan por $N-1, N-2, \dots, 1$) en que se incurra al suplir un bloque de energía, dado que el volumen del embalse de Urrá II al iniciarse el período es E_N , el aporte hidrológico durante el período es d_N la decisión de desembalsamiento es d_N .

Los costos anteriores constan de los de operación y mantenimiento durante el período N más los costos de los períodos futuros, debidamente contados.

Se busca el desembalsamiento $d_N^* (Q_N, E_N)$ que minimice los costos totales.

Sean $f_N^* (Q_N, E_N)$ tales costos optimizados. Si se procede secuencialmente, $f_{N-1}^* (Q_{N-1}, E_{N-1})$, $f_{N-2}^* (Q_{N-2}, E_{N-2})$, ..., $f_1^* (Q_1, E_1)$, son calculados antes de iniciar el cómputo de $f_N^* (Q_N, E_N)$. Se tiene entonces la siguiente expresión:

$$f_N^* (Q_N, E_N) = \underset{d_N}{\text{Min}} \left\{ f_N (Q_N, E_N; d_N) \right\} =$$

$$\underset{d_N}{\text{Min}} \left\{ C_N (Q_N, E_N, d_N) + \frac{E (f_{N-1}^* (Q_{N-1}/Q_N, E_N + Q_N - d_N))}{1 + r} \right\}$$

En esta ecuación, $C_N (Q_N, E_N, d_N)$ representa los costos de operación y mantenimiento durante el período N , E es el operador de esperanza, Q_{N-1}/Q_N representa la ocurrencia condicional de Q_{N-1} dada la ocurrencia de Q_N y r es la tasa de descuento para el período.

La esperanza de la expresión puede computarse discretizando la hidrología en la siguiente forma:

$$E (f_{N-1}^* (Q_{N-1}/Q_N, E_N + Q_N - d_N)) =$$

$$\int_0^{\infty} f_{N-1}^* (q_{N-1}, E_N + Q_N - d_N) f_{q_{N-1}/Q_N} (q_{N-1}/Q_N) d_{q_{N-1}} =$$

$$\sum_{i=1}^K f_{N-1}^* (Q_i^{N-1}, E_N + Q_N - d_N) P (Q_i^{N-1} / Q_j^N)$$

donde Q_j^N representa el estado j de la hidrología en el período N y como puede verse, se tienen k estados para la variable Q . Una vez conocidas las probabilidades de transición $P (Q_i^{N-1} / Q_j^N)$ el valor esperado es fácilmente calculable.

La función de costos $C_N (Q_N, E_N, d_N)$ representa los costos de operación y mantenimiento en que se incurre en el período N .

Estos costos son los requeridos para operar las plantas térmicas, para e

fe ctuar las transferencias con el sistema central y para el mantenimiento de los equipos y son susceptibles también de optimización por medio de un despacho hidrotérmico óptimo. Este despacho puede realizarse considerando la energía secundaria disponible como una variable aleatoria, en la siguiente forma:

A partir de los valores de Q_N , E_N y d_N es posible conocer la generación de Urrá I y Urrá II.

Sean G_I y G_{II} los dos valores anteriores. Se consideran S realizaciones posibles de energía secundaria.

$g_N(T)$ representa la curva de carga del sistema. Esta puede discretizarse en M valores correspondientes a los tiempos $0, T_1, \dots, T_{M-1}$.

Sean g_1, g_2, \dots, g_M las potencias correspondientes.

Además, $P_{i,j,k}$ es la potencia del recurso térmico i , en la ordenada j , caso de energía secundaria k . Sea H el número de recursos térmicos existentes.

$P_{i,j,k}$, para $i = H + 1$ y $H + 2$, representa las potencias correspondientes a Urrá I y Urrá II.

Además, las transferencias de energía con el sistema central están representadas por:

$$P_{H+3,j,k}$$

La energía secundaria que se pretende afirmar está dada por:

$$P_{H+4,j,k}$$

Las restricciones del sistema son las siguientes:

1. Restricciones para suplir la demanda de acuerdo a la curva de carga:

$$\sum_{i=1}^{H+4} P_{i,j,k} \geq g_1 \quad \begin{matrix} j = 1, \dots, M \\ k = 1, \dots, S \end{matrix}$$

2. Restricciones por energía para Urrá I y Urrá II:

$$\sum_{j=2}^M \frac{P_{i,j,k} + P_{i,j-1,k}}{2} \cdot \Delta t = G_a \quad \begin{array}{l} a = I, II \\ i = H+1, H+2 \\ k = 1, \dots, S \end{array}$$

3. Restricciones por capacidades máximas y mínimas:

$$P_{\min_i} < P_{i,j,k} < P_{\max_i} \quad \begin{array}{l} j = 1, \dots, M \\ i = 1, \dots, H+2 \\ k = 1, \dots, S \end{array}$$

$$P_{H+3,j,k} \geq 0 \quad \begin{array}{l} j = 1, \dots, M \\ k = 1, \dots, S \end{array}$$

4. Consideraciones sobre las transferencias de energía con el sistema central:

a. Las transferencias de energía son constantes para todos los casos de energía secundaria.

$$\sum_{j=2}^M \frac{P_{H+3,j,k} + P_{H+3,j-1,k}}{2} \Delta t < E \quad k = 1, \dots, S$$

b. Las transferencias de potencia son también constantes.

b.1. Para garantizar potencia transferida:

$$P_{H+3,1,k} \geq P_{H+3,2,k} \geq \dots \geq P_{H+3,M,k} \quad k = 1, \dots, S$$

b.2. Transferencias constantes de potencia:

$$P_{H+3,1,1} = P_{H+3,1,2} = \dots = P_{H+3,1,S}$$

La función objetivo consiste en la minimización de los costos.

$$\text{Min } \left\{ \frac{1}{S} \sum_{k=1}^S \sum_{i=1}^H \sum_{j=2}^M \frac{P_{i,j,k} + P_{i,j-1,k}}{2} \cdot \Delta t \cdot C_i \right\} + EC_T + P_{H+3,1,1} C_p$$

Donde C_i , $i=1, \dots, H$ representa los costos de operación de las térmicas C_T el costo de las transferencias de energía, C_p el costo de las transferencias de potencia (C_T y C_p corresponden a los costos marginales de largo plazo). Al resultado del costo de este despacho hidrotérmico deben sumarse los costos de operación para obtenerse en esta forma el valor de: $C_N(Q_N, E_N, d_N)$.

Una vez conocidos los costos actuales y futuros, la decisión de desembalsamiento es modificada hasta hallar la decisión óptima.

A continuación se presentan los pasos más importantes del algoritmo de programación dinámica y algunas formas de agilizarlo.

1. Inicialmente se discretiza la hidrología de cada período en N intervalos de igual probabilidad y se toma como valor representativo de cada intervalo su mediana. Se tendrá lo siguiente:

Sea $Q_{k,1}$, el aporte hidrológico durante el período k del año 1, una variable aleatoria con distribución normal o lognormal.

Para el caso normal:

$$Z_{k,1} = \frac{Q_{k,1} - \mu_k}{\sigma_k} \text{ tendrá distribución normal típica.}$$

μ_k y σ_k representan, respectivamente, la media y la desviación típica correspondiente al período k .

Para el caso lognormal:

$$Z_{k,1} = \frac{\log Q_{k,1} - \mu_k}{\sigma_k} \text{ tendrá, así mismo, distribución normal típica.}$$

En este caso μ_k y σ_k corresponden a la media y desviación típica de logaritmos.

Puesto que cada estado hidrológico tiene probabilidad $1/N$, el estado i para la variable tipificada estará limitada por los valores correspondientes a probabilidades acumuladas $\frac{i-1}{N}$ e $\frac{i}{N}$. Esto es, los límites que definen el estado i (Z^{i-1} , Z^i) para la variable tipificada están dados por:

$$Z^{i-1} = \Phi^{-1} \left(\frac{i-1}{N} \right)$$

$$Z^i = \Phi^{-1} \left(\frac{i}{N} \right)$$

donde: $\Phi^{-1}(x)$ es el inverso de la función acumulativa de la distribución normal típica.

$$\text{Si } \Phi(y) = \int_{-\infty}^y \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp \left\{ -\frac{1}{2} \phi^2 \right\} d\phi = x$$

$$\Rightarrow y = \Phi^{-1}(x)$$

Además, el estado i estará caracterizado por el valor Z^i que corresponde a la mediana de dicho intervalo. Así:

$$Z^i = \Phi^{-1} \left(\frac{i-1}{N} + \frac{1}{2N} \right)$$

Para el caso de variables aleatorias no tipificadas normales, los límites de los intervalos que definen los estados dependen del período en consideración. Sean estos límites q_k^{i-1} , q_k^i para el estado i , período k .

$$q_k^{i-1} = \mu_k + \sigma_k Z^{i-1}$$

$$q_k^i = \mu_k + \sigma_k Z^i$$

Así mismo, el estado i estará caracterizado por el valor Q_k^i para el período k .

$$Q_k^i = \mu_k + \sigma_k z^i$$

Para variables lognormales estos valores están dados por:

$$q_k^{i-1} = \exp(\mu_k + \sigma_k z^{i-1})$$

$$q_k^i = \exp(\mu_k + \sigma_k z^i)$$

$$Q_k^i = \exp(\mu_k + \sigma_k z^i)$$

La Figura IV-A-1 muestra la definición de estos eventos.

2. Se computa la matriz de probabilidades de transición de la hidrología. Bajo el supuesto de que $Z_{k,1}$ sigue un modelo Markoviano de primer orden se tiene:

$$Z_{k,1} = \rho Z_{k-1,1} + \sqrt{1-\rho^2} \epsilon_{k,1}$$

Donde ρ es el coeficiente de autocorrelación y $\epsilon_{k,1}$ es un residuo normalmente distribuido con media cero y desviación típica unitaria.

De acuerdo con la ecuación anterior, la distribución de $Z_{k,1}$ dado que ocurrió $Z_{k-1,1}$ será normal con media $\rho Z_{k-1,1}$ y desviación típica

$\sqrt{1-\rho^2}$. Esto es:

$$Z_{k,1} / Z_{k-1,1} \sim N(\rho Z_{k-1,1}, \sqrt{1-\rho^2})$$

Al trabajar con eventos discretos, sea i el evento correspondiente al período k y j el correspondiente al $k-1$. Sea P_{ij} la probabilidad de pasar del evento j en el período $k-1$ al evento i en el período k . (Nótese que ésta es independiente de k).

$$\begin{aligned} P_{ij} &= P(z^{i-1} \leq Z_{k,1} / z^j \leq z^i) \\ &= -\Phi\left(\frac{z^{i-1} - \rho z^j}{\sqrt{1-\rho^2}}\right) + \Phi\left(\frac{z^i - \rho z^j}{\sqrt{1-\rho^2}}\right) \end{aligned}$$

En la Figura IV-A-2 se representa el proceso anteriormente descrito.

3. Con el fin de simplificar el procedimiento computacional se efectúan diversos despachos correspondientes a diferentes cantidades de energía para cada configuración del sistema. En esta forma, se elabora una tabla de energía producida contra costos de operación y mantenimiento de suministrar determinado bloque de energía y cuando se requiera calcular el término $C_N(Q_N, E_N, d_N)$, basta con calcular la generación asociada e interpo-

4. Se elabora la tabla $f^*_1(Q_1, E_1)$ bajo el supuesto de que $f^*_0(Q_0, E_0) = 0$.

Se elaboran todas las tablas hasta cuando las decisiones de un período de un año no difieran de las decisiones del mismo período en el año anterior. Para la elaboración de las tablas se tienen en cuenta los siguientes factores que simplifican el proceso de búsqueda.

a. Las decisiones de desembalsamiento para un caudal de entrada fijo son mayores mientras mayor sea el embalsamiento, la búsqueda del desembalsamiento correspondiente a cierto estado del embalse se inicia a partir del desembalsamiento del estado inmediatamente superior.

b. Se supone que la función $f_N(Q_N, E_N; d_N)$ posee un solo mínimo.

Así, cuando al disminuir los desembalsamientos en cantidades discretas Δ_d , la función $f_N(Q_N, E_N; d_N)$ empieza a crecer se supone que se ha llegado al óptimo.

c. Para el cálculo $\sum_{i=1}^k f^*_{N-1}(Q_i^{N-1}, E_N + Q_N - d_N)$

. $P(Q_i^{N-1}/Q_j^N)$ se encuentran los valores de $f^*_{N-1}(Q_i^{N-1}, E_N + Q_N - d_N)$

interpolando para el valor correspondiente al nivel de embalse $E_N + Q_N - d_N$ entre los valores discretos de embalsamiento que aparecen en la tabla.

d. Una vez obtenidas las tablas estacionarias (independientes del año) se construyen las tablas para los períodos iniciales en los cuales pueden existir cambios en la conformación del sistema. Estas se elaboran en forma similar a la descrita para el período estacionario.

