

CENTRAL HIDROELECTRICA TOACHI

SELECCION DEL NUMERO DE UNIDADES

**TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO
EN LA ESPECIALIZACION DE INGENIERIA ELECTRICA
DE LA ESCUELA POLITECNICA NACIONAL**

PATRICIO EDUARDO ENRIQUEZ VACA

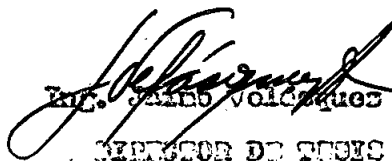
QUITO

JULIO DE 1.969

AGRADECIMIENTO:

Presento mi agradecimiento al señor Ing. Jaime Velásquez, Decano de la Facultad de Ing. Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional y Director de esta Tesis, que en todo momento me prestó toda su valiosa y desinteresada guía y ayuda. Por su intermedio y como Decano de la Facultad, presento mis agradecimientos a todos mis profesores de la Escuela Politécnica que contribuyeron a mi formación.

Certifico que la presente Tesis Previa a la Obtención del Título de Ingeniero en la Especialización de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional, ha sido íntegramente elaborada por el señor Patricio Enriquez Vaca.


Ing. Jaime Volcáquez S.
DIRECTOR DE TESIS

INDICE DE MATERIAS

	Página
INTRODUCCION	1
CAPITULO PRIMERO	
ESTUDIO DE MERCADO	
Nociones preliminares	2
Areas a servirse:	
- aspecto demográfico	5
- características de los consumidores	10
- estudio de la demanda	11
Proyección de la demanda	
Area Quito-Mejía-Rumiñahui	
- demanda de potencia y energía de años anteriores . .	14
- evolución de la capacidad instalada	16
- proyección de la demanda	18
- observaciones acerca de la proyección de la demanda	25
- abastecimiento de la demanda futura	26
Proyección de la demanda	
Area de Santo Domingo de los Colorados	
- demanda de potencia y energía de años anteriores . .	27
- disponibilidades de energía de años anteriores . . .	28
- proyección de la demanda	29
- observaciones acerca de la proyección de la demanda	35
- abastecimiento de la demanda futura	35
Proyección de la demanda	
Area de la Provincia de Manabí	
- demanda de potencia y energía de años anteriores . .	36

	Página
- evolución de la capacidad instalada	42
- proyección de la demanda	43
- observaciones acerca de la proyección de la demanda	50
- abastecimiento de la demanda futura	50
 Conclusiones del Estudio de Proyección de la Demanda .	 52

CAPITULO SEGUNDO

ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA FUTURA DE POTENCIA Y ENERGIA

Introducción	53
Demanda futura de potencia y abastecimiento de la deman da.- Determinación de los déficits aparentes:	
- área Quito-Mejía-Rumiñahui	54
- área de la Provincia de Manabí	54
- área de Santo Domingo de los Colorados	54
Demanda futura de energía y abastecimiento de la demanda.- Determinación de los déficits aparentes:	
- área Quito-Mejía-Rumiñahui	60
- área de la Provincia de Manabí	65
- área de Santo Domingo de los Colorados	65
Observaciones al estudio efectuado	65

CAPITULO TERCERO

EL APROVECHAMIENTO TOACHI

Introducción	68
Ubicación Geográfica del Sitio de la Central	68
Características Hidrológicas y Topográficas de la Zona	70
Disponibilidades Hidrológicas de los Ríos Toachi y Sa- rapullo.	70
Caudal de Diseño para la Central Toachi	74
Potencia Obtenible	75
Energía Obtenible	77

CAPITULO CUARTO

SELECCION DEL NUMERO DE UNIDADES

Introducción	78
Programa de Operación:	
- consideraciones generales	81
- Area Quito-Mejía-Ramíbalhui:	
plan general	83
curva de carga representativa del área	84
método a seguirse para la ubicación de las centrales	85
aportes de potencia y energía de las centrales del -	
sector y de la central Toachi, en el periodo 1.975 -	
1.985	87
Observaciones al estudio efectuado	97
- Area de la Provincia de Manabí:	
plan general	99
curva de carga representativa del área	100
método a seguirse para la ubicación de las centrales	103
aportes de potencia y energía de las centrales del -	
sector y de la central Toachi, en el periodo 1.975 -	
1.985	104
observaciones al estudio efectuado	106
- Area de Santo Domingo de los Colorados:	
plan general	107
- Aporte de la central Toachi a la zona de influencia	
del proyecto	108
- Demanda media de la central Toachi, en el periodo	
1.975 - 1.985	108
Selección del número de unidades de la Central Toachi:	
- consideraciones generales	109
- incidencia de los factores técnico-económicos en	
la selección del número de unidades para la cen-	
tral Toachi	114
- número de unidades seleccionado	118
- programa de ejecución de las obras	120
- conclusión final	121
BIBLIOGRAFIA	122

INDICE DE CUADROS

	Página
Cuadro 1: Datos demográficos de la zona de influencia del proyecto Toachi	8
Cuadro 2: Empresa Eléctrica Quito S.A. Estadísticas de consumo y de abonados	12
Cuadro 3: Provincia de Manabí- Estadísticas de consumo por clase de servicio	13
Cuadro 4: Area Quito-Mejía-Rumiñahui Potencia instalada y energía generada Periodo 1.962 - 1.967	14
Cuadro 5: Area Quito-Mejía-Rumiñahui Empresa Eléctrica Quito S.A. Evolución de la demanda Periodo 1.947 -1.967	15
Cuadro 6: Area Quito Mejía Rumiñahui Proyección de la demanda Periodo 1.965 - 1.985	20
Cuadro 7: Area de Santo Domingo de los Colorados Proyección de la demanda Periodo 1.966 - 1.985	31
Cuadro 8: Area de la Provincia de Manabí Potencia instalada y demanda máxima Periodo 1.964 - 1.966	37
Cuadro 9: Area de la Provincia de Manabí Potencia instalada y demanda máxima, por clase de servicio Periodo 1.964 - 1.966	40
Cuadro 10: Area de la Provincia de Manabí Repartición del consumo Periodo 1.964 - 1.966	40
Cuadro 11: Area de la Provincia de Manabí Energía generada y consumida Periodo 1.964 - 1.966	41

Cuadro 12:	Area de la Provincia de Manabí Repartición de la energía generada por clase de servicio Periodo 1.964 - 1.966	41
Cuadro 13:	Area de la Provincia de Manabí Número de abonados	41
Cuadro 14:	Area de la Provincia de Manabí Evolución de la capacidad instalada Periodo 1.952 - 1.966	41
Cuadro 15:	Area de la Provincia de Manabí Proyección de la demanda Periodo 1.966 - 1.985	46
Cuadro 16:	Area Quito-Mejía-Rumiñahui Empresa Eléctrica Quito S.A. Caudales medios disponibles en las centra- les	55
Cuadro 17:	Area Quito - Mejía - Rumiñahui Potencia media de las centrales eléctricas	56
Cuadro 18:	Area de influencia del proyecto Toachi Demanda futura de potencia.- Potencia ins- talada.- Déficits de potencia Periodo 1.972 - 1.985	57
Cuadro 19:	Area Quito-Mejía-Rumiñahui Capacidad de generación de las centrales eléctricas	62
Cuadro 20:	Area Quito-Mejía-Rumiñahui Déficits de energía Periodo 1.975 - 1.985	63
Cuadro 21:	Río Toachi: valores principales de caudales	72
Cuadro 22:	Area de la Provincia de Manabí Aporte de potencia de las centrales	104
Cuadro 23:	Area de la Provincia de Manabí Aporte de energía de las centrales	105
Cuadro 24:	Central Toachi: aporte a la zona	108
Cuadro 25:	Incidencia de los factores que influyen en la selección del número de unidades para la central Toachi	115

INDICE DE GRAFICOS

	Página
GRAF. 1: Empresa Eléctrica Quito S.A. Crecimiento de la demanda máxima y evolución de la capacidad instalada Período 1.947 -1.967	17
GRAF. 2: Area Quito-Mejía-Rumiñahui Proyección de la demanda máxima Período 1.965-1.985	24
GRAF. 3: Area de Santo Domingo de los Colorados Evolución de la demanda máxima Período 1.964 - 1.966	30
GRAF. 4: Area de Santo Domingo de los Colorados Capacidad instalada Período 1.964 - 1.966	30
GRAF. 5: Area de Santo Domingo de los Colorados Proyección de la demanda Período 1.966 - 1.985	34
GRAF. 6: Area de la Provincia de Manabí Demanda máxima y potencia instalada Período 1.964 - 1.966	44
GRAF. 7: Area de la Provincia de Manabí Evolución de la demanda máxima Período 1.966 - 1.985	49
GRAF. 8: Area de influencia del proyecto Toachi Déficits de potencia Período 1.975 - 1.985	59
GRAF. 9: Area Quito-Mejía-Rumiñahui Déficits de energía Período 1.975 - 1.985	64
GRAF. 10: Deficit de energía como consecuencia de un dé- ficit de potencia	66
GRAF. 11: Ubicación geográfica del proyecto Toachi . . .	69
GRAF. 12: Hidrograma y curva de duración del río Toachi .	73
GRAF. 13: Construcción de la curva de carga modificada .	79

GRAF. 14:	Área Quito-Mejía-Rumiñahui	
	Curvas de carga típicas	86
GRAF. 15:	Área Quito/Mejía/Rumiñahui	
	Aportes de potencia y energía de las centra	
	les del área y de la central Toachi	
	Período 1.975 -1.985	87
GRAF. 16:	Área de la Provincia de Manabí	
	Curvas Típicas de carga	101
GRAF. 17:	Área de la Provincia de Manabí	
	Curvas típicas y curva modificada de carga .	102
GRAF. 18:	Variación de la eficiencia de una central	
	de acuerdo al número de unidades	111
GRAF. 19:	Calendario de ejecución de las obras de -	
	la central Toachi, de acuerdo al número -	
	de unidades	119

ABREVIATURAS

abon. = abonado
 D_{max} = demanda máxima de potencia eléctrica
E = energía eléctrica
 E_{GEN} = energía generada
f.c. = factor de carga
Hab. = hbts. = habitantes
Hb = altura bruta
Hn = altura neta
Km = kilómetro
KW = kilowatio
KWh = kilowatio-hora
m = metros
 m^3/seg = metros cúbicos por segundo
mm. = milímetros
MW = megawatios
MWh = megawatios-hora
 N_g = potencia eléctrica a los bornes de un generador
Q = caudal
 Q_M = caudal máximo
 Q_m = caudal mínimo
 Q_P = caudal promedio
P = potencia eléctrica
sg. = segundos de tiempo
T = período de tiempo en consideración
= rendimiento

I N T R O D U C C I O N

El presente estudio tiene por objeto analizar la posibilidad de la construcción de la Central Hidroeléctrica "Toachi", aprovechando las aguas del río del mismo nombre que corre en la parte occidental de la provincia de Táchira. Para esto será necesario efectuar un estudio del mercado en el área de influencia del proyecto, las provincias de Táchira y Manabí. Este estudio de mercado nos servirá para determinar la demanda de potencia y energía y obtener la relación más adecuada con la potencia por instalarse en la central proyectada. Así mismo, dentro de este estudio de mercado se analizará el funcionamiento de la nueva central, como un conjunto con las demás centrales hidráulicas y térmicas existentes y en vías de construcción. El crecimiento de la demanda servirá para determinar el programa de instalación y de operación de las unidades proyectadas, cuyo número más adecuado será recomendado.

Considerando el déficit de energía y potencia que existe en la zona y el bajo índice de electrificación, la construcción de una central suficientemente grande, merece un análisis profundo, para determinar su mejor aprovechamiento, tomando en cuenta que para su instalación será necesario efectuar importantes inversiones de dinero, que en países como el nuestro, en vías de desarrollo, debe ser adecuadamente utilizado, dado la limitación existente del mismo, para programas de desarrollo de este tipo, que son en definitiva los principales impulsores del progreso económico y social de las regiones a las que sirven.

CAPITULO PRIMERO

ESTUDIO DE MERCADO

I.1.- DEFINICIONES PRELIMINARES

Un estudio de mercado, es decir, la determinación de las posibles fuentes de consumo para un producto, en este caso, potencia y energía eléctrica, es ante todo un conjunto de proyecciones y suposiciones para el futuro, más o menos ciertas, basadas en datos del pasado y del presente, que de acuerdo con las tendencias observadas en los consumidores, se espera que se cumplan.

Para una mayor certeza en estas proyecciones, es necesario disponer del mayor número posible de datos sobre la historia del mercado a servirse, para que de esta manera sea posible afrontar el trabajo de su proyección, con mayor precisión. Desgraciadamente en nuestro país, los datos sobre la industria eléctrica adolecen de muchas fallas, productos de la forma en que estuvo organizada, a nivel cantonal y muchas veces, parroquial; y por otra parte, productos de la restricción observada en el abastecimiento de la energía eléctrica que imposibilita el contar con proyecciones seguras sobre el comportamiento futuro del consumidor.

Estas fallas anotadas se pondrán de relieve a lo largo del

trabajo, cuando se afronte el problema en las dos zonas, Pi-chincha y Manabí, con datos completamente diferentes, en cuanto a su seguridad, elaboración e historia.

Para lograr esta proyección del mercado, que en este estudio lo denominaremos proyección de la demanda, se pueden seguir varios procedimientos, que a continuación se mencionan:

a) a partir de los datos históricos de un año dado (población de las áreas servidas y demanda máxima de potencia eléctrica) y contando con la proyección para años futuros de la población del área a servirse, se impone una meta a cumplirse, dentro del período de años considerado, que en nuestro caso puede ser el llamado índice de electrificación (relación de vatios de demanda máxima por habitante), que debe ser prorrateado a lo largo de los años del período de estudio, partiendo del índice de electrificación del año histórico tomado como base; este índice de electrificación se lo obtiene dividiendo la demanda máxima de potencia para el número de habitantes.

En el estudio de la proyección de la demanda, se mejora paulatinamente este índice de electrificación, que significa por una parte, que el servicio eléctrico se incrementa dentro de la zona a un mayor número de consumidores y por otro lado, que estos usuarios aumentan su consumo de energía eléctrica, o sea, aumentan su nivel de vida.

Determinados los índices de electrificación para cada uno de los años del período, se obtiene la demanda máxima (KW), multiplicándolo por el número de habitantes, del respectivo año.

Obtenida la demanda máxima, y conociéndose el número de horas de funcionamiento de las centrales del sistema (en nuestro caso, las horas del año), se adopta un valor adecuado pa

ra el factor de carga y se determina el valor de la energía generada,

Posteriormente, admitiéndose un porcentaje admisible de - pérdidas de energía, se puede determinar la energía consumida o vendida. Este último valor tiene importancia dentro del aspecto económico del estudio.

Este método puede considerarse el más elemental y de primera aproximación y es válido para consumidores más o menos homogéneos y cuando los datos de repartición del consumo no son muy confiables o no existen.

b) otro método para la proyección de la demanda parte de los datos históricos de energía generada y consumida y del número de abonados.

Nuevamente a lo largo del período en estudio, se proyecta - la población del área a servirse y se supone una adecuada relación de habitantes por abonado para el fin del período, que es prorrateada a lo largo de los años del mismo. Con esta relación, cuya disminución paulatina significa una mayor extensión del servicio, se determina el número de abonados, dato - con el cual, conociendo el consumo por abonado (KWh/abon.), fijado como meta y los datos históricos sobre el consumo, se - determina la energía vendida o consumida. A este valor se deben aumentar las pérdidas de energía para obtener la energía generada y conociendo el factor de carga típico, podemos obtener la demanda de potencia del sistema

$$\text{DEMANDA MAXIMA (KW)} = \frac{\text{Energía generada (KWh)}}{\text{Factor de carga x horas funcionamiento}}$$

Este método es más seguro que el anterior ya que parte de datos históricos referentes a consumo eléctrico, que reflejan - de una manera más certera el comportamiento de los abonados, mientras que el método anterior parte de una meta a cumplirse a lo largo de los años.

c) Finalmente, un método más elaborado, se basa en el análisis de los consumos por tipo de consumidor, y para su aplicación, se estudia los respectivos crecimientos de consumo y se los proyecta para el futuro, teniendo en cuenta el mejoramiento del standard de vida y una mayor extensión del servicio eléctrico. Determinados los consumos totales de los diferentes grupos de consumidores, se vuelve nuevamente al método explicado - en la parte b) para la determinación de la demanda máxima de potencia. Este método es mucho más elaborado y exacto, porque refleja de una manera más cierta el posible comportamiento de los abonados, pero para su aplicación es necesario el que exista el suficiente desarrollo de los diversos tipos de consumidores, para que los datos proyectados tengan una adecuada exactitud. En nuestro caso, la mayor parte del consumo se lo cataloga como formado por pequeños abonados homogéneos (residenciales y comerciales), de demanda y consumo pequeño y de gran número, existiendo además algo de consumo industrial, que debido a su incipiente desarrollo, impide el tomar un determinado criterio para su crecimiento futuro, por lo que este método sólo será enunciado.

I.2.- AREAS A SERVIRSE:

I.2.a.- Aspecto demográfico:

El sector de influencia del proyecto está formado por las provincias de Pichincha (con excepción de los cantones - Cayambe y Pedro Moncayo, que se los considerará asimilados al sistema Tulcán - Ibarra - Cayambe, del Programa Nacional de Electrificación) y de Manabí, que arrojan los siguientes datos demográficos (ver cuadro 1).

De la observación de los datos del cuadro 1, se deduce que el área a servirse constituye el 14,4% del total de --

la superficie del territorio nacional y es ocupada por el 26,8% de la población del país, manteniendo una tasa de crecimiento demográfico superior al promedio nacional -- (3,4%). En la provincia de Manabí existe una mayor cantidad de centros urbanos, de similares características, aunque ellos encierran únicamente al 20,4% de la población de la provincia, estando el 79,6% de la población ubicada en el área rural (pequeños agricultores y colonos). En Pichincha, se destaca nitidamente Quito, Capital de la República, que da cabida a más de la mitad de la población de la provincia. Los centros urbanos del área a servirse, que existen a más de Quito, en la provincia de Pichincha, son: Sangolquí, Machachi y Santo Domingo de los Colorados, entre los más importantes, especialmente éste último, convertido en los últimos años en centro convergente de tráfico y producción agrícola y ganadera.

Para los años futuros se espera que en Pichincha se mantenga el ritmo de crecimiento ya que existen causas o motivos fundamentales que no hacen presumir lo contrario. En cuanto a Manabí, la alternativa en el crecimiento demográfico se presenta, ya que por un lado, existe el problema de la frecuencia de las sequías, que ocasiona la migración del campesino, en unas ocasiones temporal y en otras definitiva; esta migración podría ser frenada mejorando la forma y cantidad de los cultivos, por medio de programas de irrigación y construcción de represas (Pasa Honda, Estanquilla, etc.). Por otro lado, el proceso de industrialización y comercialización del principal centro urbano de la provincia de Manabí, Manta, convertido en puerto marítimo de primer orden, incidirá notablemente para que un mayor número de pobladores acudan hacia ese sector. Con estas -

C U A D R O 1

DATOS DEMOGRAFICOS

PROVINCIA	AÑO	TOTAL	URBANA	RURAL	PORCIENTAJE NACIONAL	SUPERFICIE Km ²	DENSIDAD Hab/Km ² .
PICHINCHA	1.950	286.520	227.296	157.224	12,1%	19.543	20
	1.962	587.835	374.308	213.527	13,1%		30
MANABI	1.950	401.378	75.755	325.623	12,5%	18.255	22
	1.962	612.542	126.065	486.477	13,7%		34

PORCENTAJES DE POBLACION

PROVINCIA	AÑO	POBLACION URBANA	POBLACION RURAL	PORCENTAJE DE CRECIMIENTO		
				POBLACION PROVINCIAL	URBANA	RURAL
PICHINCHA	1.950	58,7%	41,3%	3,76%	4,57%	2,44%
	1.962	63,7%	36,3%			
MANABI	1.950	18,9%	81,1%	3,61%	4,33%	3,43%
	1.962	20,4%	79,6%			

sigue

CUADRO 1: DATOS DEMOGRAFICOS (continuación)

CRECIMIENTO DE LA POBLACION EN LAS PRINCIPALES CIUDADES DE LA ZONA

CIUDAD	1.950	1.960	PORCENTAJE ANUAL DE CRECIMIENTO
Portoviejo	16.449	32.509	5.84%
Chone	8.104	12.944	3.98%
Jipijapa	7.815	13.484	4.65%
Nanta	19.166	33.915	4.87%
Quito	211.458	368.353	4.73%

Para el período 1.960 - 1.965, la tasa de natalidad para Pichincha fue del 41,5 por mil y - para Manabí fue del 51.1 por mil.

La tasa de mortalidad para Pichincha fue del 11.7 por mil y - para Manabí fue del 9.1 por mil.

Para el período 1.960 - 1.980, se ha calculado una tasa anual de crecimiento de la población nacional del 3.4 por ciento.

FUENTE: Estructura y Crecimiento de la Población
 División de Estadísticas y Censos
 Junta Nacional de Planificación y Coordinación Económica
 1.967

1
6
1

I.2.b.- Características de los consumidores:

En la provincia de Pichincha se establece que el consumo se divide de la siguiente forma (cuadro N° 2), para la Empresa Eléctrica Quito S.A., principal abastecedor del sistema.

De este cuadro se pueden hacer las siguientes anotaciones:

a) el principal consumo es por parte de los abonados - residenciales y comerciales, (62.5%). El consumo industrial representa el 27% del consumo total. El consumo por alumbrado público es relativamente bajo con relación al total (4.8%) y el consumo por servicios de agua potable es - del 7.8%. El crecimiento total observado en el consumo es del 9.1% y en el número de abonados es del 4.35%, cifra - significativamente cercana al crecimiento demográfico de la provincia. Esta repartición del consumo es altamente ilustrativa ya que el servicio de la Empresa Eléctrica Quito S.A. abarca a la mayor parte de las zonas urbanas y rurales del sector.

En cuanto a la provincia de Manabí se tabularon los siguientes datos (cuadro N° 3); hasta 1.964 el servicio público es muy limitado, produciéndose una elevación considerable (89%) desde 1.964 a 1.965. Dado el nivel de electrificación en que se halla la provincia, los datos son meramente ilustrativos y sólo indican la repartición de consumo entre abonados homogéneos (residenciales, comerciales, alumbrado público). La incidencia del consumo industrial suministrado por las entidades de servicio público, es muy limitado, restringiéndose a la ciudad de Manta, en donde - la Empresa Eléctrica Manta S. A., abastece al 26 % del - consumo industrial, estando el resto servido por plantas

particulares (autoprodutores). En este punto sería deseable que todas estas instalaciones particulares restrinjan paulatinamente su funcionamiento, dando paso a la venta de la energía eléctrica suministrada por los organismos empresariales públicos. A este respecto en 1.966 hubo ya una baja del 23% con respecto a la producción de 1.965, por parte de los autoprodutores de energía eléctrica.

Las pérdidas de energía constituyen en 1.966, el 24,3% del total de la energía generada, produciéndose un decremento del 15.7% desde 1.964.

I.2.o.- Estudio de la Demanda:

A partir de estos datos generales, se puede partir ahora hacia las proyecciones de la demanda del área del proyecto, siguiéndose los pasos siguientes:

- a) demanda máxima (potencia y energía de los años anteriores.
- b) disponibilidades existentes en instalaciones de generación.
- c) cuadros de proyección de la demanda, para el período comprendido (hasta el año de 1.985).
- d) abastecimiento de la demanda futura (necesidad de nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica).

