

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y**  
**ELECTRONICA**



**PLANEAMIENTO DE LA EXPANSION A LARGO PLAZO DE LA**  
**RED DE TRANSMISION ELECTRICA DEL S.I.C.N.**  
**PERIODO 1995-2010**

**TESIS**

Para Optar El Título Profesional De

**INGENIERO ELECTRICISTA**

RONAL ANTARA ARIAS

PROMOCION 1984-1

LIMA – PERÚ

1987

A MIS PADRES

Y HERMANOS

## C O N T E N I D O

	Página
PROLOGO	1
CAPITULO I - PRESENTACION DEL SICN	5
1.1. Descripción del SICN existente-1985	5
1.1.1. Ubicación Geográfica	5
1.1.2. Recursos Naturales y Energéticos	7
1.1.3. Sistema Eléctrico del SICN	8
1.1.4. Areas de concesión de las Empresas regionales de electricidad que conforman el SICN	14
1.1.5. Evolución cronológica del SICN	16
1.2. Proyección de la Demanda del SICN	17
1.2.1. Evolución cronológica de la demanda en el SICN	17
1.2.2. Proyección de la demanda por barras en el período de estudio 1995-2010.	24
1.3. Expansión de la Generación en el SICN	26
1.3.1. Modelos de optimización de la expansión de la generación del SICN utilizado en ELECTROPERU	28
1.3.2. Alternativas de expansión de la generación en el SICN	29
1.3.3. Características de las alternativas propuestas	47
1.4. Sistema existente en 1995 del SICN - Considerado el año inicial de estudio	54
1.4.1. Estudios efectuados del SICN en el período 1985-1995	55
1.4.2. Presentación del esquema base - del SICN al año 1995	57

CAPITULO II - ESTUDIO DEL DESARROLLO TEORICO DE LA EXPANSION	59
2.1. Filosofía del planeamiento	59
2.2. Metodologías del planeamiento de transmisión	60
2.2.1. Metodología clásica de planeamiento de transmisión	61
2.2.2. Metodología moderna de planeamiento de transmisión	62
2.2.3. Etapas características del planeamiento de sistemas de transmisión	63
2.2.4. Técnicas de optimización para la expansión de un sistema de transmisión	67
2.2.5. Metodología para planeamiento a largo plazo de sistemas de transmisión	72
2.3. Criterios de planeamiento de sistemas de transmisión	76
2.3.1. Necesidad de criterios de planeamiento de transmisión	77
2.3.2. Tipos de criterios de planeamiento de transmisión	79
2.3.3. Criterios para el estudio de planeamiento de transmisión del SICN	82
2.4. Premisas para el Estudio del Planeamiento de transmisión del SICN	86
CAPITULO III - SELECCION DE ALTERNATIVAS DE TRANSMISION	97
3.1. Análisis de transmisión asociado a las secuencias de generación y definición de alternativas de transmisión del SICN	97
3.1.1. Balance de Demanda y Oferta de Potencia a nivel de sub-sistemas	97
3.1.1.1. Alternativa N° 1	98
3.1.1.2. Alternativa N° 2	100
3.1.1.3. Alternativa N° 3	101
3.1.2. Definición de alternativas de transmisión del SICN	119

3.1.2.1. Alternativa N° 1	120
3.1.2.2. Alternativa N° 2	124
3.1.2.3. Alternativa N° 3	129
3.2. Análisis de Costos de Alternativas	132
3.2.1. Definición de Costos de líneas de transmisión, centros de transformación y Centrales Eléctricas	133
3.2.2. Definición de costos, de combustibles, lubricantes y otros costos incrementales de Centrales Térmicas	135
3.2.3. Criterios adicionales tomados para la evaluación económica de las alternativas	145
3.2.4. Resultado final de la evaluación económica de las alternativas	146
3.3. Planteamiento de una nueva alternativa - de transmisión	147
3.3.1. Aspectos resaltantes de las alternativas de transmisión presentadas en 3.1	185
3.3.2. Consideraciones tomadas en cuenta para aumentar la confiabilidad del SICN	186
3.3.3. Balance de Demanda y Oferta de potencia a nivel de sub-sistemas de la nueva alternativa	191
3.3.4. Definición de la Alternativa nueva de transmisión del SICN	199
3.3.5. Análisis técnico de líneas de transmisión en mínima demanda	204
CAPITULO IV - ANALISIS TECNICO-ECONOMICO DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA PERIODO 1995-2010	212
4.1. Análisis de flujo de carga	212
4.1.1. Suposiciones e informaciones consideradas en el análisis de flujo de carga del SICN	213
4.1.2. Programa computacional utilizado para el estudio de flujo de potencia	215

4.1.3. Resultados obtenidos del flujo de potencia del SICN de la alternativa nueva	216
4.2. Análisis Económico	217
4.2.1. Modelo Económico de Evaluación	241
4.2.2. Modelo Económico del valor de depreciación y de recuperación	241
4.2.3. Modelo económico de costos de combustibles, lubricantes y otros costos incrementales de Centrales Térmicas	242
4.2.4. Modelo Económico del costo de pérdidas	243
4.2.5. Determinación del costo total actualizado de una alternativa	247
CONCLUSIONES	252
BIBLIOGRAFIA	255
APENDICES	
PLANOS	

## P R O L O G O

La energía eléctrica representa un elemento importante a considerarse, cuando se debe atender las necesidades que permitan el bienestar social y desarrollo de un país.

La ubicación de los recursos energéticos bajo sus diferentes formas y su transformación correspondiente a energía eléctrica, ocasionan el abastecimiento de los centros de consumo que presenta un país.

En nuestro país la oferta de generación de energía eléctrica se obtiene bajo dos modalidades, a saber, mediante la transformación de la energía térmica y energía hidráulica. Los recursos hidráulicos se encuentran ubicados generalmente a gran distancia de los centros de carga. Por lo mismo, es necesario plantear el sistema de transmisión que permita evacuar la energía de los centros de generación eléctrica hacia los centros de consumo en forma oportuna, necesaria y conveniente, teniendo en cuenta que actualmente sólo se está aprovechando un 3 a 4% del potencial hidráulico disponible en el país, podemos afirmar que en un período largo se tendría una buena perspectiva de generación hidroeléctrica.

Por lo tanto, para efectuar una distribución de la energía eléctrica generada conveniente hacia los centros de consumo, es necesario desarrollar la planificación del sistema de transmisión eléctrica de un país, en un hori

zonte a largo plazo, siendo ésta materia de estudio - del presente proyecto de Tesis.

El planeamiento de la red de transmisión de un sistema eléctrico a largo plazo, hace necesario la ubicación de nuevos centros de generación, debido al incremento anual del consumo de energía eléctrica y ésto implica realizar ampliaciones del sistema de transmisión. La ampliación - de las redes de transmisión significa adicionar nuevas líneas o reforzar las líneas existentes, dicho análisis presenta muchas alternativas, definiéndose el transporte de la energía eléctrica en base a un análisis técnico, economico y social.

En conclusión, en este Proyecto se analiza, evalúa las metodologías de planeamiento de la red de transmisión de un sistema eléctrico y su aplicación al Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y se plantea una alternativa de expansión a largo plazo de la red de transmisión del SICN - dentro del marco de los recursos y restricciones existentes en su área de influencia.

Cabe resaltar que el presente trabajo incide bastante en los criterios de reserva local, interacción del planeamiento de transmisión con el de generación, desarrollo regional y confiabilidad. Todo ello basado en las particularidades y características que presenta un sistema eléctrico.



De acuerdo a los requerimientos del estudio, el trabajo ha sido desarrollado en cuatro capítulos, en el Capítulo I, se hace una presentación general de lo que representa actualmente el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) adicionando con comentarios breves los estudios realizados acerca de la Demanda y Generación de este sistema.

En el Capítulo II, se define la metodología usada para el planeamiento de sistema de transmisión eléctrica, etapas y criterios, además se señalan las premisas para el estudio de la red de transmisión del Sistema Interconectado Centro Norte (SICN).

En el Capítulo III, se lleva a cabo la selección de alternativas posibles de transmisión, efectuando el análisis técnico-económico de tres alternativas de transmisión del SICN basados en tres alternativas de expansión de generación de este sistema presentados en el Plan Maestro de Electricidad de 1985. Definiéndose adicionalmente una nueva alternativa de transmisión de el SICN asociado a una nueva expansión de la generación de este sistema, teniendo en cuenta criterios regionales y de reserva local, todo ello desde el punto de vista de la transmisión necesaria para llevar la energía eléctrica de los centros de generación hacia los diferentes centros de carga del sistema.

En el Capítulo IV, se hace el análisis de flujo de carga de la alternativa seleccionada, así como el análisis eco

nómico de ésta, realizando de esta forma la evaluación del comportamiento técnico-económico del sistema, recomendándose de esta manera la secuencia de adiciones y refuerzos del SICN, en el período 1995-2010.

Finalmente, el autor deja constancia que la culminación - del presente trabajo ha sido posible gracias a la invaluable ayuda de muchas personas e Instituciones, los cuales contribuyeron directa o indirectamente a la integración - de esta tesis y, a todas ellas quiero hacerles llegar mi más sincero y eterno agradecimiento.

En especial quiero darle las gracias al ingeniero Luis Haro Zavaleta, por sus ideas, estímulo, comentarios y revisión del texto, al ingeniero José Koc Rueda por su apoyo y ayuda desinteresada.

Agradezco de igual manera a los integrantes de la Unidad de Planeamiento de Transmisión de la Sub-Gerencia de Planeamiento, de la Gerencia Técnica de la Empresa Electricidad del Perú - ELECTROPERU y a los colegas de la UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA por la ayuda brindada.

Finalmente el autor hace presente de su total y exclusiva responsabilidad por el contenido del proyecto en mención.

# C A P I T U L O I

## PRESENTACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO-NORTE

### 1.1. DESCRIPCION DEL SICN EXISTENTE - 1985

La presente sección tiene por objeto dar una breve información descriptiva de los aspectos más resaltantes de la situación eléctrica y geográfica del SICN. Dichos antecedentes son de importancia especial para plantear alternativas que permitan un desarrollo adecuado de dicho Sistema.

#### 1.1.1. Ubicación Geográfica

En la Lámina N° 1.1 observamos la ubicación de la región Centro-Norte del Perú, representando ésta el área de influencia de trabajo del presente Proyecto.

Esta región tiene como característica principal el paso de la Cordillera de los Andes, la cual está conformada por distintos ramales o cadenas de montañas, presentando niveles de altitud muy variado, comprendido entre 2,500 y 6,768 m.s.n.m. Predominantemente se encuentra los Andes del Norte que, consta de tres cadenas: La occidental, la central y la oriental.

Por el oeste, la Cordillera de los Andes cae abruptamente sobre el Oceano Pacífico, pasando desde la Cordillera Occidental hasta el Litoral, formando una estrecha faja costera, comprendida entre la orilla oceánica y una línea imaginaria situada a 500 m.s.n.m. Por el contrario con el flanco andino oriental disminuye la altura gradualmente hasta

# ESQUEMA DE UBICACION DE LA REGION CENTRO-NORTE DEL PERU-AREA DE INFLUENCIA

.6.



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA  
PROYECTO: PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL

NOMBRE:  
ANTARA ARIAS RONAL  
CODIGO:  
780376-F

PLANEAMIENTO DE LA EXPANSION A LARGO PLAZO DE LA RED DE TRANSMISION  
ELECTRICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE (SICN)  
PERIODO 1995-2010

ESPECIALIDAD:  
INGENIERIA ELECTRICA

alcanzar el llano amazónico.