Una vez terminada la programación dinámica, en la cual se han construido

las tablas de decisiones óptimas de desembalsamiento, se pasa a un módulo de simulación del sistema en el cual se calcula el valor esperado del valor presente de los costos de operación y mantenimiento. Los desembalsamientos de la simulación vienen dados por las tablas de la P.D., y los costos de cada período se calculan por medio de un despacho hidrotérmico óptimo, tal como se hacía en el módulo de P.D. El valor esperado se halla por medio de la simulación de numerosas secuencias hidrológicas posibles generadas sintéticamente.

A.2. RESULTADOS PROGRAMACION DINAMICA

Con el fin de verificar las reglas de operación óptimas para el sistema de Urrá, se efectuó una corrida del computador correspondiente a una alternativa con Urrá II a la cota 285 y Urrá I a la cota 135. Se tomó un bloque de energía de 1500 gwh/trimestre para ser suministrado con los Proyectos de Urrá, varios grupos de térmicas, e importaciones del sistema central.

Para tal objeto se efectuó la programación dinámica a lo largo de 25 años en etapas trimestrales. El año 1, período 1 corresponde al período final en el tiempo, el cual, para la programación dinámica, corresponde al primer período.

Se analizó una alternativa con factor de planta de 0.3 en ambas centrales. Utilizando la nomenclatura empleada para la programación dinámica, la entrada de unidades de Urrá I y Urrá II se efectuó de la siguiente manera:

<u>Unidad</u>	<u>Proyecto</u>	<u>Programación Dinámica</u>		<u>Tiempo Real</u>	
		<u>Año</u>	<u>Trimestre</u>	<u>Año</u>	<u>Trimestre</u>
Primera	Urrá II	24	3	2	2
Segunda	Urrá II	24	2	2	3
Tercera	Urrá II	24	1	2	4
Cuarta	Urrá II	23	4	3	1
Quinta	Urrá II	23	3	3	2
Sexta	Urrá II	23	2	3	3
Primera	Urrá I	23	1	3	4
Segunda	Urrá I	22	4	4	1
Tercera	Urrá I	22	3	4	2
Cuarta	Urrá I	22	2	4	3
Quinta	Urrá I	22	1	4	4
Sexta	Urrá I	21	4	5	1

De los resultados obtenidos pudo comprobarse lo siguiente:

- a. La situación estacionaria se suponía que se alcanzaba al principio del quinto año. Esto pudo comprobarse al comparar las tablas de desembalsamiento obtenidas para el año 20 y para el año 21, los cuales coinciden.
- b. Las tablas de desembalsamiento presentan el siguiente comportamiento: Para niveles de embalse bajos, las decisiones corresponden a no efectuar ningún desembalsamiento; existe una gama estrecha de valores del embalse para los cuales el desembalsamiento corresponde aproximadamente al caudal promedio de Urrá II; para la gama de valores de niveles de embalse altos, los desembalsamientos son muy superiores al caudal promedio.

Lo anterior implica que la operación óptima del embalse corresponde a mantener el nivel dentro de la gama estrecha de valores que corresponden al flujo promedio.

Un análisis cuidadoso de estos resultados permitió justificarlos así: sea h el nivel del embalse en un momento dado; V el volumen de embalse correspondientes; C los beneficios unitarios de la energía y r la tasa de descuento. Para tal nivel de embalse supóngase que existen dos decisiones alternativas:

1. Desembalsar una cantidad ΔV y obtener los beneficios que se derivan de tal operación.

Estos beneficios sería $\Delta V \cdot h \cdot f(h) \cdot C$ donde $f(h)$ es el factor que transforma altura por volumen a energía, correspondiente a la altura h .

2. No desembalsar tal cantidad obteniéndose el correspondiente incremento en la cabeza y beneficios futuros en toda la vida del proyecto. La generación adicional obtenida será: $\bar{Q} \cdot \Delta h \cdot f(h + \Delta h)$.

El valor presente de los beneficios futuros será:

$$\frac{\bar{Q} \cdot \Delta h \cdot f(h + \Delta h) C}{r}$$

Donde: \bar{Q} es el flujo promedio en Urrá II.

Para Δh pequeño $f(h) \approx f(h + \Delta h)$

En el límite, se justificará desembalsar en lugar de ganar cabeza siempre que:

$$dv. h. (f(h). C > \frac{\bar{Q}. dh. f(h). C}{r}$$

ó

$$\frac{dv}{dh} > \frac{\bar{Q}}{h.r}$$

similarmente se justifica ganar cabeza en lugar de desembalsar para:

$$\frac{dv}{dh} < \frac{\bar{Q}}{h.r}$$

Por lo tanto, existirá una cota del embalse que cumpla la condición:

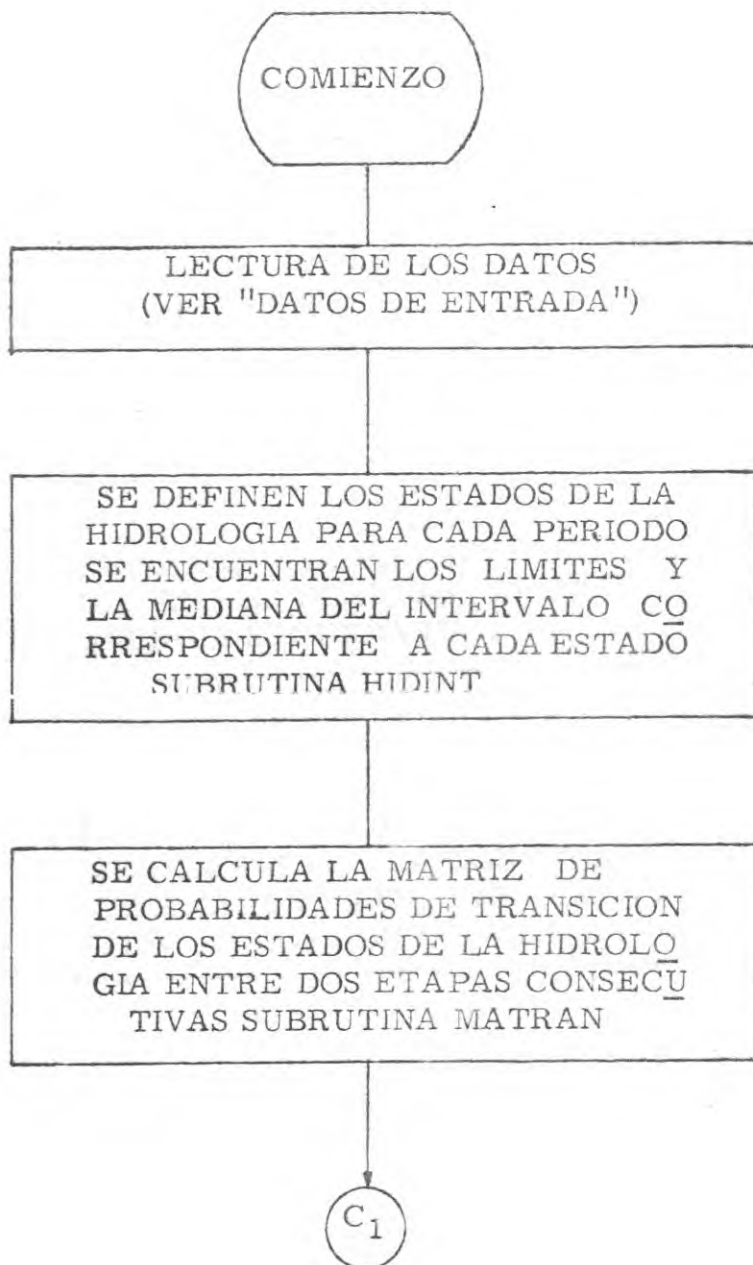
$$\frac{dv}{dh} = \frac{\bar{Q}}{h.r}$$

por encima de la cual se justifica desembalsar hasta dejar el embalse en dicha cota y por debajo de la cual la decisión óptima consiste en esperar hasta que el embalse alcance tal nivel.

De la curva área capacidad se obtuvo la condición anterior y tal cota que daba comprendida dentro del estrecho margen que se obtenía por medio de la programación dinámica.

- c. Para la parte transitoria en la cual la entrada de unidades afecta los resultados anteriores se halló que, para el programa de entrada de unidades analizado, no se justificaba la generación en Urrá II hasta tanto se tuviese unidades instaladas en Urrá I. Lo anterior se justifica puesto que el desembalsamiento de Urrá II se perdería al no disponer de capacidad en Urrá I y su utilización anticipada no justifica las pérdidas en que se incurre. Se efectuó sensibilidad a la entrada de las unidades de Urrá II mostrando consistentemente el mismo resultado.

A.3. MACRODIAGRAMA DE FLUJO DEL MODELO DE PROGRAMACION DINAMICA



C₁

INICIALIZA EL PROBLEMA DE PROGRAMACION LINEAL PARA EL DESPACHO OPTIMO, CONSTITUYE :

- MATRIZ DE RESTRICCIONES
- BASE INICIAL
- COEFICIENTE DE LA FUNCION
- OBJETIVO

LEE LOS VALORES INICIALES DE LA CONFIGURACION DEL SISTEMA (BLOQUE DE ENERGIA QUE DEBE SUPLIRSE, CAPACIDADES EN LAS PLANTAS, DISTRIBUCION DE ENERGIA SECUNDARIA).

LEE CUANDO SE HA DE SUCEDER EL PRIMER CAMBIO EN LA CONFIGURACION DEL SISTEMA (AÑO NAN, PERIODO N PERIO) Y LOS CAMBIOS CORRESPONDIENTES.

INICIALIZA LA MATRIZ DE COSTOS DE CONTINUACION.
COSCON (I, J) = 0

C₂

C₂

A CONTINUACION EFECTUA EL ANALISIS HASTA CUBRIR EL HORIZONTE DE LA PROGRAMACION. IAN E IPER SON LOS CONTADORES DE AÑOS Y PERIODOS RESPECTIVAMENTE.
IAN = 0
IPER = 0

IAN = IAN + 1

IPER = IPER + 1

IAN = NAN
y
IPER = NPERIO
?

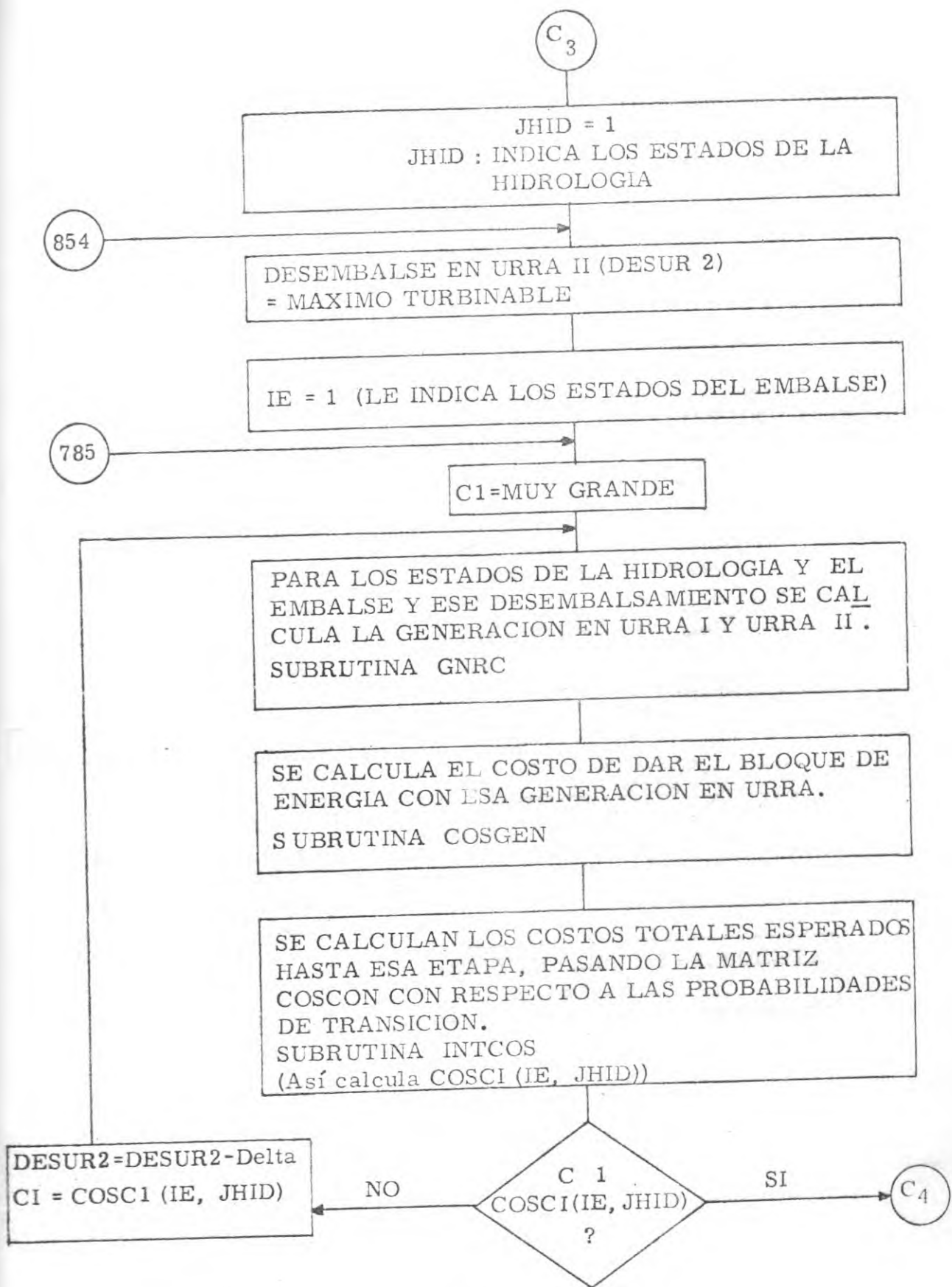
OCURRE UN EVENTO DE CAMBIO DEL SISTEMA. ACTUALIZA LAS VARIEDADES DEL SISTEMA.
SUBROUTINA ACTUAL