C U A D R O 2

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

Estadísticas de Consumo y Abonados⁽¹⁾, por clase de servicio.

TIPO DE ABONADO	UNIDAD	A Ñ O S					TASA CRECIMIENTO (%)
		1.962	1.963	1.964	1.965	1.966	
1.- Residencial, Co- mercial, Gobier- no y Municipio.	MWh venta	63.860	70.565	73.926	81.133	89.024	8.7
	Nº abonad.	48.970	51.784	53.700	55.281	58.154	4.4
	MWh/abon.	1,30	1,36	1,38	1,47	1,53	4.2
2.- Agua Potable	MWh venta	7.001	8.038	9.134	10.016	11.087	12.2
	Nº servic.	27	29	22	21	23	- 4.0
	MWh/serv.	259	277	414	481	482	16.8
3.- Industrial	MWh venta	23.549	24.710	28.472	31.034	35.466	10.8
	Nº abonad.	804	861	849	869	890	2.6
	MWh/abon.	293	287	335	357	398	8.0
4.- Alum. Publico	MWh venta	6.052	6.825	5.897	6.326	6.831	3.0
T O T A L	MWh venta	100.452	110.138	117.429	128.509	142.408	9.1
	Nº Abonad.	49.891	52.674	54.571	56.171	59.067	4.35

1
2
0

PROVINCIA DE HARARI

Estadísticas de Consumo por Clase de Servicio (MWh de consumo)

TIPO DE ABONADO	U			B	
	A	O	S		
	1.956	1.962	1.964	1.965	1.966
Luz Fija	-	-	1.413	1.414	202
Residencial	3.118	3.965	1.154	2.804	5.009
Comercial			337	535	59
Industrial (1)	1.800	1.448	5.814	6.773	7.154
Alumbrado Público	1.492	1.886	662	990	953
Otros (gratuitos, servicio municipal y fiscal) (1)	205	4.753	225	223	195
Pérdidas y Robos (1)	1.498	2.601	2.185	3.883	4.422
Total Provincial	8.113	14.653	11.520	16.622	18.468

NOTA: (1) Incluye al consumo de abonados al servicio público y lo producido por los sub-productores. En el caso de las pérdidas y robos, es el valor total para todos los productores de energía eléctrica de la provincia.

FUENTE: Estadísticas Eléctricas de la Dirección General de Recursos Energéticos.

I.3.- PROYECCION DE LA DEMANDA.-

PROVINCIA DE PICHINCHA: Area Quito-Mejía-Rumiñahui

I.3.a.- DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA DE AÑOS ANTERIORES:

Para esta zona se tomarán en cuenta los valores de la Empresa Eléctrica Quito S.A., principal abastecedor de la zona, como se aprecia a continuación.

CUADRO N° 4

POTENCIA INSTALADA Y ENERGIA GENERADA

Area Quito-Mejía-Rumiñahui

	A		B		C		D	
	1.962		1.964		1.965		1.966	
	MW.	MWh.	MW.	MWh.	MW.	MWh.	MW.	MWh.
E. E. Quito	41.92	137.38	39.38	155.60	39.13	166.73	39.13	176.53
Area	48.31	145.57	46.15	168.69	48.23	184.50	48.05	193.87
<u>E. E. Q. S.A.</u> Area	86.6	91.0	85.3	92.3	81.2	90.3	81.3	92.2
Servicio Pùblico	44.47	138.92	40.42	161.25	40.62	178.54	42.03	189.14
Autoproducción	3.84	6.64	5.73	7.43	7.31	5.96	6.02	4.74
<u>S. Publ.</u> Area	92.0	95.3	87.5	95.6	84.2	96.7	87.5	97.6
<u>E. E. Q. S.A.</u> S. Publ.	92.0	95.3	97.2	96.4	96.2	93.4	92.9	94.3

En este cuadro se han considerado las centrales eléctricas con capacidad instalada superior a 100 KW. Se debe anotar que muchas de las centrales destinadas a la autoproducción de energía, son de emergencia.

En este cuadro se observa que la Empresa Eléctrica Quito, abastece a más del 90% del mercado de energía de la zona y debido a sus datos históricos completos, el estudio se hará a base de ellos (cuadro N° 5)

En el cuadro 5 se considerarán dos períodos, el uno que va desde 1.947 hasta 1.967 y el otro, desde 1.961 hasta -

CUADRO 5: AREA QUITO - NEJIA - RUMI AHUI

EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.

EVOLUCION DE LA DEMANDA

PERIODO 1.947 - 1.967

AÑO	CAPACIDAD INSTALADA (KW)	DEMANDA MÁXIMA (KW)	ENERGIA GENERADA (MWh)	FACTOR DE CARGA (%)	ENERGIA VENVIDA (MWh)
1947	10.080	8.700	39.133	51.3	31.988
1948	10.080	9.600	42.182	50.1	34.815
1949	10.080	10.300	44.443	48.2	36.883
1950	10.080	10.500	50.161	54.5	41.434
1951	10.080	10.900	53.365	56.4	46.093
1952	10.080	10.900	59.037	61.8	46.302
1953	12.080	12.900	64.816	57.3	52.936
1954	12.080	13.100	70.401	61.3	57.326
1955	12.080	13.380	75.347	64.7	61.484
1956	12.080	13.400	78.073	66.5	63.806
1957	14.180	15.110	76.843	58.0	62.171
1958	17.480	17.890	87.271	55.7	68.266
1959	19.460	20.260	96.120	54.2	72.600
1960	22.840	22.850	103.345	52.6	77.084
1961	41.920	27.380	117.311	48.9	88.108
1962	41.920	32.800	132.387	50.7	100.482
1963	41.520	33.320	142.632	50.4	110.138
1964	39.380	34.500	155.602	51.5	117.420
1965	39.130	37.800	166.673	51.4	128.560
1966	39.130	40.050	178.539	50.9	142.408
1967	62.120	45.200	196.805	49.6	159.553

TASAS DE CRECIMIENTO

PERIODO 1.947 - 1.967: Demanda máxima: 8.6%
Energía generada: 8.42%

PERIODO 1.961 - 1.967: Demanda máxima: 8.69%
Energía generada: 9.0%

FUENTE: Estadísticas de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

1.967, sin tomar en cuenta los años de 1949 hasta 1960, en que la demanda máxima, es superior a la capacidad instalada.

I.3.b.- EVOLUCION DE LA CAPACIDAD INSTALADA

En el gráfico N° 1 se muestra el crecimiento de la demanda - máxima y la evolución de la capacidad instalada.

Observando este gráfico se puedan efectuar las siguientes observaciones:

- a) practicamente desde 1949 hasta 1961 se produce un déficit de la potencia instalada, lo que conlleva el respectivo racionamiento del consumo, que frena a un mayor crecimiento.
- b) desde 1961 a 1966, la potencia disponible supera a las demandas máximas y el crecimiento de la demanda sigue el mismo ritmo de crecimiento desde 1.956.
- c) a fines de 1966 nuevamente se hace sentir el déficit de potencia, pero es solucionado con la instalación de la segunda etapa de la central de Cumbayá.

Las fuentes de generación existentes, son:

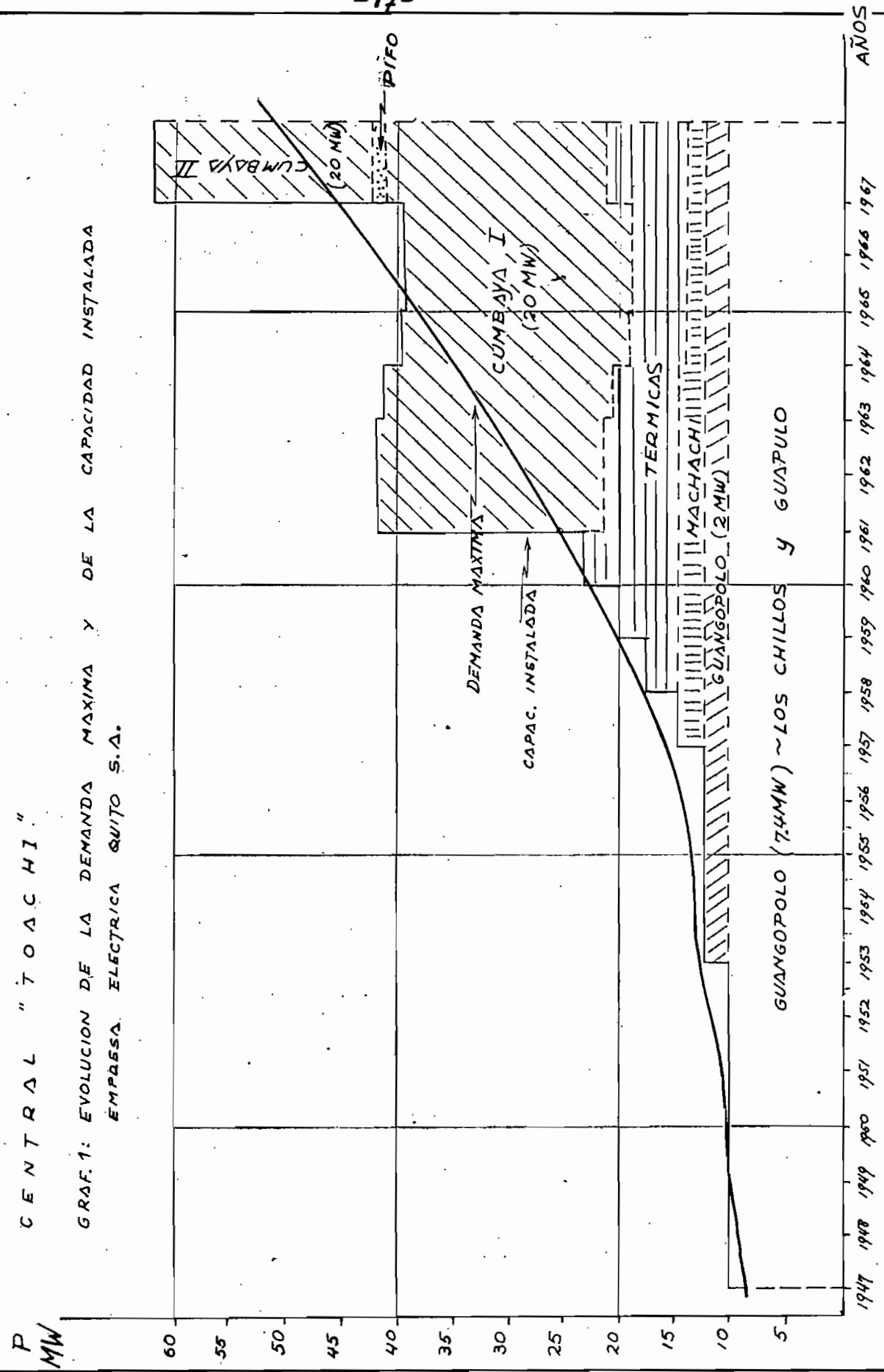
CENTRAL	POTENCIA	AÑO INSTALACION
Quípulo	920 KW	1.905
Los Chillos	2 x 880 KW	1.922
Guangopolo	2 x 1.700 KW	1.937
Guangopolo	2 x 2.200 KW	1.944
Nachachi	1.200 KW (arrendados)	1.958 (1)
Diesel	2.200 KW	1.957 (2)
Cumbayá	2 x 10.000 KW	1.961
Cumbayá	2 x 10.000 KW	1.967
Alianza Evangélica	1.200 KW (arrendados)	1.965

(1) en 1.958 se arriendan 2.000 KW al Municipio de Nachachi, que se reducen a 1.200 KW en 1.963

(2) A partir de 1.957 se instalan los grupos diesel en la parroquia de Chaupicruz, que evolucionan de la siguiente manera:

CENTRAL "TOACHA"

GRAF. 1: EVOLUCION DE LA DEMANDA MAXIMA Y DE LA CAPACIDAD INSTALADA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.



AÑOS 1947 1948 1949 1950 1951 1952 1953 1954 1955 1956 1957 1958 1959 1960 1961 1962 1963 1964 1965 1966 1967

<u>PODERANCIA (KW)</u>	<u>AÑO</u>
2.080	1.957
3.400	1.958
5.400	1.959
7.857,8	1.960 a 1.963
7.440	1.964
6.100	1.965
5.850	1.965
5.850	1.966
7.840	1.967

I.3.c.- Proyección de la Demanda

El método a usarse será el indicado en la página 4 (método b).

Para el proceso de cálculo de proyección de la demanda se escogerá un período que va desde 1.965 hasta 1.985, - partiendo de dos años históricos (1.965 y 1.966).

- La relación de habitantes/abonado supuesta para el fin del período será de seis, cifra seleccionada por ser el número medio de personas que conforman el núcleo familiar de la zona.
- Los datos a imponerse serán: el consumo por abonado, cifra que una vez impuesta, significa que su elevación - trae consigo una alza del nivel de vida, por lo que deberá tenerse en cuenta el crecimiento del ingreso per cápita (estimado en 4.2% para el período 1.960-1.970) y; la relación de habitantes/abonado, que al disminuir a lo largo de los años, significa que el abastecimiento de energía eléctrica se extiende a un mayor número de usuarios.

Para el consumo por abonado, se supondrán las siguientes tasas de crecimiento, relacionadas con el crecimiento del ingreso per cápita:

<u>PERIODO</u>	<u>TASAS DE CRECIMIENTO</u>
1.965 - 1.970	4.2 %

1.970 - 1.980 4.35 %

1.980 - 1.985 4.5 %

- Las pérdidas de energía (por pérdidas en transmisión y distribución, contrabandos, robos, etc.) se fijarán en el 20%, a partir de los datos de los años históricos; para la zona este valor es adecuado dado el sistema usado para el suministro de energía eléctrica, por el principal abastecedor de la zona (Empresa Eléctrica Quito E.A.)
- El factor de carga se fijará en el 52% que significa una cierta elevación con respecto al existente, ya que se deberá propender al uso de la energía eléctrica, fuera de las horas de pico y además es seguro que el consumo permanente de aparatos eléctricos aumentará.

Fijadas estas cifras y metas, se parte a la confección de los cuadros de proyección de la demanda. (cuadro N° 6)

PROYECCION DE LA DEMANDA: Area Quito - Mejía - Rumiñahui

	<u>1.965</u>	<u>1.966</u>	<u>1.967</u>	<u>1.968</u>	<u>1.969</u>	<u>1.970</u>
POBLACION (1)	382.000	405.600	421.800	438.600	456.100	473.100
HAB/ABCHADO	7	6.97	6.9	6.82	6.75	6.68
Nº DE ABCHADOS (2)	54.500	58.134	61.100	64.250	67.500	70.800
MWh/ABCHADO (ANUAL)	2,356	2,45	2,56	2,67	2,78	2,9
MWh VENDIDOS	128.560	142.408	156.500	171.600	187.500	205.200
PERDIDAS DE ENERGIA (\$)	22,8	20,2	20	20	20	20
MWh GENERADOS	166.673	178.539	196.805	214.000	236.200	263.900
FACTOR DE CARGA (%)	51,4	50,9	49,6	50	50,1	50,2
DEMANDA MAXIMA (MW) (3)	37,8	40,05	45,2	48,8	53,2	58,3
WATIOS/HABIT.	98,9	98,8	107,2	111,3	116,7	123,1

NOTAS: (1) a base de la proyección de la población efectuada por la Junta Nacional de Planificación
 (2) abonados promedio del año

(3) Demanda máxima = $\frac{\text{MWh generados}}{8.760 \times \text{factor carga}}$

CUADRO N° 6 (continuación): PROYECCION DE LA DEMANDA: Area Quito-Majía Rumiñahui

	<u>1.971</u>	<u>1.972</u>	<u>1.973</u>	<u>1.974</u>	<u>1.975</u>	<u>1.976</u>
POBLACION	495.900	518.700	542.400	567.300	592.600	618.300
HABIT/ABONADO	6,6	6,52	6,45	6,38	6,32	6,26
N° DE ABONADOS	75.200	79.400	84.050	88.900	93.700	98.600
MWh/ABONADO (anual)	3,02	3,15	3,29	3,43	3,58	3,73
MWh VENDIDOS	227.000	250.000	276.500	305.500	336.000	368.000
PERDIDAS DE ENERGIA (%)	20	20	20	20	20	20
MWh GENERADOS	283.900	312.500	345.900	382.000	419.000	460.000
FACTOR DE CARGA (%)	50.3	50.4	50.5	50.6	50.7	50.8
DEMANDA MAXIMA (MW)	64.3	70.7	78.0	85.9	94.4	103.2
WATIOS/HABITANTE	129,6	136,5	143,8	151,2	159,1	167,2

NOTA: iguales observaciones que para el cuadro anterior (pag. 20)

21

CUADRO N° 6.- PROYECCION DE LA DEMANDA: Area Quito-Nejia-Baniffabui (continuación)

	<u>1.977</u>	<u>1.978</u>	<u>1.979</u>	<u>1.980</u>	<u>1.981</u>	<u>1.982</u>
POBLACION	645.000	674.000	703.000	737.000	768.000	801.000
HABIT/ABONADO	6,2	6,14	6.08	6.05	6.05	6.04
N° DE ABONADOS	104.200	109.800	115.700	122.000	126.900	132.500
MWh/ABONADO (anual)	3,89	4,06	4.23	4,42	4,62	4,82
MWh VENDIDOS	405.800	444.000	490.000	538.000	585.000	637.500
PERDIDAS DE ENERGIA (%)	20	20	20	20	20	20
MWh GENERADOS	507.000	550.000	613.000	672.500	732.000	797.000
FACTOR DE CARGA (%)	50.9	51.0	51.1	51.2	51.3	51.4
DEMANDA MAXIMA (MW)	113,9	124.0	136,8	149,8	162,9	177,2
WATIOS/HABITANTE	176.5	184.0	194.1	203.5	212.0	221.2

NOTA: iguales observaciones que para el gráfico 6 (página 20).

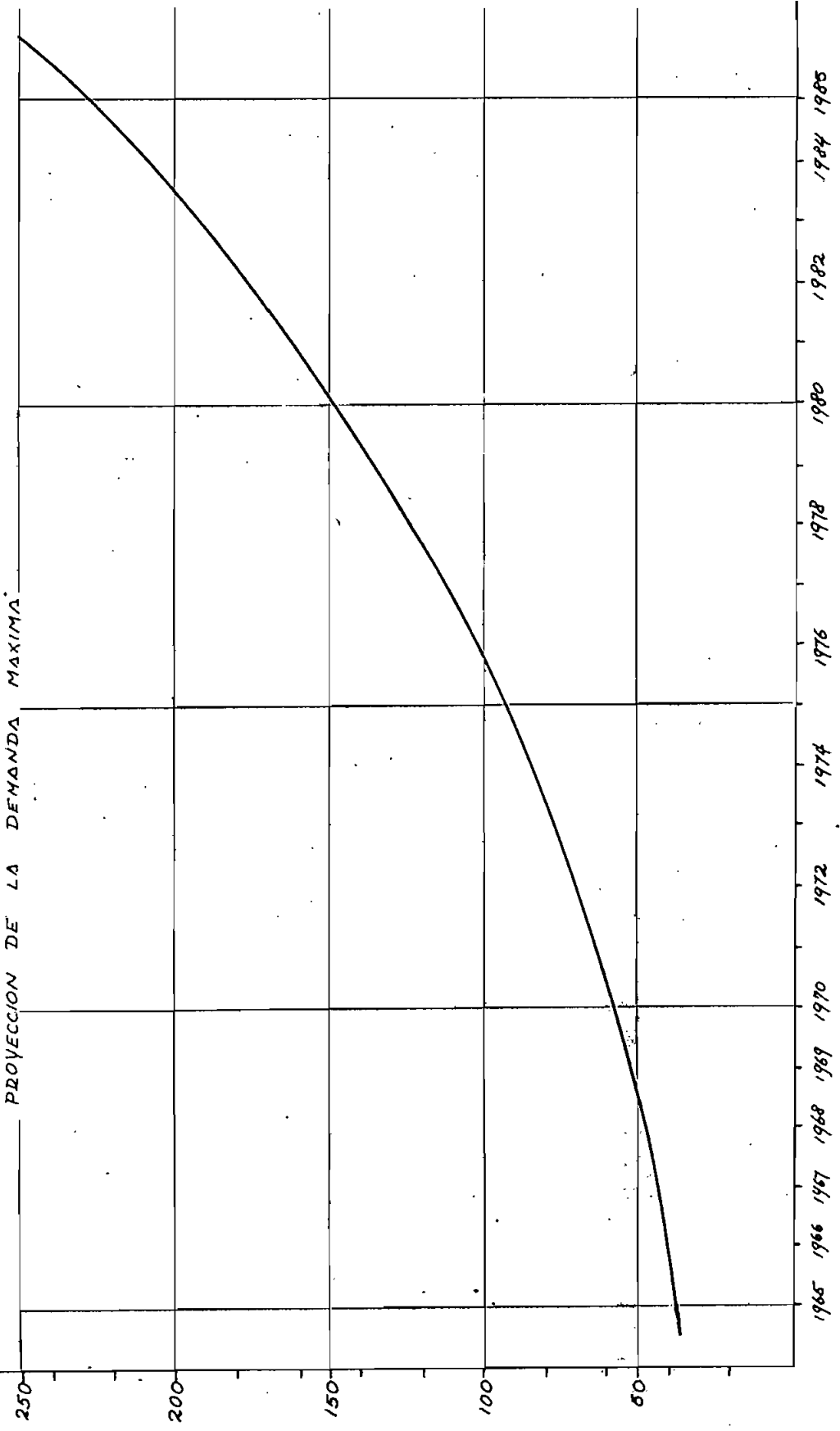
CUADRO N° 6.- PROYECCION DE LA DEMANDA: Area Quito-Nejia-Banifrahui (conclusión)

	<u>1.983</u>	<u>1.984</u>	<u>1.985</u>	<u>TARAS DE OPERAMIENTO</u>
POBLACION	838.000	874.000	913.000	4.45 %
HBIT/ABOHADO	6.03	6.02	6.0	
N° DE ABOHADOS	138.000	145.100	152.200	5.27 %
MWh/ABOHADO	5.03	5.25	5.47	
MWh VENDIDOS	695.000	762.000	835.000	9.74 %
PREDIDAS DE ENERGIA (%)	20	20	20	
MWh GENERADOS	895.000	952.000	1'042.000	10.62 %
FACTOR DE CARGA (%)	51.6	51.6	52.0	
DEMANDA MAXIMA (MW)	189,7	210,0	228,5	9,4 %
WATIOS/HABITANTE	226.1	240.0	250.1	

NOTA: iguales observaciones que al cuadro de la página 20

P
MW

CENTRAL "TOACHI"
GRAF. 2: AREA QUITO-NEJIA - RUMIÑAHUI
PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA



I.3.d.- Observaciones acerca de la Proyección de la Demanda del Área Quito-Majía-Baños.

Las tasas de crecimiento en el período 1.965 - 1.985 muestran que el servicio se expande a un mayor número de consumidores en la zona, incrementándose el índice de electrificación, ampliándose el servicio a mayores áreas e incrementándose el consumo industrial (se incrementa el nivel de vida, aumenta la actividad fabril, el consumo por alumbrado público se extiende, al igual que el consumo por parte de la Empresa de Agua Potable, etc.).