Por lo expuesto, la presencia de la Cordillera de los Andes origina un relieve o geografía muy accidentada de esta región. Ocasionando la necesidad de tomar este parámetro como una de las variables a considerar en la planificación de la distribución de los recursos energéticos en nuestro país.

#### 1.1.2. Recursos Naturales y Energéticos

Esta región presenta el mayor porcentaje de recursos naturales que dispone el país, siendo también la región de mayor movimiento industrial y desarrollo cultural.

Un recurso muy importante explotado en esta zona son los yacimientos de metales, tales como el zinc, plomo, plata, hierro. Se han determinado grandes reservas de éstos y otros materiales, como por ejemplo las reservas de minerales de cobre en Michiquillay-Cajamarca. La ubicación de las zonas de explotación de estos minerales se encuentran en CENTROMIN - Zona Central, Marcona-Ica, Cobriza-Huancaavelica, etc.

Otro recurso natural es el potencial pesquero de la costa de la región a lo largo del Océano Pacífico, la causa de la riqueza pesquera está en primer lugar en la presencia de la corriente peruana que ocasiona el enfriamiento de las aguas costeras y en segundo lugar en la amplitud del zócalo continental.

En cuanto al sector agrícola no ha logrado un desarrollo

uniforme en toda la región. Siendo la zona costera el - que ha alcanzado un alto desarrollo, la agricultura está concentrada en los valles de los ríos y prácticamente todas las tierras cultivables están en uso. Actualmente es tán en ejecución varios proyectos de irrigación de gran magnitud que transvaran agua de las pendientes orientales de los andes hacia las regiones de sierra y costa. Sien do la zona de sierra de relieve muy variado, la agricultu ra está muy atrasada, lo mismo ocurre en las tierras bajas orientales.

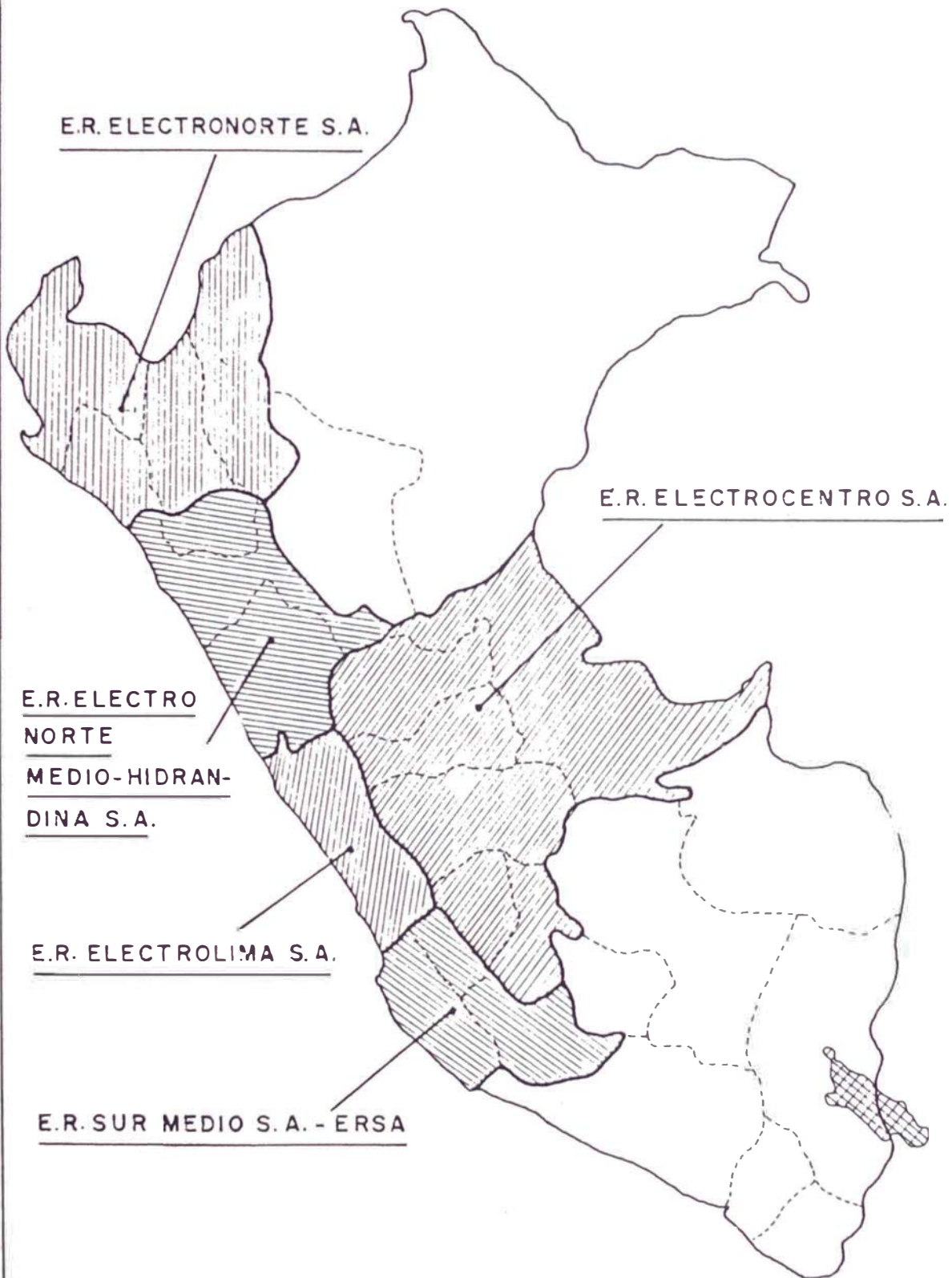
En cuanto a los recursos energéticos, esta región tiene - una fuente potencialmente grande en energía hidroeléctrica, no obstante, debido a su accidentada geografía, la u tilización de este recurso tiende a ser limitado por su - deficiente accesibilidad a los centros de consumo. Con - respecto a los recursos de energía térmica, tal como el - petróleo, la producción está concentrada a lo largo de la costa norte.

### 1.1.3. Sistema Eléctrico del SICN

El sistema interconectado Centro Norte (SICN) se encuentra ubicado dentro del área de influencia de cinco Empresas Regionales de Electricidad: ELECTRO NORTE S.A. - NORTE MEDIO HIDRANDINA S.A. - ELECTROLIMA S.A. - ELECTRO CENTRO S.A. y SUR MEDIO S.A. ERSA. Sus ubicaciones relativas con sus respectivas áreas de concesión es mostrada en la Lámina N° 1.2.

La localización geográfica de los centros de generación y

AREA DE INFLUENCIA DE LAS EMPRESAS REGIONALES EN LA REGION CENTRO-NORTE



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA  
 PROYECTO: PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL

NOMBRE:  
 ANTARA ARIAS RCNAL

CODIGO:  
 780376 - F

PLANEAMIENTO DE LA EXPANSION A LARGO PLAZO DE LA RED DE TRANSMISION  
 ELECTRICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE (SICM)  
 PERIODO 1995 - 2010

ESPECIALIDAD:  
 INGENIERIA ELECTRICA

principales sub-estaciones pertenecientes al SICN son mostradas en la Lámina N° 1.3. Asimismo la Lámina N° 1.4 muestra de manera simplificada la configuración eléctrica actual del sistema que se ha obtenido concentrando las redes de subtransmisión y distribución a barras troncales sin modificar su topología base. Además tratando de conservar las barras que permitirán interconexiones importantes en el sistema en el largo plazo, materia de estudio de este trabajo.

Un diagnóstico de la actual realidad eléctrica de esta región, mediante el estudio del estado de la situación del desarrollo eléctrico de esta zona en toda su integridad y una interpretación técnica, económica, geográfica y política de los problemas más importantes del desarrollo eléctrico y la forma cómo se generan, nos permitiría establecer en cierta forma las tendencias futuras y las medidas correlativas.

El sistema interconectado CENTRO-NORTE fué constituido a partir de Diciembre de 1980, con la puesta en servicio de la línea de transmisión Lima a Chimbote. Los centros de generación mayormente son de tipo hidráulico, siendo controladas por las Empresas regionales de acuerdo a su zona de influencia. La capacidad instalada correspondiente a Centrales Hidráulicas a fines de 1985 fué de 1919 Mw. Representando la C.H. Mantaro el 42% de la capacidad instalada de todo el sistema. La conexión de CENTROMIN PERU se ha constituido a este sistema a partir de una deriva -



LOCALIZACION GEOGRAFICA DE LOS CENTROS DE GENERACION Y PRINCIPALES DEL SICN-1985



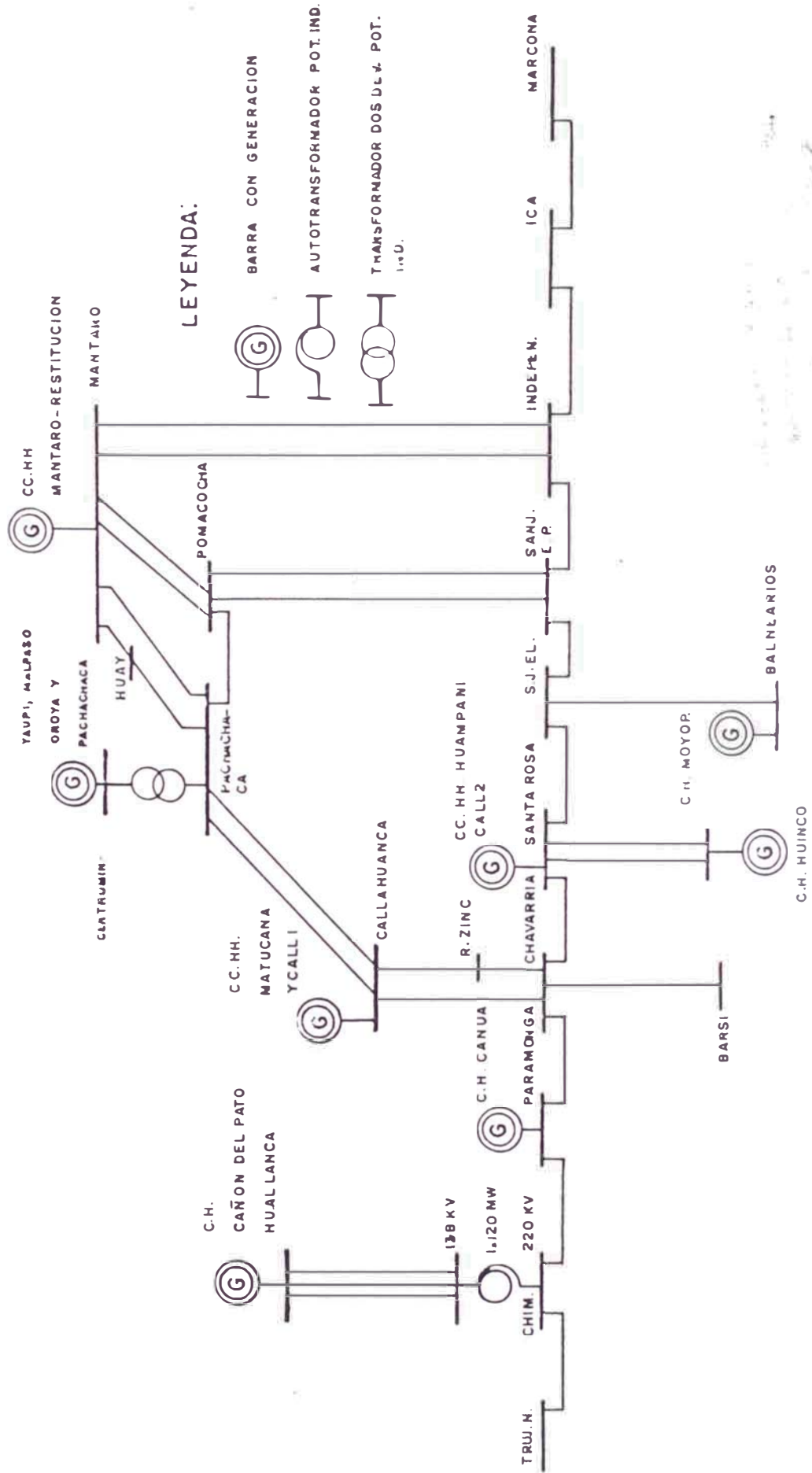
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA  
 PROYECTO: PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL