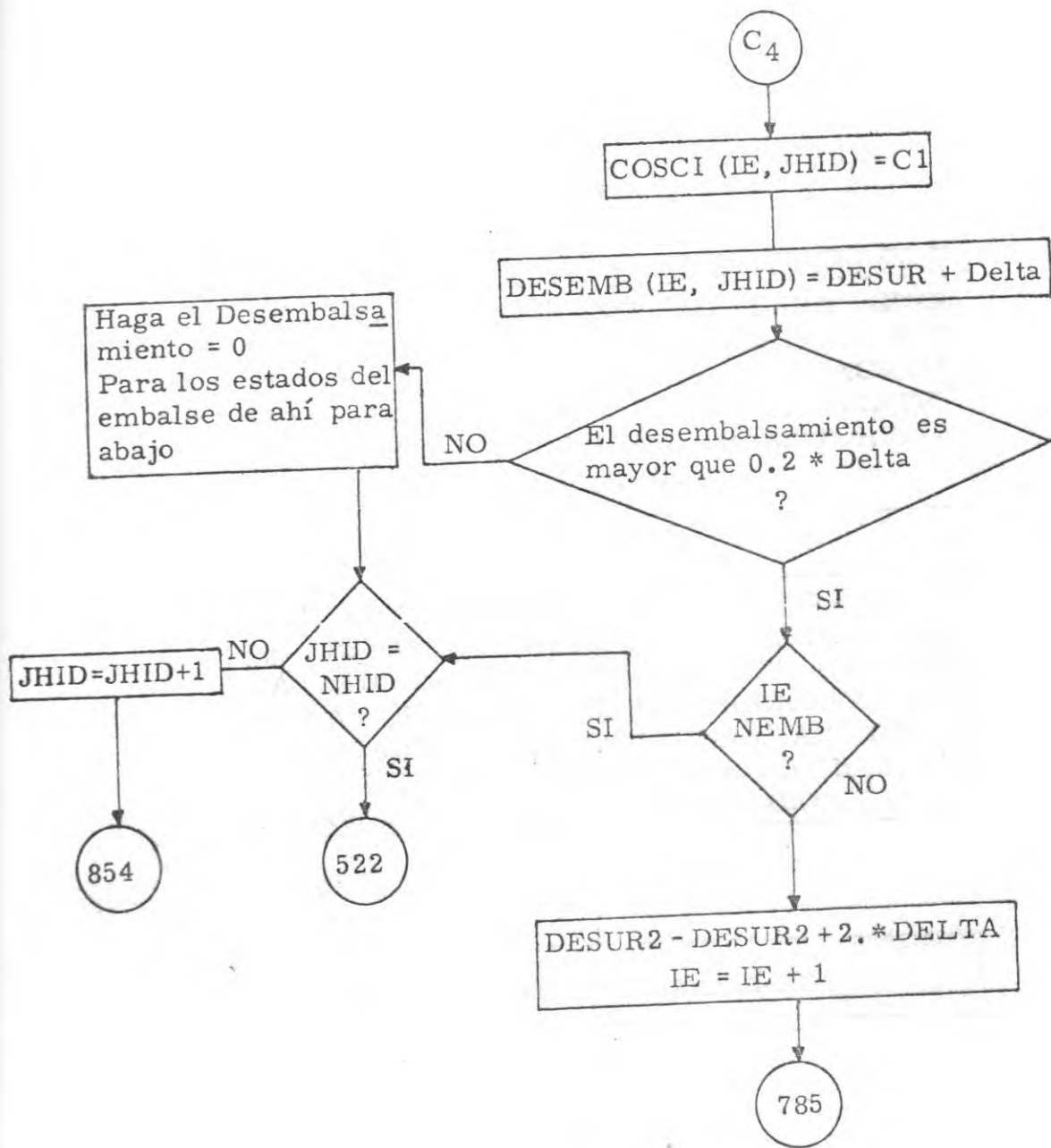
CONSTRUYE LA CURVA DE COSTOS VS GENERACION EN URRA REALIZANDO NCOSTS DESPACHOS.
SUBROUTINA CURCOS

LEE AÑO Y PERIODO EN QUE SUCEDERA EL PROXIMO EVENTO.

ANALIZA EL PERIODO IPER DEL AÑO IAN

C₃





522

SALIDA: VER RESULTADOS

- Hidrología del Período

- TABLAS DE:

ESTADO DEL EMBALSE URRÁ II

MATRIZ DE COSTOS DE CONTINUACION

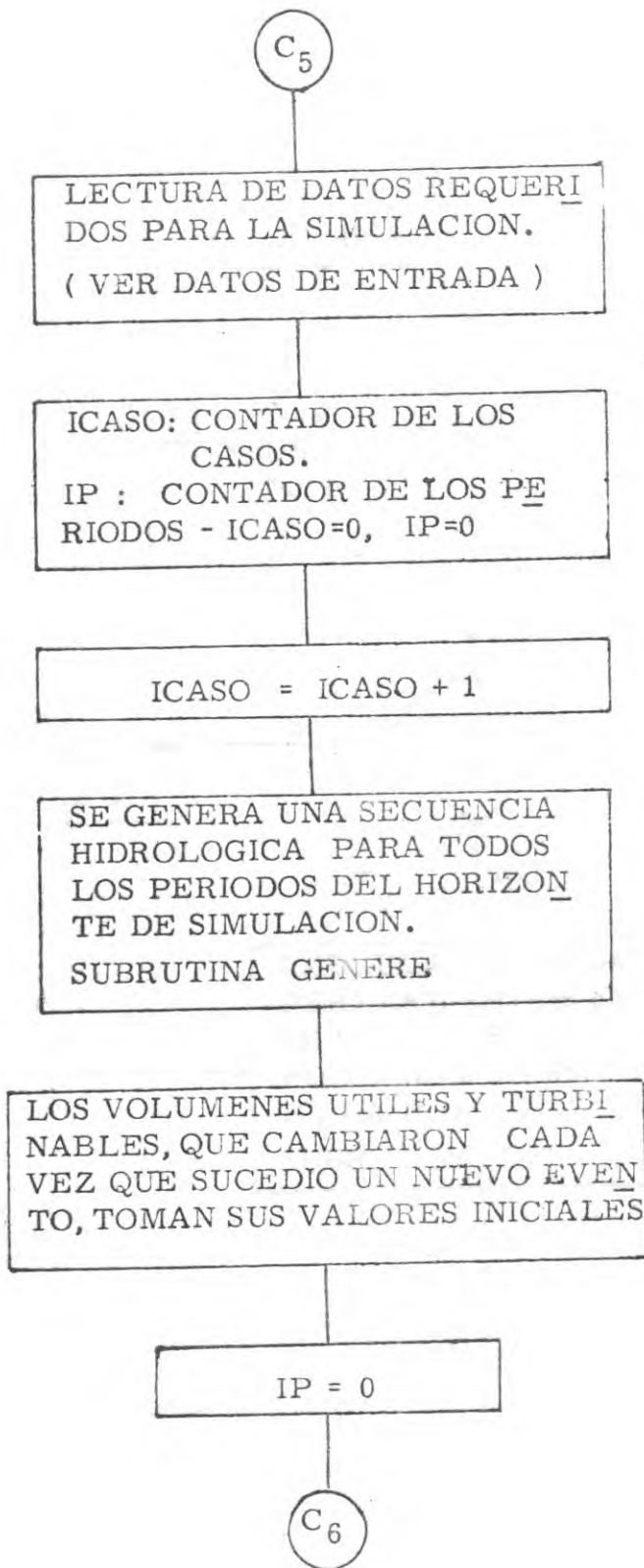
MATRIZ DE DESEMBALSES URRÁ II

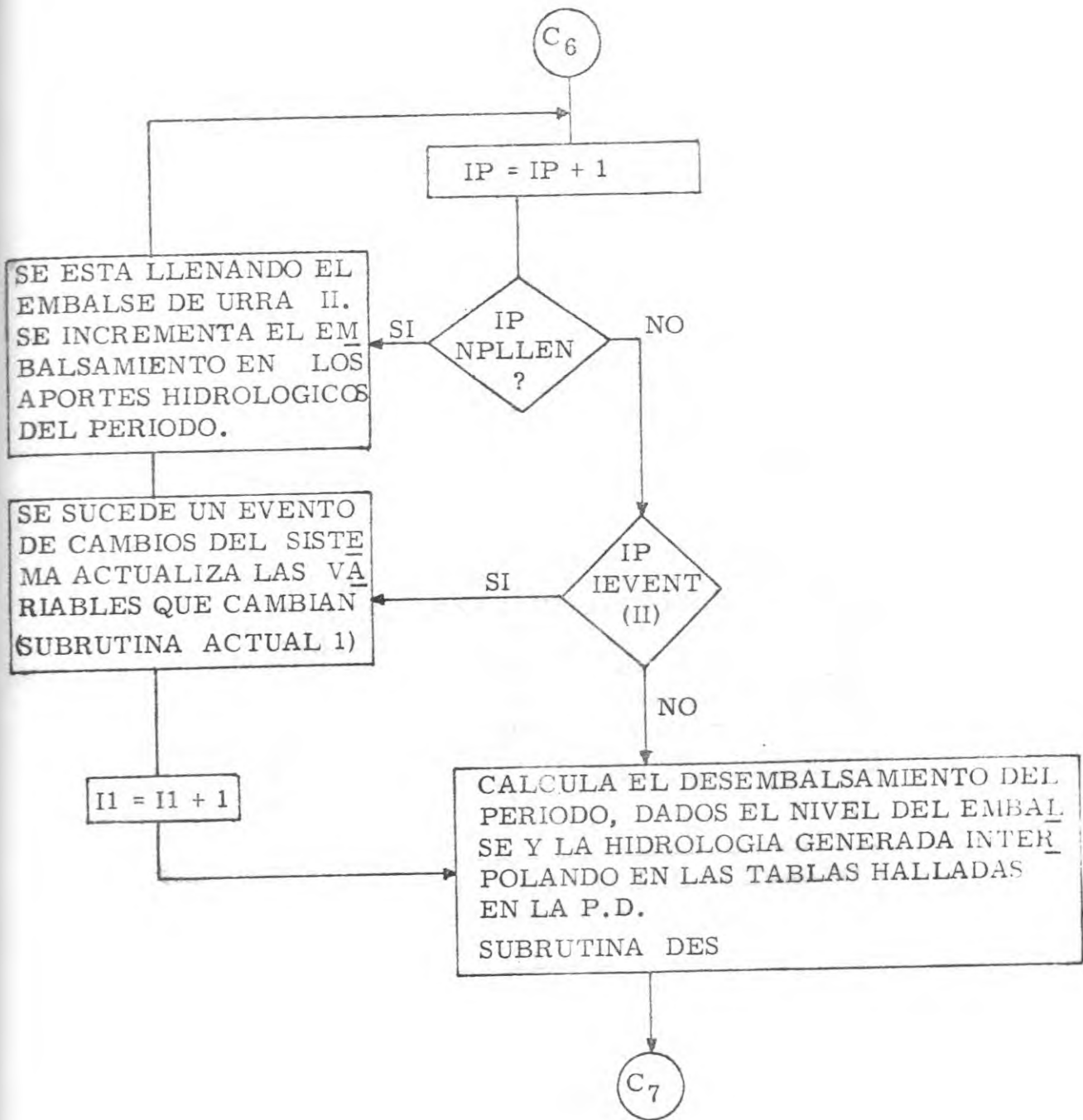
CHEQUEA SI ESTAMOS EN EL AÑO ANTERIOR A LA ETAPA DEL TRANSITORIO PARA GUARDAR LAS TABLAS DE DESEMBALSES DE ESE AÑO QUE CORRESPONDERIAN AL ESTACIONARIO Y LAS TABLAS DE LOS AÑOS SIGUIENTES QUE CORRESPONDERIAN AL TRANSITORIO ARREGLO TABDES (II, I, J).