De acuerdo con este crecimiento se observa que prácticamente cada siete años, durante el período, la demanda de potencia se duplica. Este crecimiento podría considerarse alarmante, pero se debe notar que aún en la actualidad, el consumo de energía eléctrica no ha incidido plenamente en el desarrollo del sector y las metas impuestas constituyen valores normales para otros países de igual o inferior desarrollo.

Para fines del período (1.985) los kWh/abonado son 5.48, que son los que aproximadamente debe alcanzar Costa Rica en 1.971, Panamá en 1.976 y Guatemala en 1.986.

El crecimiento de la población es uno de los más altos del país, justificándose por las mejores condiciones de salubridad, la migración hacia la capital del país y la bondad climática de la región (favorable para la agricultura y la ganadería; ausencia de sequías prolongadas, etc.).

Los waticos de demanda máxima diversificada/ abonado, abonan en beneficio de una mayor electrificación e industrialización de la zona. En años posteriores, al cre

001571

cimiento de este rubro será ya inferior llegando a valores que indican un uso más generalizado de la energía eléctrica.

L.3.e.- Abastecimiento de la demanda futura de la zona.-

A más de las instalaciones existentes (pag. 16) por parte de la Empresa Eléctrica Quito se están construyendo la central de Pascocha de 4.500 KW y la central de Nayón de 30.000 KW, que deberá entrar en servicio - en 1.970 y 1.972, respectivamente.

Los planes de expansión a base de la central de La Mica y de la ampliación de Los Chillos, no se tomarán en cuenta, considerando que son obras pequeñas en comparación con las obras de carácter nacional (Pisayambo y Toachi) proyectadas por INKCEL y que pueden abastecer al sistema y a otros sectores del país, evitando mayores esfuerzos económicos.

Asimismo, para 1.972 se supone el retiro de la vieja central de Guápulo. Con estas nuevas instalaciones (Nayón y Pascocha) se espera abastecer adecuadamente al mercado hasta 1.975, año en el cual se debería incorporar a esta área al Sistema Nacional Interconectado.

I.4.- PROYECCION DE LA DEMANDA.-

Area de Sto. Domingo de los Colorados:

I.4.a.- DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA DE AÑOS ANTERIORES:

Los datos históricos de la demanda de energía eléctrica de esta región son escasos y únicamente desde 1964, al formarse la Cooperativa de Electrificación Rural, se dió empuje al programa de electrificación. Anteriormente, la Empresa Eléctrica Quito S.A. mantenía una central diesel de 149,6 KW en Santo Domingo de los Colorados.

Los datos históricos de la demanda son:

AÑO	POTENCIA INSTALADA (KW)	DEMANDA MAXIMA (KW)	HORAS DE FUNCION.	FACTOR DE CARGA	ENERGIA VENIDIDA (MWh)	ENERGIA GENERADA (MWh)
1964	300	270	5.094	0,46	559,36	632,68
1965	500	283	8.760	0,46	923,71	1140,38
1966	500	400	8.760	0,415	1160,14	1452,03

La repartición de consumo (en MWh), es la siguiente:

AÑO	LUZ FIJA	RESIDEN CIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	ALUMBRADO PUBLICO	OTROS
1964		65,96	331,43	67,77	94,20	
1965	102,63	558,78	108,34		154,95	
1966		205,62	736,66	110,83	70,66	36,4

Se puede observar que la repartición del consumo entre los diferentes grupos de consumidores, no guarda relación entre sí, en los tres años del período y por lo tanto la confiabilidad en su tendencia, no es aceptable.

El crecimiento de la demanda en el período es del 21.6 % y la energía generada crece a razón del 51 % en

el período, pero anotándose que las horas de funcionamiento al año, difieren; desde 1.965 a 1.966 crece con el 27,2% con igual horas de funcionamiento.

El factor de carga disminuye notoriamente siendo relativamente bajo y se debe procurar elevarlo.

En el gráfico N° 3 se muestra la evolución de la demanda máxima.

I.4.b.- Disponibilidades de energía en años anteriores:

En la zona se han instalado a lo largo de los años, grupos pequeños para servicios particulares y en el Censo Nacional de Electrificación (1.962) se anotan los siguientes resultados:

Número de centrales	Potencia Instalada
22	228 KW

De estas centrales sólo se destaca la que pertenecía a la Empresa Eléctrica Quito S.A. con una capacidad de 149,6 KW quedando 21 centrales con 78,4 KW, con un promedio de 3,74 KW/central.

Desde que se fundó la Cooperativa de Electrificación Rural, la potencia instalada ha evolucionado de la siguiente manera:

Año	Potencia instalada
1.962	149,6 KW
1.964	300 KW
1.965	500 KW (1)
1.966	500 KW

En el gráfico N° 4 se representa la evolución de la potencia instalada.

(1) 2 x 150 KW de la Cooperativa de Electrificación Ru-

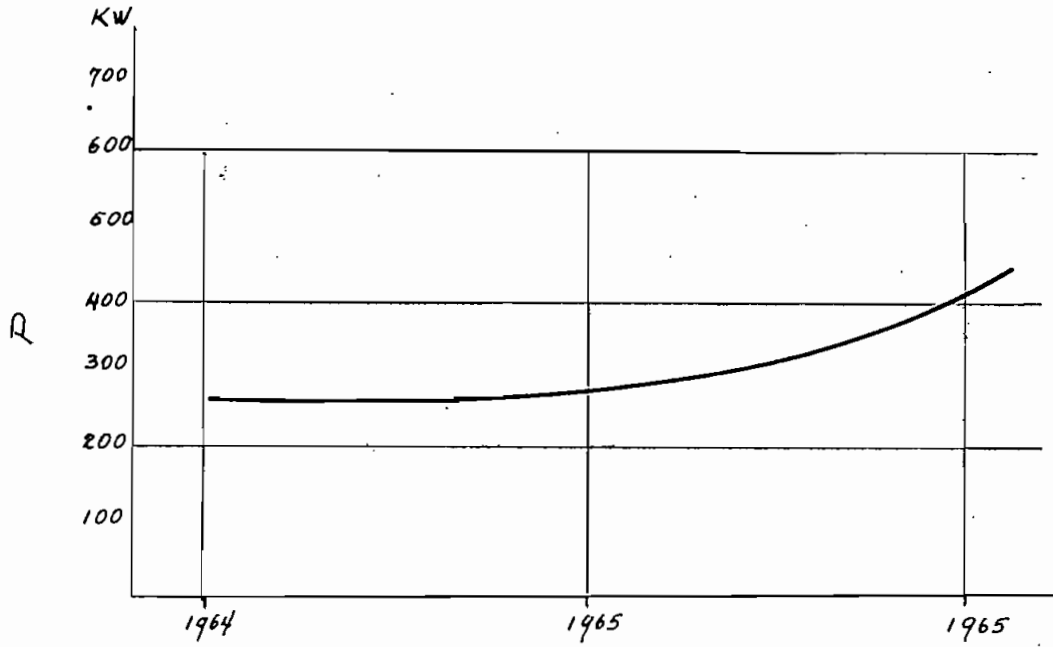
ral y 1 x 200 KW de propiedad de INECEL, cedido en arrendamiento.

I.4.c.- PROYECCION DE LA DEMANDA:

Se utilizará el primer método descrito en este trabajo, con las siguientes suposiciones:

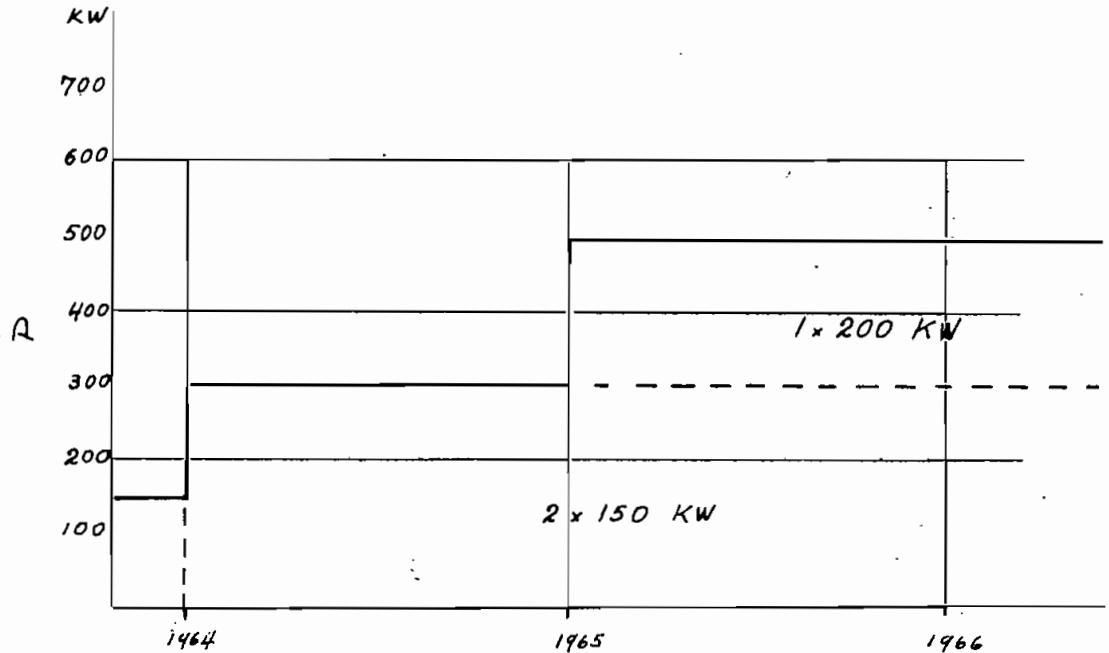
- a) se parte del año histórico 1.966, en que practicamente no existía electrificación rural y el número de habitantes/abonado es alto y el índice de electrificación es bajo. El período de proyección abarca hasta 1.985.
- b) se proyecta la población de la zona hasta 1.985. Es de anotar que la tasa de crecimiento demográfico de la zona es sumamente alto, comparada con otras zonas del país.
- c) En 1.966 el índice de electrificación es de 12,6 waticos/habitante y para fines del período se estimará que debe subir a 40 waticos/habitante, dando una tasa de crecimiento del 7.59 % anual. Este crecimiento significa que se incrementa el área servida y la calidad del servicio.
- d) el factor de carga se estimará para fines del período en el 45%.
- e) las pérdidas de energía se estimarán en un 20% para todo el período.

Con todas estas suposiciones se obtiene el siguiente cuadro de proyección de la demanda (cuadro N° 7).



CENTRAL "TOACHI"

GRAF. 3: AREA STO. DOMINGO DE LOS COLORADOS
EVOLUCION DE LA DEMANDA MAXIMA



CENTRAL "TOACHI"

GRAF. 4: AREA STO. DOMINGO DE LOS COLORADOS
CAPACIDAD INSTALADA

CUADRO N° 7: PROYECCION DE LA DEMANDA .- AREA DE SANJO DOMINGO DE LOS COLONADOS

	<u>1.966</u>	<u>1.967</u>	<u>1.968</u>	<u>1.969</u>	<u>1.970</u>	<u>1.971</u>	<u>1.972</u>
POBLACION	31.950	34.500	37.300	40.300	43.600	47.250	50.000
WATIOS/HABIT. (1)	12,5	29 (2)	21	23	25	28	30
DEMANDA MAXIMA (KW)	400	690	782	925	1.085	1.320	1.500
HORAS FUNCIONAM.	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
FACTOR DE CARGA (%)	41.5	41.7	42.0	42.3	42.6	43.0	43.4
ENERGIA GENERADA (MWh) (3)	1.452	2.460	2.870	3.430	4.060	4.910	5.690
PERDIDAS ENERGIA (%)	20	20	20	20	20	20	20
ENERGIA VENDIDA (MWh) (4)	1.160	1.970	2.290	2.740	3.250	3.930	4.460

- NOTAS: (1) Demanda diversificada
 (2) Se incrementa a 20 considerando que el servicio se extiende a áreas rurales
 (3) MWh generados = Demanda máxima(KW) x factor de carga x horas funcionamiento
 1.000
 (4) MWh vendidos = 0,8 x MWh generados

CUADRO 7. PROTECCION DE LA DEMANDA: Area Sto. Domingo de los Colorados (continuación)

	<u>1.973</u>	<u>1.974</u>	<u>1.975</u>	<u>1.976</u>	<u>1.977</u>	<u>1.978</u>	<u>1.979</u>	<u>1.980</u>
POBLACION	54.100	58.600	63.200	68.600	72.500	76.900	81.400	86.300
WATIOS/HABIT. (1)	30	32	32	34	34	36	36	36
DEMANDA MAXIMA (KW)	1.623	1.870	2.020	2.320	2.460	2.725	2.930	3.120
HORAS FUNCIONAMIENTO	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
FACTOR DE CARGA (%)	43.7	44.0	44.2	44.4	44.6	44.7	44.8	44.8
ENERGIA GENERADA (3) (MWh)	6.200	7.200	7.800	9.000	9.570	10.700	11.420	12.240
PERDIDAS DE ENERGIA (5)	20	20	20	20	20	20	20	20
ENERGIA VENDIDA (MWh) (4)	4.950	5.760	6.240	7.200	7.640	8.540	9.230	9.830

(1), (3) y (4): iguales observaciones que para el cuadro de la página 31.

CUADRO N° 7: PROYECCION DE LA DEMANDA Area de Sto. Domingo de los Colorados (conclusión)

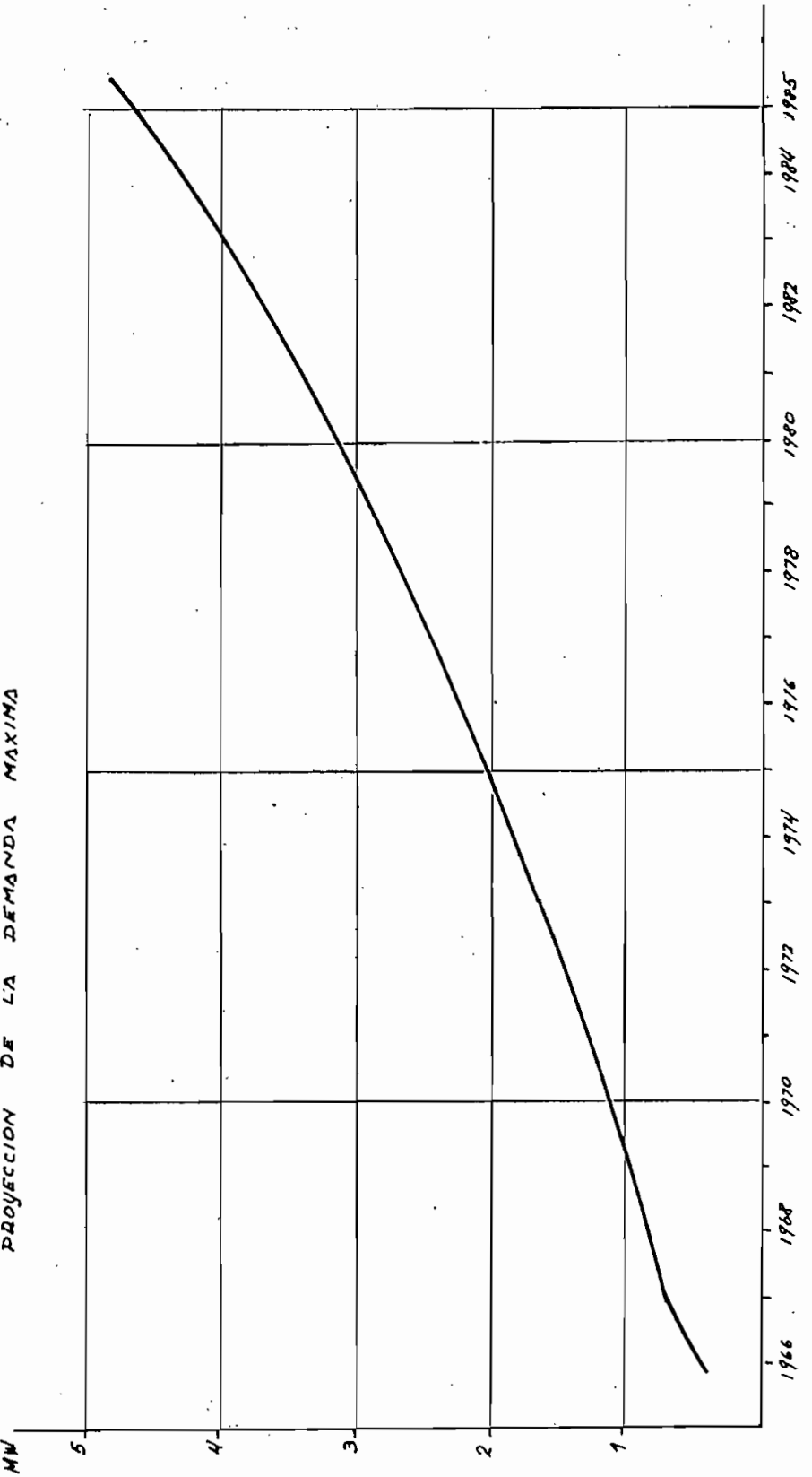
	<u>1.981</u>	<u>1.982</u>	<u>1.983</u>	<u>1.984</u>	<u>1.985</u>	<u>TASA DE CRECIMIENTO</u>
POBLACION	91.600	97.100	103.000	109.000	115.300	8% y 6% (5)
WATIOS/HABIT. (1)	38	38	38	40	40	4.7% (6)
DEMANDA MAXIMA (KW)	3.475	3.690	3.910	4.360	4.612	13.8%
HORAS FUNCIONAMIENTO	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	
FACTOR DE CARGA (%)	44.9	44.9	44.9	45.0	45.0	
ENERGIA GENERADA (MWh) (3)	13.650	14.500	15.340	17.200	18.200	14.3%
PERDIDAS DE ENERGIA (%)	20	20	20	20	20	
ENERGIA VENDIDA (MWh) (4)	10.900	11.600	12.250	13.780	14.590	14.3%

NOTAS: (1); (3) y (4); iguales observaciones que para el cuadro de la página 31

(5): la tasa de crecimiento es sumamente alta ya que se halla la zona en un periodo de crecimiento acelerado, por ser un centro vial, agrícola y ganadero. Se ha impuesto el 8% hasta 1.976 y el 6% desde 1.976 hasta 1.985.

(6): en realidad el crecimiento no sigue esta tasa a lo largo de los años del período. Los valores respectivos para cada uno de los años son metas que se deben alcanzar.

CENTRAL "TOACHI"
GRAF. 5: AREA STO. DOMINGO DE LOS COLORADOS
PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA



I.4.d.- OBSERVACIONES AGREGA DE LA PROYECCION DE LA DEMANDA

La zona de Santo Domingo de los Colorados es una de las regiones del país que crece con uno de los mayores índices demográficos, debido a sus condiciones favorables ya anotadas. La forma del servicio eléctrico es típicamente rural, sirviendo a fincas y a cooperativas agrícolas. Los waticos/habitante son algo reducidos pero esto es explicable ya que el núcleo familiar de la zona se eleva a casi 12 personas. El factor de carga es bajo, debido al tipo predominante de abonado, que no exige un consumo continuado de electricidad. A pesar de su crecimiento acelerado, se estima que para el final del período, la demanda máxima no excederá los 5 MW.

II.4.e.- ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA FUTURA

El Programa de Electrificación elaborado por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación prevee un aumento de la capacidad instalada con el montaje de una central diesel-eléctrica de 1.380 KW. Cuando se instale esta central, se retirarán los 500 KW que actualmente se hallan en funcionamiento. Para 1.970, el total de la potencia instalada debe llegar a 2.130 KW y con esta potencia se espera abastecer a la zona hasta 1.976. A partir de ese año se presentarán los primeros déficits, que para 1.985 se elevarán a aproximadamente 2.500 KW. Este sector deberá ser abastecido de energía eléctrica con aportes de una central del Sistema Nacional Interconectado o con plantas térmicas independientes. Un estudio detallado del abastecimiento de energía para la zona, se hará más adelante, de manera similar que para las áreas de Quito y Manabí.

NOTA: desde 1.967 ha hallan instalados ya los 1.380 KW - repartidos en tres grupos de 460 KW cada uno. Los 500 KW instalados anteriormente han sido retirados del servicio.

I.5.- PROTECCIÓN DE LA DEMANDA:

AREA DE LA PROVINCIA DE MANABI

I.5.a.- DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA DE AÑOS ANTERIORES:

En la provincia de Manabí, como en las demás provincias de la costa ecuatoriana, la demanda de energía eléctrica ha sido atendida por parte de organismos públicos y por los mismos usuarios (autoprodutores), en gran escala. Desde 1.966 se observa en la ciudad de Manta, la tendencia a servir el consumo industrial por parte de la Empresa Eléctrica Manta S.A. desplazando a los autoprodutores, que declinan su producción.

El servicio brindado se ha extendido principalmente a los centros urbanos y cabeceras cantonales de la provincia: Portoviejo, Chone, Jipijapa, Manta, Sucre, Santa Ana, Jaramijó, Paján, Rocafuerte, Tosagua, Calosta y Bahía de Caraquez, pero con muchas deficiencias, brindando un servicio discontinuado y con continuas interrupciones.

Un estudio histórico de la demanda observada se presentará para los principales centros urbanos de la provincia y para los principales autoprodutores, en el período 1.964 - 1.966, en el cuadro N° 8.

De los quince centros servidos, solamente en Chone, en la Piladora Santa Catalina, en Inalca, en Intercambio S.A. y en el servicio brindado por la Empresa Eléctrica Portoviejo, existe una relación cercana entre la potencia instalada y la demanda máxima. En los demás centros consumidoras, la potencia instalada es muy superior a la demanda máxima (por ejemplo: Empresa Eléctrica Manta). En el total provincial, la potencia instalada practicamente duplica a la demanda máxima, pero esta circunstancia no significa que la provincia se halla bien servida, sino por el contrario, que el mal estado de las ins-

CUADRO Nº 8: AREA DE LA PROVINCIA DE MANABI

POTENCIA INSTALADA Y DEMANDA MAXIMA

AREA SERVIDA	AÑO	CLASE DE SERVICIO	POTENCIA INSTALADA (KW)	DEMANDA MAXIMA (KW)	HORAS DE FUNCION. ANUAL	FACTOR DE CARGA
Caloata	1964	Público	122	75	2.920	0.60
	1965	"	122	64	2.920	0.35
	1966	"	122	71	2.920	0.34
Chone	1964	Público	332	320	4.380	0.34
	1965	"	332	320	4.380	0.40
	1966	"	332	340	4.380	0.34
PILADORA Santa Catalina (Jipijapa)	1964	Autopr.	220	200	5.475	0.60
	1965	"	220	220	5.475	0.60
	1966	"	220	220	5.475	0.62
Jipijapa	1964	Público	590	230	4.380	0.47
	1965	"	590	220	4.380	0.27
	1966	"	590	240	4.380	0.41
Inalca (Manta)	1964	Autopr.	375	400	8.200	0.65
	1965	"	375	400	8.280	0.66
	1966	"	375	400	8.280	0.68
Inepaca (Manta)	1964	Autopr.	350	300	8.760	0.46
	1965	"	626	350	8.760	0.48
	1966	"	600	150	8.760	0.41
Empresa Eléctrica Manta S.A	1964	Público	6307	397	8.760	0.30
	1965	"	6307	1200	8.760	0.48
	1966	"	5000	1540	8.760	0.50

CUADRO N° 8: AREA DE LA PROVINCIA DE MANABI
(contin.) POTENCIA INSTALADA Y DEMANDA MAXIMA

AREA SERVIDA	AÑO	CLASE DE SERVICIO	POTENCIA INSTALADA (KW)	DEMANDA MAXIMA (KW)	HORAS DE FUNCION. ANUAL	FACTOR DE CARGA
Compañía Industr. Pacífico (Nanta)	1964	Autopr.	293	160	2.920	0.40
	1965	"	293	165	2.980	0.40
	1966	F U E R A		D E L	S E R V I C I O	
Empresa Eléctrica Portoviejo	1964	Público	946	1085	5.480	0.38
	1965	"	1446	965	8.760	0.38
	1966	"	1446	1190	8.760	0.408
C. E. M.	1964	Autopr.	E N	I N S T A L A C I O N		
	1965	"	200	E N	I N S T A L A C I O N	
	1966	"	200	120	4.380	0.41
Santa Ana	1964	Público	252	115	5.500	0.40
	1965	"	252	115	4.380	0.40
	1966	"	252	145	4.380	0.43
Bahía	1964	Público	650	290	4.745	0.35
	1965	"	650	285	4.745	0.33
	1966	"	790	310	4.745	0.32
Piladora Balda	1964	Autopr.	112	80	2.920	0.40
	1965	"	112	80	2.920	0.42
	1966	"	112	76	2.920	0.43
Sucre	1964	Público	126	75	4.380	0.45
	1965	"	126	75	4.380	0.40
	1966	"	126	82	4.380	0.40
TOTAL	1964		11548	3931		
	1965		12524	4663		
	1966		11030	5094		

talsaciones impide un mayor consumo y una mayor extensión del servicio.