NOMBRE:  
 ANTARA ARIAS RONAL  
 CODIGO:  
 780376-F

PLANEAMIENTO DE LA EXPANSION A LARGO PLAZO DE LA RED DE TRANSMISION ELECTRICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE (SICN) PERIODO 1999-2010

ESPECIALIDAD:  
 INGENIERIA ELECTRICA

# CONFIGURACION ELECTRICA ACTUAL A NIVEL DE TRANSMISION DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA  
 PROYECTO: PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL

NOMBRE:  
 ANTARA ARIAS RONAL

CODIGO:  
 780376-F

PLANEAMIENTO DE LA EXPANSION A LARGO PLAZO DE LA RED DE TRANSMISION ELECTRICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE PERIODO 1995-2010

ESPECIALIDAD:  
 INGENIERIA ELECTRICA

ción en la S.E. Pachachaca de la Línea de Transmisión Mantaro-Pachachaca-Callahuanca. Los sub-sistemas aislados y algunos ya interconectados (especialmente al Norte) reciben energía de plantas termoeléctricas con una capacidad efectiva, a fines de 1985, de 527 Mw, representando las centrales térmicas de los sistemas aislados el 36% de toda la potencia efectiva del sistema. El promedio de vida restante estimado de los grupos electrógenos es de 10 años.

Al observar la Lámina N° 1.3 se puede apreciar que el SICN presenta una gran red longitudinal a un nivel de tensión de 220 KV, en la estrecha faja costera de esta región, ubicándose en ella las barras: Marcona, Ica, Independencia, San Juan, Santa Rosa, Chavarría, Paramonga, Chimbote y Trujillo; la longitud de esta línea de transmisión es de 991 Kms. A lo largo de esta extensa red de transmisión se encuentran ubicados los centros de consumo, observándose entre ellas distancias significativas, predominando entre éstos, el sistema eléctrico de ELECTRO LIMA que provee de energía eléctrica primordialmente a Lima Metropolitana.

El suministro de energía eléctrica al Sistema ELECTROLIMA se efectúa básicamente mediante energía hidroeléctrica proveniente de centrales cercanas a Lima, así como de las Centrales Hidroeléctricas Mantaro y Restitución, estas últimas a través de cinco circuitos a nivel de 220 KV, Las Centrales Hidroeléctricas Cañón del Pato y Cahua

suministran energía eléctrica esencialmente a los departamentos de Ancash y la Libertad. El sistema eléctrico de CENTROMIN se abastece de energía proveniente de las Centrales Hidroeléctricas Yaupi, Malpaso, Oroya y Pachachaca y adicionalmente de las CC.HH. Mantaro y Restitución.

La lejanía entre los centros de carga y la pequeña magnitud individual de las cargas concentradas a excepción de Lima, propician que el abastecimiento de la gran Lima sea la única carga concentrada que tenga un relativo buen nivel de confiabilidad. Pero la confiabilidad de abastecimiento de Energía Eléctrica, desde el punto de vista de transmisión a otros centros de carga, es muy reducida. De esta manera el SICN configura un sistema interconectado débil y de baja confiabilidad, en el cual no se manifiestan claramente las ventajas inherentes a los sistemas interconectados. Es decir, la economía de escala, reducción de los requerimientos de reserva para cada carga individual, aprovechamientos de recursos hidroeléctricos con diferente régimen hidrológico, posibilidades de satisfacer la demanda desde diferentes frentes.

En fín, un aprovechamiento conveniente y satisfactorio de la energía eléctrica disponible.

#### 1.1.4. Áreas de concesión de las Empresas Regionales de Electricidad que conforman el SICN

De acuerdo a lo dispuesto en "La Ley General de Electricidad" N° 23406, promulgada el 28 de Mayo de 1982,

el sistema interconectado Centro Norte estaría conformada por cinco Empresas Regionales, las cuales tendrían áreas de concesión que se indican a continuación:

EMPRESA REGIONAL ELECTRO-NORTE S.A.:

Departamento de Tumbes, Piura, Lambayeque y Amazonas en su integridad y las provincias de San Ignacio, Jaén, Cutervo, Chota, Sta. Cruz y San Miguel del Departamento de Cajamarca.

EMPRESA REGIONAL ELECTRO-NORTE MEDIO S.A. (HIDRANDINA S.A.)

Departamento de Ancash, la Libertad, las provincias de Contumaza, Cajamarca, Cajabamba, San Pablo Celendín y Hualgayoc del Departamento de Cajamarca la provincia de Marañón del departamento de Huánuco y el distrito de Pativilca de la provincia de Chancay en el departamento de Lima.

EMPRESA REGIONAL ELECTROLIMA S.A.:

Departamento de Lima.

EMPRESA REGIONAL ELECTRO-SUR MEDIO S.A.

Departamento de Ica, provincias de Castrovirreyna en Huancavelica, Lucanas y Parinacochas en el Departamento de Ayacucho.

EMPRESA REGIONAL ELECTRO-CENTRO S.A.:

Departamento de Ucayali, Pasco, Junin, las provincias de Leoncio Prado, Huamalíes, Dos de Mayo, Huánuco, Ambo y Pachitea del Departamento de Huánuco; las provincias de Huancavelica, Angaraes, Acobamba y Tayacaja del departamento de Huancaveli

ca y las provincias de Huanta, la Mar, Cangallo y Victor Fajardo del departamento de Ayacucho.

#### 1.1.5. Evolución Cronológico del Sistema Interconectado Centro-Norte (SICN)

El Sistema Interconectado ha presentado la siguiente evolución cronológica en su constitución:

- En Setiembre 1973 con la puesta en servicio de la Central Hidroeléctrica Mantaro y el Centro de Transformación de San Juan, se interconectan los sistemas de Mantaro y ELECTROLIMA, conformándose el Sistema Interconectado del Centro.
- En Abril de 1976, se incorporó al Sistema Interconectado del Centro el Sistema Eléctrico de HIERRO PERU.
- En Octubre de 1980, con la puesta en servicio de la línea de transmisión Lima-Chimbote, se constituyó el Sistema Interconectado Centro Norte Medio conformado por los sistemas eléctricos de Santa, de Cahua-Paramonga y el sistema interconectado del Centro.
- En 1985, se incorpora al sistema interconectado Centro Norte Medio el Sistema Eléctrico de CENTROMIN.

Por tanto, este sistema está conformado actualmente por los siguientes centros de carga: Trujillo, Chimbote, Huancahuasi, Huallanga, Paramonga, Lima, Independencia, Ica, Marcona Huancayo y Mantaro. Esta disposición se puede apreciar en la Lámina N° 1.3.

## 1.2. PROYECCION DE LA DEMANDA EN EL SICN

El estudio de la Demanda Eléctrica se ha realizado con la finalidad de determinar las demandas de energía y potencia eléctrica de todos los centros de carga involucrados dentro del área de influencia del presente trabajo. Las proyecciones de la Demanda han sido proporcionadas por la Unidad de Mercado de la Empresa de Electricidad del Perú - ELECTROPERU S.A.

### 1.2.1. Evolución Cronológica de la Demanda en el SICN

La demanda a nivel Mercado (M) incluye cargas con servicio eléctrico, ya sea que estén conectados a sistemas eléctricos o permanezcan aisladas. La demanda a nivel interconectable es la que considera sólo aquellas cargas que están o son factibles de ser conectadas a un centro de carga adyacente en el horizonte de planeamiento.

De esta manera a nivel actual las tasas de crecimiento de la demanda de energía resultaron y resultan muy variables debido a la incorporación gradual de los centros de carga al sistema interconectado. Así tenemos la evolución cronológica de la demanda a nivel interconectable:

En el año 1980, el SICN tuvo un crecimiento de 31.2 % - motivado por la entrada en servicio de la línea de transmisión Lima-Chimbote, la que permitió la incorporación de las cargas atendidas por los sistemas eléctricos del Cañón del Pato, Chimbote, Trujillo y Cahua-Paramonga.

- En el año 1981, se presentó un crecimiento de 8.4 %, de

bido principalmente al suministro eléctrico a la Refinería de Zinc.

- En el año 1982, se registró un crecimiento de 5.8% como resultado de brindar suministro eléctrico a la Acería de Pisco, a la ampliación de la mina Cobriza y a la mina Monterosas de CENTROMIN (Ica).
- En el año 1983, se presentó un decrecimiento de -2.3% - debido a la disminución de los requerimientos de energía de los sectores minero e industrial como consecuencia de la menor producción registrada en el Perú.

En el año 1984, se ha registrado un crecimiento en la demanda de energía del orden de 6.4%, originado por una ligera recuperación en la producción de los sectores industrial y minera.

A continuación de estos años y dentro del período del trabajo, nuevamente se presenta el aumento brusco de la demanda en algunos centros de carga, así tenemos:

- En Chimbote los años 1995 y 2004, aumenta su demanda de debido al proyecto de ampliación de la Siderúrgica de Chimbote.
- En Cajamarca los años 2004 y 2006, incrementa su demanda como consecuencia del desarrollo minero de Michiquillay.
- En Huallanca el año 1998, incrementa su demanda debido principalmente al desarrollo minero de Antamina, a más de 100 Km de la central hidroeléctrica Cañón del Pato.



En Paramonga los años 1997, 2005 y 2008, incrementa su demanda, debido principalmente al desarrollo de los Proyectos planta PVC del Complejo Industrial Paramonga y a la Fundición y Refinería de zinc en Huacho.

- En CENTROMIN PERU después del año 2000, se incrementa su demanda, debido a que se tiene la perspectiva de desarrollarse una serie de proyectos mineros a partir de ese año.

En los años 1987 y 1999 como consecuencia del suministro a Ingenio y Caudalosa desde la S.E. Huancavelica y la interconexión de Pucallpa al SICN respectivamente, también se produce un incremento brusco de la demanda de este Sistema Interconectado.

Además cabe mencionar que la carga de Lima predomina fuertemente en este sistema, representando cerca del 62% en potencia y 68% en energía, respecto al total en 1985, en cuanto a la demanda que se prevé de esta carga se reducirá a 53% y 55% para la potencia y la energía respectivamente respecto al total del año 2010.

Los otros centros de carga del sistema, si bien tienen un mayor crecimiento relativo respecto a la carga de Lima su menor magnitud individual se mantiene a lo largo del período de estudio.