AHORA SE CHEQUEA CUAL PERIODO DEL AÑO ESTAMOS ANALIZANDO Y SI HEMOS ALCANZADO EL "NPA" PERIODO DEL AÑO PASAMOS A CONSIDERAR EL AÑO SIGUIENTE HASTA ALCANZAR EL ULTIMO "NAN" AÑO DE LA PROGRAMACION, A PARTIR DE LO CUAL, EMPEZAMOS LA ETAPA DE SIMULACION.

SE INICIA LA ETAPA DE SIMULACION

C₅





C7

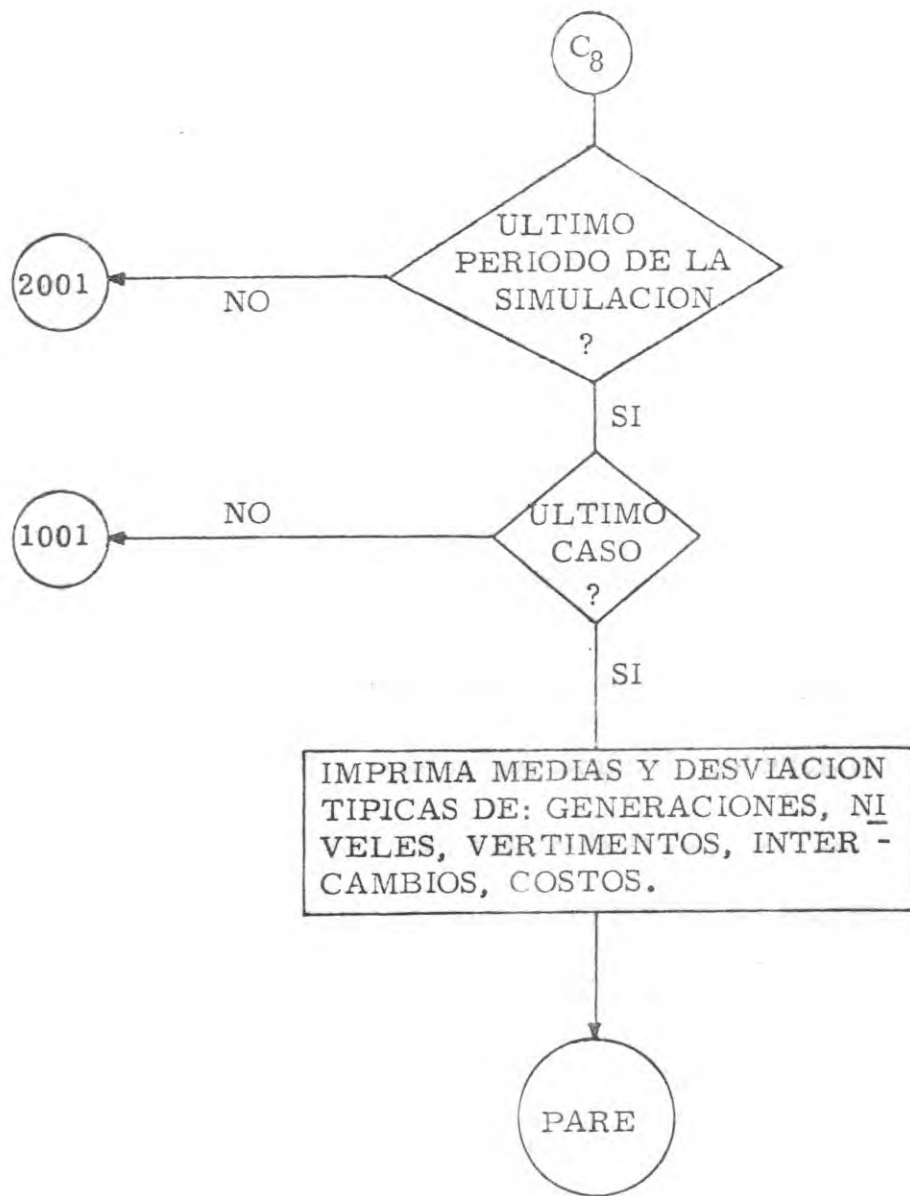
DESEMBALSES EN URR A I =
DESEMBALSES EN URR A II +
TARGET
(EL TARGET ES UNA CANTIDAD FIJA)

CONOCIDOS LOS DESEMBALSAMIENTOS
EN AMBOS EMBALSES, SE CALCULAN
LAS GENERACIONES ASOCIADAS
SUBROUTINA GNRC1

AHORA SE EVALUA EL COSTO ASOCIADO
CON ESA GENERACION EN URR A, INTER
POLANDO EN LA CURVA COSTOS VS GE
NERACION CORRESPONDIENTE HALLA
DA EN LA P.D. Y LA CUAL SE HA GUAR
DADO EN EL ARREGLO CC (KK, 1)

CALCULA EL COSTO TOTAL LLEVANDO
EL COSTO DEL PERIODO A VALOR PRE
SENTE.

C8



A.4. DATOS DE ENTRADA

1. Lectura de Datos para el Despacho

ICODE	=	Distribución de los Flujos:	0 Normal 1 Lognormal
KWRITE	=	Escritura de los Resultados El Despacho :	0 No escribe 1 Si escribe
H	=	Número de casos de energía secundaria	
MT	=	Número de Plantas Térmicas	
NP	=	Número de ordenadas en la curva de duración de <u>car</u> ga	
NCOSTS	=	Número de puntos de la curva generación vs. costo	
CP	=	Costo de importación de potencia (1)	
EPS	=	Valor pequeño para redondeo	
GBLOQ	=	Tamaño inicial del bloque de energía	
BETA	=	% del tiempo de "Carga Pico"	
PBARRA	=	Relación entre las cargas mínima y máxima	
FCARGA	=	Factor de Carga	
FCOSTS (J)	=	Costo del recurso J (Urrás + Térmicas + Importación de Básica)	
PPMAX (J)	=	Generación máxima del recurso J (Urrás + Térmicas)	

(1) Unidades
Energía : gwh
Potencia : gw

Costo Energía : ¢ US/kwh
Costo Potencia: ¢ US/kw

2. Lectura de Datos para la Programación Dinámica

NAN = Número de años a analizar

NPA = Número de períodos por año

NEMB = Número de estados para el embalse

NHID = Número de estados para la hidrología de Urrá II

NATRAN = Número de años de tablas de la programación dinámica que deben guardarse

NEVENT = Número de eventos de cambio del sistema

QBARA (1) = Media de los caudales del período 1

QDESV (1) = Desviación típica de los caudales del período 1

QTUR1
QTUR2 = Volúmenes turbinables Urrá I y Urrá II

RO-SIGMA = Coeficiente de correlación de los caudales y desviación típica

TASAN = Tasa de descuento (Anual)

DELTA = Incremento en los desembalsamientos

HDIS1,
HDIS2 = Cabezas de diseño para Urrá I y Urrá II

CPROM1,
VOYS1 = Cota promedio del embalse de Urrá I y cota promedio aguas abajo respectivamente

NPUNTS = Número de puntos que se toman de las curvas

COTAS1 (I), VOLUM1 (I)	=	Cotas en el embalse de Urrá I y volumen correspondiente en el punto I
COTAS2 (I), VOLUM2 (I)	=	Cotas en el embalse de Urrá II y volumen correspondiente en el punto I
PCAB1 (I), PTURBI (I)	=	Porcentaje de cabeza y porcentaje turbinable correspondiente en el punto I
PCAB2 (I), PEFICI (I)	=	Porcentaje de cabeza y porcentaje de la eficiencia correspondiente en el punto I
CRIOI (I), CAUD1 (I)	=	Curva de remanso correspondiente a Urrá I en el punto I
CRIOI (I), CAUD2 (I)	=	Curva de remanso correspondiente a Urrá II en el punto I
HMIN1, HMAX1	=	Cota mínima de operación y cota máxima de la presa correspondiente a Urrá I
HMIN2, HMAX2	=	Cota mínima de operación y cota máxima de la presa correspondiente a Urrá II
NANO, NPERIO	=	Año y período en que sucede un evento de cambio del sistema
DGBLOQ	=	Incremento en el bloque de energía para ese evento
DCAP1, DCAP2	=	Incremento en las capacidades de Urrá I y Urrá II para ese evento
DQTUR1, DQTUR2	=	Incremento en los volúmenes turbinables de Urrá I y Urrá II para ese evento
DESEC (K)	=	Cambio en la energía secundaria para el caso K

Unidades

Cotas : En metros

Volúmenes : Millones de metros cúbicos
Caudales : m³/s

3. Lectura de Datos para la Simulación

- NCASOS = Número de secuencias a simular
- NAN = Número de años de la simulación
- NPLEN = Número de períodos del llenado
- TARGET = Cantidad fija que se desembalsa en Urrá I
- YBAR (1, J) = Media de los caudales para Urrá I en el período J
- YBAR (2, J) = Media de los caudales para Urrá II en el período J
- YDESV (1, J) = Desviación típica de los caudales para Urrá I en el período J
- YDESV (2, J) = Desviación típica de los caudales para Urrá II en el período J
- QTUR1,
QTUR2 = Volúmenes turbinables iniciales para Urrá I y Urrá II
- DV1 (I),
DV2 (I) = Incremento en los volúmenes útiles de Urrá I y Urrá II para el evento I
- DQTUR1 (I),
DQTUR2 (I) = Incremento en los volúmenes turbinables de Urrá I y Urrá II para el evento I

A.5. RESULTADOS DEL PROGRAMA

1. Salida de Datos para el Despacho

- Número de casos para la hidrología
- Número de ordenadas en la curva de carga

- Tamaño inicial del bloque de energía
- Parámetros de la demanda:
 - Potencia máxima
 - Potencia mínima
 - Factor de carga
 - Relación de la potencia mínima a la máxima
- Longitud en horas del período
- Porcentaje de horas de "carga pico"
- Número de recursos hidrotérmicos
 - Plantas hidráulicas
 - Plantas Térmicas
- Vector de costos para los recursos hidrotérmicos
 - Costos plantas hidráulicas
 - Plantas Térmicas
- Generaciones mínimas para:
 - Plantas Hidráulicas
 - Plantas Térmicas
- Capacidades Máximas para:
 - Plantas Hidráulicas
 - Plantas Térmicas
- Costo de importación de básica
- Costo de importación de potencia
- Energía secundaria para cada caso
- Número de generaciones en Urrá

Esta salida es hecha en el Programa General PRODIN.

2. Salida de datos para la Programación Dinámica

Esta salida es hecha en partes directamente en el programa general PRODIN y otras en Subrutinas, lo cual se especificará adelante.

- Número de años a analizar y períodos por año
- Estados para el embalse y estados para la hidrología
- Número de tablas de la programación dinámica que se guardan para

- la etapa de simulación y número de eventos de cambio del sistema
- Media y desviación típica de los flujos para cada período
- Coeficiente de correlación de los caudales y desviación típica
- Tasa de descuento (anual) y factor de descuento

Esta salida se hace en el Programa General

- Arreglo Q1: contienen los puntos que delimitan NHID franjas para la hidrología en cada período
- Arreglo Q2: contienen las medianas para NHID franjas de la hidrología en cada período

Esta salida se hace en la Subrutina HIDINT

- Matriz de probabilidades en transición (NHID * NHID)

Salida que se hace en la Subrutina MATRAN

- Incremento en DESUR2 (desembalses)
- Volumen útil Urrá I y volumen útil Urrá II
- Cabeza de diseño Urrá I y cabeza de diseño Urrá II
- Cota promedio embalse de Urrá I y cota promedio aguas abajo de Urrá I
- Número de puntos en las curvas con los cuales se realiza una interpolación lineal
- Valores en la curva cotas vs. volumen para Urrá I
- Valores en la curva cotas vs. volumen para Urrá II
- Valores en la curva porcentaje de cabeza vs. porcentaje turbinable
- Valores en la curva porcentaje de cabeza vs. porcentaje de la eficiencia
- Valores en la curva de remanso para Urrá I (cotas del nivel de aguas del río vs. caudal)
- Valores en la curva de remanso para Urrá II (cotas del nivel de aguas del río vs. caudal)
- Cota mínima embalse Urrá I y cota máxima de la presa Urrá I
- Cota mínima embalse Urrá II y cota máxima de la presa Urrá II

Esa salida se hace en el programa general.

3. Resultados de la Programación Dinámica

Se imprimen las tablas de la Programación Dinámica para cada año y período.