De las entidades de servicio público, únicamente en Manta existe servicio eléctrico durante todo el año (en Portoviejo desde 1.965) mientras que en el resto de la provincia, el servicio se reduce a una atención mediante horario. El factor de carga tiene variaciones substanciales de un centro consumidor a otro, dependiendo del tipo de consumidor que abastece. En los autoprodutores (donde predomina el consumo industrial) el factor de carga sobrepasa el 40% y llega incluso al 68% (Inalca). En cambio, para el servicio público, el factor de carga oscila desde el 27% hasta el 60% - siendo una cifra media aceptable, el 40%.

Un resumen provincial, por clase de servicio se presentará en el cuadro N° 9; en cuanto a la potencia instalada, no se puede advertir su tendencia de crecimiento, porque presenta datos contradictorios. La tasa de crecimiento de la demanda máxima es alta y es notoria la tendencia a disminuir la demanda atendida por los autoprodutores, que pasan a ser atendidos por organismos públicos, en gran parte.

Tomando en consideración ahora el desarrollo que ha tenido la energía generada y la energía vendida, en el cuadro N° 10 se presenta la repartición de consumo entre los diferentes tipos de abonados y en el cuadro N° 11, el resumen provincial, de energía generada y vendida. Se nota que se ha eliminado en gran parte el consumo por concepto de luz fija y se incrementa consecuentemente el consumo residencial; en cuanto al consumo comercial, hay gran variación debido al cambio continuo de ciertos clientes comerciales, que pasan de la categoría residencial a la comercial o viceversa, de manera anárquica. El consumo industrial mantiene su ritmo

CUADRO N° 9: AREA DE LA PROVINCIA DE MANABI.-

POTENCIA INSTALADA Y DEMANDA MAXIMA POR CLASE DE SERVICIO

CLASE DE SERVICIO	AÑO	POTENCIA INSTALADA	DEMANDA MAXIMA	CASA DE GERENCIAMIENTO	DEMANDA MAXIMA
Público	1.964	9.325 KW	2.587 KW		23 %
	1.965	10.025 KW	3.244 KW		
	1.966	8.850 KW	3.918 KW		
Autoconsumo	1.964	2.223 KW	1.344 KW		
	1.965	2.499 KW	1.419 KW		- 6.5 %
	1.966	2.180 KW	1.176 KW		
Total Provincial	1.964	11.548 KW	3.931 KW		
	1.965	12.524 KW	4.663 KW		14 %
	1.966	11.030 KW	5.094 KW		

CUADRO N° 10: AREA DE LA PROVINCIA DE MANABI; REPARTICION DEL CONSUMO (MWh.) (1)

AÑO	LUZ FIJA	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	ALUMBRADO PUBLICO	SERVICIOS OTROS	
						GRATUITOS	OTROS
1.964	1.143	1.152	337	5.814	662	225	
1.965	1.414	2.804	535	6.773	990	219	4
1.966	202	5.009	58	7.154	953	145	50

(1) se considera la demanda servida por los organismos públicos y autoproduutores.

CUADRO N° 11: AREA DE LA PROVINCIA DE MANABI

ENERGIA GENERADA y CONSUMIDA.- PERDIDAS

AÑO	ENERGIA CONSUMIDA	PERDIDAS	ENERGIA GENERADA
1.964	9.335 MWh.	2.185 MWh	11.520 MWh.
1.965	12.739 MWh.	3.883 MWh	16.622 MWh.
1966	14.046 MWh.	4.422 MWh	18.468 MWh

CUADRO N° 12: AREA DE LA PROVINCIA DE MANABI

REPARTICION DE LA ENERGIA GENERADA POR CLASE DE SERVICIO

AÑO	SERVICIO PUBLICO	AUTOPRODUCTORES
1.964	5.266 MWh	6.254 MWh.
1.965	9.940 MWh	6.682 MWh.
1.966	13.323 MWh	5.145 MWh.

CUADRO N° 13: AREA DE LA PROVINCIA DE MANABI

NUMERO DE ABONADOS DE LAS PRINCIPALES CIUDADES (1)

AÑO	MANA	PORTOVIEJO	BAHIA	JIPIJAPA	CHONE
1.965	3.010	3.681			
1.966	3.278	3.547			
1.967	3.390	3.262	1.141	987	537

(1) los valores son promedios anuales; para Bahía, Jipijapa y Chone son valores del segundo trimestre de 1.967

CUADRO N° 14: AREA DE LA PROVINCIA DE MANABI

EVOLUCION DE LA CAPACIDAD INSTALADA (KW)

1.952	1.954	1.956	1.958	1.960	1.962	1964	1.966
2.493	3.520	3.833	4.839	5.924	6.652	11548	11.030

TASA CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA = 12.2%

normal de crecimiento y el consumo por alumbrado público, tiene una cierta tendencia a estacionarse en 1.966. Los servicios gratuitos disminuyen al mejorarse el control administrativo de los organismos administradores. Las pérdidas y robos de energía se observan en el cuadro N° 11.

La energía generada (cuadro N° 11) crece con el 28% anual en el período. Las pérdidas representan el 25% de la energía generada (valor medio del período), cuando se mejoren los sistemas de distribución y el control administrativo, este porcentaje tiene que disminuir.

Observando el cuadro n° 12, en cuanto a la repartición de la energía generada, entre organismos de servicio público y autoprodutores, se observa que la generación a cargo de entidades públicas crece con el 59% anual, mientras que la generación de los autoprodutores disminuye con el 5% anual.

Todos estos datos de demanda de potencia y energía nos servirán para la implantación de las metas y suposiciones para la proyección de la demanda de la provincia.

En el cuadro N° 13 se presenta un dato adicional, el número de abonados de las principales ciudades de la provincia; se observa que en Manta el número de abonados crece, pero en Portoviejo no se nota una tendencia clara, en parte motivada por los cambios en la política de control llevada por la Empresa Eléctrica Portoviejo. Cuando se mejore la organización y se elimine la reticencia a ocupar el servicio eléctrico con el respectivo medidor, se hará presente la tendencia de crecimiento natural.

1.5.b.- EVOLUCION DE LA CAPACIDAD INSTALADA:

La potencia instalada en la provincia de Manabí ha evolucionado de acuerdo a los valores señalados en el cuadro N° 14; como se puede observar, la potencia instalada su-

para a la demanda máxima, pero gran parte de las plantas eléctricas existentes se hallan en estado de obsolescencia o totalmente dañadas. Por esta razón, cuando se instalen los grupos diesel en Manta, la gran mayoría de las instalaciones existentes serán retiradas de servicio. En el gráfico N° 6 - se muestra la evolución de la demanda máxima y de la capacidad instalada, notándose las variaciones de ésta última, - provenientes de la mala calidad de las plantas instaladas y de su mal mantenimiento, que ha provocado una vejez prematura.

I.5.c.- PROYECCION DE LA DEMANDA

Para la proyección de la demanda se aplicará el mismo método que para Santo Domingo de los Colorados, basándose en - que la zona de Manabí se halla insuficientemente electrificada y que el desarrollo de las empresas públicas de electrificación ha sido hasta ahora, incipiente.

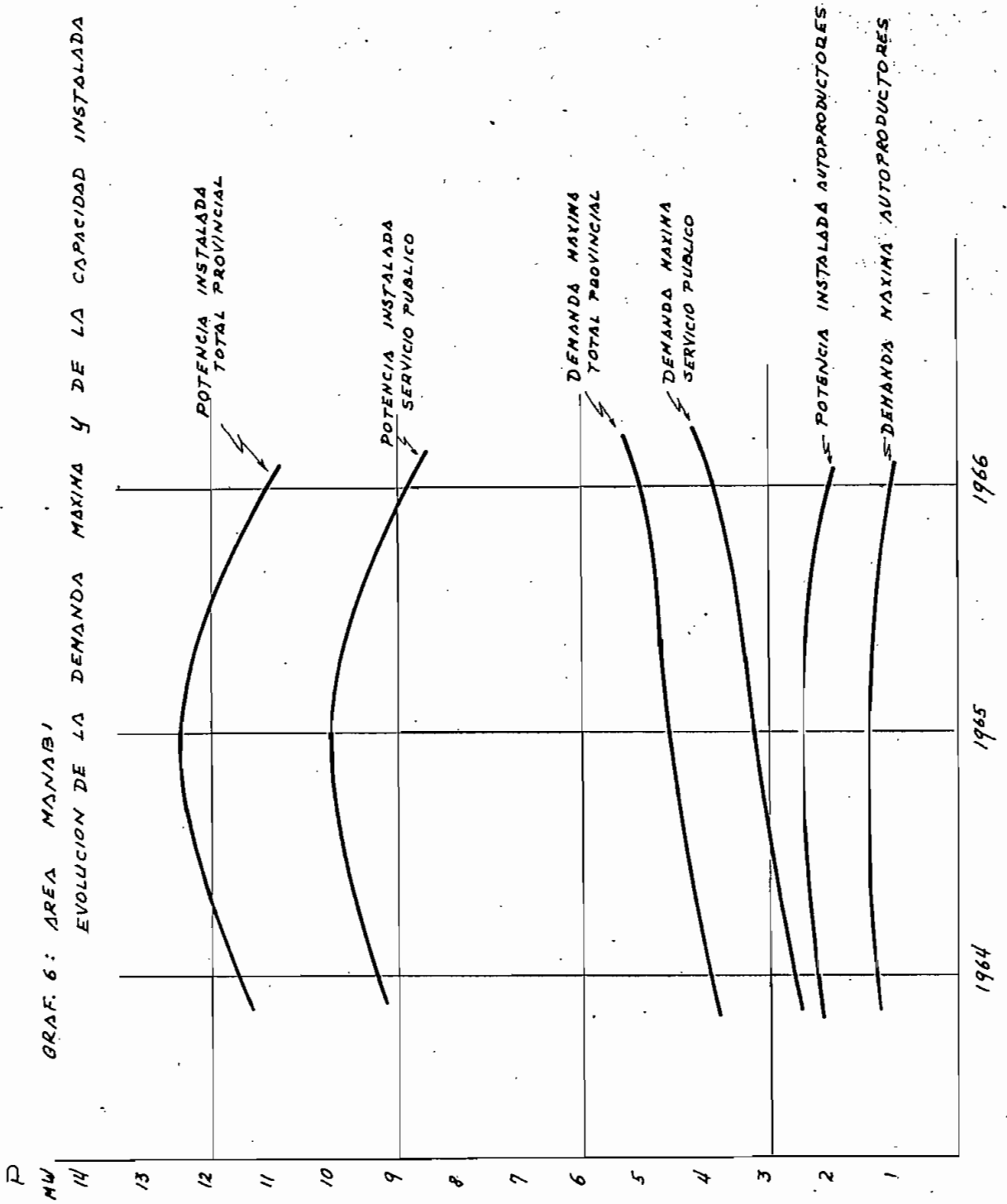
Las suposiciones que se adoptarán, serán las siguientes:

- a) se partirá del año histórico de 1.966 y el período de - proyección llegará hasta el año de 1.985.
- b) de acuerdo con los datos de población para 1.962 (ver - cuadro N° 1), los centros urbanos que en un principio se beneficiarán y serán tomados en cuenta en esta proyección, tenían una población de 126.065 habitantes. Aceptando una - tasa de crecimiento de la población del 4,33% (cifra acepta da por la Junta de Planificación) tenemos que para 1.966 - la población de los centros urbanos llega a 149.000 habitan tes. Para la proyección de la población se mantendrá esta - tasa de crecimiento para los centros urbanos durante los 10 primeros años del período (hasta 1.975). Se estima que para 1.976 el servicio eléctrico deberá iniciar su expansión hacia las pequeñas poblaciones y entonces la tasa de creci -

CENTRAL "TOACHI"

GRAF. 6: AREA MANABI

EVOLUCION DE LA DEMANDA MAXIMA Y DE LA CAPACIDAD INSTALADA



1964

1965

1966

miento baja entonces a 3.61%. Esta baja es debido a que el crecimiento de la población en las áreas rurales es menor, por razones obvias de salubridad, higiene, etc.

c) como el estudio de la proyección de la demanda llega a tener significación para los años 1.975-76 (año probable de entrada en servicio de la central Toachi) se supone que para ese año practicamente toda la demanda será abastecida por entidades públicas. Para el año de 1.966 se tomará como punto de partida la demanda máxima no coincidente de 5.094 KW a la que se le aplicará un factor de diversidad de 1,25 obteniéndose una demanda coincidente de 4.065 KW.

d) el indice de electrificación con los datos históricos existentes es de 27.5 Watos/hbt. (año histórico de 1966); este indice será prorrateado a lo largo de los años del periodo de tal manera que para 1.976, alcance los 60 Watos/hbt. y para 1.984 llegue a 100 Watos/hbt., cuando toda la provincia practicamente cuente con servicio eléctrico, obteniéndose una cifra que ya está dentro de un nivel aceptable de electrificación.

e) las horas de funcionamiento anual de las centrales será de 8.760 horas, significando esta cifra un profundo avance en la continuidad del servicio, que en 1.966 estaba muy restringido en el horario de atención.

f) las pérdidas de energía se estimarán en un 20% para fines del primer sub-periodo (1.976), manteniéndose esta cifra hasta 1.985. La cifra de partida será 25.9%.

g) el factor de carga para 1.966 será aceptado en un 40%. - Para 1.976, este factor subirá al 45% y para 1.985 llegará al 48%.

Con estas suposiciones se procederá a elaborar los respectivos cuadros de proyección de la demanda.

CUADRO 15: AREA DE LA PROVINCIA DE NAHANG, PROYECCION DE LA DEMANDA

	<u>1.966</u>	<u>1.967</u>	<u>1.968</u>	<u>1.969</u>	<u>1.970</u>	<u>1.971</u>	<u>1.972</u>
POBLACION	149.000	155.000	162.300	169.600	177.000	184.800	192.900
WATIOS/HABITANTE	27.5	29.8	32.3	35.0	37.9	41.0	44.4
DEMANDA MAXIMA (KW) (1)	4.065	4.640	5.260	5.930	6.720	7.590	8.580
HORAS FUNCIONAMIENTO	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
FACTOR DE CARGA (%)	40.0	40.0	41.0	41.0	42.0	42.0	43.0
ENERGIA OPERADA (MWh) (2)	14.210	16.300	18.800	21.300	24.750	27.800	32.300
PERDIDAS DE ENERGIA (%)	25.9	25.5	25.0	24.5	24.0	23.5	23.0
ENERGIA VENDIDA (MWh) (3)	10.520	12.150	14.160	16.180	18.810	21.300	24.800

NOTAS: (1) demanda diversificada

(2) MWh generados = $\frac{\text{Demanda máxima (KW)} \times \text{factor de carga} \times \text{horas funcionamiento}}{1.000}$

(3) MWh. vendidos = $\frac{(100 - \text{pérdidas de energía}) \text{Energía generada}}{100}$

Los valores de la energía generada y vendida para 1.966 son diferentes a los datos históricos debido a que el factor de carga adoptado es un valor promedio del observado en el servicio público y por otra parte se han considerado 8.760 horas anuales de funcionamiento. No por esto los valores adoptados carecen de valor ya que ante todo el valor fundamental en la elaboración de la proyección de la demanda, es el valor de la demanda máxima (que no se altera) y los demás valores se obtienen de acuerdo a las suposiciones y al proceso de cálculo seguido.

CUADRO N° 15: AREA DE LA PROVINCIA DE MAHABI.- PROYECCION DE LA DEMANDA (1)

	<u>1.973</u>	<u>1.974</u>	<u>1.975</u>	<u>1.976</u>	<u>1.977</u>	<u>1.978</u>	<u>1.979</u>	<u>1.980</u>
POBLACION	201.500	210.200	219.500	229.200	237.000	245.000	255.000	264.000
WATIOS/HABITANTE	48.2	52.0	56.3	61.0	64.9	69.0	73.5	78.2
DEMANDA MAXIMA (KW)	9.690	10.960	12.360	13.960	15.350	17.000	18.750	20.650
HORAS FUNCIONAMIENTO	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
FACTOR DE CARGA (%)	43.0	44.0	44.0	45.0	45.0	45.0	46.0	46.0
ENERGIA GENERADA (MWH)	36.400	42.300	47.600	55.100	60.200	67.000	75.600	83.000
PERDIDAS DE ENERGIA (%)	22.0	21.5	21.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
ENERGIA VENDIDA (MWH)	28.400	33.200	37.700	44.100	48.250	53.600	60.500	66.300

(1): Iguales observaciones que para el cuadro de la página 46.

(1)
CUADRO N° 15: AREA DE LA PROVINCIA DE JAVIERA.- SECCION DE LA DEMANDA
 (conclusión)

						TASAS DE CRECIMIENTO	
	<u>1.981</u>	<u>1.982</u>	<u>1.983</u>	<u>1.984</u>	<u>1.985</u>	1966-1976	1976-1985
POBLACION	274.000	285.000	295.500	306.000	317.000	4.33%	3.61%
WATIOS/HABITANTE	83.0	88.3	94.0	100.0	106.0	8.25%	6.25%
DEMANDA MAXIMA (KW)	22.700	25.250	28.750	30.600	33.600	13.1%	10.3%
HORAS DS FUNCIONAMIENTO	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760		
FACTOR DE CARGA (%)	46.0	47.0	47.0	47.0	48.0		
ENERGIA GENERADA (MWH)	91.500	104.000	118.400	126.000	141.100	14.5%	11.0%
PERDIDAS DE ENERGIA (%)	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0		
ENERGIA VENDIDA (MWH)	73.100	83.200	94.800	100.900	113.000	15.4%	11.0%

(1) ; iguales observaciones que para el cuadro de la página 46.

P
MWI

35

CENTRAL "TOACHI"

GRAF. 7: AREA DE MANABI

30

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA

25

20

15

10

5

1966

1968

1970

1972

1974

1975

1976

1978

1980

1982

1984

1985

I.5.d.- OBSERVACIONES ACERCA DE LA PROYECCION DE LA DEMANDA:

En primer lugar es necesario aclarar nuevamente que la proyección de la demanda abarca dos períodos bien definidos: - 1966 - 1976, en el que se servirá exclusivamente a los principales centros urbanos de la provincia y 1976 - 1985, período en el cual paulatinamente los sectores rurales se incorporarán al servicio eléctrico.

El crecimiento de la demanda máxima puede parecer elevado, debido a que es una de las provincias con mayor crecimiento demográfico, donde la influencia del sector industrial se presenta con mayor intensidad y por otro lado se pretende dar un gran adelanto en cuanto al servicio de energía y fuerza eléctrica, al elevar el índice de electrificación hasta 100 waticos/habitante.

El factor de carga se incrementa lentamente, a pesar de la influencia del consumo industrial, debido al gran número (en porcentaje) de consumidores homogéneos pequeños que accionan su consumo a determinadas horas (primeras horas de la noche). Las pérdidas de energía se tratan de mantener en un porcentaje aceptable, contando con la mejora de los sistemas de distribución y la organización contable y administrativa de los organismos explotadores del servicio.

I.5.e.- ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA FUTURA

Habiéndose ya previsto la adquisición de cuatro grupos diesel con una capacidad total de 13.4 MW para el servicio de la provincia, para 1.974 se podrá contar con 17.4 MW de potencia instalada (sumándose la potencia de la unidad APD anclada en Manta) que estarán en capacidad de abastecer a la demanda hasta 1.977. Las demás centrales existentes en la ag

tualidad, paulatinamente se irán retirando de servicio.

A partir de 1.978, se deberá proveer la instalación de nuevas fuentes de generación eléctrica para abastecer a la provincia, y para 1.985, estas nuevas instalaciones deberán aportar un mínimo de 16 MW de potencia al sistema Manabí.

I.6.- CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE PROYECCION DE LA DEMANDA

Determinadas las respectivas proyecciones de demanda para - las tres zonas de influencia del proyecto Toachi, debemos ahora dar los siguientes pasos:

- a) determinar la capacidad que tienen las plantas existentes para abastecer la demanda y establecer los déficits que de hecho se presentarían.
- b) analizar la potencialidad del proyecto Toachi en cuanto a la producción de energía eléctrica, para abastecer a es tos déficits.
- c) determinar los programas de operación de todas las centra les de la zona (incluida la central Toachi), para obtener los aportes de potencia y energía de ésta última.
- d) Obtenidos los aportes de potencia y energía de la central Toachi, se deberá proceder a seleccionar el número más adecuado de unidades y determinar un calendario de ejecución de las obras.

Todos estos estudios se efectuarán en los capítulos siguientes.

CAPITULO II

ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA FUTURA DE POTENCIA Y ENERGIA

II.1.- INTRODUCCION:

Terminados los estudios de proyección de la demanda en el área de influencia del proyecto, toca ahora determinar la manera óptima de abastecer esta demanda futura. Para esta determinación se tomarán en cuenta los siguientes factores:

- demanda futura de potencia y energía en el área de influencia.
- capacidad de generación y potencia aprovechable de las plantas existentes.
- necesidad de nuevas instalaciones para satisfacer el crecimiento de la demanda.

En cuanto a la capacidad de generación y a la potencia aprovechable de las plantas existentes, para las plantas hidráulicas será necesario efectuar su estudio durante las diferentes épocas del año. Para las plantas térmicas no existe esta limitación, ya que su potencia es independiente del factor hidráulico.

A partir de estos estudios de la demanda futura y de su comparación con las fuentes de abastecimiento que deben estar en funcionamiento en el año 1.975, se procederá a determinar la necesidad de la instalación de nuevas centrales y determinar su tipo más conveniente.