Los resultados de la proyección de demanda se muestran en los cuadros Nros. 1.1 y 1.2, en ellos se puede apreciar que la tasa promedio de crecimiento anual de la demanda a nivel interconectado para el período 1985-2010 es de 6.0%

SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO - NORTE  
Proyeccion de la Demanda de Potencia (MW)

Periodo 1985-2010

C DE CARGA	1985	1986	1987	1988	1989	1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
Tumbes	(18.8) M 18.8	(19.5) M 19.5	20.4 M 20.4	21.0 M 21.0	21.7 M 21.7	22.5 M 22.5	23.1 M 23.1	23.9 M 23.9	24.7 M 24.7	25.4 M 25.4	26.1 M 26.1	27.7 M 27.7	28.7 M 28.7	30.0 M 30.0	31.4 M 31.4	33.0 M 33.0		
Piura	75.6 M 75.6	84.8 M 84.8	88.7 M 88.7	97.9 M 97.9	97.3 M 97.3	102.0 M 102.0	107.1 M 107.1	112.5 M 112.5	118.2 M 118.2	124.3 M 124.3	130.8 M 130.8	141.6 M 141.6	150.3 M 150.3	160.2 M 160.2	171.7 M 171.7	187.5 M 187.5	197.7 M 197.7	
Talara	49.0 M 49.0	51.3 M 51.3	52.2 M 52.2	53.9 M 53.9	55.6 M 55.6	57.4 M 57.4	59.3 M 59.3	60.5 M 60.5	61.8 M 61.8	63.7 M 63.7	64.6 M 64.6	67.8 M 67.8	69.8 M 69.8	71.1 M 71.1	71.9 M 71.9	72.9 M 72.9		
Bayovar	(0.9) M 37.0	(0.9) M 43.7	(0.9) M 43.7	43.7 M 43.7	70.3 M 70.3	70.3 M 70.3	70.3 M 70.3	70.3 M 70.3	70.3 M 70.3	70.3 M 70.3	70.3 M 70.3	70.3 M 70.3	70.3 M 70.3	70.3 M 70.3	70.3 M 70.3	70.3 M 70.3	70.3 M 70.3	70.3 M 70.3
Chichayo	108.8 M 108.8	113.3 M 113.3	117.8 M 117.8	122.7 M 122.7	127.9 M 127.9	133.4 M 133.4	139.2 M 139.2	145.4 M 145.4	152.0 M 152.0	159.9 M 159.9	166.2 M 166.2	172.1 M 172.1	179.1 M 179.1	189.1 M 189.1	200.2 M 200.2	213.5 M 213.5	229.2 M 229.2	
Pacosmayo	29.7 M 29.7	30.2 M 30.2	30.5 M 30.5	30.9 M 30.9	31.4 M 31.4	31.9 M 31.9	32.3 M 32.3	32.9 M 32.9	33.3 M 33.3	33.8 M 33.8	34.3 M 34.3	34.5 M 34.5	36.0 M 36.0	36.9 M 36.9	38.0 M 38.0	39.2 M 39.2	40.6 M 40.6	
Cajamarca	10.0 M 10.0	10.7 M 10.7	11.4 M 11.4	12.1 M 12.1	12.9 M 12.9	13.8 M 13.8	14.7 M 14.7	15.6 M 15.6	16.7 M 16.7	16.7 M 16.7	16.7 M 16.7	16.7 M 16.7	16.5 M 16.5	16.7 M 16.7	16.5 M 16.5	16.6 M 16.6	16.7 M 16.7	
Trujillo	112.6 M 112.6	118.5 M 118.5	124.6 M 124.6	130.9 M 130.9	137.5 M 137.5	144.6 M 144.6	152.2 M 152.2	160.0 M 160.0	168.1 M 168.1	176.5 M 176.5	185.1 M 185.1	201.2 M 201.2	213.1 M 213.1	226.4 M 226.4	242.2 M 242.2	259.2 M 259.2	290.2 M 290.2	
Chimbote	140.1 M 140.1	142.2 M 142.2	144.3 M 144.3	146.5 M 146.5	148.7 M 148.7	151.0 M 151.0	153.5 M 153.5	156.1 M 156.1	158.8 M 158.8	160.5 M 160.5	162.2 M 162.2	166.9 M 166.9	170.6 M 170.6	175.9 M 175.9	181.4 M 181.4	188.2 M 188.2	200.7 M 200.7	
Huallanca	17.9 M 17.9	18.6 M 18.6	19.5 M 19.5	20.9 M 20.9	21.8 M 21.8	22.7 M 22.7	23.8 M 23.8	24.7 M 24.7	25.7 M 25.7	26.7 M 26.7	27.7 M 27.7	28.7 M 28.7	29.7 M 29.7	30.7 M 30.7	31.7 M 31.7	32.7 M 32.7	33.7 M 33.7	
Paramonga	81.8 M 81.8	82.8 M 82.8	102.2 M 102.2	103.2 M 103.2	104.4 M 104.4	105.5 M 105.5	106.7 M 106.7	108.0 M 108.0	109.3 M 109.3	110.7 M 110.7	112.2 M 112.2	113.7 M 113.7	115.2 M 115.2	116.7 M 116.7	118.2 M 118.2	119.7 M 119.7	121.2 M 121.2	
Lima	1308.8 M 1308.8	1378.2 M 1378.2	1451.5 M 1451.5	1523.6 M 1523.6	1597.7 M 1597.7	1687.4 M 1687.4	1774.2 M 1774.2	1864.9 M 1864.9	1964.2 M 1964.2	2063.8 M 2063.8	2162.2 M 2162.2	2261.7 M 2261.7	2361.1 M 2361.1	2460.4 M 2460.4	2559.7 M 2559.7	2659.0 M 2659.0	2758.2 M 2758.2	
Pisco	80.9 M 80.9	83.0 M 83.0	86.2 M 86.2	89.2 M 89.2	92.3 M 92.3	95.7 M 95.7	99.0 M 99.0	102.7 M 102.7	106.5 M 106.5	110.5 M 110.5	114.6 M 114.6	118.6 M 118.6	122.8 M 122.8	127.0 M 127.0	131.2 M 131.2	135.4 M 135.4	139.6 M 139.6	
Ica	50.9 M 50.9	52.1 M 52.1	53.2 M 53.2	54.5 M 54.5	55.7 M 55.7	57.0 M 57.0	58.4 M 58.4	59.8 M 59.8	61.3 M 61.3	62.9 M 62.9	64.4 M 64.4	66.4 M 66.4	67.8 M 67.8	70.0 M 70.0	72.5 M 72.5	75.5 M 75.5	78.8 M 78.8	
Marcana	50.0 M 50.0	50.0 M 50.0	50.0 M 50.0	64.2 M 64.2	64.3 M 64.3	78.6 M 78.6	78.7 M 78.7	78.9 M 78.9	79.0 M 79.0	79.1 M 79.1	79.2 M 79.2	79.4 M 79.4	81.8 M 81.8	82.6 M 82.6	83.6 M 83.6	85.1 M 85.1	86.9 M 86.9	
Pachachaca	38.2 M 38.2	42.5 M 42.5	43.0 M 43.0	43.4 M 43.4	43.8 M 43.8	44.3 M 44.3	44.8 M 44.8	44.8 M 44.8	47.8 M 47.8	47.8 M 47.8	47.8 M 47.8	47.8 M 47.8	47.8 M 47.8	47.8 M 47.8	47.8 M 47.8	47.8 M 47.8	47.8 M 47.8	
La Oroya	139.3 M 139.3	142.2 M 142.2	148.2 M 148.2	149.6 M 149.6	151.2 M 151.2	158.6 M 158.6	200.9 M 200.9	202.5 M 202.5	204.3 M 204.3	206.0 M 206.0	207.8 M 207.8	209.8 M 209.8	211.3 M 211.3	212.8 M 212.8	214.3 M 214.3	215.8 M 215.8	217.3 M 217.3	
Cerro de Pasco	21.6 M 21.6	22.3 M 22.3	22.9 M 22.9	23.8 M 23.8	24.7 M 24.7	25.6 M 25.6	26.3 M 26.3	27.0 M 27.0	27.8 M 27.8	28.6 M 28.6	29.5 M 29.5	30.5 M 30.5	31.4 M 31.4	32.4 M 32.4	33.3 M 33.3	34.3 M 34.3	35.2 M 35.2	
Huancayo	36.4 M 36.4	39.7 M 39.7	41.6 M 41.6	43.7 M 43.7	45.9 M 45.9	48.2 M 48.2	50.6 M 50.6	53.2 M 53.2	56.0 M 56.0	59.0 M 59.0	62.1 M 62.1	65.4 M 65.4	69.0 M 69.0	72.8 M 72.8	76.8 M 76.8	81.0 M 81.0	85.4 M 85.4	
Huancavelica	25.7 M 25.7	25.9 M 25.9	26.0 M 26.0	26.3 M 26.3	26.5 M 26.5	26.7 M 26.7	26.9 M 26.9	27.2 M 27.2	27.4 M 27.4	27.7 M 27.7	27.9 M 27.9	28.0 M 28.0	28.2 M 28.2	28.4 M 28.4	28.7 M 28.7	29.0 M 29.0	29.2 M 29.2	
Manltaro	23.6 M 23.6	24.7 M 24.7	24.9 M 24.9	25.6 M 25.6	26.3 M 26.3	27.0 M 27.0	27.8 M 27.8	28.6 M 28.6	29.5 M 29.5	30.5 M 30.5	31.4 M 31.4	32.4 M 32.4	33.5 M 33.5	34.6 M 34.6	35.7 M 35.7	36.8 M 36.8	37.9 M 37.9	
Pucallpa	26.1 M 26.1	26.8 M 26.8	27.2 M 27.2	27.9 M 27.9	28.6 M 28.6	29.3 M 29.3	30.0 M 30.0	30.7 M 30.7	31.4 M 31.4	32.1 M 32.1	32.8 M 32.8	33.5 M 33.5	34.2 M 34.2	34.9 M 34.9	35.6 M 35.6	36.3 M 36.3	37.0 M 37.0	
TOTAL	261.4 M 261.4	274.5 M 274.5	270.8 M 270.8	263.5 M 263.5	301.9 M 301.9	311.9 M 311.9	319.9 M 319.9	332.6 M 332.6	351.2 M 351.2	363.5 M 363.5	382.2 M 382.2	403.4 M 403.4	427.5 M 427.5	453.6 M 453.6	482.4 M 482.4	513.2 M 513.2	546.3 M 546.3	
TOTAL INTERCONECTADO	332.7 M 332.7	349.1 M 349.1	362.5 M 362.5	377.4 M 377.4	393.7 M 393.7	409.6 M 409.6	426.1 M 426.1	443.2 M 443.2	460.9 M 460.9	479.0 M 479.0	497.4 M 497.4	516.1 M 516.1	535.1 M 535.1	554.4 M 554.4	574.0 M 574.0	593.9 M 593.9	614.1 M 614.1	

**SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO - NORTE**  
Proyección de la Demanda de Potencia (MW)  
Periodo 1985-2010