Para cada período escribe:

- Estados de la hidrología del período
- Estados del embalse
- Matriz de costos de continuación
- Matriz de decisiones de desembalsamientos

Cada vez que se produzca un evento de cambio en el estado del sistema, escribe lo siguiente:

- Bloque de energía que debe suplirse
- Volúmenes turbinables en Urrá I y Urrá II
- Capacidades en Urrá y Térmicas
- Energía secundaria para cada caso
- Curva de generación en Urrá vs. Costo
- Importaciones de básica para cada punto de generación
- Generación Térmica
- Importaciones de potencia

4. Resultados de cada Caso de la Simulación

- Período (1a. columna)
- Embalse en Urrá I y Urrá II (2a. y 3a. columnas)
- Generación en Urrá I y Urrá II (4a. y 5a. columnas)
- Hidrología para Urrá I y Urrá II (6a. y 7a. columnas)
- Vertimientos en Urrá I y Urrá II (8a. y 9a. columnas)
- Volumen turbinable para Urrá I y Urrá II (10a. y 11a. columnas)
- Desembalsamientos en Urrá II (12a. columna)
- Generación térmica en el despacho (13a. columna)
- Importación de básica (14a. columna)
- Importación de potencia
- Costo del período
- Costo total (valor presente de los costos)

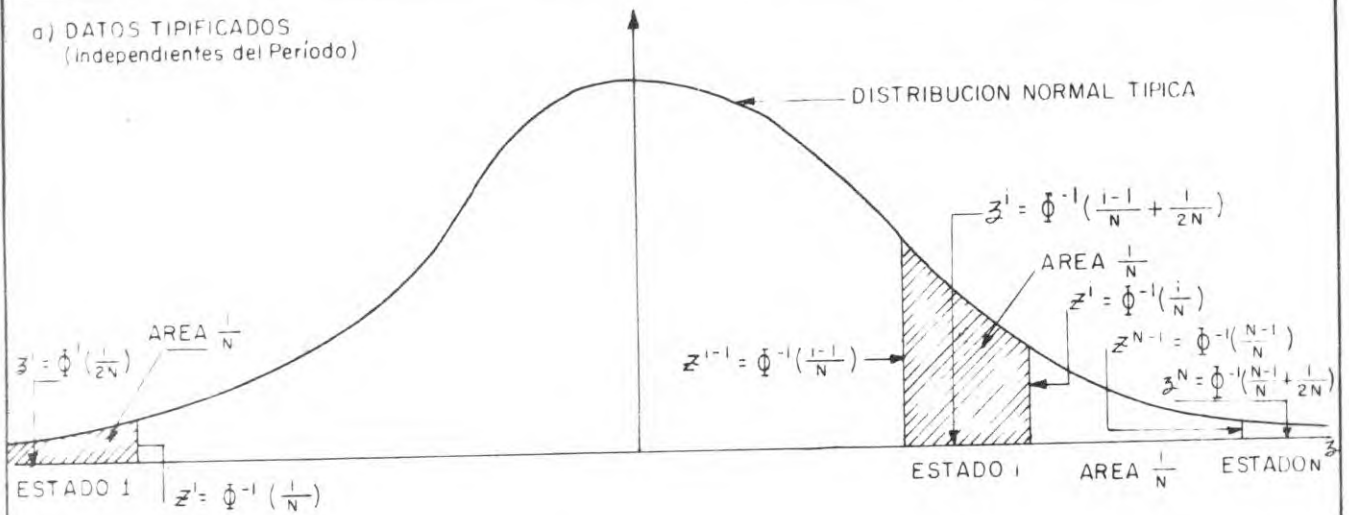
5. Tablas de Estadísticas por Período de Simulación

Primer valor es la media

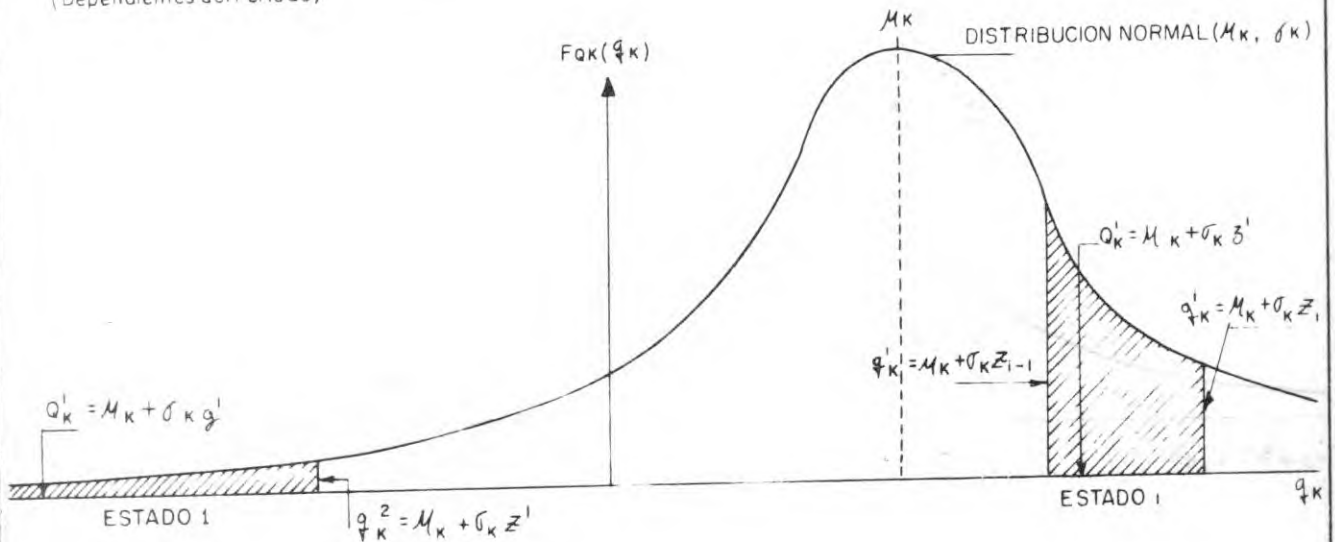
Segundo valor la desviación típica para:

- Generación en Urrá I y Urrá II
- Embalse en Urrá I y Urrá II
- Vertimientos en Urrá I y Urrá II
- Generación térmica del despacho
- Importación de básica
- Importación de potencia

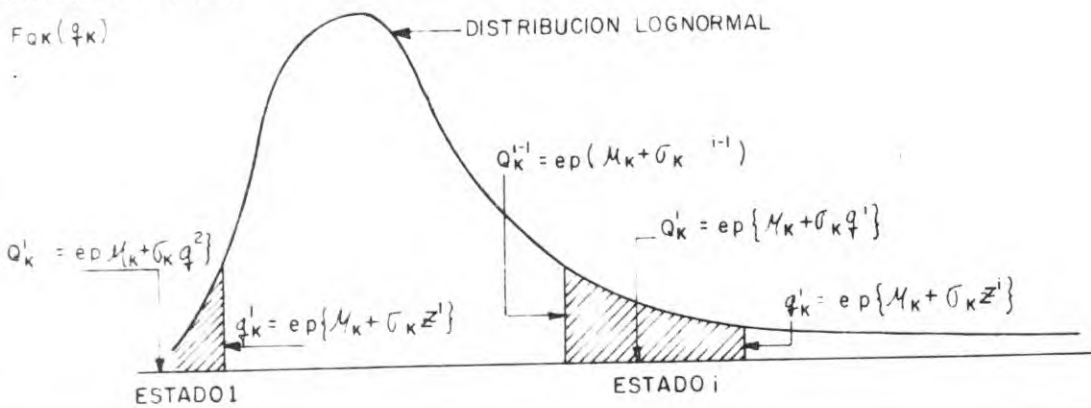
a) DATOS TIPIFICADOS
(Independientes del Período)

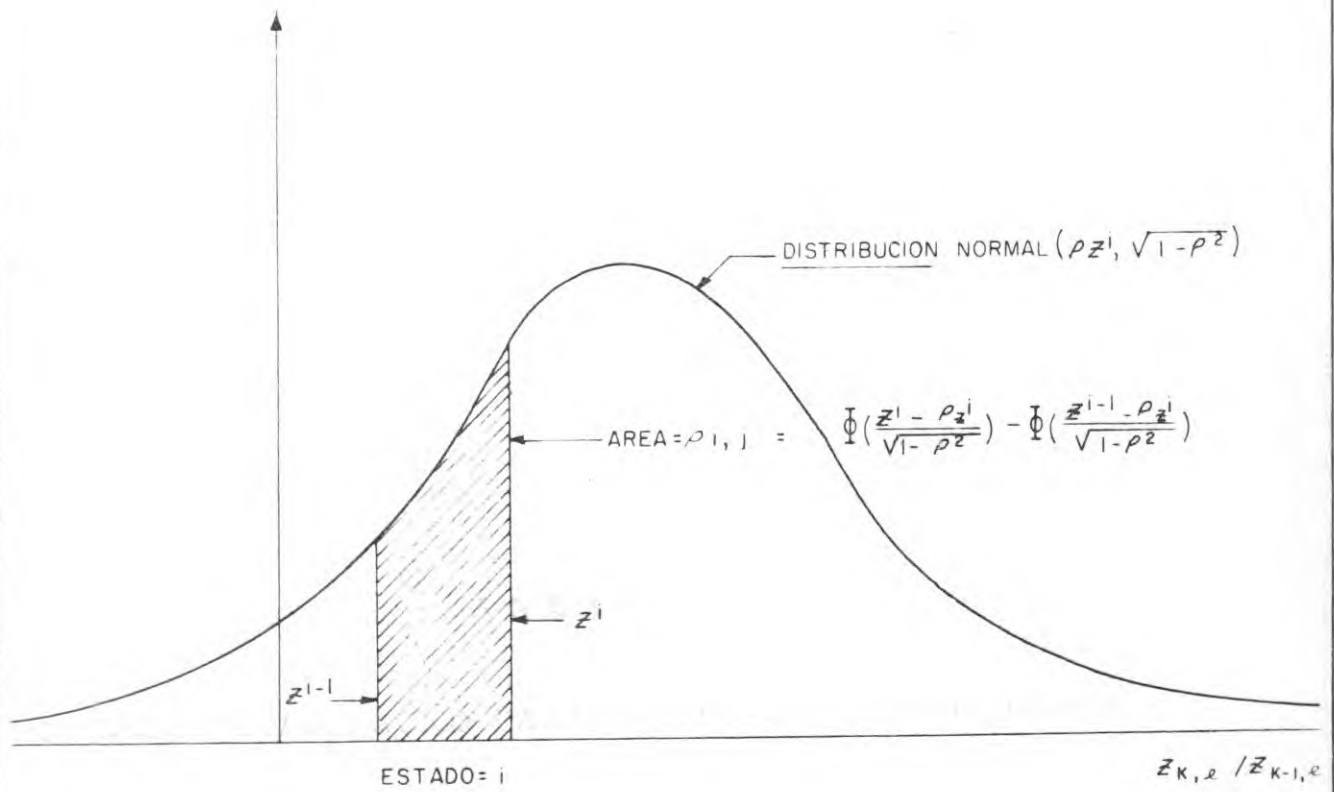


b) DATOS NO TIPIFICADOS NORMALES
(Dependientes del Período)



c) DATOS NO TIPIFICADOS LOGNORMALES
(Dependen del Período)





$$z_{k-1,e} = z_{k-1,e}^i = z^i$$

$$z_{k,e} = z_{k-1,e}^i = z^i$$



CORPORACION ELECTRICA DE LA
COSTA ATLANTICA

CONSORCIO ALTO SINU

INTERDISEÑOS - SUELOS Y FUNDACIONES - GEOCOLOMBIA
ASESORES CHAS T MAIN INT'L INC

CALCULO DE PROBABILIDADES
DE TRANSICION

FECHA	FIGURA
Enero 1977	IV
ESCALA	
SIN	
ARCHIVO	A-2
G-H-347	

A N E X O B

MODELO DE SIMULACION PARA LA SITUACION ESTACIONARIA

A N E X O B

MODELO DE SIMULACION PARA LA SITUACION ESTACIONARIA

B.1. DESCRIPCION GENERAL

El objeto de este modelo es encontrar la energía firme que puede producirse en el sistema de Urrá, utilizando adicionalmente la energía secundaria del Sistema Central y la energía secundaria propia del proyecto. Adicionalmente se determina también la fracción de energía secundaria del Sistema Central y la energía secundaria propia del proyecto que podrían ser utilizadas para sustituir generación térmica.

El análisis se efectúa para distintas configuraciones de las presas de Urrá I y Urrá II (se varían las cotas máxima y mínima de operación de los embalses), y para diferentes niveles del embalse de Urrá II en el momento de empezar la generación, ya que la energía firme que puede producirse dependerá de tal nivel inicial. Además, pueden considerarse las desviaciones de los ríos Verde y/o San Jorge.

Las características más importantes del modelo pueden resumirse así:

1. Se generan sintéticamente series suficientemente largas de flujo y de energía secundaria disponible en el Sistema Central.

La generación de las series del caudal se efectúa de acuerdo con el modelo explicado en el Anexo A, Capítulo 2.