II.2.- DEMANDA FUTURA DE POTENCIA Y ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA.- DETERMINACION DE LOS DEFICITS APARENTES.-

Este estudio se hará en base a la proyección de la demanda y a la potencia útil de las plantas existentes. Se determinará los déficits aparentes, ya que los déficits reales se determinarán cuando se efectue el estudio del programa de operación de las centrales, usando las curvas típicas de carga.

a) AREA CUXTO-NEVIA-REXUJANUX

Para este sector se considerará la potencia firme de las centrales de pasada y la potencia instalada de las centrales con reservorio de regulación, que trabajarán en los picos de la curva de carga. En primer lugar debemos efectuar un estudio de los caudales medios disponibles en las diferentes centrales hidráulicas. Este estudio se hará en base de los caudales medios del año 1.963, año considerado como "año seco" típico de la cuenca hidrológica del San Pedro, que es el río que abastece a las centrales del sector. Este año seco corresponde a un período hidrológico de 12.5 años, que es el observable en el río San Pedro. No se tomará en cuenta la central de Guápulo, que para 1.972 debe retirarse del servicio, pero se tomará en cuenta la central de propiedad de la Alianza Evangélica, que entrega 1.000 KW de potencia firme, a la Empresa Eléctrica Quito S.A. A base de los caudales medios registrados (cuadro N° 16) y de las características de las centrales, se determinará la potencia obtenible en los diferentes meses del año, en las centrales del sector (cuadro N° 17).

b) AREA DE LA PROVINCIA DE MANABIX

Este sector está servido por centrales térmicas que para 1975 deberán aportar un total de 17.6 MW. Para el establecimiento de los déficits, se hará la diferencia entre la demanda y la capacidad instalada.

c) AREA DE SANJO DOMINGO DE LOS COLORADOS

El proceso será similar que para el Área de Manabí y en este sector se contará para 1.975, con 2.130 KW instalados, todos provenientes de grupos térmicos.

CUADRO N° 16: ANTA QUITO - INYIA - RUMIÑANUX

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

CAUDALES MEDIDOS DISPONIBLES EN LAS CENTRALES ⁽¹⁾
(metros cúbicos/segundo)

MES	QUANGOPOLO	LOS CHILLOS	PASOCHOA	NACHACHI	MAYON	CUMBAYA
Enero	14.7	1.1	2.2	3.9	17.0	16.1
Febrero	17.0	1.1	2.0	3.8	19.4	18.3
Marzo	17.1	1.2	2.2	3.9	19.6	18.5
Abril	16.8	1.2	2.2	3.9	19.4	18.3
Mayo	15.3	1.3	2.0	3.9	16.8	16.3
Junio	12.8	1.3	2.4	3.9	13.9	13.5
Julio	10.9	1.3	2.4	3.8	11.8	11.5
Agosto	9.3	1.3	2.4	3.5	10.1	9.8
Septiem.	8.6	1.3	2.2	3.5	9.3	9.1
Octubre	9.7	1.3	2.2	3.5	9.3	9.1
Noviemh.	12.7	1.2	2.3	3.8	13.8	13.4
Diciemb.	14.2	1.1	2.2	3.8	16.2	15.0

(1) medidos en el año de 1.963, "año seco típico" de la cuenca del río San Pedro, en un período hidrológico de 12.5 años.

CARACTERÍSTICAS DE LAS CENTRALES

	QUANGOPOLO	LOS CHILLOS	PASOCHOA	NACHACHI	MAYON	CUMBAYA
Altura de caída	73.8 m.	184 m.	191 m.	73 m.	97	130
Rendimiento	71%	73.6%	83.7%	75.5%	87	87
Capacidad Instalada	9.4MW	1.76MW	4.5MW	2 MW	30	40
Caudal de diseño	18 m ³ /s.	1.3	2.9	2.3	36	36

CUADRO N° 17: AREA CIELO - DUEÑA - BELMONTARQUE

AGENCIAS MEDIDAS DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS (MW)

	S											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
a) CENTRALES SIN REGULACION												
QUANGOPOLO	7.35	8.5	8.55	8.4	7.65	6.4	5.45	4.65	4.3	4.85	6.35	7.1
LOS CHILLOS	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.3	1.2
PASCUEÑA	3.3	3.0	3.3	3.3	3.0	3.6	3.6	3.6	3.3	3.4	3.4	3.3
HACHACHI	1.96	1.9	1.96	1.96	1.96	1.96	1.9	1.75	1.75	1.9	1.9	1.9
ALIANZA EVANGELICA	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
S U B T O T A L	14.18	15.6	16.11	15.96	14.91	14.36	13.2	12.4	11.75	12.55	13.95	14.5
b) CENTRALES CON REGULACION												
CUMBAYA (1)	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
NAYOS (1)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
c) CENTRALES TÉCNICAS												
LA CAROLINA	7.84	7.84	7.84	7.84	7.84	7.84	7.84	7.84	7.84	7.84	7.84	7.84
T O T A L	92.65	93.44	93.95	93.80	92.75	92.2	91.04	90.24	89.59	90.39	91.79	92.34

POTENCIA PROMEDIA ANUAL = 92.019 MW

CUADRO N° 18: DEMANDA FUENTE DE POTENCIA / POTENCIA INSTALADA / DEFICITO DE POTENCIA

AREA TOTAL DE INFLUENCIA DEL PROYECTO FOACHI

	<u>1.972</u>	<u>1.973</u>	<u>1.974</u>	<u>1.975</u>	<u>1.976</u>	<u>1.977</u>	<u>1.978</u>	
<u>DEMANDA FUENTE (IV) (1)</u>								
QUITO-NEJIA-RUMIÑAHUI	70.7	78.0	85.9	94.4	103.2	113.9	124.0	
MANABI	8.58	9.69	10.96	12.36	13.96	15.35	17.0	
SFO. DOMINGO COLORADOS	1.5	1.62	1.87	2.02	2.32	2.46	2.72	
<u>POTENCIA INSTALADA (IV) (2)</u>								
QUITO-NEJIA-RUMIÑAHUI	92.01	92.01	92.01	92.01	92.01	92.01	92.01	1
MANABI	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	57
SFO. DOMINGO COLORADOS	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	1
<u>DEFICITO DE POTENCIA (IV)</u>								
QUITO-NEJIA RUMIÑAHUI				2.39	11.19	21.89	31.91	
MANABI								
SFO. DOMINGO COLORADOS					0.19	0.33	0.59	
TOTAL				2.39	11.38	22.22	32.50	

(1) valores tomados de las respectivas proyecciones de demanda

(2) valores de potencia instalada promedio de las obras que deben estar en funcionamiento a más tardar en 1.975.

CUADRO N° 18: DEMANDA FUERA DE POTENCIA / POTENCIA INSTALADA / DEREGISTRO DE POTENCIA (1)

AREA TOTAL DE EFICIENCIA DEL PROYECTO TOACHE

	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985
DEMANDA MAXIMA (MW)							
QUITO-NEJIA-RUMI AHUI	136.8	149.8	162.9	177.2	189.7	210.0	228.0
MANABI	18.75	20.65	22.7	25.25	28.75	30.6	33.6
STO. DOMINGO COLORADOS	2.93	3.12	3.48	3.69	3.91	4.36	4.61
POTENCIA INSTALADA (MW)							
QUITO-NEJIA-RUMI AHUI (2)	92.01	91.01	91.01	91.01	91.01	91.01	91.01
MANABI	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6
STO. DOMINGO COLORADOS	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13

DEREGISTRO DE POTENCIA (MW)

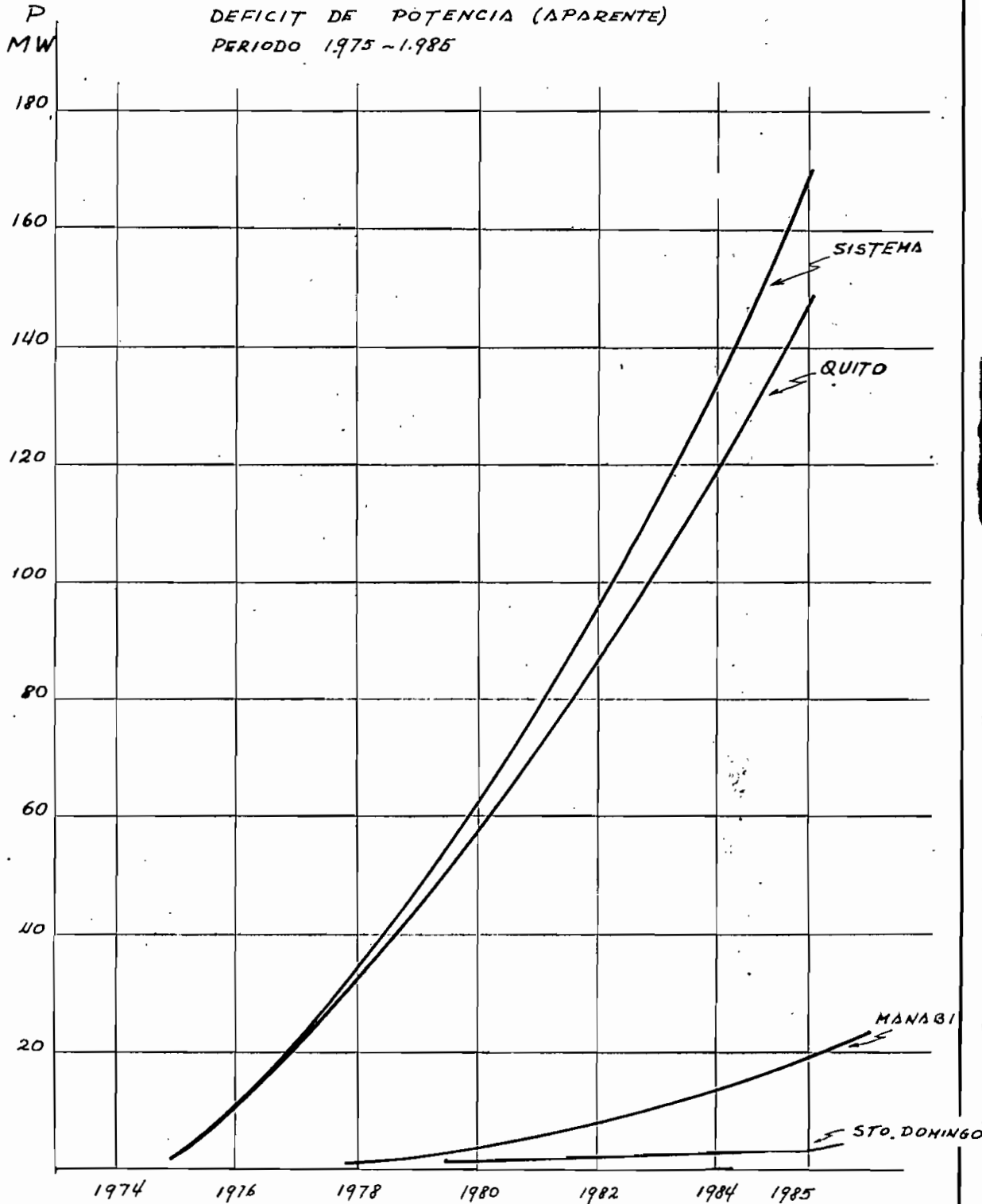
QUITO-NEJIA-RUMI AHUI	44.79	58.79	71.89	86.19	98.69	118.99	136.99
MANABI	1.15	3.05	5.1	7.65	11.15	13.0	16.0
STO. DOMINGO COLORADOS	0.80	0.99	1.35	1.56	1.78	2.23	2.48
TOTAL	46.74	62.83	78.34	95.40	111.62	134.22	151.47

(1) iguales observaciones que para el cuadro N° 18 (pagina 57)

(2) en 1.980 se retira del servicio a la central de propiedad de Alianza Evangélica (1 MW).

CENTRAL "TOACHI"

GRAF. 8: SISTEMA QUITO - STO. DOMINGO - MANABI
DEFICIT DE POTENCIA (APARENTE)
PERIODO 1975 - 1985



II.3.- DEMANDA FUTURA DE ENERGIA.- ABASTECIMIENTO DE ESA -
DEMANDA.- DEFICITS APARENTES DE ENERGIA.-

Al igual que en caso de la demanda futura de potencia eléctrica, el estudio para el abastecimiento de la demanda futura de energía, se efectuará para cada uno de los tres sectores del área de influencia del proyecto Toachi. En cada uno de los sectores se determinará la capacidad de generación de las instalaciones existentes hasta 1.975, de acuerdo con sus características (hidráulicas o técnicas) y por medio de comparaciones con los valores obtenidos en las proyecciones de demanda, se determinarán los déficits de energía. Estos déficits se los ha denominado aparentes, porque en algún caso se presentarán estos déficits aun cuando las instalaciones de generación sean capaces de entregar la energía requerida, pero con factores de carga superiores a los existentes. Por otro lado, los déficits no son totalmente exactos, ya que la magnitud exacta de los mismos se determinará más adelante, cuando se estudie el programa de operación de las centrales del área de influencia del proyecto Toachi. (cap IV)

a) AREA QUERO - INEJA - BENEANUX

En este sector el estudio será más exhaustivo porque existen centrales hidráulicas, que para su generación dependen de las disponibilidades de agua. Para este objeto, debemos tener en cuenta:

- 1.- las mediciones hidrológicas de los caudales que alimentan a las centrales (cuadro N° 16 - pag. 55). En general todas las centrales hidráulicas dependen del río San Pedro y los valores anotados corresponden a mediciones efectuadas durante el período 1.957-1.966 que han permitido determinar al año de 1.963 como el "año seco típico" del período hidrológico de 12.5

años del río San Pedro. Al adoptar este criterio se está tratando de obtener la mayor seguridad en el estudio.

2.- las características de las centrales, para determinar la energía que pueden generar, de acuerdo a las disponibilidades de agua. Esta determinación se hará considerando las potencias medias mensuales de las centrales. (cuadro N° 17 - pag. 56).

Con estas consideraciones se procede a calcular la capacidad de generación de las centrales del sistema Quito-Mejía-Rumiñahui.

ENERGIA GENERADA- POTENCIA MEDIA x HORAS PERIODO

En el cuadro 19 se presentan los resultados obtenidos de la capacidad de generación de las centrales existentes en el sector y conociéndose las demandas de energía del mercado de la zona, se pueden determinar los déficits de energía, los mismos que se presentan en el cuadro 20.

CUADRO N° 19: AREA QUITO - NEJIA - MUMISABDI

CAPACIDAD DE GENERACION DE LAS CENTRALES ELECTRICAS (MWh)

	ENERO	FEBR.	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGO.	SEPT.	OCTB.	NOVB.	DICB.	TOTAL ANUAL
MACHACHI	1.460	1.270	1.460	1.410	1.460	1.410	1.410	1.300	1.260	1.410	1.370	1.410	16.630
LOS CHILLOS	890	810	970	930	970	1.000	1.040	1.040	1.000	1.040	930	890	11.570
PASECHOA	2.450	2.020	2.450	2.380	2.230	2.590	2.680	2.680	2.380	28530	2.450	2.450	29.290
ALIANZA IVANO.	740	670	740	720	740	720	740	740	720	740	720	740	8.730
GUANGOCOLO	5.470	5.710	6.360	6.050	5.690	4.610	4.050	3.460	3.100	3.610	4.570	5.280	57.960
GUMBAYA	13310	13660	15290	14640	13470	10800	9510	8100	7280	8430	10720	12720	137.930
RAYCH	10540	10860	12080	11640	10410	8340	7310	6260	5580	6510	8280	10040	107.850
TERRICAS	5830	5270	5830	5640	5830	5640	5830	5830	5640	5830	5640	5830	68.640
TOTAL	40690	40270	45180	43410	40800	35110	32570	29410	26960	30100	34680	39360	438.540

TOTAL GENERACION ANUAL = 438.540 MWhora

CUADRO N° 201 ABRA QUITO - WENJA - RUMICAHUI
ESTADO DE LOS RECURSOS DE ENERGIA EN EL AREA DE ABRA QUITO - WENJA - RUMICAHUI

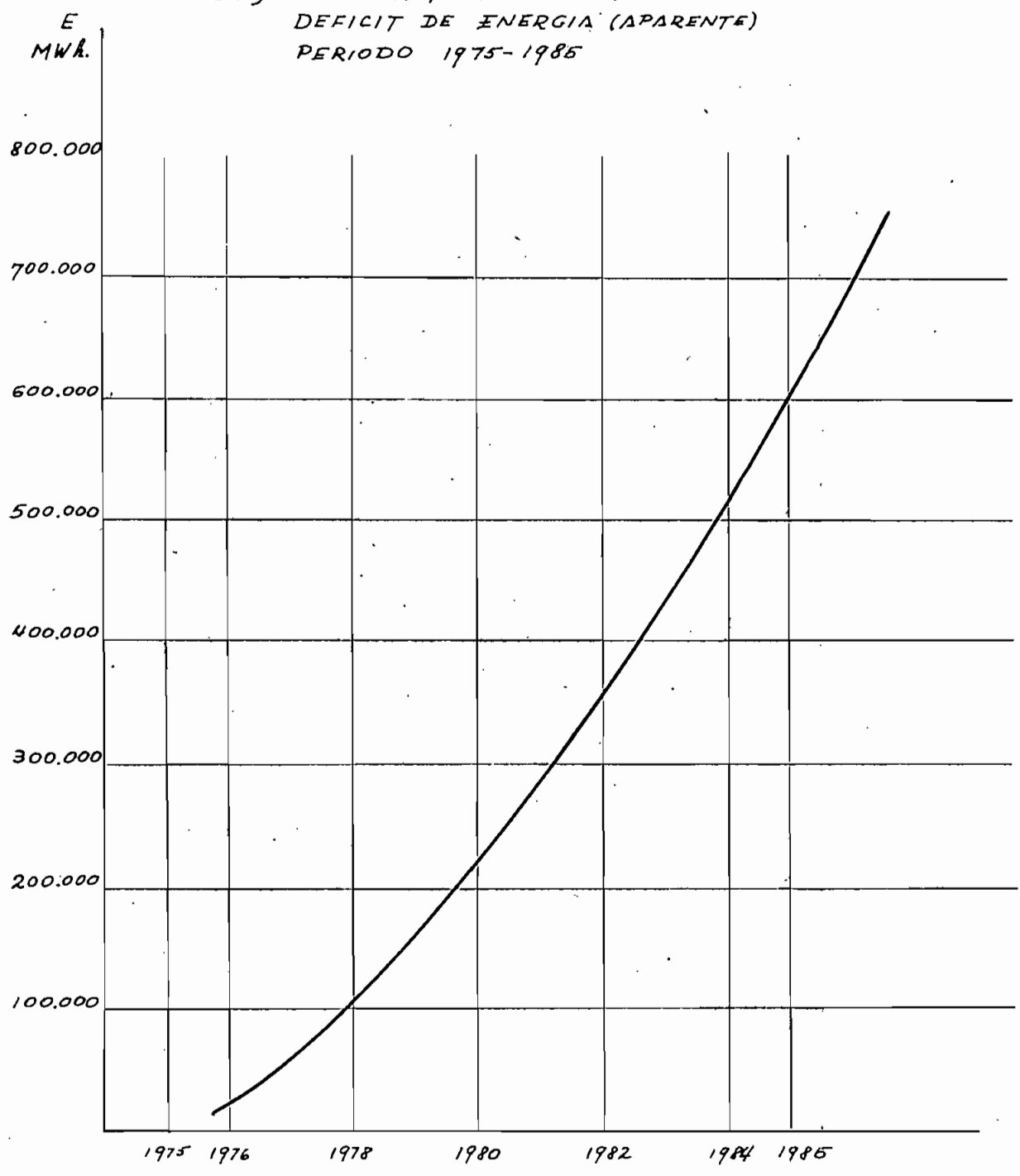
DEFICITS DE ENERGIA (MWh.)

	1.975	1.976	1.977	1.978	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984
DEMANDA DE ENERGIA	419,900	460,000	507,000	550,000	613,000	672,000	732,000	797,000	895,000	952,000
ENERGIA DISPONIBLE	438,540	438,540	438,540	438,540	438,540	438,540	438,540	438,540	438,540	438,540
DEFICITS DE ENERGIA	21,460	68,460	111,460	174,460	233,960	293,460	358,460	436,460	513,460	513,460

De este cuadro se desprende que 1.976 será el año crítico para esta área; para ese año deberán entrar en operación nuevas fuentes de energía para tomar los déficits de energía producidos por el crecimiento de la demanda. El déficit de energía llega a ser en 1.985 de 603.460 MWh.

CENTRAL "TOACHI"

GRAF. 9: AREA QUITO-MEJIA-RUMIÑAHUI
DEFICIT DE ENERGIA (APARENTE)
PERIODO 1975-1985



b) SECTOR DE SANTO DOMINGO DE LOS COLORADOS

Para 1.970 se tendrán instalados 2.130 KW provenientes de - plantas térmicas que pueden generar, trabajando a plena carga (factor de carga = 1);

$$2.13 \times 8.760 = 18.658,8 \text{ MWh, anuales.}$$

en realidad las plantas existentes no van a trabajar a plena carga todo el período, sino únicamente en los picos de la curva de carga, trabajando el resto del período con valores de factor de carga muy inferiores a la unidad. Por este motivo, como primera aproximación, se prevé que se producirán déficits de energía en la zona, como resultado inherente de los déficits de potencia.

El fenómeno que se presenta en este sector, se aclara observando el gráfico N° 10, en el que se aprecia la influencia del factor de carga, para la presencia de déficits de energía, debido a la existencia de déficits de potencia.

c) SECTOR DE LA PROVINCIA DE HANABI

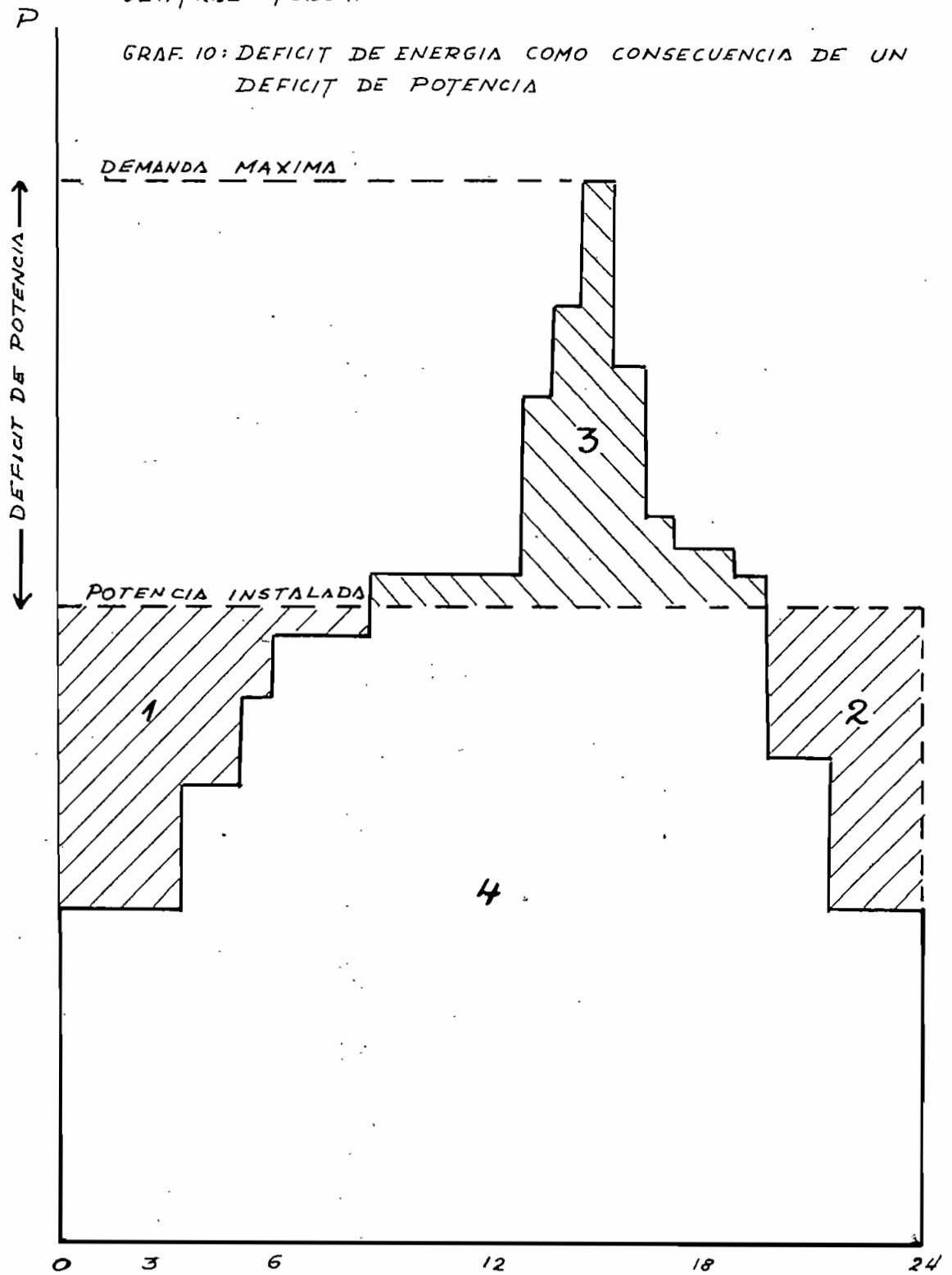
El caso es idéntico al que se produce en Sto. Domingo de los Colorados y los déficits exactos de energía se establecerán en el capítulo IV (Programa de Operación de las Centrales).