Cuadro Nº 11  
Hoja 2/2

C DE CARGA	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Tumbes	I (18.8)	(19.5)	20.4	21.0	21.7	22.5	23.1	23.9	24.7	25.4	26.1	27.7	28.7	30.0	31.4	33.0
M	18.8	19.5	20.4	21.0	21.7	22.5	23.1	23.9	24.7	25.4	26.1	27.7	28.7	30.0	31.4	33.0
Plura	I 75.6	84.8	88.7	92.9	97.3	102.0	107.1	112.5	118.2	124.3	130.8	141.6	150.3	160.2	171.7	184.5
M	75.6	84.8	88.7	92.9	97.3	102.0	107.1	112.5	118.2	124.3	130.8	141.6	150.3	160.2	171.7	184.5
Talara	I 49.0	51.3	52.2	53.9	55.6	57.4	59.3	60.5	61.8	63.2	64.6	67.8	69.8	72.1	74.9	77.9
M	50.3	51.3	52.2	53.9	55.6	57.4	59.3	60.5	61.8	63.2	64.6	67.8	69.8	72.1	74.9	77.9
Bayovar	I (0.9)	(0.9)	(0.9)	0.9	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	36.1	36.6	37.2	38.3	39.5
M	37.0	43.7	43.7	43.7	70.3	70.3	70.3	70.3	70.3	70.3	70.3	72.2	72.7	73.3	74.4	75.6
Chichayo	I 74.6	77.3	80.7	84.5	88.4	92.7	97.2	102.0	107.2	112.8	118.7	130.0	138.4	147.9	159.5	172.5
M	108.8	113.3	117.8	122.7	127.9	133.4	139.2	145.4	152.0	159.9	166.7	179.1	189.1	200.2	213.5	228.5
Pacosmayo	I 29.7	30.2	30.5	30.9	31.4	31.9	32.3	32.9	33.3	33.8	34.5	36.0	36.9	38.0	39.2	40.6
M	29.7	30.2	30.5	30.9	31.4	31.9	32.3	32.9	33.3	33.8	34.5	36.0	36.9	38.0	39.2	40.6
Cajamarca	I 10.0	10.7	11.4	12.1	12.9	13.8	14.7	15.6	16.7	17.7	18.6	19.5	20.3	21.3	22.4	23.5
M	10.0	10.7	11.4	12.1	12.9	13.8	14.7	15.6	16.7	17.7	18.6	19.5	20.3	21.3	22.4	23.5
Trujillo	I 112.6	118.5	124.6	130.9	137.5	144.6	152.2	160.0	168.1	176.5	185.1	201.7	213.1	226.4	242.2	259.3
M	151.0	158.2	165.5	173.1	181.1	189.5	198.5	207.8	217.4	227.4	237.6	255.7	269.0	284.1	301.7	320.8
Chimbote	I 140.1	147.2	144.3	148.2	151.0	153.5	156.1	158.0	158.0	158.0	158.9	205.6	210.4	215.9	222.9	230.2
M	141.8	143.9	146.0	148.2	150.4	152.7	155.2	157.8	160.5	163.2	166.0	207.3	212.1	217.6	224.6	232.2
Huancayo	I 17.9	18.6	19.5	20.9	21.8	22.7	23.8	24.9	26.1	27.4	28.7	30.7	32.6	35.3	37.4	40.0
M	26.7	34.2	35.0	37.7	44.6	55.5	56.7	57.7	58.9	60.2	61.5	64.5	66.4	68.1	70.2	72.8
Paramonga	I 81.8	82.8	102.2	103.2	104.4	105.5	106.7	108.0	109.3	110.7	112.1	113.3	114.0	114.7	115.4	116.1
M	81.8	82.8	102.2	103.2	104.4	105.5	106.7	108.0	109.3	110.7	112.1	113.3	114.0	114.7	115.4	116.1
Lima	I 1308.8	1378.2	1451.5	1523.6	1597.4	1687.4	1774.7	1864.9	1962.2	2063.8	2169.2	2281.1	2401.4	2526.6	2657.0	2792.8
M	1308.8	1378.2	1451.5	1523.6	1597.4	1687.4	1774.7	1864.9	1962.2	2063.8	2169.2	2281.1	2401.4	2526.6	2657.0	2792.8
Pisco	I 80.6	83.0	86.2	89.2	92.3	95.7	99.0	102.7	106.5	110.5	114.6	122.4	128.0	134.2	141.5	149.6
M	80.9	83.3	86.5	89.5	92.6	96.0	99.4	103.0	106.8	110.8	115.0	122.8	128.4	134.7	142.0	150.1
Ica	I 50.9	52.1	53.2	54.5	55.7	57.0	58.4	59.8	61.3	62.9	64.4	67.8	70.0	72.5	75.5	78.8
M	50.9	52.1	53.2	54.5	55.7	57.0	58.4	59.8	61.3	62.9	64.4	67.8	70.0	72.5	75.5	78.8
Marcos	I 50.0	50.0	50.0	64.2	64.3	78.6	78.7	78.9	79.0	79.2	79.4	81.8	82.6	83.6	85.1	85.8
M	52.6	52.8	53.1	67.5	67.7	82.1	82.4	82.7	83.1	83.4	83.8	86.2	87.4	88.4	89.3	90.7
Pachachaca	I 38.2	42.5	43.0	43.4	43.8	44.3	44.8	45.3	45.8	46.3	46.8	47.3	47.8	48.3	48.8	49.3
M	38.2	42.5	43.0	43.4	43.8	44.3	44.8	45.3	45.8	46.3	46.8	47.3	47.8	48.3	48.8	49.3
Lo Oroya	I 139.3	147.2	148.2	149.6	151.2	152.8	154.6	156.6	158.6	160.6	162.6	164.6	166.6	168.6	170.6	172.6
M	144.2	147.1	153.1	154.5	156.1	157.7	159.3	160.9	162.5	164.1	165.7	167.3	168.9	170.5	172.1	173.7
Cerro de Pasco	I 71.6	77.1	79.3	84.3	97.3	94.7	97.2	99.8	102.6	105.3	108.2	114.4	118.6	123.0	128.4	133.8
M	74.6	80.2	82.6	87.7	95.8	98.3	100.9	103.7	106.6	109.4	112.5	118.8	123.1	127.7	133.3	139.7
Huancayo	I 36.4	39.7	41.6	43.7	45.9	48.2	50.6	53.2	56.0	59.0	62.1	67.5	71.7	76.6	82.1	87.8
M	39.5	43.1	45.4	47.9	50.4	53.0	55.7	58.6	61.8	65.1	68.6	74.5	79.2	87.5	90.8	97.8
Huancavelica	I 25.2	25.9	26.0	26.3	26.5	26.7	26.9	27.2	27.4	27.7	28.0	29.2	29.7	30.4	31.3	32.2
M	27.0	27.3	27.5	27.8	28.1	28.4	28.7	29.0	29.3	29.7	30.0	31.3	32.0	32.7	33.7	34.9
Monlara	I 23.6	24.2	24.9	25.6	26.3	27.0	27.8	28.6	29.5	30.5	31.4	33.5	34.9	36.6	38.6	40.7
M	27.1	27.9	28.6	29.5	30.3	31.2	32.2	33.1	34.2	35.3	36.5	38.8	40.7	42.3	44.7	46.2
Pucallpa	I 25.6	26.8	28.2	30.3	31.8	33.5	35.2	36.3	38.1	39.7	41.4	44.6	47.1	49.8	53.0	56.7
M	26.7	27.2	28.5	31.6	33.2	34.9	36.3	37.8	39.6	41.4	43.2	46.7	49.0	51.8	55.1	59.0
TOTAL	I 261.4	274.5	270.8	280.3	288.5	291.9	307.6	317.2	327.2	337.2	347.2	365.0	376.9	390.4	405.7	422.8
M	261.4	274.5	270.8	280.3	288.5	291.9	307.6	317.2	327.2	337.2	347.2	365.0	376.9	390.4	405.7	422.8
TOTAL INTERCONEC	I 236.7	248.1	265.0	277.4	295.1	3096.7	3261.0	3442.0	3580.4	3794.7	3978.2	4219.4	4441.7	4670.2	4903.1	5146.3
M	236.7	248.1	265.0	277.4	295.1	3096.7	3261.0	3442.0	3580.4	3794.7	3978.2	4219.4	4441.7	4670.2	4903.1	5146.3

I Interconectable  
M No Interconectable

SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO - NORTE  
Proyeccion de la Demanda de Energia(Gwh)

Periodo 1985 - 2010

C.DE CARGA	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Tumbes	I (66.6)	(69.7)	72.6	75.5	78.6	81.7	84.7	88.2	91.4	94.7	98.3	104.9	109.6	114.9	121.3	128.3
	M 66.6	69.7	72.6	75.5	78.6	81.7	84.7	88.2	91.4	94.7	98.3	104.9	109.6	114.9	121.3	128.3
Piura	I 306.2	357.5	373.7	391.1	409.8	429.7	450.8	473.5	498.4	524.0	551.9	598.5	636.1	678.7	728.9	785.6
	M 306.2	357.5	373.7	391.1	409.8	429.7	450.8	473.5	498.4	524.0	551.9	598.5	636.1	678.7	728.9	785.6
Talara	I 312.6	332.3	338.2	348.8	359.4	370.8	383.0	390.6	398.5	406.7	415.2	435.6	448.4	467.6	490.3	499.7
	M 312.6	332.3	338.2	348.8	359.4	370.8	383.0	390.6	398.5	406.7	415.2	435.6	448.4	467.6	490.3	499.7
Bayovar	I (2.3)	(2.3)	(2.3)	(2.3)	195.0	195.0	195.0	195.0	195.0	195.0	195.0	207.2	210.5	214.9	222.1	230.4
	M (2.3)	(2.3)	(2.3)	(2.3)	195.0	195.0	195.0	195.0	195.0	195.0	195.0	207.2	210.5	214.9	222.1	230.4
Chiclayo	I 367.9	382.8	399.0	416.2	434.9	454.5	475.9	498.3	522.6	548.6	576.5	630.8	671.0	717.1	773.5	837.7
	M 367.9	382.8	399.0	416.2	434.9	454.5	475.9	498.3	522.6	548.6	576.5	630.8	671.0	717.1	773.5	837.7
Pacasmayo	I 143.9	145.5	147.1	149.0	150.9	152.9	154.9	157.1	159.4	161.8	164.3	171.7	175.9	180.8	187.0	194.0
	M 143.9	145.5	147.1	149.0	150.9	152.9	154.9	157.1	159.4	161.8	164.3	171.7	175.9	180.8	187.0	194.0
Cajamarca	I 34.1	36.6	39.3	42.0	45.0	48.1	51.6	55.3	59.2	63.4	68.0	73.3	79.3	85.4	92.0	99.1
	M 34.1	36.6	39.3	42.0	45.0	48.1	51.6	55.3	59.2	63.4	68.0	73.3	79.3	85.4	92.0	99.1
Trujillo	I 529.9	561.7	589.4	617.2	646.8	678.1	711.8	746.5	782.9	821.3	861.1	938.3	994.3	1057.4	1133.4	1218.5
	M 529.9	561.7	589.4	617.2	646.8	678.1	711.8	746.5	782.9	821.3	861.1	938.3	994.3	1057.4	1133.4	1218.5
Chimbote	I 629.1	638.7	648.7	659.0	669.9	681.0	692.9	705.4	718.6	732.3	746.6	761.5	776.9	792.8	809.1	825.6
	M 629.1	638.7	648.7	659.0	669.9	681.0	692.9	705.4	718.6	732.3	746.6	761.5	776.9	792.8	809.1	825.6
Huallanca	I 74.4	77.1	79.8	82.4	85.6	88.7	92.5	96.3	100.1	104.0	108.0	112.1	116.3	120.6	125.1	129.7
	M 74.4	77.1	79.8	82.4	85.6	88.7	92.5	96.3	100.1	104.0	108.0	112.1	116.3	120.6	125.1	129.7
Paramonga	I 453.2	457.1	463.9	468.2	472.8	477.4	482.5	487.9	493.5	499.2	505.0	510.9	517.0	523.1	529.3	535.6
	M 453.2	457.1	463.9	468.2	472.8	477.4	482.5	487.9	493.5	499.2	505.0	510.9	517.0	523.1	529.3	535.6
Lima	I 7554.0	7961.5	8393.0	8818.8	9271.6	9786.4	10297.7	10833.4	11402.5	12002.0	12626.9	13285.4	13989.1	14774.3	15491.6	16277.7
	M 7554.0	7961.5	8393.0	8818.8	9271.6	9786.4	10297.7	10833.4	11402.5	12002.0	12626.9	13285.4	13989.1	14774.3	15491.6	16277.7
Pisco	I 366.5	377.9	390.2	403.2	416.8	431.4	446.2	462.0	479.0	497.2	515.9	549.8	574.8	603.1	636.6	673.6
	M 366.5	377.9	390.2	403.2	416.8	431.4	446.2	462.0	479.0	497.2	515.9	549.8	574.8	603.1	636.6	673.6
Ica	I 202.6	209.0	215.2	222.1	228.8	236.2	243.9	251.5	259.9	268.5	277.0	294.4	306.3	319.6	335.5	352.8
	M 202.6	209.0	215.2	222.1	228.8	236.2	243.9	251.5	259.9	268.5	277.0	294.4	306.3	319.6	335.5	352.8
Marcana	I 337.3	332.9	330.5	324.1	319.0	315.3	316.1	316.8	317.5	318.3	319.1	320.0	320.9	321.8	322.7	323.6
	M 337.3	332.9	330.5	324.1	319.0	315.3	316.1	316.8	317.5	318.3	319.1	320.0	320.9	321.8	322.7	323.6
Pachachaca	I 279.9	310.6	313.9	317.2	320.6	324.0	327.5	331.0	334.5	338.0	341.5	345.0	348.5	352.0	355.5	359.0
	M 279.9	310.6	313.9	317.2	320.6	324.0	327.5	331.0	334.5	338.0	341.5	345.0	348.5	352.0	355.5	359.0
La Oraya	I 963.3	983.2	1026.4	1035.8	1045.3	1094.8	1307.3	1397.6	1408.0	1418.6	1429.4	1481.3	1503.8	1530.6	1621.8	1663.9
	M 963.3	983.2	1026.4	1035.8	1045.3	1094.8	1307.3	1397.6	1408.0	1418.6	1429.4	1481.3	1503.8	1530.6	1621.8	1663.9
Cerro de Pasco	I 257.7	489.1	500.4	537.9	587.3	599.8	612.7	626.0	640.1	654.7	669.7	705.1	727.1	757.0	783.1	817.1
	M 257.7	489.1	500.4	537.9	587.3	599.8	612.7	626.0	640.1	654.7	669.7	705.1	727.1	757.0	783.1	817.1
Huancayo	I 133.3	148.0	156.2	164.9	174.2	184.1	194.7	205.0	217.8	231.7	244.3	265.9	285.5	306.3	331.1	359.6
	M 133.3	148.0	156.2	164.9	174.2	184.1	194.7	205.0	217.8	231.7	244.3	265.9	285.5	306.3	331.1	359.6
Huancavelica	I 145.6	146.2	146.9	147.6	148.3	149.1	149.9	150.8	151.8	152.8	153.8	154.8	155.8	156.8	157.8	158.8
	M 145.6	146.2	146.9	147.6	148.3	149.1	149.9	150.8	151.8	152.8	153.8	154.8	155.8	156.8	157.8	158.8
Mantaro	I 129.5	131.3	133.2	135.2	137.3	139.6	141.9	144.4	147.1	150.0	154.1	161.1	166.1	171.9	179.3	187.7
	M 129.5	131.3	133.2	135.2	137.3	139.6	141.9	144.4	147.1	150.0	154.1	161.1	166.1	171.9	179.3	187.7
Pucallpa	I (99.5)	(104.9)	(111.6)	(119.3)	126.3	133.9	140.4	147.3	155.8	163.7	172.3	181.7	198.6	211.7	227.3	244.9
	M (99.5)	(104.9)	(111.6)	(119.3)	126.3	133.9	140.4	147.3	155.8	163.7	172.3	181.7	198.6	211.7	227.3	244.9
TOTAL	I 13584.0	14255.6	15014.5	15903.0	16766.0	17587.6	18563.8	19677.8	20453.0	21629.7	22480.2	23609.8	24972.2	26307.8	27274.4	28059.6
	M 13584.0	14255.6	15014.5	15903.0	16766.0	17587.6	18563.8	19677.8	20453.0	21629.7	22480.2	23609.8	24972.2	26307.8	27274.4	28059.6
TOTAL INTERCONEC.	I 13415.6	14078.7	14900.5	15781.4	16760.0	17582.6	18563.8	19677.8	20453.0	21629.7	22480.2	23609.8	24972.2	26307.8	27274.4	28059.6
	M 13415.6	14078.7	14900.5	15781.4	16760.0	17582.6	18563.8	19677.8	20453.0	21629.7	22480.2	23609.8	24972.2	26307.8	27274.4	28059.6