Para la generación de energía secundaria se cumple con los siguientes criterios:

- a. La ocurrencia o no ocurrencia de energía secundaria en un período dado se supuso condicionada a la ocurrencia o no ocurrencia de ella en el período anterior. Así, es posible formular las matrices de transición.

$$P^i = \begin{bmatrix} P_1^i & 1 - P_1^i \\ P_2^i & 1 - P_2^i \end{bmatrix}$$

donde P^i es la matriz de probabilidades de transición del período $i - 1$ al período i , P_1^i representa la probabilidad condicional de ocurrencia de energía secundaria en el período i dado que ocurrió en el período $i-1$ y $1 - P_1^i$ representa la probabilidad condicional de no ocurrencia de energía secundaria en el período i dado que ocurrió en el período $i-1$, P_2^i es la probabilidad condicional de ocurrencia de energía secundaria en el período i dado que no ocurrió en el período $i - 1$ y $1 - P_2^i$ es la probabilidad condicional de no ocurrencia de energía secundaria en el período i dado que no ocurrió en el período $i - 1$.

- b. La magnitud de la ocurrencia de energía secundaria en el período i , dado que hay energía secundaria en dicho período puede representarse por una distribución exponencial con parámetro Θ^i .

Los valores de los parámetros P_1^i , P_2^i y Θ^i , $i = 1, \dots, 12$ son estimados de los resultados del modelo de simulación del sistema interconectado nacional desarrollado por Consultores Unidos Ltda. para el Proyecto de Termocerrejón.

Por lo tanto, la generación de energía secundaria para un período dado de un año dado se realiza en la siguiente forma:

1. Se examina si en el período $i - 1$ hubo o no hubo energía secundaria.
 2. Si hubo se muestrea de la distribución Bernouilli con parámetro P_1^i con el fin de determinar si habrá o no en el período i . Si no hubo se hace lo propio cambiando el parámetro a P_2^i .
 3. Si el resultado del paso anterior muestra que había energía secundaria en el período $i - 1$, se muestrea de la distribución exponencial con parámetro Θ^i con el fin de determinar la magnitud de la energía secundaria que ocurre.
2. La serie de caudales se genera al mismo nivel de agregación a que se va a efectuar la simulación. En este caso se utilizó el trimestre como unidad de período. La serie de energía secundaria se genera a nivel mensual y posteriormente se agrega discriminándola entre la que podría ser afirmable con plantas térmicas de carbón y la excedente por encima de ésta. Sean:

N : Número de meses de cada período
 Ter : Energía afirmable por las térmicas en un mes.

- Sec_i : Secundaria del mes i del período
 Sec_1 : Secundaria por período que podría reemplazar generación térmica
 Sec_2 : Secundaria adicional
 Target : Meta de energía por período

Se tendrá lo siguiente:

$$Sec_1 = \sum_{i=1}^N \text{Min}(Sec_i, Ter)$$

$$Sec_2 = \sum_{i=1}^N \text{Min}(Sec_i - \text{Min}(Sec_i, Ter), \text{Target}/N)$$

Esto debe hacerse así puesto que si la secundaria se generara trimestralmente (por período) se sobre estimaría la parte de ella que puede desplazar plantas térmicas a carbón.

3. Para una configuración dada del sistema la búsqueda de la generación firme se hace en la siguiente forma:

Se fija una meta de generación en forma arbitraria y se simula tratando de producirla. Después de simular los años fijados se hace un análisis de confiabilidad; si se obtiene una confiabilidad mayor que la buscada se aumenta la meta de energía en una cantidad determinada, de lo contrario se disminuye en esa cantidad. El proceso continúa en esa forma hasta cuando en dos simulaciones consecutivas se obtengan confiabilidades que comprendan la deseada. En ese momento se termina la búsqueda y se entra a analizar una nueva configuración del sistema.

4. Se dice que puede suministrarse una cantidad T de energía con una confiabilidad igual a I_0 , si $P(G \geq T) = I_0$ donde G es la generación que se realiza. El análisis de confiabilidad se efectúa encontrando el porcentaje del total de años simulados en los cuales no fué posible generar la meta fijada; la confiabilidad, para esa simulación será igual a uno menos ese porcentaje.

Este análisis se hace anualmente, es decir, en un año de la simulación, pueden presentarse déficits en varios períodos los que se agregan en un

solo déficit anual.

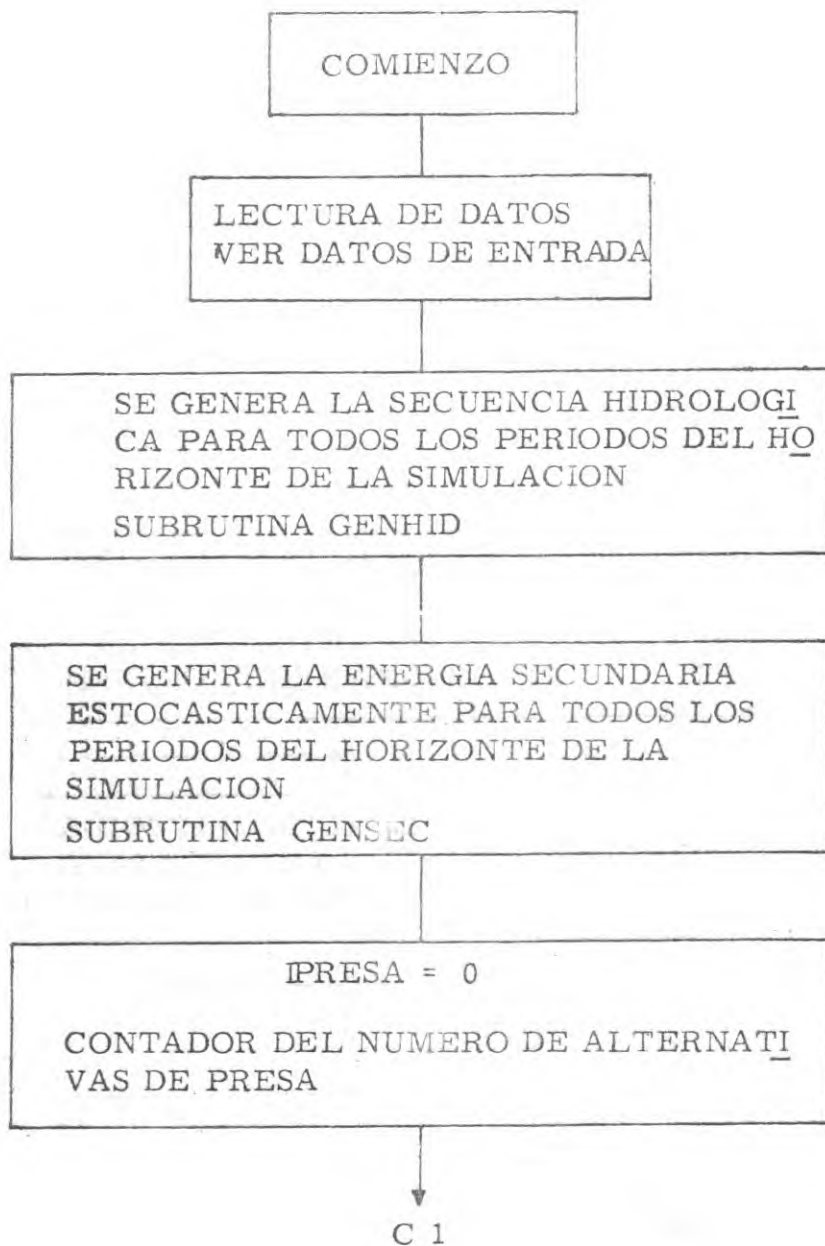
5. La meta de energía se dará utilizando los recursos en el siguiente orden:
- Generación filo de agua en los embalses de Urrá, o generación mínima para dar potencia pico.
 - Secundaria del Sistema Central no afirmable con plantas térmicas. El costo de oportunidad de esta energía sería cero, ya que la alternativa es perderla en forma de vertimiento.
 - Secundaria del Sistema Central afirmable con térmicas. Esta energía se diferencia de la anterior en que tiene un costo de oportunidad ya que de no ser usada para dar este bloque de energía podría utilizarse para reemplazar generación térmica a carbón.
 - Desembalsamientos en Urrá II y en Urrá I respectivamente.

6. El cálculo de los desembalsamientos en Urrá II y Urrá I necesarios para producir cierta cantidad de energía, debe hacerse mediante un proceso iterativo debido a las siguientes características:

- Los embalses son de cabeza variable.
- El caudal que puede turbinarse y la eficiencia de las turbinas dependen del porcentaje de la cabeza que se tiene en ese momento con relación a la cabeza de diseño.
- Al aumentar los desembalsamientos aumenta el nivel aguas abajo disminuyendo la cabeza hidrúlica.

Debido a las características anteriores el proceso computacional requiere lo siguiente: Para un estado del sistema (niveles de embalse), se calcula el desembalsamiento que producirá la energía que se desea. Hecho esto, se obtiene un nuevo conjunto de datos de eficiencia, cabezas, etc. y se recalcula el desembalsamiento. Se procede en esa forma hasta que la energía producida por el desembalsamiento que se calcula converja a la que se desea.

B.2. MACRODIAGRAMA DE FLUJO DEL MODELO DE SIMULACION PARA LA SITUACION ESTACIONARIA



C 1

SE COMIENZA EL ANALISIS PARA
UNA ALTERNATIVA DE PRESA

1001

IPRESA = IPRESA + 1
IHMIN = 0
IHMIN CONTABILIZA EL
NUMERO DE COTAS MINIMAS
PARA UNA ALTERNATIVA

LEE LA ALTURA DE LA PRESA
PARA URRRA II
HMAX2

SE INTERPOLA EN LA CURVA
COTAS VS. VOLUMEN PARA URRRA II
Y SE ENCUENTRA EL VOLUMEN
MAXIMO CORRESPONDIENTE

2001

A CONTINUACION SE HACE EL
ANALISIS PARA UNA COTA MINIMA
(BOCATOMA) EN URRRA II

IHMIN = IHMIN + 1

SE LEEN AHORA PARA URRRA II :
- LA COTA MINIMA DE LA PRESA
- VOLUMEN TURBINABLE ASOCIA
DO CON LA OPCION DE TRANSVASE
- CABEZA DE DISEÑO ASOCIADO
CON LA ALTURA DE LA PRESA
HMIN2, QTUR2, HDIS2

C 2

C 2

LEE 'NVOLS COTAS PARA LOS VOLUMENES
DE INICIACION DE LA SIMULACION
PVOL (I), I = 1, NVOLS

IVOL = 0
IVOL CONTABILIZA LOS VOLUMENES INICIA
LES DE URRAS II AL EMPEZAR EL ESTACIO -
NARIO

A CONTINUACION SE OPERA EL SISTEMA
CON CADA VOLUMEN DE INICIACION DE
LA SIMULACION

3001

IVOL = IVOL + 1
ITER = 0

SE INTERPOLA EN LA CURVA COTAS VS.
VOLUMEN PARA URRAS II Y SE ENCUENTRA
EL VOLUMEN DE INICIACION DE LA SIMU -
LACION

E2I

7001

REALIZA UNA ITERACION COMENZANDO A
OPERAR EL SISTEMA CON LOS VOLUMENES
DE ENTRADA DE LA SIMULACION:

ITER = ITER + 1
E2 = E2I
E1 = VMAX1
IAN = 0

5001

SE ANALIZA UN AÑO
IAN = IAN + 1
IP = NPIN - 1

C 3

C 3

SE TOMA UN PERIODO
 $IP = IP + 1$

CALCULA LA ENERGIA SECUNDARIA DEL SISTEMA CENTRAL AFIRMABLE CON TERMICA Y LA ADICIONAL, AGREGANDOLAS POR PERIODO SEC1, SEC2