II.4.- OBSERVACIONES AL ESTUDIO EFECTUADO EN ESTE CAPÍTULO

En este capítulo, al estudiar el abastecimiento de la demanda futura de potencia y energía, se ha pretendido ante todo demostrar la necesidad de nuevas instalaciones de generación y determinar los aportes reales de potencia y energía que son capaces de entregar las centrales hidráulicas (estos valores nos serán de suma utilidad al estudiar los respectivos

CENTRAL "TOACHI"

GRAF. 10: DEFICIT DE ENERGIA COMO CONSECUENCIA DE UN DEFICIT DE POTENCIA



0 3 6 12 18 24

1 y 2 = ENERGIA NO UTILIZABLE
 4 = ENERGIA APROVECHABLE
 3 = DEFICIT DE ENERGIA

$1 + 2 > 3$

programas de operación). El estudio detallado del abastecimiento de la demanda se lo efectuará utilizando las curvas típicas de carga y las curvas modificadas de carga.

Los déficits, especialmente los de energía, se los puede calificar de aparentes, ya que la capacidad de generación de algunas centrales variará, al usarlas teniendo en cuenta ante todo su potencia instalada (caso del núcleo Cumbayá-Mayón). Para Manabí y Sto. Domingo de los Colorados, a pesar de que de hecho existirán déficits de energía, éstos no han sido determinados, por no haberse usado las respectivas curvas de carga. Es conveniente aclarar que este estudio ha sido PRELIMINAR, ya que el cálculo exacto de los déficits y de los aportes de las nuevas fuentes de energía eléctrica, serán determinados en el capítulo IV.

Con el estudio efectuado en este capítulo, se ve la imperiosa necesidad de contar para 1.975 con nuevas fuentes de energía; en el cap. III se estudiará el aprovechamiento foochi para determinar la potencia y la energía que se pueden obtener y en el cap. IV se estudiará la influencia de esta central en el abastecimiento futuro de la zona, para determinar el número más adecuado de unidades que se deba instalar, si es que esta central proyectado constituye una solución adecuada para satisfacer las demandas futuras de electricidad de esta importante región del país.

CAPITULO III

EL APROVECHAMIENTO TOACHI

III.1.- INTRODUCCION:

En este capítulo analizaremos la posibilidad de generar energía eléctrica haciendo uso de las bondades hidráulicas del río Toachi y del río Sarapullo. El estudio abarcará la presentación de los datos hidrológicos que nos permitan tener certeza de que se cuenta con las suficientes disponibilidades para ejecutar la obra y luego se determinará la potencia y la energía que se pueden obtener de este proyecto. No se hará mención al diseño de las obras hidráulicas y eléctricas, por no constituir materia integrante del presente trabajo.

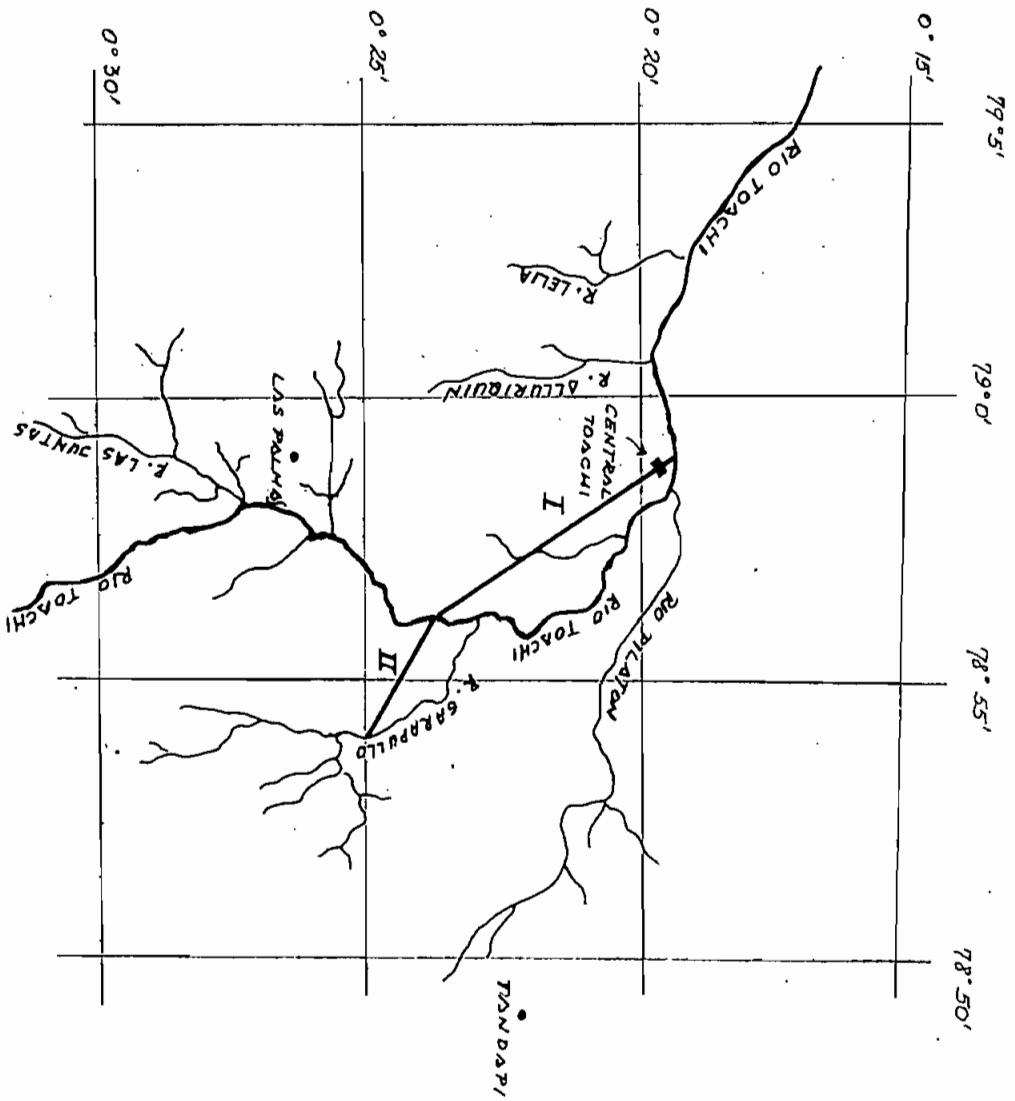
III.2.- UBICACION GEOGRAFICA DEL SITIO DE LA CENTRAL:

El sitio seleccionado por INECEL en sus trabajos de prefactibilidad está ubicado en el sector occidental de la provincia de Pichincha, en las cercanías de Alluriquín, a 700 metros sobre el nivel del mar.

El proyecto contempla la captación de las aguas del río Toachi aguas arriba de Alluriquín, para por medio de un túnel de 7.5 Km y 3.5 Km de canal abierto llevarlas al sitio de la central, produciéndose una caída de 370 metros. En su segunda fase se tomarán las aguas del río Sarapullo, para desviarlas al sitio de captación de la primera fase, por medio de un canal de 5.5 Km. de longitud. La descarga se efectuará sobre el río Toachi, aguas abajo de su unión con el Pilatón. El gráfico N° 11 nos muestra a grandes rasgos, la ubicación de la central.

CENTRAL "TOACHI"

GRAF. 11: UBICACION GEOGRAFICA DEL PROYECTO TOACHI



III.3.- CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS Y TOPOGRÁFICAS DE LA ZONA

La zona de la cuenca del Toachi es uno de los sectores de mayor precipitación del país; se caracteriza por una estación seca y corta (fines de julio y agosto) y una estación lluviosa estacionaria larga (septiembre a julio). En Sto. Domingo de los Colorados el promedio anual de precipitación es de - 3.000 mm. La superficie de la cuenca del Toachi es de aproximadamente 2.200 Km², hasta la altura del río Lelia, desde su origen en las cordilleras de Angamarca Y Sunbama, a 4000 metros de altura sobre el nivel del mar. Desde su formación recorre de sur a norte hasta su confluencia con el Pilatón, para luego desviarse hacia el noroeste y formar el río Esmeraldas, al unirse con los ríos Quinidá y Guayllabamba. Su principal afluente es el río Pilatón que nace en las vertientes del Atacazo, Corazón y los Ilinizas. Las características topográficas son favorables para desarrollos hidroeléctricos; la pendiente media del Toachi, hasta su unión con el Lelia es de 2.5%, llegando en ciertas zonas al 6%. A lo largo de su recorrido existen lugares aptos para la formación de embalses con capacidad superior al millón de metros cúbicos, y que pueden usarse como reservorios de regulación estacionarios.

En esta zona, a más del aprovechamiento en estudio, es posible desarrollar otros más, a lo largo de los ríos Toachi y Pilatón, lo que puede dar lugar a que este sector se convierta en una fuente productora de electricidad, de primer orden, dentro del país.

III.4.- DISPONIBILIDADES HIDROLÓGICAS DE LOS RÍOS TOACHI Y - SARAFULLO:

De acuerdo con el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología, que mantiene desde 1.964 estaciones en la zona, se han efectuado mediciones diarias de caudales, en la estación si-

tuada antes de la unión del Toachi con el Pilatón.

En el cuadro N° 21 se presentan los valores principales observados que nos dan la pauta de las disponibilidades hidrológicas de la primera parte del aprovechamiento. Se trata de un río que tiene un régimen de caudales, que mantiene un caudal mínimo de $15 \text{ m}^3/\text{seg.}$ en un período de cuatro años, que no han sido precisamente los más lluviosos y sus inviernos han sido calificados como benignos. Al contarse con un registro diario de caudales se ha podido construir el hidrograma del río Toachi y obtener la curva de duración de caudales (gráfico N° 12). Es necesario hacer notar que la estación donde se tomaron las lecturas se halla aguas abajo del sitio seleccionado para la locación de la central y debemos considerar por lo mismo, un porcentaje de los caudales anotados, para el diseño, considerando el área de drenaje de la cuenca hasta el sitio de captación de la aguas. Según estudios hidrológicos efectuados, se ha calculado un porcentaje del 72%.

Para el río Sarapiquí, se han efectuado aforos durante un buen período; los valores más significativos se anotan a continuación:

AFOROS DEL RIO SARAPIQUI

AFORO N°	CAUDAL $\text{m}^3/\text{seg.}$	AFORO N°	CAUDAL $\text{m}^3/\text{seg.}$	AFORO N°	CAUDAL $\text{m}^3/\text{s.}$	AFORO N°	CAUDAL $\text{m}^3/\text{seg.}$
1	17.73	13	15.04	25	28.10	37	6.75
2	12.90	14	21.35	26	25.40	38	5.00
3	15.34	15	13.84	27	22.81	39	5.99
4	14.6	16	16.30	28	19.60	40	5.85
5	16.96	17	29.90	29	21.00	41	10.92
6	14.86	18	29.40	30	20.40	42	5.40
7	13.48	19	14.14	31	26.70	43	5.90
8	15.34	20	21.30	32	22.50	44	5.10
9	14.14	21	13.10	33	23.50	45	6.57
10	14.36	22	18.00	34	5.38	46	7.25
11	21.10	23	16.50	35	6.92	47	6.21
12	15.40	24	16.80	36	4.75	48	19.76

CUADRO N° 21: RIO TOACHI: VALORES PRINCIPALES DE CAUDALES (m³/seg.)

ESTACION A. J. PILATON

	Año	Enero	Febr.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agost.	Sept.	Octb.	Novb.	Dicb.
Q _m Caudal Mínimo	1.964		33.0	29.4	67.6	39.0	30.2	59.4	16.2	18.0	18.6	21.0	19.6
	1.965	22.8	47.4	60.2	85.2	67.2	31.0	20.9	17.4	17.3	20.5	25.7	21.4
	1.966	50.8	47.8	52.6	54.1	56.6	25.7	19.8	17.3	16.4	18.0	16.5	16.5
	1.967	33.6	77.4	54.5	33.6	40.7	21.0	19.5	16.5	15.4	15.7	15.3	15.0
Q _p Caudal Promedio	1.964		48.4	44.1	86.2	54.5	38.5	25.9	21.1	21.8	26.1	30.5	27.1
	1.965	53.6	59.9	95.2	24.0	91.7	47.6	26.5	19.1	22.9	30.4	45.3	30.8
	1.966	72.7	79.6	77.1	66.1	71.2	37.1	23.7	19.3	17.6	29.9	18.1	26.3
	1.967	79.0	112.0	92.7	45.5	53.1	37.1	22.4	17.6	16.2	19.0	16.5	16.8
Q _M Caudal Máximo	1.964		92.9	117.0	304.0	105.0	59.7	61.2	58.2	28.0	78.3	72.2	80.8
	1.965	345.0	91.5	365.0	545.0	191.0	86.2	50.4	22.0	92.9	100.0	101.0	88.2
	1.966	120.0	220.0	339.0	127.0	344.0	61.2	61.0	52.7	47.8	101.0	50.4	73.9
	1.967	132.0	168.0	309.0	78.3	127.0	78.3	139.0	64.3	19.7	80.8	33.0	44.6

Para el periodo 1.964 - 1.967: Q_m = caudal mínimo = 15.0 m³/seg.

Q_p = caudal promedio = 45.18 m³/seg.

Q_M = caudal máximo = 545.0 m³/seg.

AFOROS DEL RIO SARAFULLO (continuación)
 =====

AFORO Nº	CAUDAL m ³ /s.	AFORO Nº	CAUDAL m ³ /s.	AFORO Nº	CAUDAL m ³ /s.	AFORO Nº	CAUDAL m ³ /s.
49	17.50	56	25.15	63	28.70	70	13.30
50	20.95	57	28.73	64	24.80	71	12.90
51	13.25	58	26.25	65	23.30	72	10.42
52	14.80	59	30.20	66	25.00	73	8.36
53	32.25	60	24.90	67	26.50	74	4.44
54	39.15	61	26.50	68	13.07		
55	26.75	62	25.75	69	12.73		

Estos aforos han sido efectuados durante los años 1.967 y 1.968; al no tener registros diarios no es posible construir el hidrograma y la curva de duración de los caudales y para la selección del caudal de diseño para la central podemos seleccionar un valor promedio de estos aforos, tomando posteriormente un porcentaje adecuado del mismo, que nos permita afrontar la construcción sin riesgos.

CAUDAL PROMEDIO DEL RIO SARAFULLO = 17.43 m³/seg.

III.5.- CAUDAL DE DISEÑO PARA LA CENTRAL TOACHI

Tenemos que considerar que para la selección del caudal más adecuado, debemos tener en cuenta la forma de trabajo que se ha seleccionado para la central (central de base, pero que no siempre trabajará a plena carga), lo que nos permitirá la posibilidad de almacenar algo de agua excedente fuera de las horas de pico de trabajo de la central, mediante la construcción de reservorio de regulación. Este reservorio de regulación, de suficiente capacidad, incluso permitirá almacenar agua en los periodos de creciente para usarla en los periodos en que el caudal de agua disminuye (reservorio de regulación estacional).

Con estos antecedentes, escogemos para el caso del río Toachi, el caudal que se da el 70% del a o, que es de $23.72 \text{ m}^3/\text{seg.}$ - (ver curva de duración - pag. 73). Considerando que el área de drenaje de la cuenca hasta el sitio de captación de las - aguas, nos obliga a tomar únicamente el 72% de este caudal, - tenemos:

$$23.72 \times 0.72 = 17.07 \text{ m}^3/\text{seg.}$$

Para la captación de las aguas del río Sarapullo, tenemos - que el caudal promedio de los aforos realizados durante dos años, es de $17.43 \text{ m}^3/\text{seg.}$; considerando la construcción de - un reservorio y tomando un adecuado margen de seguridad, podemos seleccionar como aporte del río Sarapullo, el 85% de - este caudal:

$$17.43 \times 0.85 = 14.81 \text{ m}^3/\text{seg.}$$

De esta manera, el caudal total que se dispone para la central es de:

$$17.07 + 14.81 = 31.88 \text{ m}^3/\text{seg.}$$

Este será el caudal de diseño de la central.

III.6.- POTENCIA OBTENIBLE:

Para calcular en primera aproximación la potencia eléctrica que se puede obtener del aprovechamiento, utilizaremos la siguiente fórmula:

$$N_g = \frac{Q \times H_n}{75} \times \eta_{\text{turb}} \times \eta_{\text{gener}} \times 736 \text{ (KW)}$$

donde: N_g = potencia obtenible en los bornes del generador
 Q = caudal de diseño o utilizable (m^3/seg)
 H_n = altura neta (metros)

η_{turb} = rendimiento de la turbina

η_{gener} = rendimiento del generador

La altura neta se obtiene disminuyendo de la altura bruta, - el porcentaje de pérdidas, que en este caso, se adoptará en 3%.

Estas pérdidas son el total de las pérdidas hidráulicas, desde la rejilla del tanque de presión hasta la llegada del agua a las ruedas de la turbina. Son pérdidas localizadas (cambios de dirección, uniones, válvulas, órganos de cierre, etc.) y pérdidas por rozamiento continuo del agua con las paredes de la tubería. El valor adoptado, responde a la experiencia observada en este tipo de construcciones.

Con esta suposición, tenemos que la altura neta será:

$$H_n = H_b - \text{pérdidas}$$
$$H_n = 370.00 - \frac{3 \times 370}{100} = 370.00 - 11.10$$

$$H_n = 358.90 \text{ metros}$$

Para los rendimientos de la turbina y del generador, utilizaremos los siguientes valores usuales:

$$\eta_{\text{turbina}} = 88 \%$$
$$\eta_{\text{generador}} = 96 \%$$
$$\eta_{\text{grupo}} = 84.48\%$$

Con estos valores, se obtiene una potencia de:

$$N_g = \frac{31.88 \times 358,90}{75} \times 0.88 \times 0.96 \times 736$$

$$N_g = 94.855 \text{ KW}$$

Esta es la potencia obtenible suponiendo que la planta trabajara con un factor de planta igual al 100%. Aunque trabajará en la parte media de la curva de carga, aportando una fuerte cantidad de potencia durante todas las horas del día, no es conveniente aceptar esta suposición y considerando que se debe construir un reservorio de regulación, podemos admitir un factor de planta del 85%, que nos permite obtener una potencia final de:

$$N_g = 94.855 / 0.85 = 111.594 \text{ KW}$$

Adoptaremos como valor final para la potencia que se puede instalar, el de:

$$N_g = 112 \text{ MW}$$

NOTA: el factor de planta es la relación entre la demanda - promedio de potencia y la potencia instalada. Luego - del estudio del programa de operación de la central - Toachi, dentro del abastecimiento de potencia y energía al área de influencia del proyecto, se podrá apreciar la exactitud del valor seleccionado.

III.7.- ENERGIA OBTENIBLE:

Para el cálculo asumiremos como potencia firme de la central, el valor de 94.855 Kw, que nos da una energía generada anual de:

$$\begin{aligned} E_{\text{generada}} &= P \times \text{horas anuales de funcionamiento} \\ E_{\text{generada}} &= 94.855 \text{ Kw} \times 8.760 \text{ horas} \\ E_{\text{generada}} &= 830.930 \text{ MWhoras} \\ & \text{-----} \end{aligned}$$

Con los valores obtenidos de potencia y energía disponibles en el aprovechamiento, atacaremos ahora el problema de la selección del número de unidades, a través del estudio del programa de operación de las centrales existentes en el área de influencia del proyecto y de los aportes de energía y potencia que debe entregar la central Toachi al mercado, para satisfacer los déficits que se producirán en las diferentes zonas, desde 1.975. Este estudio, a más de precisar el número de unidades más aconsejable para la central, nos permitirá determinar el programa de ejecución de las obras de la central, fijando las fechas de entrada en servicio, de las diferentes unidades de la central Toachi.

CAPITULO IV
RELACIONES DEL NUMERO DE UNIDADES

RELACIONES DEL NUMERO DE UNIDADES

PROGRAMA DE OPERACION

IV.1.- INTRODUCCION

Para desarrollar el programa de operación de la nueva central, en conjunto con las centrales existentes, se hará uso de las curvas de carga representativas de las diversas áreas del sistema.