I Interconectable  
M No Interconectable

SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO - NORTE  
Proyeccion de la Demanda de Energia(Gwh)  
Periodo 1985 - 2010

C.DE CARGA	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Tumbes	I (66.6)	(69.7)	77.6	75.5	78.6	81.7	84.7	88.2	91.4	94.7	98.3	104.9	109.6	114.9	121.1	128.3
	M 66.6	69.7	72.6	75.5	78.6	81.7	84.7	88.2	91.4	94.7	98.3	104.9	109.6	114.9	121.1	128.3
Piura	I 306.2	357.5	373.7	391.1	409.8	429.7	450.8	473.5	490.4	514.0	551.9	598.5	636.1	678.7	720.9	785.6
	M 306.2	357.5	373.7	391.1	409.8	429.7	450.8	473.5	490.4	514.0	551.9	598.5	636.1	678.7	720.9	785.6
Talara	I 312.6	332.3	338.2	340.8	359.4	370.8	383.0	390.6	398.5	406.7	415.2	435.6	448.4	462.6	480.3	499.7
	M 312.6	332.3	338.2	340.8	359.4	370.8	383.0	390.6	398.5	406.7	415.2	435.6	448.4	462.6	480.3	499.7
Bayavar	I (2.3)	(2.3)	(2.3)	(2.3)	195.0	195.0	195.0	195.0	195.0	195.0	195.0	202.2	210.5	214.9	222.1	230.4
	M 238.8	291.4	291.4	291.4	431.5	431.5	431.5	431.5	431.5	431.5	431.5	443.7	447.0	451.4	459.6	467.9
Chiclayo	I 367.9	382.8	399.0	416.2	434.9	454.5	475.9	498.3	522.6	549.6	576.5	630.0	671.0	717.1	773.5	837.7
	M 539.3	559.9	581.9	605.1	629.9	656.1	684.0	713.3	744.6	770.0	813.5	875.5	923.7	978.2	1043.7	1116.4
Pacosmayo	I 143.9	145.5	147.1	149.0	150.9	152.9	154.9	157.1	159.4	161.0	164.3	171.7	175.9	180.8	187.0	194.0
	M 143.9	145.5	147.1	149.0	150.9	152.9	154.9	157.1	159.4	161.0	164.3	171.7	175.9	180.8	187.0	194.0
Cajamarca	I 34.1	36.6	39.3	42.0	45.0	48.1	51.6	55.3	59.2	63.4	68.0	73.4	79.3	85.4	91.7	98.2
	M 34.1	36.6	39.3	42.0	45.0	48.1	51.6	55.3	59.2	63.4	68.0	73.4	79.3	85.4	91.7	98.2
Trujillo	I 579.9	561.7	589.4	617.2	646.8	678.1	711.8	746.5	782.9	821.3	861.1	928.3	994.3	1057.4	1133.4	1218.5
	M 753.0	792.4	827.7	863.6	901.5	941.3	983.9	1027.8	1073.2	1121.8	1171.6	1259.4	1326.1	1400.5	1480.0	1563.1
Chimbote	I 639.1	638.7	648.7	659.0	669.9	681.0	692.9	705.4	718.6	733.0	748.3	764.3	781.0	798.2	815.9	834.2
	M 634.8	644.3	654.4	664.7	675.6	686.7	698.6	711.1	724.3	738.4	753.3	768.9	785.1	798.2	815.9	834.2
Huallanca	I 74.4	77.1	79.8	82.4	85.3	88.1	91.0	93.8	96.7	99.6	102.5	105.4	108.3	111.2	114.1	117.0
	M 136.9	159.6	162.3	200.2	293.4	296.7	300.3	304.1	308.3	312.7	316.2	329.4	336.4	344.5	355.0	366.7
Paramanga	I 493.2	457.1	603.9	608.2	612.8	617.4	622.5	627.9	633.5	639.4	645.9	652.0	657.7	663.4	669.1	674.8
	M 453.2	457.1	603.9	608.2	612.8	617.4	622.5	627.9	633.5	639.4	645.9	652.0	657.7	663.4	669.1	674.8
Lima	I 2554.0	2961.5	3193.0	3018.8	3271.6	3706.4	4029.7	4383.4	4747.1	5110.4	5473.7	5837.0	6199.3	6560.6	6921.9	7283.2
	M 7554.0	7961.5	8393.0	8018.8	9271.6	9706.4	10297.7	10833.4	11404.5	12002.0	12626.9	13285.4	13989.1	14774.3	15491.6	16277.7
Pisco	I 366.0	377.9	390.2	403.2	416.8	431.4	446.2	462.0	479.0	496.4	515.0	549.8	574.8	603.1	636.6	673.6
	M 366.5	378.4	390.8	403.8	417.4	432.1	446.9	462.8	479.8	497.2	515.9	550.7	575.8	604.2	637.7	674.8
Ica	I 202.6	209.0	215.2	222.1	228.8	236.2	243.9	251.5	259.9	268.5	277.0	294.4	306.3	319.6	335.5	352.8
	M 202.6	209.0	215.2	222.1	228.8	236.2	243.9	251.5	259.9	268.5	277.0	294.4	306.3	319.6	335.5	352.8
Marcana	I 332.3	332.9	333.5	424.1	474.7	515.3	516.1	516.0	517.5	518.3	519.1	535.0	539.9	546.3	556.2	562.5
	M 338.1	339.0	340.0	430.9	431.9	523.0	524.1	525.3	526.5	527.8	529.1	545.6	551.0	558.0	568.6	580.6
Pachachaca	I 279.9	310.6	313.9	317.2	320.6	324.0	327.5	331.0	334.5	338.0	341.5	345.0	348.5	352.0	355.5	359.0
	M 279.9	310.6	313.9	317.2	320.6	324.0	327.5	331.0	334.5	338.0	341.5	345.0	348.5	352.0	355.5	359.0
La Oroya	I 963.3	903.7	1076.4	1035.8	1045.3	1094.0	1307.3	1397.6	1408.0	1418.6	1429.4	1401.3	1503.8	1530.6	1621.8	1663.9
	M 997.3	1012.3	1055.5	1054.8	1074.3	1173.8	1307.3	1397.6	1408.0	1418.6	1429.4	1401.3	1503.8	1530.6	1621.8	1663.9
Carra de Pasco	I 452.7	402.1	500.4	532.9	587.3	599.8	612.7	626.0	640.1	654.7	669.7	705.1	727.1	752.0	793.1	817.1
	M 459.0	495.8	507.4	540.4	595.1	608.0	621.3	635.0	649.5	664.5	679.9	715.8	730.3	763.7	795.3	829.2
Huancayo	I 133.3	148.0	156.7	164.9	174.2	184.1	194.7	205.8	217.8	231.7	244.3	265.9	285.5	306.3	331.1	359.6
	M 142.9	150.8	168.3	178.5	180.9	192.9	211.7	224.2	237.6	253.1	262.4	290.8	312.4	335.3	362.4	392.1
Huancavelica	I 145.6	146.2	146.9	147.6	148.2	149.1	149.2	150.0	151.0	152.0	153.0	154.0	155.0	156.0	157.0	158.0
	M 148.7	149.0	149.8	150.7	151.6	152.5	153.6	154.6	155.8	157.2	158.5	164.5	167.3	170.7	175.3	180.4
Mantara	I 129.5	131.3	133.2	135.2	137.3	139.6	141.9	144.4	147.1	150.0	154.1	161.1	166.1	171.9	179.3	187.7
	M 136.5	138.7	141.0	143.4	145.9	148.6	151.4	154.4	157.6	161.0	165.6	173.3	178.9	185.3	193.1	201.5
Pucallpa	I (92.5)	(104.9)	(111.6)	(119.3)	126.3	133.9	140.4	147.3	155.8	163.7	172.3	181.1	190.6	200.7	212.3	224.9
	M 101.8	107.3	114.2	122.1	129.2	136.9	143.6	150.7	159.4	167.5	176.3	191.4	203.1	216.5	232.3	250.7
TOTAL	I 13584.0	14255.6	15014.5	15903.0	16786.0	17587.6	18563.8	19677.8	20553.0	21629.7	22730.0	24083.1	25390.6	26333.7	27905.6	29437.9
	M 14355.2	15106.5	15881.5	16772.4	17543.8	18384.2	19354.7	20407.9	21282.5	22480.4	23609.8	24927.2	26307.8	27377.4	29005.2	30419.0
TOTAL INTERCONEC.	I 13415.6	14078.7	14900.5	15781.4	16760.0	17582.6	18563.8	19677.8	20453.0	21629.7	22738.0	24083.1	25390.6	26333.7	27905.6	29437.9
	M 13415.6	14078.7	14900.5	15781.4	16760.0	17582.6	18563.8	19677.8	20453.0	21629.7	22738.0	24083.1	25390.6	26333.7	27905.6	29437.9

I Interconectable  
M No Interconectable

para la energía y 5.7% para la potencia.