LA META DE ENERGIA DEL ANALISIS SE DARA CON LOS SIGUIENTES RECURSOS POR ORDEN DE PRIORIDAD

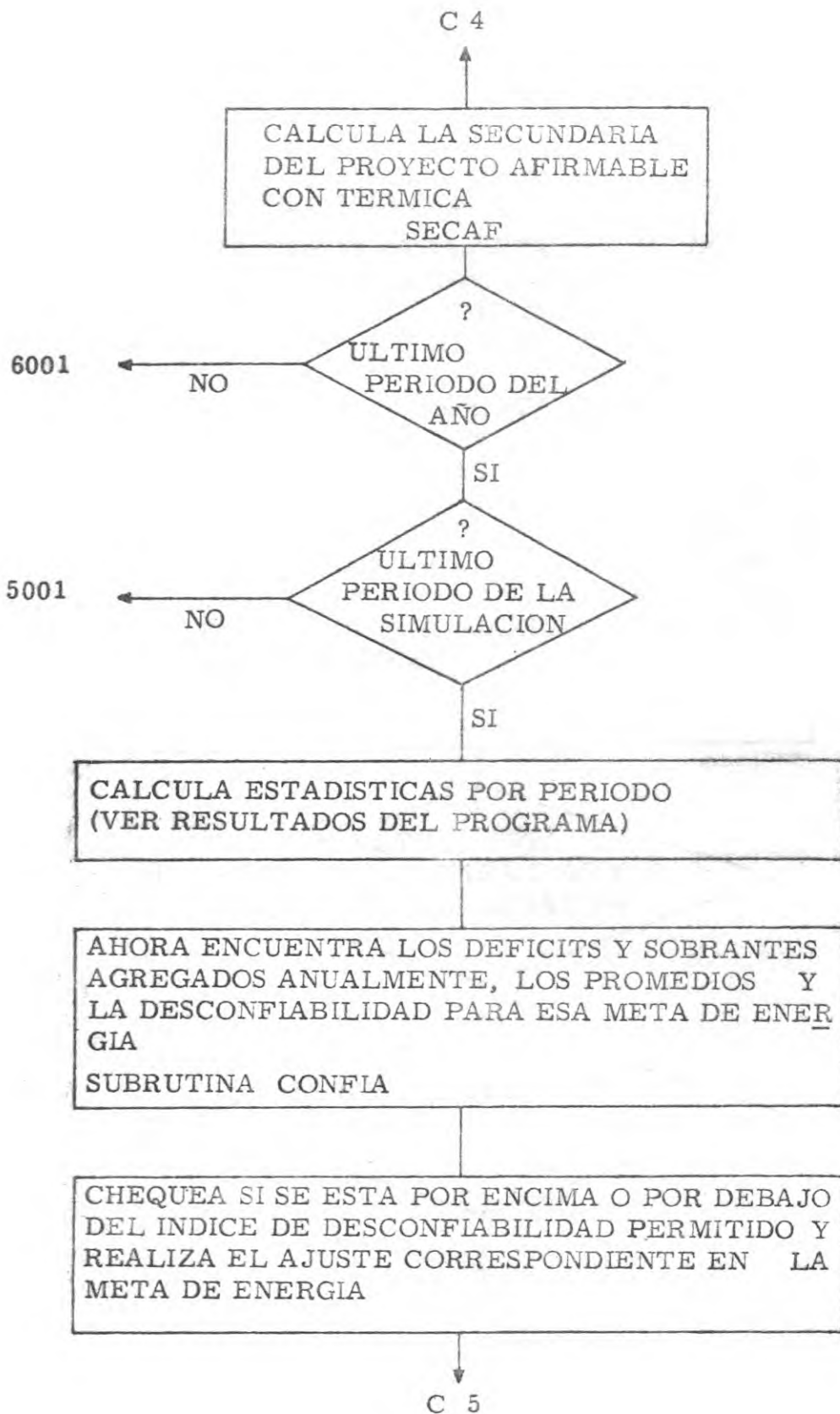
- GENERACION FORZADA O GENERACION FILO DE AGUA DE LOS EMBALSES.

- SECUNDARIA DEL SISTEMA CENTRAL NO AFIRMABLE CON TERMICAS SEC2

- SECUNDARIA DEL SISTEMA CENTRAL AFIRMABLE CON TERMICA SEC1

- DESEMBALSAMIENTO EN URRAS II
- DESEMBALSAMIENTO EN URRAS I

C 4



C 5

TRANSFIERE CONTROL COMO SIGUE:

- CONSIDERA OTRA COTA DE INICIACION DE LA SIMULACION SI EL INDICE DE DESCONFIABILIDAD OBTENIDO ES IGUAL AL INDICE DE DESCONFIABILIDAD PERMITIDO.
- CONSIDERA OTRA COTA DE INICIACION DE LA SIMULACION SI SE PASA DE UNA DESCONFIABILIDAD MENOR QUE LA PERMITIDA A OTRA MAYOR O VICEVERSA.
- REALIZA OTRA ITERACION EN CASO CONTRARIO HASTA CUMPLIR UNA DE LAS DOS CONDICIONES ANTERIORES O REALIZAR EL NUMERO MAXIMO DE ITERACIONES PERMITIDO.



B.3. DATOS DE ENTRADA

NAN	=	Años de simulación
NPA	=	Períodos por año
NPIN	=	Período inicial
IDCONF	=	Desconfiabilidad permitida
NPUNTS	=	Número de puntos para definir las curvas
KWR	=	Parámetro de escritura. 0 escribe solo las estadísticas; 1 escribe las tablas de simulación y las estadísticas
NITER	=	Número máximo de interacciones para una alternativa
VOLUM1 (I), COTAS1 (I)	=	Puntos de la curva área-capacidad para Urrá I
VOLUM2 (I), COTAS2 (I)	=	Puntos de la curva área capacidad para Urrá II
PCAB1 (I), PTURBI (I)	=	Puntos de la curva % de la cabeza vs % turbinable.
PCAB2 (I), PEFICI (I)	=	Puntos de la curva % de la cabeza vs % eficiencia
CRI01 (I), CAUD1 (I)	=	Puntos de la curva de remanso para Urrá I
CRI02 (I), CAUD2 (I)	=	Puntos de la curva de remanso para Urrá II
NPRESA	=	Número de alternativas de presa
NHMINS	=	Número de cotas mínimas asociadas con las alternativas. Es el mismo número para cada alternativa.

YBAR (I, J)	=	Media de los logaritmos de los datos hidrológicos de Urrá I y Urrá II para cada período. I = 2; J = 1 NPA
YDESV (I, J)	=	Desviación típica de los logaritmos de los datos hidrológicos de Urrá I y Urrá II para cada período I = 1, 2; J = 1, NPA
ARUR2	=	Area tributaria hasta Urrá II (km ²)
ARVERD	=	Area río Verde (km ²)
ARSJ	=	Area tributaria río San Jorge (km ²)
RO	=	Correlación de rezago uno de la hidrología tipificada
ITIPO	=	Parámetro de opción de transvase: 1. Sin transvases 2. Transvase del río Verde 3. Transvase del río San Jorge 4. Transvase de ambos
RPROM1	=	Cota promedio del nivel aguas abajo de Urrá I
HMIN1, HMAX1	=	Cota mínima (bocatoma) y altura de la presa para Urrá I
QTUR1, HDIS1	=	Volumen turbinable (MM3 / Período) para Urrá I asociado con la opción de transvase y cabeza de diseño Urrá I asociado con la altura de presa
TARGET	=	Meta de energía con la cual se comienza el análisis (gwh/período)
PGMIN	=	Porcentaje de generación mínima de las plantas
IXHID, IXSEC	=	Semillas para la generación de la hidrología y la secundaria

- PTSEC (I, J) = Probabilidades de transición de la energía secundaria del período I-1 al período I
- Para J=1, lee las probabilidades:
(HAYA₁/HUBO_{I-1})
- Para J=2, lee las probabilidades:
(HAYA₁/NO HUBO_{I-1})
- SECBAR (I) = Valor esperado de la secundaria para cada período dado que hay secundaria
- DELTA = Incremento en la meta de energía (gwh/período)
- TERM = Energía generable con térmicas en un mes (gwh/mes)
- HMAX2 = Alternativa de presa de Urrá II
- HMIN2 = Cota mínima (bocatoma) de la presa de Urrá II
- QTUR2,
HDIS2 = Volumen turbinable para Urrá II asociado con la opción de transvase (MM³/período) y cabeza de diseño Urrá II asociado con cada alternativa de presa
- NVOLS = Número de cotas a considerar para los volúmenes i iniciales de la simulación
- PVOL (I) = Cota I para el volumen inicial I de la simulación

B.4. RESULTADOS DEL PROGRAMA

Si KWR = 0

1. Datos de entrada del programa
2. Tablas mensuales de energía secundaria para todos los años de la simulación.
3. Resumen de los resultados de la alternativa considerada.

VURRA1	=	Media y desviación típica del nivel del embalse de Urrá I (MM ³)
VURRA2	=	Media y desviación típica del nivel del embalse de Urrá II (MM ³)
GURRA1	=	Media y desviación típica de la generación en Urrá I (gwh/período)
GURRA2	=	Media y desviación típica de la generación en Urrá II (gwh/período)
SECUN1	=	Media y desviación típica de la secundaria que se usó de la afirmable con térmica (SEC1) (gwh/período)
SECUN2	=	Media y desviación típica de la secundaria que se usó de la secundaria excedente (SEC2) (gwh/período)
SECAF	=	Media y desviación típica de la secundaria afirmable del proyecto (gwh/período)

Los resultados del análisis de confiabilidad se dan como sigue:

- Meta de energía en esa iteración (gwh/período)
- Vertimientos promedio para cada período en esa iteración (gwh/período)
- Años con déficit en la simulación
- Déficit promedio en la simulación (gwh/período)
- Años con sobrante en la simulación
- Sobrante promedio en la simulación (gwh/período)
- Desconfiabilidad obtenida

Incremento correspondiente en la meta de energía

Si $KWR = 1$

Escribe lo anterior más las tablas de la simulación que contienen, pa
ra todos los períodos simulados:

- Año y período de análisis
- Volumen del embalse en Urrá I y Urrá II (VUR1, VUR2)
- Hidrología del período de Urrá I y Urrá II (QUR1, QUR2)
- Generación del período de Urrá I y Urrá II (GURRA1, GURRA2)
- Desembalsamiento del período en Urrá I y Urrá II (DESEM1, DESEM2)
- Energía secundaria del sistema central agregada por período (SECUND)
- Energía secundaria que se utilizó en el período de la secundaria a firmable con térmica (SECUN1)
- Energía secundaria del sistema central excedente que se utilizó en el período (SECUN2)
- Déficit de energía en el período (DEFICT)
- Secundaria del proyecto afirmable con térmica en el período (SECAF)
- Meta de energía en la simulación (TARGET) en gwh/período
- Generación total de Urrá en el período

A N E X O C

MODELO DE SIMULACION PARA EL PERIODO TRANSITORIO

ANEXO C

MODELO DE SIMULACION PARA EL PERIODO TRANSITORIO

C.1. DESCRIPCION GENERAL

El objeto de este modelo es encontrar los beneficios de cada alternativa estudiada teniendo en cuenta, además de los beneficios debidos a la posible generación firme del sistema (situación estacionaria), los costos o beneficios que se obtienen durante el período transitorio durante el cual, el embalse de Urrá II debe llenarse hasta determinado nivel.

Este modelo requiere como entrada información producida por el modelo de la situación estacionaria ya que la evaluación se realiza para una alternativa de cota en cada presa, un nivel de embalse de Urrá II al comenzar el período estacionario y los valores de generación firme, energía secundaria del sistema central, utilizada para proporcionar tal generación firme, afirmable con térmicas y energía secundaria producida por Urrá que puede desplazar generación térmica, asociados con dicha alternativa.

Los puntos más importantes del modelo pueden resumirse como sigue:

1. Se generan sintéticamente secuencias hidrológicas en Urrá II para un número de años que comprenda todos los posibles tiempos de llenado del embalse. Como tales aportes serán usados para llenar a Urrá II, inmediatamente se convierten en secuencia de volúmenes acumulados al comienzo de cada período.
2. El cálculo de los beneficios se efectúa variando paramétricamente el tiempo de llenado del embalse. Para uno de estos tiempos, los beneficios se compondrán de lo siguiente:
 - a. Beneficios de Generación Firme

Estos se tendrán a partir del período siguiente al tiempo de llenado que se está considerando, y se calculan valorando la generación firme, resultante del modelo de la situación estacionaria, a los costos marginales de largo plazo. Se tiene en cuenta que tales costos marginales son crecientes con el tiempo y adicionalmente se hace análisis de sensibilidad a los costos marginales de largo plazo iniciales (los que se tienen en el momento de entrar en operación el proyecto). El análisis anterior se hace para una

tasa social de descuento y los beneficios se actualizan al momento de iniciación del llenado de Urrá II.