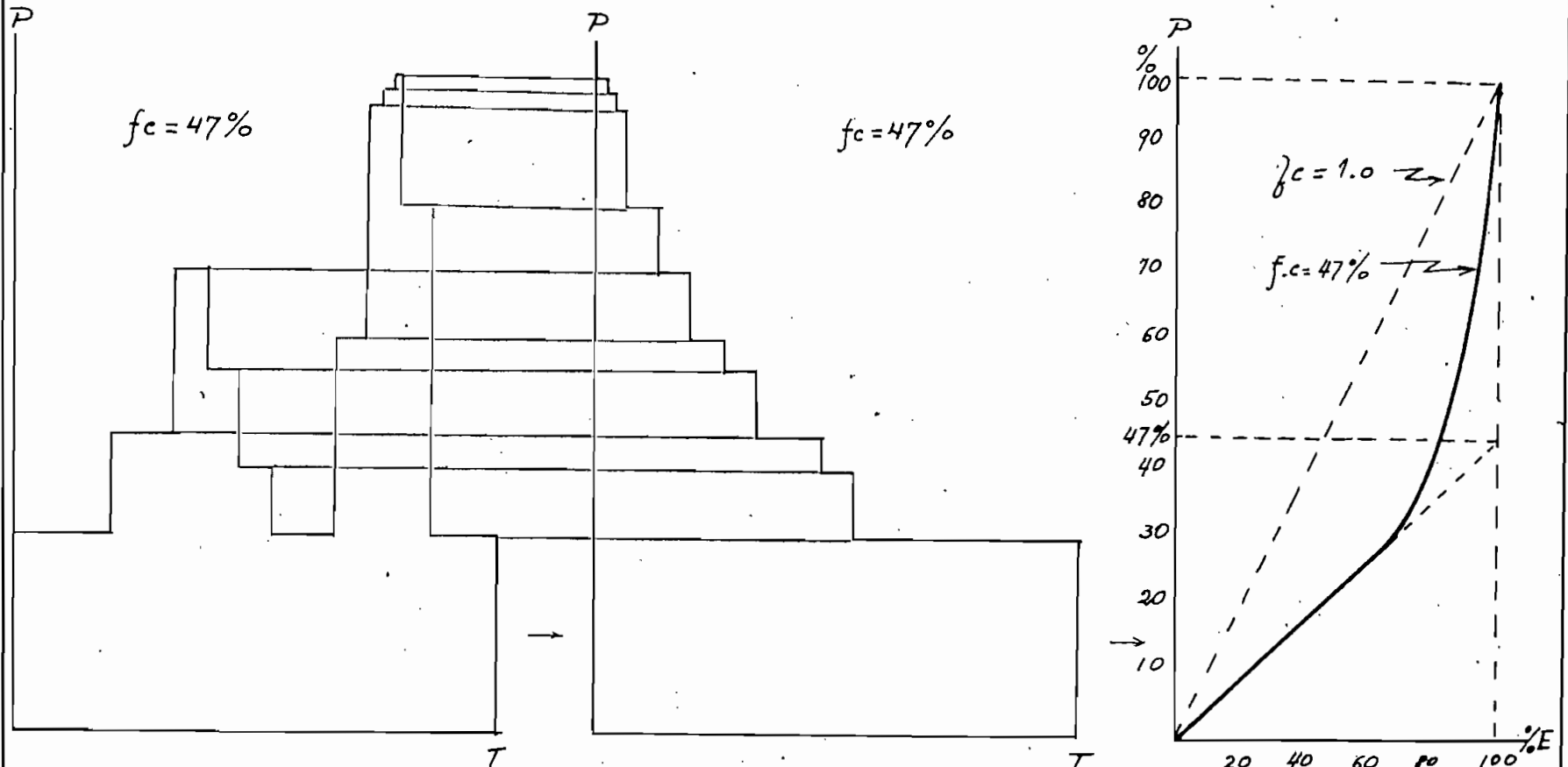
Además de las curvas de carga típicas, se confeccionarán las curvas modificadas de carga, que nos darán la relación entre la potencia y la energía generada. Para su construcción se deben dar los siguientes pasos:

- a) se selecciona la curva típica de carga.
- b) a partir de la curva típica de carga, se construye la curva de duración de las cargas, que no es otra cosa sino una nueva curva de carga similar, pero desplazada en las abscisas. (todos los valores comienzan en: tiempo = 0).
- c) en esta curva de duración de las cargas, se procede a calcular los valores de energía generados para los diferentes valores de potencia (se efectúa un recorro de integración gráfica).
- d) con los valores obtenidos se elabora una tabla de los mismos, en porcentaje, que nos permite dibujar una nueva curva, que nos da la relación, en porcentaje, entre la potencia y la energía generada. Esta es la "curva de carga modificada". En el gráfico N° 13 se representa el proceso gráfico de construcción de una curva modificada de carga.

Se ha seleccionado una curva de carga con un factor de car -

CENTRAL "TOAGHI"

GRAF. 13: CONSTRUCCION DE LA CURVA DE CARGA MODIFICADA



CURVA DE CARGA TIPICA

CURVA DE DURACION DE LAS CARGAS

CURVA MODIFICADA DE CARGA

P = POTENCIA (KW)

E = ENERGIA (KWH.)

T = PERIODO DE TIEMPO CONSIDERADO (HORAS)

ga del 47% y con una demanda mínima de potencia del 30% de la demanda máxima. La tabla que relaciona los porcentajes de potencia y energía generada, obtenida luego del proceso de integración gráfica, es la siguiente:

P (%) :	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
E (%) :	0	22	45	66	79	86	91	95	97	99	100

La curva de carga modificada es una curva con las siguientes características:

- es lineal desde el origen hasta el valor de la mínima demanda de potencia.
- desde ese punto, adopta una forma hiperbólica hasta llegar a su punto final (100% de potencia y energía).

Para nuestro estudio se usarán conjuntamente las curvas de carga típicas y las curvas modificadas, de la siguiente manera:

- a) en la curva modificada se procede a ubicar las diferentes centrales de acuerdo a sus capacidades de potencia y de generación (determinando los respectivos porcentajes de acuerdo con la demanda máxima). Esta ubicación se hará considerando las características de cada una de las centrales: de pasada, que deberán trabajar en la base de la curva de carga; o bien centrales con regulación, que ocuparán los picos de la curva de carga.
- b) estos valores se ponen luego a la curva típica, para graficar los aportes de potencia y energía, ya que la curva típica deberá mostrar la máxima demanda de potencia y encerrar toda la energía generada en el período considerado.

La repetición de este proceso para los años del período (1.975 - 1.985) nos permite obtener los aportes de las centrales existentes y los aportes que deberá entregar la -

central Toachi.

Este estudio se efectuará por separado para las tres zonas de influencia del proyecto, obteniéndose luego un resumen de del aporte total de la central Toachi.

IV.2.- PROGRAMA DE OPERACION

IV.2.a.- CONSIDERACIONES GENERALES

Para abordar este problema de ubicación de las centrales en la curva de carga, debemos considerar a éstas, en base a su potencia instalada o a su capacidad de generación, de acuerdo con los criterios siguientes:

- a) cuando las plantas hidráulicas disponen de suficiente capacidad de generación y no disponen de suficiente capacidad de potencia (caso de las centrales de pasada, en las que se aprovecha su capacidad de generación), las centrales térmicas deben tomar los picos de la curva de carga, dejando la base para ser llenada con las centrales hidráulicas.
- b) cuando el sistema hidráulico dispone de suficiente potencia instalada, pero no de suficiente capacidad de generación, las plantas térmicas van a la base de la curva de carga, para permitir que las plantas hidráulicas acumulen agua, en los períodos de demanda baja, para aprovechar toda su potencia en las horas de pico (caso de las centrales que disponen de reservorio de regulación).

En el caso de Quito, las centrales de pasada y la central Toachi tomarán la base y la parte media de la curva de carga y las plantas térmicas y el molino Cumbayá-Hayón los picos de la curva de carga, para asegurar que Cumbayá-Hayón disponga de suficiente agua para abastecer la demanda en los picos y para evitar que la generación diesel sea muy elevada,

reduciéndose al mínimo los costos de operación de estos grupos.

Para Manabí y Sto. Domingo de los Colorados, se deberá proceder a una adecuada combinación de la central Toachi con las plantas térmicas, con el objeto de lograr la generación de energía eléctrica, más económica posible.

Para mantener como reserva mecánica, para ser usadas en caso de fallas, es aconsejable disponer de centrales térmicas, ya que no se logra ninguna ventaja al mantener en reserva a centrales hidráulicas. Las centrales de reserva deberán estar ubicadas cerca de los centros de consumo, para precautelar incluso fallas en los sistemas de transmisión de energía.

En general no hay reglas corteras para seleccionar el tipo de central más adecuado para una determinada área de consumo, se debe considerar si existen posibilidades de recursos hidráulicos, accesibilidad al sitio seleccionado, posibilidad de expansión en el futuro, costo de los terrenos, facilidad de obtener combustible, etc. Para el caso presente, siendo el área de Quito la principal fuente para el mercado, la selección de una central hidráulica es lo más racional y aconsejable. Por otro lado, el mínimo costo de la energía producida es la meta de todo programa de electrificación (en cuanto a su aspecto económico) y considerando que se ha previsto que la nueva central ocupará la base de la curva de carga, la selección de una central hidráulica es lo más aconsejable, ya que los costos finales de producción de la energía son los más bajos, para nuestro caso.

IV.2.b.- PROGRAMA DE OPERACION

AREA CUENTA-TERMINA-RUNEDANEX

PLAN GENERAL:

Para esta área, se harán las siguientes suposiciones:

- a) las centrales de pasada (Los Chillos, Cuangopolo, Machachi, Pascocha y la de propiedad de Alianza Evangélica, se ubicarán en la base de la curva de carga, para aprovechar toda su capacidad de generación.
- b) las centrales de Cumbayá y Nayón se ubicarán en los picos de la curvas de carga, ya que son centrales con reservorio de regulación, que no disponen de caudal necesario para trabajar con un alto factor de planta, todas las horas del día. Trabajarán a plena carga en cortos intervalos (1 o 2 horas diarias) y con una apreciable demanda de su potencia, durante las horas de pico de la mañana y de las últimas de la tarde y primeras de la noche, aprovechando el agua acumulada en el reservorio de Cumbayá.
- c) las unidades termoeléctricas tomarán las cuspides de la curva de carga, pudiendo incluso quedar como reserva mecánica si las disponibilidades de potencia de la central Toachi, exceden los déficits que debe cubrir. Hay que considerar que para los años de 1.975 a 1.978, para la mayoría, así para todas las unidades termoeléctricas, los costos de inversión deben estar ya cubiertos.
- d) los déficits de energía se dejarán en la parte media de la curva de carga, para llenados por la central Toachi. Incluso parte de los picos de la curva de carga, serán tenidos por esta central.

NOTA: Los valores de potencia y energía disponibles de las centrales existentes, han sido evaluados en el cap. II, en los cuadros N° 17 y 19.

CURVA DE CARGA REPRESENTATIVA DEL AREA QUITO-TENEA-SHIBUYANUZ

A continuación (gráfico N° 14) se muestran varias curvas de carga de la Empresa Eléctrica Quito S.A. para los tres períodos hidrológicos: verano, medio y creciente y para los días laborables, en que el factor de carga es mayor que el promedio anual. Se grafican además curvas típicas para los días festivos, con menor demanda, y la curva típica de carga anual, que es influenciada por las curvas de carga de los días festivos (disminuyendo el factor de carga, con respecto al observado en los días laborables).

El factor de carga de la curva típica anual se reduce en aproximadamente un 6% con respecto al observado en los días laborables, pero debemos tener en cuenta:

- a) que en la curva típica de carga anual, se muestra la máxima demanda de potencia del año, cuya ocurrencia es muy limitada dentro de las horas del período (8.760 horas).
- b) que la forma de la curva de carga se mantiene.
- c) que en este caso, un mayor factor de carga significa un mayor consumo en los valles de la curva, valles que estarán adecuadamente servidos por el proyecto Toachi, que debe disponer de la suficiente potencia (o sea disponer de una capacidad de reserva) que le permita tomar la demanda de los días con mayores factores de carga.

La demanda mínima representa del 25 al 30% de la demanda máxima y deberá ser cubierta por las centrales de pasada y con aportes del Toachi. Esta demanda tiene un valor relativamente bajo, ya que deberá aumentar el consumo de aparatos en las residencias y centros comerciales, presentándose la demanda mínima en las horas de la madrugada, cuando prácticamente la principal demanda es para alumbrado público.

Con todas estas consideraciones, el uso de la curva típica de carga anual para los estudios del programa de operación, no ofrece ningún riesgo ya que este programa de operación - tiene como meta fundamental justificar la construcción de la central Toachi y no ser un programa detallado de operación anual, a largo plazo.

MÉTODO A EMPLEAR PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS CENTRALES:

Para el período 1.975 - 1.985 se han elaborado las respectivas curvas de carga típicas y las curvas de carga modificadas.

Con los valores de potencia que pueden aportar las centrales, (ver cuadro N° 17 - cap. II) se determinan los porcentajes con respecto a la demanda máxima. Obtenido este porcentaje se lo sitúa en la curva modificada de carga, para determinar los porcentajes de los respectivos aportes de energía, considerando como el 100% a la demanda anual de energía. Estos porcentajes se los traduce a KWh generados, para proceder a chequearlos con las disponibilidades de energía de las centrales (cuadro N° 19 - cap II).

Todo este proceso se muestra en los gráficos 15.a y siguientes.

CONTRIBUCIÓN AL SISTEMA CENTRALIZADO:

La ubicación de las centrales se la ha hecho de tal manera - que se las pueda aprovechar plenamente, ya sea en cuanto a su capacidad de generación o a su potencia instalada.

- a) las centrales de pasada aportan con una potencia firme de 12 MW, en total, de acuerdo con el cuadro 17, la cual es posible de obtener. En cuanto a su capacidad de generación ésta es plenamente aprovechada.
- b) Cumbayá y Mayón aportan a la curva de carga, en función de su potencia instalada ya que cuentan con reservorio de regulación que permite almacenar agua durante las horas fuera del pico de carga, en las que las centrales mencionadas, no trabajan.

La demanda promedio del núcleo Cumbayá-Mayón, es:

AÑO	MWh GENERADOS	DEMANDA PROMEDIA (MW)
1.975	240.000	27.40
1.976	230.000	26.25
1.977	210.405	24.02
1.978	185.305	21.16
1.979	176.547	20.40
1.980	151.986	17.35
1.981	131.321	15.00
1.982	111.978	13.67
1.983	116.350	13.28
1.984	142.800	16.30
1.985	184.434	21.05

De acuerdo a los cuadros medios diarios, la potencia promedio del núcleo Cumbayá-Mayón es de 28.11 MW.

- c) las centrales térmicas se sitúan en los picos de la curva de carga para tomar la demanda de potencia que no es cubierta por las centrales hidroeléctricas. Al instalarse las diferentes unidades de la central Teachi, los grupos térmicos se los puede considerar como reserva mecánica para trabajar en los períodos de máxima demanda anual.

- d) para determinar el aporte de la central Toachi, se ha considerado el pleno aprovechamiento de las centrales existentes, debiendo la nueva central cubrir los déficits. Al cubrir estos déficits con suficiente potencia de reserva, en determinados periodos puede suplir fallas en cuanto a la potencia entregada por Cumbayá-Nayón (suponiendo que éstas últimas no podrían entregar toda su potencia). Este estudio se lo ha hecho para determinar los déficits de potencia y energía que debe cubrir la central Toachi y poder determinar su mejor aprovechamiento, más como un programa de operación a largo plazo y no como un programa detallado que debe cumplirse sin incumplimiento alguno.
- e) al ubicar Cumbayá-Nayón en los picos de la curva de carga, se está tratando de aprovechar su potencia instalada más que la energía generada. Si se pretendiera utilizar a estas centrales un mayor número de horas al día, la potencia del núcleo Cumbayá-Nayón disminuye y se debe aumentar el aporte de potencia del Toachi, rebajando a la vez su aporte de energía, dando lugar a un desperdicio de potencia en las centrales de Cumbayá-Nayón y de energía en el Toachi, lo que no se puede admitir por motivos técnicos y económicos que saltan a la vista.
- f) los déficits que se presentan a partir de 1.984 deberán cubrirse con aportes de otras centrales del Sistema Nacional Interconectado.

Al imponerse como aporte del Toachi al sistema de Quito, un máximo de 100 MW de potencia para los años 1.984 y 1.985, estamos considerando que los 12 MW restantes de la capacidad total de la central, se entregan a Manabí (ver Programa de Operación del Sistema Manabí; pag. 99); de esta manera el déficit se presenta para toda la zona en

1.984 cuando deberá entrar en funcionamiento e influenciar en la zona, una nueva central.

IV.2.c.- PROGRAMA DE OPERACION: SISTEMA MANABI

PLAN GENERAL:

En esta provincia se tendrá para 1.975 instalados 17.6 MW de potencia instalada, provenientes de un buque-planta (4 MW) y de cuatro grupos diesel de 3.4 MW que serán adquiridos a la firma Elektris de Polonia.

Se ha seleccionado precisamente la alternativa de cuatro - grupos diesel para poder aprovechar recursos hidradícos de generación que aporten energía y potencia a Manabí, a costos más bajos, quedando los grupos diesel para servir los picos de la curva de carga, o bien ser reubicados o trabajar alternativamente, quedando incluso como reserva mecánica, para - los años finales del período (1.980 en adelante).

Considerando que esta provincia cae dentro del área de influencia de la central Toachi, esta central deberá aportar con la suficiente energía para cubrir la base de la curva - de carga, para de esta manera reducir los costos de operación, al reducirse el monto de generación termoeléctrica - (combustible utilizado: Bunker C).

Los grupos diesel se ubicarán en Manta y con la construcción de líneas de transmisión y redes de distribución se abastecerá a los centros poblados de Manabí. La energía del Toachi - llegará a una sub-estación ubicada en Portoviejo.

De las centrales eléctricas existentes en la actualidad, la gran mayoría se retirarán paulatinamente del servicio, quedando únicamente las mencionadas al inicio de este acápite - (con un total de 17.6 MW).

CURVA DE CARGA REPRESENTATIVA DEL SISTEMA CANABE

En el gráfico N° 16 se muestran curvas típicas de carga para el servicio público de Santa Y Portoviejo y los factores de carga de las principales áreas servidas de la provincia. En la actualidad, gran parte de estas áreas disponen de energía eléctrica de acuerdo a horarios (por ejemplo: a partir de las 18:00). Para 1.975 se ha adoptado que todos los centros urbanos dispongan de energía todas las horas del año (8.760). Al adoptarse este criterio se incorporan al servicio permanente a pequeños consumidores con demanda promedio baja y que inciden principalmente en las horas de pico (consumidores residenciales). Por este motivo, a pesar que existan consumidores con factores de carga superiores al 60%, el factor de carga del sistema se rebaja al 48% para el final del período (ver estudio de proyección de la demanda - cap. I).

En el mismo gráfico N° 16 se muestra la curva típica de carga para todo el sistema y en el gráfico N.° 17 se ha construido la curva modificada de carga, que se usará para determinar los aportes de potencia y energía de las centrales del sistema.

PROGRAMA A SEGUIRSE PARA LA UBICACION DE LAS CENTRALES:

Para el periodo 1.975 - 1.985 se adoptarán los siguientes -
criterios:

- a) a más tardar para fines de 1.977 deberá estar construida la línea de transmisión Toachi-Portoviejo, para que desde 1.978 la central Toachi entre a alimentar a la provincia.
- b) la central Toachi tendrá la base de la curva de carga (aproximadamente un 45% de la demanda de potencia), debiendo trabajar las 24 horas del día
- c) las unidades termoeléctricas trabajarán según horario, para tomar los picos de la curva de carga. En el caso de las cuatro unidades de 3.4 MW. su trabajo será incluso alternativo.
- d) el aporte de las centrales se muestra en los cuadros 22 y 23, usando el gráfico N° 17 para lecturas directas de los porcentajes de potencia y energía que aportan los diferentes grupos en base a su potencia, para luego determinar los respectivos valores de energía y potencia que entregan los grupos instalados. Las centrales térmicas aportarán con su potencia nominal para cubrir los picos y la central Toachi suministrará la energía para cubrir la base de la curva de carga, siendo esta energía la que influirá en el programa de ejecución de las obras de la central y no viceversa.

Este cálculo de abastecimiento de la demanda futura de la provincia de Manabí se lo ha hecho de manera coordinada con el abastecimiento del área de Quito, para no sobrepasar las disponibilidades de la central Toachi.

CUADRO Nº 22: SISTEMA NANABI: APORTES DE ENERGIA DE LAS CENTRALES (I y III)

	1.978	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985	
DEMANDA (%)	100	100	100	100	100	100	100	100	
MW	17.0	18.75	20.65	22.7	25.25	28.75	30.6	33.6	
TOACHI (%)	45	45	45	45	45	38.95	99.22	35.72	
MW	7.65	8.44	9.29	10.21	11.36	11.20	12.0	12.0	
TERMICA 4MW (%)	23.53	21.33	19.37	17.62	15.84	13.91	13.07	11.90	
MW	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	
THERMICA 4 x 3.4 MW	GRUPO I (%)	20.0	18.13	16.46	14.89	13.46	11.83	11.11	10.12
	MW	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4
	GRUPO II (%)	11.47	15.54	16.46	14.98	13.46	11.83	11.11	10.12
	MW	1.95	2.91	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4
THERMICA	GRUPO III (%)			5.71	7.42	12.24	11.83	11.11	10.12
	MW			0.56	1.69	3.09	3.4	3.4	3.4
THERMICA	GRUPO IV (%)						11.65	11.11	10.12
	MW						3.35	3.4	3.4
DEFICIT (%)							3.27	11.90	
MW							1.00	4.00	

Determinados los aportes de potencia, en el siguiente cuadro se determinaran los aportes de energia, con lecturas en la curva modificada de carga.

CUADRO 23: SISTEMA HANABI: APORTES DE ENERGIA DE LAS CENTRALES (MWh.)

	1.978	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985
DEMANDA (MWh)	67.000	75.600	83.000	91.500	104.000	118.000	126.000	141.100
COACHE (S)	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	69.0	66.8	62.7
(MWh.)	49.044	55.339	60.756	66.978	76.128	81.420	84.168	88.470
horas/día	24	24	24	24	24	24	24	24
TERNIGA (S)	19.8	18.8	17.8	16.6	15.5	15.0	14.2	13.7
4 MW (MWh.)	13.266	14.212	14.774	15.189	16.120	17.700	17.892	19.331
horas/día	13	13	13	13	13	16	16	16
GRUPO I (S)	5.2	5.4	5.7	6.2	6.3	8.5	9.5	9.6
(MWh.)	3.484	4.082	4.731	5.673	6.552	10.030	11.970	13.545
horas/día	6	6	7	10	10	12	12	13
GRUPO II (S)	1.8	2.6	2.7	3.0	3.1	3.9	4.5	6.5
(MWh.)	1.206	1.966	2.241	2.745	3.224	4.602	5.670	9.172
horas/día	0.6	1	1	1	1.6	2	2	2
GRUPO III (S)			0.6	1.0	1.9	2.3	2.7	3.6
(MWh.)			498	915	1.976	2.714	3.402	5.079
horas/día			0.6	0.6	0.6	1	1.6	2
GRUPO IV (S)						1.3	1.5	2.2
(MWh.)						1.534	1.890	3.104
horas/día						0.6	0.6	1
DEFICIT (S)							0.8	1.7
(MWh.)							1.008	2.399

T E R M I C A = 4 x 3.4 MW.

ORGANIZACIONES AL SISTEMA INTERCONECTADO:

En el sistema Manabí, en cuanto a la operación de los grupos termoeléctricos se pueden hacer las siguientes observaciones:

- a) hasta 1.977 son necesarios todos los grupos considerados:
1 x 4 MW y 4 x 3.4 MW.
- b) posteriormente se pueden mantener en operación dentro de la provincia al grupo de 4 MW y a tres grupos de 3.4 MW. El cuarto grupo de 3.4 MW que debe entrar nuevamente en operación en 1.983 puede ser reubicado en otra zona del país. A partir de 1.983 se presentan los déficits que deben ser abastecidos con nuevas fuentes de energía, provenientes del Sistema Nacional Interconectado, que aportarían potencia y energía a la zona de Quito, permitiendo a la central Toachi aportar una cantidad superior a los 12 MW a la provincia de Manabí, desplazando incluso al tercer grupo que se puede mantener como reserva mecánica o reubicarlo en otra localidad del país.
- c) este último estudio mencionado ya sale del alcance de este trabajo, porque constituye un estudio de mercado de una nueva central. Los estudios desarrollados son para determinar la influencia del mercado en el proyecto Toachi, que de acuerdo a la demanda calculada, para 1.983 debe estar copado.
- d) para años posteriores al período en estudio, la central TOACHI deberá aportar la suficiente energía para seguir tomando por lo menos, la base de la curva de carga del sistema Manabí, para lograr una generación lo más económica posible, reduciendo la generación térmica.
- e) la central TOACHI, entra a influenciar en la zona de Manabí

bi, en 1.978; supuesta la finalización de los trabajos de la línea de transmisión Toachi-Manabí (Portoviejo); como antes de este año no se presentan déficits de electricidad, no se adelanta la ejecución de la línea de transmisión Toachi-Portoviejo.