#### 1.2.2. Proyección de la demanda por barras en el Período de Estudio 1995-2010

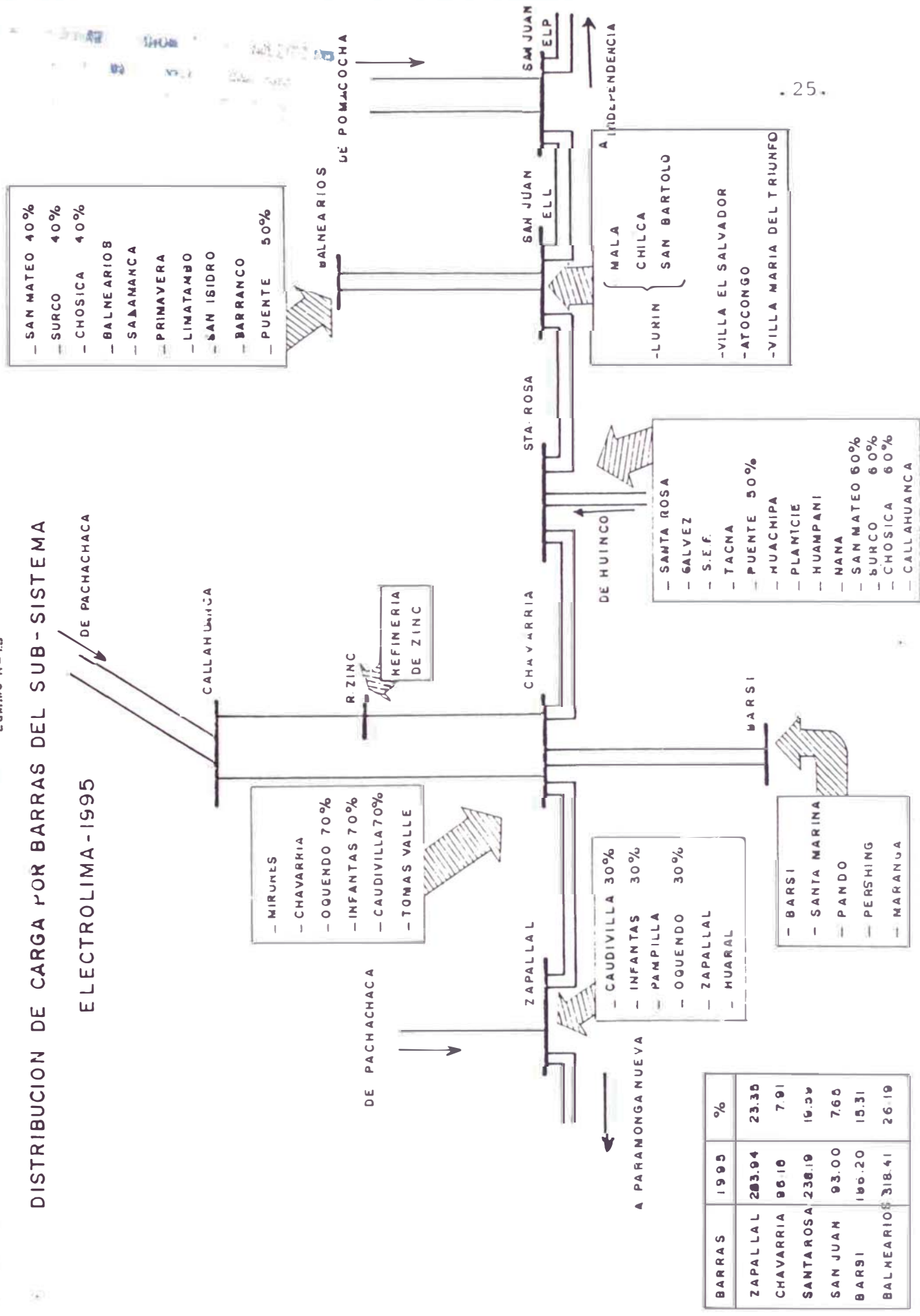
Debido al período utilizado en el presente trabajo (largo plazo) se ha considerado concentrado, de acuerdo - al área de influencia los centros de consumo, en barras - principales, conservando la topología esencial o base del sistema interconectado.

Para tal fin se ha elaborado un programa computacional de circuitos equivalentes, este programa permite reducir un sistema eléctrico en barras necesarias para el estudio y siendo el período de trabajo el largo plazo, podemos considerar este método como una buena ayuda, permitiéndonos una mejor visualización de la expansión de la transmisión a través de barras troncales.

En el Apéndice A se muestra la metodología del desarrollo de circuitos equivalentes. De esta manera se ha reducido el Sistema Eléctrico Centromin en dos barras CARHUAMAYO y YUNCAN. Luego en base a un análisis geográfico y de influencia eléctrica se ha concentrado la demanda eléctrica en las barras escogidas.

Asimismo en el Sistema Eléctrico de Electrólina se ha definido nueve barras como se muestra en la Lámina N° 1.5 a nivel de 220 KV. Las cargas en dichas barras se han obtenido teniendo en cuenta el desarrollo poblacional de la - gran Lima y de acuerdo al radio de acción de cada barra,

# DISTRIBUCION DE CARGA POR BARRAS DEL SUB-SISTEMA ELECTROLIMA-1995



BARRAS	1995	%
ZAPALLAL	283.94	23.35
CHAVARRIA	96.10	7.91
SANTA ROSA	238.19	16.34
SAN JUAN	93.00	7.65
BARSÍ	186.20	15.31
BALNEARIOS	318.41	26.19

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA  
 PROYECTO: PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL

NOMBRE:  
 ANTARA ARIAS RONAL

CODIGO:  
 780376-F

PLANEAMIENTO DE LA EXPANSION A LARGO PLAZO DE LA RED DE TRANSMISION ELECTRICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE (SICM) PERIODO 1995-2010

ESPECIALIDAD:  
 INGENIERIA ELECTRICA

dicho análisis porminorizado se ha efectuado en el año inicial de estudio 1995 como se muestra en la Lámina N° 1.5. Considerando luego los porcentajes de cada barra respecto al total de la demanda de Lima, aproximadamente uniforme en el período de trabajo.

Los resultados de la proyección de demanda por barras en el período de estudio 1995-2010 se muestra en el cuadro - N° 1.3.

Cabe señalar que la curva o diagrama de carga, no se prevé que sufra variaciones significativas, permaneciendo - una máxima demanda diaria entre las 19 y 21 horas con una duración promedio de la punta diaria de de 2.5 horas. La máxima demanda anual se seguiría presentando entre el tercer y cuarto trimestre del año entre Agosto y Setiembre.

En cuanto al factor de carga se incrementa el 60% en 1985 hasta el 63% en 1995, aumentando en un 0.9% respecto al anterior al finalizar el período de estudio (2010).

Siendo el largo alcance o largo plazo, período del presente trabajo se enfocará el Proyecto en cuatro etapas comprendidas entre ellas un intervalo de 5 años, a saber: los años 1995, 2000, 2005 y 2010.

### 1.3. EXPANSION DE LA GENERACION EN EL SICN

El objetivo principal del análisis de la expansión de generación, es la definición del programa de equipamiento que permita cubrir los requerimientos correspondientes que fueron previamente determinados en el estudio



CUADRO N° 1.3 - DEMANDA MAXIMA EN BARRAS 220 KV  
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO-NORTE

SUB SISTEMAS	ANOS															CARGAS CONSIDERADAS			
	BARRAS		1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007		2008	2009	2010
ELECTRO NORTE	CHICLAYO SUR	74.0	77.3	80.7	84.5	88.4	92.7	97.2	102.0	107.2	112.8	118.7	130	138.4	147.9	159.5	172.5	CHICLAYO	
	PIURA OESTE	75.6	84.8	88.7	92.9	97.3	102.0	107.1	112.5	118.2	124.3	130.8	141.6	150.3	160.2	171.7	184.5	PIURA	
	TALARA	-	-	52.2	53.9	55.6	57.4	59.3	60.5	61.8	63.2	64.6	67.8	69.8	72.1	74.9	77.9	77.9	TALARA
	TUMBES	-	-	20.4	21.0	21.7	22.5	23.1	23.9	24.7	25.4	26.1	27.7	28.7	30.0	31.4	33.0	33.0	TUMBES
	BAYOBAR	-	-	-	-	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	36.1	36.6	37.2	38.3	39.5	BAYOBAR
ELECTRO MORTE MEDIO	PARAMO NVA.	81.8	82.8	102.2	103.2	104.4	105.5	106.7	108.0	109.3	110.7	145.7	151.3	154.0	164.2	188.9	194.1	PARAMONCA	
	CHIMBOTE	140.1	142.2	144.3	146.5	148.7	151.0	153.5	156.1	158.8	161.5	164.2	167.0	170.2	173.4	176.6	180.0	CHIMBOTE	
	TRUJILLO N.	112.6	118.5	124.6	130.9	137.5	144.1	152.2	160.0	168.1	176.5	185.1	201.2	213.1	226.4	242.2	259.3	TRUJILLO	
	GUADALUPE	29.7	30.2	30.5	30.9	31.4	31.9	32.3	32.9	33.3	33.8	34.5	36.0	36.9	38.0	39.2	40.6	PACASHAYO	
	HUALLANCA	17.9	18.6	19.5	20.9	21.8	22.7	23.9	24.9	26.1	27.4	28.7	30.7	31.7	33.6	35.3	37.4	70.0	HUALLANCA
CAJAMARCA	20.0	20.7	11.4	12.1	12.9	13.8	14.7	15.6	16.7	17.7	18.7	19.7	20.7	21.7	22.7	23.7	24.7	CAJAMARCA	
ELECTRO LIMA	SAN JUAN	95.8	101.1	106.7	112.2	117.9	124.8	131.4	138.4	145.8	153.6	161.7	170.2	179.4	188.9	198.9	209.3	209.3	
	BARSI	191.7	202.4	213.6	224.6	235.9	249.7	262.9	276.9	291.8	307.3	323.5	340.6	359.1	378.2	398.2	418.9	418.9	
	SANTA ROSA	245.3	258.9	273.3	287.4	301.9	319.5	336.5	354.3	373.3	393.3	413.9	435.8	459.4	483.9	509.5	536.1	536.1	Ver distribución de carga por ba rras ELECTROLIMA LAMINA N° 1.5
	R. ZINC	56.4	56.4	56.4	56.4	56.4	56.4	56.4	56.4	56.4	56.4	56.4	56.4	56.4	56.4	56.4	56.4	56.4	
	CHAVARRIA	292.4	308.6	325.8	342.6	359.9	380.8	401.1	422.3	445.0	468.7	493.5	519.5	547.6	576.8	607.2	638.9	638.9	
CENTRO MIN PERU	BALNEARIO	328	346.2	365.4	384.3	403.7	427.2	449.9	473.7	499.1	525.8	553.5	582.7	614.2	646.9	681.1	716.7	716.7	
	ZAPALLAL	99.1	104.6	110.4	116.1	121.9	129.0	135.9	143.1	150.8	158.8	167.2	175.9	185.5	195.4	205.7	216.5	216.5	
	PACHACAYACA	177.5	184.7	191.2	193.0	195.0	202.9	245.7	300.3	302.6	304.7	307.0	317.7	357.9	363.8	379.4	388.6	388.6	Pachacayaca + Pucallpa + Otros
	CARHUANAYO	71.6	77.1	79.3	84.3	92.3	94.7	97.2	99.8	102.6	105.3	108.2	114.4	118.6	123.0	128.4	134.4	134.4	CERRO DE PASCO
	HUANCAYO	27.5	25.9	26.0	26.3	26.5	26.7	26.9	27.2	27.4	27.7	28.0	29.2	29.7	30.4	31.1	32.3	32.3	HUANCAVELICA
ELECTRO CENTRO	MANTARO	23.6	24.2	24.9	25.6	26.3	27	27.8	28.6	29.5	30.5	31.4	33.5	34.9	36.6	38.6	40.7	40.7	MANTARO
	HUAYUCACHI	36.4	39.7	41.6	43.7	45.9	48.2	50.6	53.2	56.0	59.0	62.1	67.5	71.7	76.6	82.3	88.8	88.8	HUANCAYO
	PUCALLPA	-	-	-	-	31.8	33.5	34.8	36.3	38.1	39.7	41.4	44.6	47.1	49.8	53.0	56.7	56.7	PUCALLPA
	MARCONA	50	50	64.2	64.3	78.6	78.7	78.9	79.0	79.2	79.4	81.8	82.6	83.6	85.1	86.8	86.8	86.8	MARCONA
	ICA	50.9	52.1	53.2	54.5	55.7	57.0	58.4	59.8	61.3	62.9	64.4	67.8	70.0	72.5	75.5	78.8	78.8	ICA
INDEPEND.	80.6	83	86.2	89.2	92.3	95.7	99.0	102.7	106.5	110.5	114.6	122.4	128.0	134.2	141.5	149.6	149.6	PISCO	