b. Costos o Beneficios Promedio del Período Transitorio

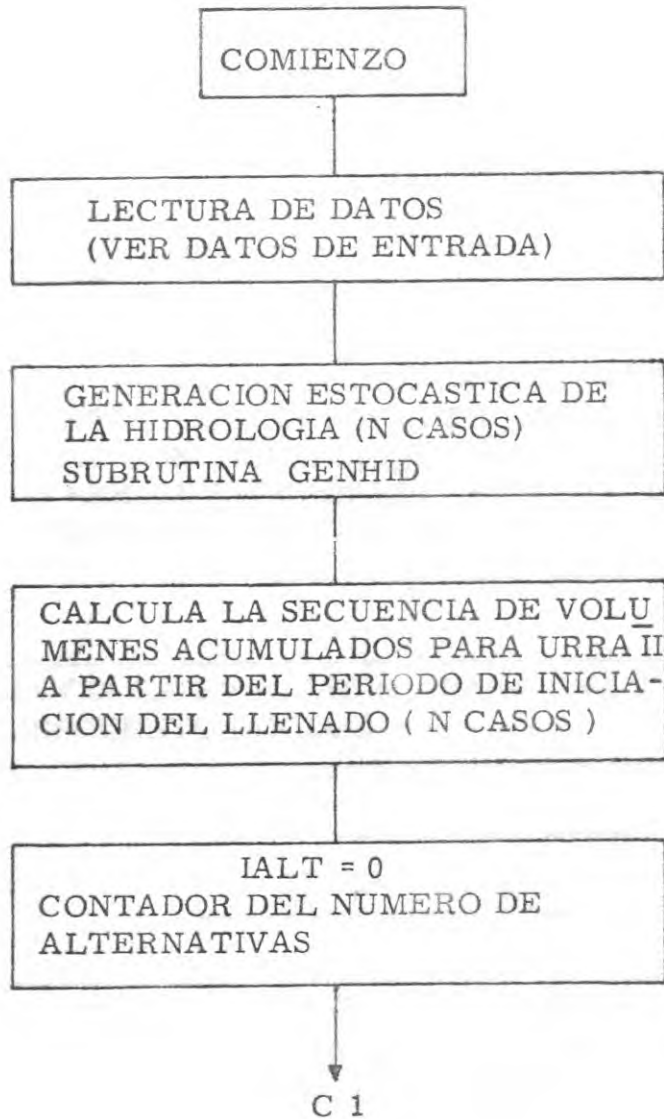
El dato de generación firme utilizado en a) está asociado con un nivel en Urrá II al iniciarse el período estacionario; por lo tanto, dependiendo del volumen alcanzado para el tiempo de llenado que se analiza en cada una de las secuencias generadas, se tendrán costos o beneficios que se calculan en la forma siguiente: se toma cada secuencia y se verifica el volumen alcanzado para ese tiempo de llenado. Si se está por debajo del nivel inicial de dicha alternativa no podrá iniciarse la generación del bloque de energía firme en Urrá; en ese caso, se incurre en un costo, durante los períodos que sean necesarios para alcanzar el nivel inicial en Urrá II, equivalente al costo de suministrar el bloque firme mediante la utilización de otros recursos que en ese caso serán las plantas térmicas existentes con costos elevados de operación. Si se está por encima de tal nivel inicial se tendrá un beneficio debido a que ese excedente de energía reemplazará generación térmica de carbón. El análisis se hace para cada una de las series sintéticas calculándose el promedio de los beneficios y de los costos los cuales se actualizan como en a), al período de iniciación del llenado de Urrá II utilizando la misma tasa social de descuento.

c. Otros datos utilizados para la Evaluación de cada Alternativa

Son los relativos a energía secundaria, del sistema central y de Urrá afirmada con plantas térmicas. La primera de ellas representa costos y la segunda beneficios, valorados al promedio de los costos de operación de las plantas térmicas con costo de operación menor que los costos marginales de largo plazo. El neto de estas dos magnitudes se actualiza en forma similar a como se hizo en a) y b).

3. Se varía paramétricamente la tasa social de descuento y para cada una de ellas se realizan los cálculos de 2.
4. Se encuentra el período de llenado que maximiza los beneficios teniendo en cuenta que en algunos casos hay restricciones técnicas que hacen necesario un tiempo mínimo de llenado. Estas restricciones se refieren fundamentalmente al tiempo requerido para que las unidades del proyecto estén instaladas.
5. A estos beneficios se les restan los costos de inversión de esa alternativa, encontrándose los beneficios netos. Todo ello actualizado al año cero del proyecto.

C.2. MACRODIAGRAMA DE FLUJO DEL MODELO DE SIMULACION PARA EL PERIODO TRANSITORIO



C 1

109

SE COMIENZA EL ANALISIS PARA
UNA ALTERNATIVA

$IALT = IALT + 1$
 $ITASA = 0$
ITASA ES EL CONTADOR DE TASAS
DE DESCUENTO

AHORA LEE:

- LA ENERGIA FIRME QUE PUEDE DAR EL SISTEMA DE URRAS (gwh/período)
- VOLUMEN INICIAL EN URRAS II (MM³)
- ENERGIA SECUNDARIA PROMEDIO AFIRMABLE CON TERMICA (gwh/período)
- ENERGIA SECUNDARIA PROMEDIO DEL PROYECTO AFIRMABLE CON TERMICAS (gwh/período)

1001

INICIA LA EVALUACION PARA UNA TASA DE
DESCUENTO (ANUAL)

$ITASA = ITASA + 1$

PARA EL DESCUENTO, CONVIERTE LA TASA
ANUAL EN LA TASA POR PERIODO Y DETERMINA
EL FACTOR DE DESCUENTO

$ICMLPI = 0$
CONTADOR DE LOS COSTOS MARGINALES DE
LARGO PLAZO INICIALES

C 2

2001

C 2

EVALUA LA ALTERNATIVA PARA UN COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO INICIAL
 $ICMLPI = ICMLPI + 1$

AHORA TOMA EL AÑO Y EL PERIODO DE INICIO A PARTIR DE LOS CUALES SE VARIA PARAMETRICAMENTE EL TIEMPO DE LLENADO

$IAN = NANO2$
 $IPER = NPER2$

CALCULA EL VOLUMEN PROMEDIO DE LLENADO PARA ESE AÑO Y ESE PERIODO
SUBROUTINA NIVEL

SE EVALUAN LOS BENEFICIOS DEL BLOQUE DE ENERGIA CON LOS COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO (CMLP) COMOSIGUE:

1. Calcula la serie infinita de los beneficios de esa energía firme valorada en el CMLP inicial.
2. Descuenta la serie hasta el año y el período en que se tiene ese CMLP y luego la lleva a valor presente a la fecha de iniciación del llenado.
3. Calcula la serie de los beneficios adicionales que se obtienen al incurrirse en el siguiente CMLP.
Repite los pasos de (2).

C 3

C 3

↑

AHORA DETERMINA LOS BENEFICIOS O COSTOS ASOCIADOS CON LA SECUNDARIA AFIRMABLE CON TERMICAS:

- Calcula la diferencia entre la secundaria afirmable del proyecto y la secundaria afirmable del sistema central que se usa.
- Valora la serie al costo de las térmicas baratas y la descuenta al año y período de inicio de la generación en Urrá. Luego la lleva a valor presente a la fecha de inicio del llenado.

EVALUA LOS BENEFICIOS Y COSTOS TRANSITORIOS PARA ESTE TIEMPO DE LLENADO Y ESE VOLUMEN INICIAL DE URRÁ II :

- Si el volumen acumulado para Urrá II llega por debajo del volumen inicial, penaliza los beneficios de la energía firme al costo de las térmicas caras para todos los períodos en los que el volumen acumulado continúa menor que el volumen inicial. El costo adicional de cada período lo descuenta a la fecha de iniciación del llenado.
- Si el volumen acumulado para Urrá II llega por encima del volumen inicial, evalúa beneficios adicionales al costo de las térmicas baratas y los descuenta a la fecha de inicio del llenado.
- Determina el costo total promedio y el beneficio total promedio examinando los N casos de secuencias de volúmenes acumulados.

SUMA TOTAL DE LOS BENEFICIOS:

- Beneficios de dar el bloque de energía firme
- Beneficios de la secundaria afirmable (o costos)
- Beneficios totales promedio transitorios
- Costos totales promedio transitorios

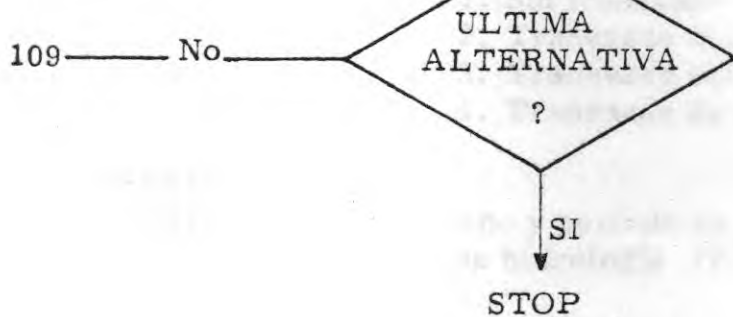
↓

C 4

C 4

TRANSFIERE CONTROL COMO SIGUE:

1. Si el año y período del tiempo de llenado que se está analizando corresponden a los últimos (hasta donde se prolongará el tiempo de llenado para métricamente) realiza de nuevo la evaluación con otro CMLP inicial considerando las diferentes tasas de descuento.
2. En caso contrario pasa a realizar la evaluación incrementando en un período el tiempo de llenado.



C.3. DATOS DE ENTRADA

NAN	=	Número de años a analizar para el tiempo de llenado
NPA	=	Número de períodos por año
NPIN	=	Período de iniciación del llenado
NCASOS	=	Número de casos de secuencias hidrológicas
IXHID	=	Semilla para la generación de la hidrología
YBAR (J), YDESV (J)	=	Media y desviación típica de los logaritmos para el período <u>J</u>
NTASAS	=	Número de tasas de descuento
RO	=	Correlación de rezago uno de la hidrología tipificada
TASAN (I)	=	Tasa de descuento anual
NTIPOS	=	Tipos de hidrología a generar asociados con transvases
ITIPO (I)	=	Vector de parámetros de opción de transvase: 1. Sin transvase 2. Transvase del río Verde 3. Transvase del río San Jorge 4. Transvase de ambos
NANO (I), NPERIO (I)	=	Año y período en que se comienza a generar el tipo de hidrología ITIPO (I)
ARUR2	=	Area tributaria hasta Urrá II
ARVERD	=	Area tributaria del río Verde
ARASJ	=	Area tributaria del río San Jorge

NALT	=	Número de alternativas a evaluar
NANO1, NPER1	=	Año y período en que entra la primera unidad de <u>U</u> rrá I
NANO2, NPER2	=	Año y período a partir de los cuales se varía para métricamente el tiempo de llenado
NPUNTS	=	Número de puntos para definir las curvas
VOLUM1 (I), COTAS1 (I)	=	Puntos de la curva área-capacidad para Urrá I
VOLUM2 (I), COTAS2 (I)	=	Puntos de la curva área-capacidad para Urrá II
PCAB1 (I), PTRB1 (I)	=	Puntos de la curva % de cabeza vs % turbinable
PCAB2 (I), PEFIC1 (I)	=	Puntos de la curva % de cabeza vs % de eficiencia
CRIO1 (I), CAUD1 (I)	=	Puntos de la curva de remanso para Urrá I
CRIO2 (I), CAUD2 (I)	=	Puntos de la curva de remanso para Urrá II
NDELTA	=	Número de períodos en que se varía el tiempo de llenado
NANFIN, NMFIN	=	Año y período hasta los cuales se correrá el <u>tiem</u> po de llenado
NCMLP	=	Número de costos marginales de largo plazo
CMLP (I)	=	Costo marginal de largo plazo I
IACMLP (I), IPCMLP (I)	=	Año y período a partir de los cuales se tiene el CMLP (I)

NCMLP I	=	Número de costos marginales de largo plazo iniciales
CMLPI (I)	=	Costo marginal de largo plazo inicial I (o primer costo marginal de largo plazo I)
CTCARA	=	Costo para las térmicas caras
CTBARA	=	Costo para las térmicas baratas
EFIR	=	Energía firme que puede dar el sistema de Urrá (gwh/mes %)
VINIC	=	Volúmen inicial de la simulación en el programa que encuentra la energía firme (MM ³)
SEC1	=	Energía secundaria promedio que se usa de la afirmable con térmica del sistema central (gwh/mes)
SECAF	=	Energía secundaria promedio del proyecto que se puede afirmar (gwh/mes).

C.4. RESULTADOS DEL PROGRAMA

DESCRIPCION DEL OUTPUT PARA EL PROGRAMA DE EVALUACION DE ALTERNATIVAS

1. Escribe la tabla de las secuencias generadas de volúmenes para Urrá II.
2. Escribe los datos de entrada del programa.
3. Escribe las tablas de evaluación de alternativas

En el Encabezamiento:

- Energía firme que puede dar el sistema de Urrá (gwh/mes)
- Volumen inicial de la simulación del programa que determina la energía firme (MM³)
- Cota correspondiente al volumen inicial (m)
- Energía secundaria promedio que usa de la afirmable con térmica del sistema central (gwh/mes)
- Energía secundaria promedio del proyecto que puede apagar térmicas (gwh/mes)

Para las columnas de resultados:

- Año y período hasta donde se prolonga el tiempo de llenado.
- Tasa de descuento anual.
- Costo marginal de largo plazo inicial (ϕ US/kwh)

Las siguientes columnas son los beneficios en valor presente a la fecha de iniciación del llenado (millones de dólares):

- Beneficios de la generación firme del sistema de Urrá la cual se va lora en los CMLP.
- Beneficios de la secundaria afirmable del proyecto la cual se valora a costo de las térmicas baratas.
- Costos totales promedios transitorios.
- Beneficios totales transitorios.
- Beneficios totales para ese tiempo de llenado (suma de las anteriores columnas).

Desarrollo hidroeléctrico del Alto Sinú. Estudio de factibilidad/Volumen IV. Hidrología, Estudios de Sistemas, Evaluación de Alternativas/Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica

333.914 C822d v.4 Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA
RECIBO

PRESTADO A

FECHA