IV.2.d.- PROGRAMA DE OPERACION:

AREA DE SANJO DOMINGO DE LOS COLORADOS:

PLAN GENERAL:

Los déficits de esta zona no son muy acentuados, llegando a 2.5 MW en 1.985. Esta zona, por esta razón, no influye en la selección del número de unidades ni en el programa de operación y ejecución de las obras de la central Toachi y no será tomada en cuenta para este objeto.

Sería materia de otro estudio el determinar si se aprovecha una pequeña cantidad de potencia y energía de la central Toachi (insignificante frente a su capacidad final instalada) o se decide utilizar otra fuente de generación (por ejemplo: el grupo diesel que se retiraría del sistema Manabí). Por otro lado, cuando la central Toachi esté copada es preferible afrontar el problema de la división en el abastecimiento de la demanda entre dos zonas fuertes de influencia, que o naiderar además una tercera zona que no exige mucha demanda y cuyos problemas de falta de energía eléctrica pueden ser resueltos de una manera independiente y posiblemente con un resultado más económico.

CUADRO 24: CENTRAL TOACHI

ACORDO A LA LEY DE ENERGIA

(Quito-Mejía-Rumiñahui y Provincia de Manabí)

AÑO	P O R T U G U E S A (M)			D O C O R I A (M)		
	QUITO	MEJÍA	SUMAL	QUITO	MEJÍA	SUMAL
1.975	7.81		7.81	67.814		67.814
1.976	13.36		13.36	113.620		113.620
1.977	21.06		21.06	172.057		172.057
1.978	34.16	7.65	41.81	247.500	49.044	296.544
1.979	46.95	0.44	55.40	323.051	55.339	372.390
2.980	60.96	9.29	70.25	412.242	69.756	472.998
1.981	74.06	10.21	84.27	487.520	66.978	554.498
1.982	88.36	11.36	99.72	581.050	76.128	657.970
1.983	100.00	11.20	112.00	662.747	81.420	744.167
1.984	100.00	12.00	112.00	684.428	84.168	768.656
1.985	100.00	12.00	112.00	709.610	88.470	798.280

DEMANDA MEDIA DE LA CENTRAL TOACHI

AÑO	1.975	1.976	1.977	1.978	1.979	1.980
MV	7.74	12.97	19.73	33.09	43.19	54.00

AÑO	1.981	1.982	1.983	1.985
MV	63.30	75.14	84.95	97.75
				91.13

FACTOR DE PLANTA (año 1.985) = 81.37%

IV.3.- SELECCION DEL NUMERO DE UNIDADES DE LA CENTRAL TOACHE

CONSIDERACIONES GENERALES:

Al determinar el número más adecuado de unidades para una central hidroeléctrica, sedemos tener en cuenta:

a) los factores que influyen en el costo de una central - hidroeléctrica, que principalmente son:

- 1.- estudios preliminares
- 2.- diseño
- 3.- costo de los terrenos a usarse y pago de los derechos de agua.
- 4.- obras de captación, aducción, reservorio y tanque de presión.
- 5.- tubería de presión
- 6.- casa de máquinas y fundaciones
- 7.- equipos de impulsión y generación
- 8.- equipos auxiliares, de protección y de control
- 9.- subestaciones i líneas de transmisión

En este caso los factores que influirán en la selección, serán los enunciados en los numerales 5, 6, 7 y 8.

b) la necesidad de minimizar los costos del KWh. generado, para ello debemos tener en cuenta, que para una potencia dada:

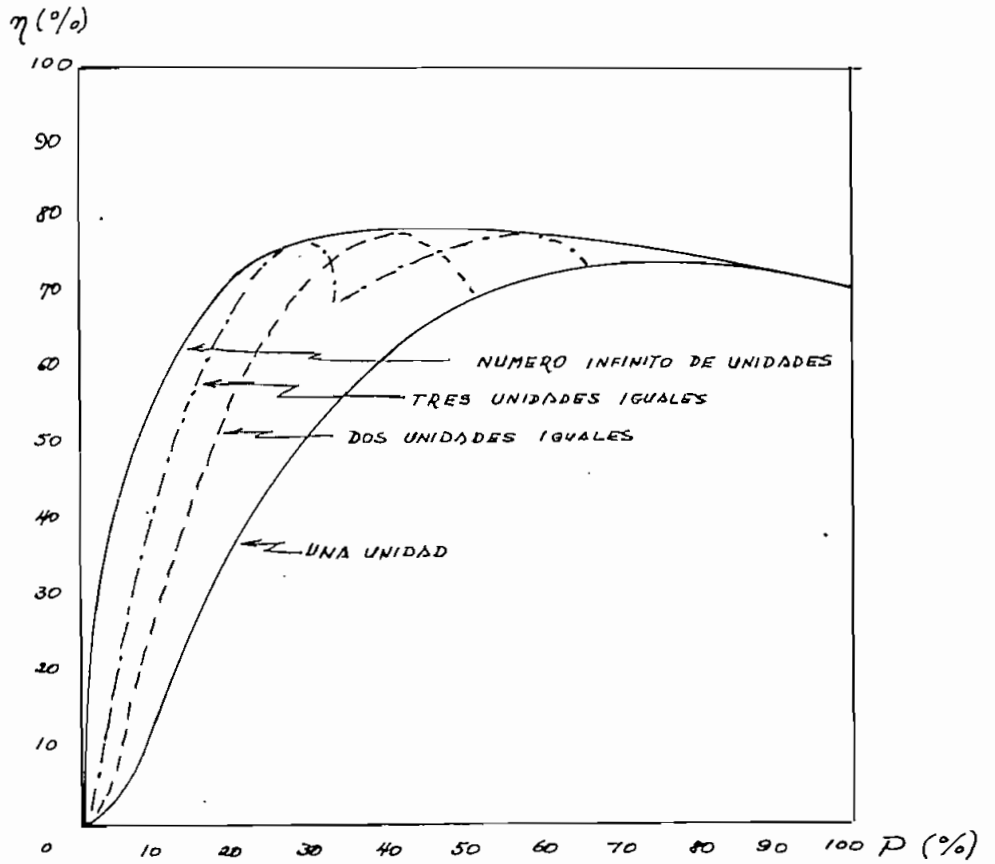
- 1.- los cargos fijos se incrementan con el número de unidades.
- 2.- los gastos de mantenimiento se incrementan al elevar se el número de unidades.
- 3.- las unidades de mayor capacidad tienen mejor eficiencia que las unidades de capacidades pequeñas?
- 4.- los costos de operación se incrementan al aumentar el número de unidades.

- 5.- el costo del KWh generado decrece al incrementarse el factor de planta y el factor de utilización.
- c) el mantener una cierta capacidad de reserva de potencia para precautelar posibles fallas en el sistema, provenientes de las otras centrales.
 - d) el tipo de carga que va a servir la central y la posición de la central dentro de la curva de carga.
 - e) el efecto del número de unidades en la eficiencia de toda la central; en el gráfico N° 18 se ve que una central con dos unidades tiene una eficiencia superior que una central de una sola unidad. Una central con tres unidades presenta una eficiencia superior, pero conforme aumenta el número de unidades, el incremento de la eficiencia es cada vez más leve.
 - f) la posibilidad y la influencia de una falla; el influjo de la falla de una unidad disminuye al aumentar el número de unidades ya que la potencia total de la central está repartida entre un mayor número de unidades. La restricción en el servicio es consecuentemente menor. En cuanto a la posibilidad de una falla podemos tratar de formular un análisis cuantitativo, utilizando el siguiente criterio:

Sea P el número de días que trabaja una unidad en el año, divididos para el número de días del año (365) y Q sea el número de días en que la unidad se halla fuera de servicio por daños o por mantenimiento, divididos asimismo para los días del año.

Tenemos entonces que: $P + Q = 1$

Si se tratan de varias unidades, vamos a tener:



GRAF 18.- CENTRAL TOACHI
VARIACION DE LA EFICIENCIA DE ACUERDO
AL NUMERO DE UNIDADES

$$(P_1 + Q_1)(P_2 + Q_2)(P_3 + Q_3) \dots (P_n + Q_n) = 1$$

De acuerdo a la experiencia reco^rida en el funcionamiento de diversas centrales hidroel^ectricas, admitiremos los si^guientes valores para P y Q

$$P = 0,98 \text{ (trabaja 357 días al año)}$$

$$Q = 0,02 \text{ (fuera de servicio 8 días en el año)}$$

Ahora bien, el producto de las P nos dará la posibilidad de funcionamiento simultaneo de todas las unidades y el - producto de las Q, la posibilidad de falla simultanea. El producto $P \times Q$ (en sus diversas combinaciones) nos dará - el valor de las diversas posibilidades de funcionamiento alternativo (por eja: dos unidades funcionando y tres - fuera de servicio, en una central de cinco unidades, se - expresa: $P_1 \times P_2 \times Q_3 \times Q_4 \times Q_5$).

Para centrales con diferente número de unidades, los valo^res que se obtienen son:

a) CENTRAL CON UNA SOLA UNIDAD:

$$\text{Potencia/unidad} = 112 \text{ MW}$$

$$\text{Probabilidad de funcionamiento} = 98\% = 357 \text{ días}$$

$$\text{Probabilidad de falla} = 2\% = 8 \text{ días}$$

b) CENTRAL CON DOS UNIDADES

$$\text{Potencia/unidad} = 56 \text{ MW}$$

$$\text{Probabilidad de funcionamiento simultaneo} = 96.04\% \text{ (350 d.)}$$

$$\text{Probabilidad de falla simultanea} = 0.04\%$$

$$\text{Probabilidad de func. alternativo} = 3.92\% \text{ (14 días).}$$

c) CENTRAL CON TRES UNIDADES:

Potencia/unidad = 37.34 MW

Probabilidad de func. simultaneo = 94.12% (343 días)

Probabilidad de falla simultanea = 0.0008%

Probabilidades de funcionamiento alternativo:

- dos unidades func. y una fuera de servicio = 5.76% = 21.6 d.

- una unidad func. y dos fuera de servicio = 0.1192%

d) CENTRAL CON CUATRO UNIDADES:

Potencia/unidad = 28 MW

Probabilidad de funcionamiento simultaneo = 92.23% (337 d.)

Probabilidad de falla simultanea = 0.000016%

Probabilidades de funcionamiento alternativo:

- tres unidades func. y una fuera de servicio: 7.53% (27 d)

- dos unidades func. y dos fuera de servicio: 0.23% (1 día)

- una unidad func. y tres fuera de servicio: 0.0031%

e) CENTRAL CON CINCO UNIDADES:

Potencia/unidad = 22.4 MW

Posibilidad de funcionamiento simultaneo: 90.385% (330 d)

Probabilidad de falla simultanea: 32×10^{-8} %

Probabilidad de funcionamiento alternativo:

- cuatro unid. func. y una fuera de servicio: 9.23% (34 d)

- tres unid. func. y dos fuera de servicio: 0.376% (1 día)

- dos unid. func. y tres fuera de servicio: 0.00768%

- una unidad func. y cuatro fuera de servicio: 7.84×10^{-6} %

Como se aprecia por los resultados obtenidos, conforme aumenta el número de unidades, la posibilidad de una falla simultanea se reduce substancialmente; a su vez, la posibilidad de un funcionamiento simultaneo también rebaja, lo que es explicable debido a la necesidad del mantenimiento. Para la seguridad del servicio se aprecia que es aconseja-

ble un mayor número de unidades, cuya salida individual - del servicio ofrece menos problemas, a medida que aumenta el número de unidades. Pero el incremento del número de - unidades conlleva el incremento de los costos y para la - selección final debemos pesar todas estas circunstancias sin perder de vista la demanda existente del mercado y la ubicación de la central Toachi dentro de la curva de carga.

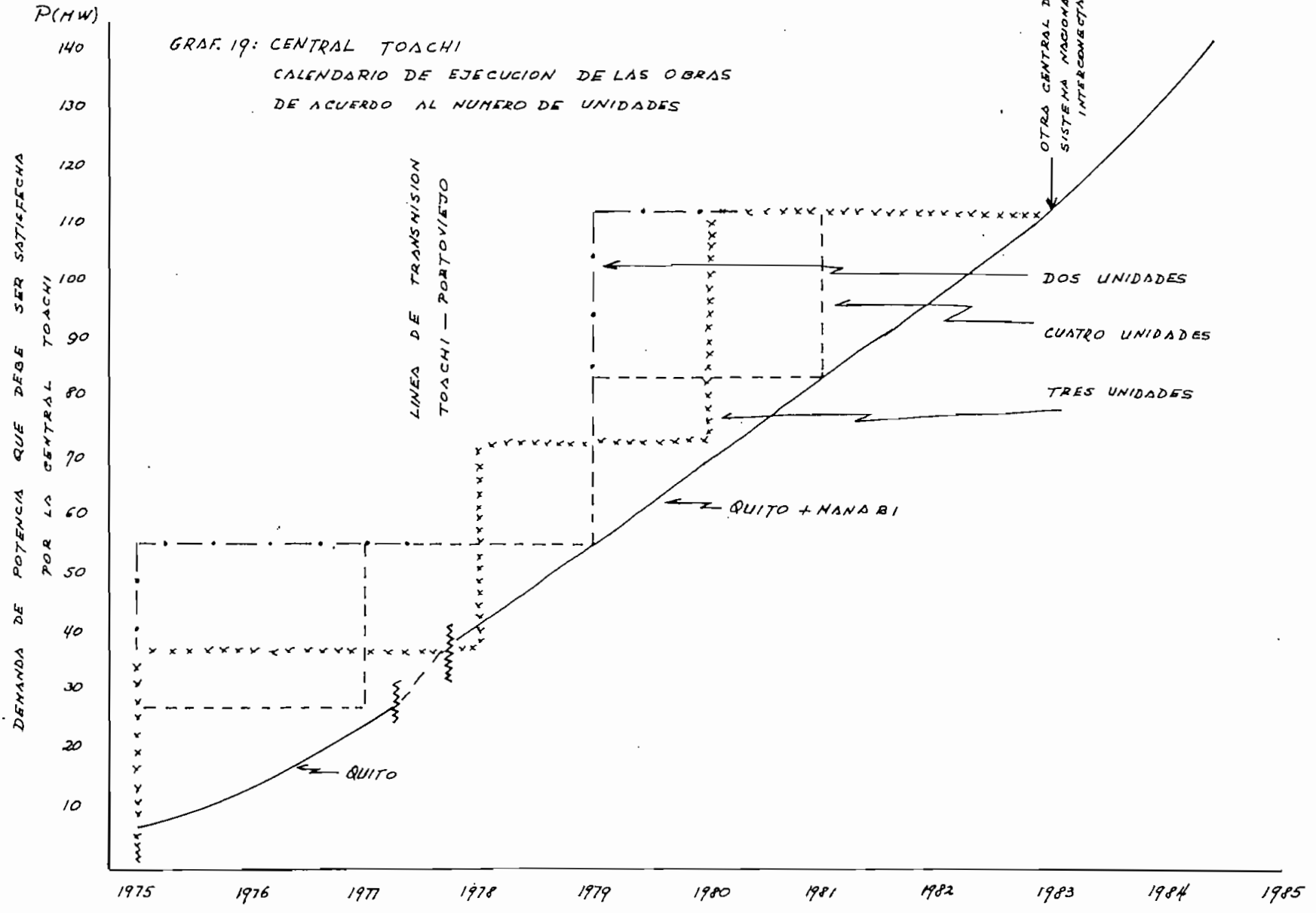
INCIDENCIA DE LOS FACTORES QUE INFLUYEN EN LA SELECCIÓN DEL NÚMERO DE UNIDADES PARA LA CENTRAL TOACHI

La incidencia de los factores anteriormente mencionados para la selección del número de unidades más aconsejable para una central es diversa; ante todo la selección final debe tener en cuenta diversos factores económicos para lograr que la obra sea lo más económica posible y por otro lado debe tener en cuenta el abastecimiento del mercado, de - tal manera que la provisión de energía no pueda ofrecer - riesgos en cuanto a la ejecución de las obras, de acuerdo a un calendario que coordine con las exigencias de la demanda. Asimismo la seguridad y continuidad del servicio, al tratarse en este caso de una central que llevará la ma yor parte de la carga del área de influencia, es un factor que tiene capital influjo. En el siguiente cuadro se anali za la influencia de los principales factores en la selección del número de unidades, considerando las variaciones que sufren, al variar el número de unidades.

NÚMERO DE UNIDADES SELECCIONADAS:

Del estudio anterior claramente se ve que la selección final deberá hacerse entre tres o cuatro unidades para ser instaladas en la central, ahora analizaremos los factores principales que inciden la selección y que nos permitirán llegar a la selección final.

- a) factores de diseño y construcción: en cuanto al diseño de las unidades generadoras, no hay diferencia fundamental, excepto en el tamaño más reducido de las componentes para el caso de cuatro unidades. Pero, para la tubería de presión, su diseño y construcción resulta más simple para el caso de instalarse cuatro unidades. Si se instalaran tres unidades deberíamos construir bien sea tres tuberías iguales (aumentando los costos y las pérdidas de altura) o bien dos tuberías, llevando una de ellas dos tercios del caudal total; esta alternativa obligaría a la construcción total de las obras de captación al tiempo de instalarla a la segunda unidad, ya que se necesitaría una mayor cantidad de agua que la que se obtiene en la primera parte del proyecto (captación sólo de las aguas del río Toachi). Bajo estas consideraciones técnicas y de diseño se prefieren las cuatro unidades.
- b) costo de la central: indudablemente los costos se elevan para el caso de cuatro unidades, fundamentalmente por el aumento del número de los equipos de control y protección. El precio del KW instalado, considerando únicamente al grupo generador (turbina y generador, - sin los auxiliares) no sufre mayor alza.
- c) abastecimiento de la demanda: utilizándose cuatro unidades se logra un mejor aprovechamiento de la capaci-



dad de generación con una adecuada operación en paralelo que permita a las unidades trabajar en puntos cercanos a su eficiencia máxima. Asimismo, las probabilidades de fallas severas se reducen y la incidencia de las mismas, al ser menor el aporte de cada unidad al sistema, es menos grave.

Observando el gráfico N° 19 se nota que para el caso de cuatro unidades, la entrada en servicio es más uniforme y se logra por otro lado, una adecuada capacidad de reserva (la capacidad total instalada en el sistema, es superior a la demanda del año siguiente al de instalación del último grupo).

d) mantenimiento: el programa de mantenimiento para el caso de cuatro unidades, aunque más costoso, es más elástico ya que la puesta fuera de servicio de una unidad, ocasiona problemas menos severos que para el caso de tres unidades.

Con estas consideraciones, seleccionamos para la central TOACHI, la instalación de CUATRO UNIDADES DE 28 MW DE POTENCIA, cada una.

PROGRAMA DE EJECUCIÓN DE LAS OBRAS:

El programa de ejecución de las obras se deberá efectuarlo de tal manera que se aplique el siguiente calendario de entrada en servicio de las unidades.

1.975: entrada en servicio de la primera unidad de 28 MW, al finalizar las obras hidráulicas de la primera parte (captación de las aguas del río Toachi)

1.977: entrada en servicio de la segunda unidad de 28 MW, para fines de este año, deberá estar terminada la línea de transmisión Toachi-Portoviejo, para iniciar el -

abastecimiento de la provincia de Manabí, desde 1.978

1.979: finalización de las obras hidráulicas de la segunda etapa (captación de las aguas del río Sarapullo) e instalación de la tercera unidad de 28 MW en la central Toachi.

1.981: instalación de la última unidad de 28 MW, completándose la capacidad instalada de 112 MW.

1.983: entrada en servicio para abastecer al crecimiento de la demanda del área de influencia del proyecto, de una nueva central del Sistema Nacional Interconectado.

CONCLUSIONES

Todo este estudio nos ha servido para determinar la mejor manera de aprovechar los recursos existentes en el río Toachi, con fines de electrificación. Se ha enfocado el problema tratado de obtener siempre la mayor elasticidad y seguridad, de tal manera que cualquier variación del comportamiento de la demanda futura (\pm 10% de los valores calculados) no tenga incidencia dentro del programa de operación y ejecución de las obras de la central Toachi. Ante todo se ha tratado de aprovechar al máximo las centrales existentes, tal el caso del núcleo Guabayá-Nayón y de las centrales diesel de Manabí.

Finalmente es necesario anotar que siendo este estudio orientadamente un cálculo de comportamiento futuro de la demanda de la zona, cualquiera de las suposiciones adoptadas, puede ser objeto de discusión, pero ante todo es necesario aclarar que se ha tratado de ajustarlos lo más posible a la realidad actual, al comportamiento histórico del pasado y a las tendencias observadas en el área de influencia del proyecto Toachi.

B I B L I O G R A F I A
□ □ □ □ □ □ □ □ □ □ □ □ □ □

- 1.- **Generating Stations**
Alfred H. Lovell
Mac Gray Hill
1.961
- 2.- **Power Station Engineering and Economy**
G. A. Skrotzki y W. A. Vopart
Mac Gray Hill
1.960
- 3.- **Centrales Eléctricas**
F. T. Horse
Compañía Eléctrica Continental
1.961
- 4.- **Informe de Factibilidad del Proyecto Pisayambo**
Harza Engineering Company
Junta Nacional de Planificación Y Coordinación Económica
1.967
- 5.- **Plan Nacional de Desarrollo Económico y Social**
Tomo IV: las obras y los servicios públicos económicos
Libro II: energía
Junta Nacional de Planificación y Coordinación Económica
1.963
- 6.- **Censo Nacional de Electrificación**
Dirección General de Recursos Hidráulicos y Electrificación
Ministerio de Fomento
1.962 - 63
- 7.- **Estadísticas Eléctricas**
Dirección General de Recursos Energéticos
Ministerio de Industrias y Comercio
Años 1.964 - 65 y 66
- 8.- **Estudio Económico Financiero de la Empresa Eléctrica Quito S.A.**
Tesis previa a la obtención del título de Ing. Eléctrico
Ing. Raúl Maldonado R.
Escuela Politécnica Nacional
1.967

- 9.- Estructura y Crecimiento de la Población
División de Estadísticas y Censos
Junta Nacional de Planificación y Coordinación Económica
1.967
- 10.- Electrificación de Manabí
Tesis Previa a la Obtención del Título de Ing. Eléctrico
Ing. Gonzalo Fierro F.
Escuela Politécnica Nacional
1.963
- 11.- Proyecto Pisayambo
Estudio de Mercado, de Energía y Programa de Operación
Instituto Ecuatoriano de Electrificación
1.968
- 12.- Programa Nacional de Electrificación
Instituto Ecuatoriano de Electrificación
Revisión 1.967
- 13.- Hidro-electric Handbook
Greager and Justin
John Wiley and Sons
Second Edition
- 14.- Manabí Steam Generating Plant
Feasibility Study
Instituto Ecuatoriano de Electrificación
1.965
- 15.- Electric System Operation
G. A. Skrotzki
Mc. Graw Hill Book Company
1.954
- 16.- Standard Handbook for Electrical Engineers
A. E. Knowlton
Mc Graw Hill Book Company
Eighth Edition