FUENTE: Unidad de Mercado de la Empresa de Electricidad  
del Perú - ELECTROPERU

de mercado (Proyección de la demanda en el SICN).

La expansión de la generación de este sistema han sido proporcionadas por la Unidad de Generación de la Empresa de Electricidad del Perú - ELECTROPERU.

#### 1.3.1. Modelos de optimización de la expansión de la generación del SICN utilizado en ELECTROPERU

La complejidad del futuro desarrollo de sistemas eléctricos, hace necesaria la utilización de métodos de simulación en computadoras para resolver el problema de la expansión óptima. Mediante el método computacional se puede analizar el mayor número de variables y datos que deben ser contemplados en las alternativas de solución del equipamiento de generación necesaria.

De esta manera ELECTROPERU S.A. para el caso de el Sistema Interconectado Centro Norte, cuyo análisis es muy complejo, utiliza los modelos computacionales SEQSI-INSIM y el WASP-III en forma complementaria. Ambos modelos simulan la operación futura de los sistemas de generación y tienen como función objetivo, la definición de un programa óptimo de generación. El modelo REDEX, programa computacional de diseño de la red correspondiente, ha sido utilizado adicionalmente para permitir el análisis dinámico del flujo de las inversiones y de los costos de operación y mantenimiento fijos en la expansión de la generación. La selección de la secuencia óptima ha sido analizada por el método del valor presente de los costos de inversión y operación, in

cluyendo los correspondientes a los sistemas de transmisión asociados.

Es necesario mencionar las restricciones que presenta este modelo al considerar a todo el sistema eléctrico concentrado en un punto, un porcentaje igual de pérdidas para todas las alternativas, no asocia los criterios de transmisión y reserva local a las alternativas y no contempla los desarrollos regionales del sistema en estudio. Por tanto, siendo el SICN esencialmente longitudinal, una secuencia de generación dada puede resultar en un sistema de transmisión de baja confiabilidad.

### 1.3.2. Alternativas de expansión de la generación en el SICN

Teniendo en cuenta que el planeamiento es un proceso dinámico, una alternativa de generación no representa un planteamiento rígido. Es razonable pensar que a corto, mediano y más aún a largo plazo, esta alternativa sea modificada por razones técnicas, económicas, financieras y porque no decirlo por razones políticas.

De esta manera ELECTROPERU S.A. ha planteado tres alternativas de programa de equipamiento que permita cubrir la Demanda de este Sistema (Plan Maestro 1985) Así tenemos:

ALTERNATIVA 1: Programa de equipamiento sin Proyectos Multisectoriales.

ALTERNATIVA 2: Programa de equipamiento con el proyecto de Gas de Zorritos.

ALTERNATIVA 3: Programa de equipamiento con el Proyecto -  
Olmos.

Los resultados de las alternativas mencionadas, se muestran en el Cuadro N° 1.4. Además en los Cuadros Nros. - 1.5, 1.6 y 1.7 se pueden apreciar estas alternativas en relación con la generación existente y la situación del grado de estudio que presentan cada uno de los nuevos - proyectos a implementarse para hacer efectivo el programa de equipamiento del SICN en el período 1985-2010 (largo plazo).

Es conveniente señalar que la oferta de generación en - los sub-sistemas aislados hasta la fecha de su interconexión al SICN son esencialmente de origen térmico. En el cuadro N° 1.8 se ilustra de manera localizada la oferta de generación existente en 1985 en el SICN, así como en los otros sub-sistemas aislados, cuya interconexión - se realizará en el corto y mediano plazo. Los sub-sistemas aislados tienen una Generación Eléctrica conformada principalmente por pequeños grupos Diesel de baja afluencia, con excepción de los Diesel de Pacasmayo, turbo Gas de Malacas y nuevos grupos Diesel en Chiclayo, Paita y - Piura.

Es decir, los centros de carga cuya interconexión se efectuará en el futuro hasta su interconexión, seguirán abasteciéndose con energía eléctrica de origen térmico y con templándose en ellas las puestas en operación de grupos -

CUADRO N° 1.4 - SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE ALTER  
NATIVAS DE EXPANSION DE LA GENERACION

AÑO	ALT.1 SIN PROYECTOS MULTISECTORIALES	ALT.2 CON GAS DE ZORRITOS	ALT.3 CON OLMOS	RETIROS PREVISTOS GEN. TERMICA
1985	Restitución	Restitución	Restitución	
1988	Carhuaquero	Carhuaquero	Carhuaquero	
1989	Af. Yuracmayo	Af. Yuracmayo	Af. Yuracmayo	
1991	Der. y Pond. Quitarcaca 1 x TG 50	Der. y Pond. Quitarcaca Amp.C.del Pato..	Der. y Pond. Quitarcaca 1 x TG 50	T.G.S. Rosa Antigua (42 MW)
1992	Reg. Lago Junín. Amp. Cañón del Pato 1 x TG 50	Reg. Lago Junín. 1 x c.c 100 Zorritos	Reg. Lago Junín. Amp. Cañón del Pato 1 x TG 50	
1993	Jicamarca 1 x TG 50	1 x c.c 100 - Zorritos	Jicamarca 1 x TG 50	
1994	Yuncán y Af. Yaupi	Yuncán y Af. Yaupi	Yuncán y Af. Yaupi	
1995	Mayush 1 x TG 50	1 x TG 100 1 x TG 50	Mayush 1 x TG 50	TV Paramonga (18 MW)
1996	Quitarcaca	Quitarcaca	Quitarcaca	TV Marcona (50 MW)
1997	Amp. Carhua - quero 2 x TG 100	Mayush 1 x TG x 100 1 x TG x 50	Amp. Carhua - quero 2 x TG 100	G.D. Pacasmayo (21 MW) TG. Truj-Chimbote (80 MW)
1998	Chaglla	Chaglla	Olmos 11 1 x TV 150	TV Trupal (15 MW)
1999	1 x TV 150	2 x TG 50	Olmos 21	G.D. Piura (30 MW)
2000	Huaura	Huaura	Olmos 12-Olmos 22	G.D. Chiclayo (30 MW)
2001	1 x TV 150	1 x TV 150	1 x TG 50	
2002	Pto. Prado 1	Pto. Prado 1	Chaglla	
2003	1 x TG 100	1 x TG 100	1 x TG 100	TG Sta. Rosa Nueva (110 MW)
2004	Pto. Prado 2	Pto. Prado 2	Pto. Prado 1	G.D. Piura (10 MW)

Continúa Cuadro N° 1.4

AÑO	ALT.1 SIN PROYECTOS MULTISECTORIALES	ALT.2 CON GAS DE ZORRITOS	ALT.3 CON OLMOS	RETIROS PREVISTOS GEN. TERMICA
2005			Puerto Prado 2	
2006	1 x TG 100	1 x TG 100		
2007	Pto. Prado 3	Pto. Prado 3		
2008			Puerto Prado 3	
2009	Sumabeni 1	Sumabeni 1	1 x TV 150 1 x TG 50	
2010	Sumabeni 2	Sumabeni 2		

ALTERNATIVA 1: PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO SIN PROYECTOS MULTISECTORIALES  
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO-NORTE

AÑO	CENTRAL	TIPO	SITUACION	PI (MW)	PD-H/PE-T (MW)	ENERGIA (GWh)	OBSERVACIONES
1985	CAHUA	H	Existente	40	27	301	
	CALLAHUANCA	H	Existente	68	44	473	
	MOYOPAMPA	H	Existente	63	50	509	
	CAÑON DEL PATO	H	Existente	150	97	1002	Restricciones operativas Enero Marzo 100 MW
	MATUCANA	H	Existente	120	100	655	
	HUAMPANI	H	Existente	31	18	196	
	HUINCO	H	Existente	258	251	979	
	MANTARO (S.ANT.DE MAYOLO)	H	Existente	798	580	4586	Con restricciones operativas en Mantaro y Restitución, Ene- ro/Marzo (515+181 MW)
	RESTITUCION	H	Existente	217	203	1608	
	YAUPI	H	Existente	108	80	874	Se interconecta el Sistema - CENTROMIN el 2do. Semestre
	MALPASO	H	Existente	54	47	159	
	PACHACHACA	H	Existente	12	4	42	Se retira en el año 2002
	OROYA	H	Existente	9	5	54	Se retira en el año 2002
	TV. MARCONA	T	Existente	67	66	-	
	TV. TRUPAL	T	Existente	15	15	-	
	TV. PARAMONGA	T	Existente	22	18	-	
	TG. TRUJILLO-CHIMBOTE	T	Existente	82	80	-	20 MW efectivos son de Truji- llo.
	TG. STA ROSA ANTIGUA	T	Existente	52	42	-	

Cuadro N° 1.5

AÑO	CENTRAL	TIPO	SITUACION	PI (MW)	PD-H/PE-T (MW)	ENERGIA (GWh)	OBSERVACIONES
1985	TG. STA ROSA NUEVA	T	Existente	112	110		
1986	GD. CHICLAYO	T	Existente	36	30		Se interconecta Chiclayo el 2do. Semestre
1988	GD. PACASMAYO	T	Existente	24	21		
	CARHUAQUERO	H	En ejecución	78	78	556	Se paralizó avance de obra en Diciembre 1982
	GD. PIURA	T	Existente	32	30	-	Se interconecta Piura
1989	TG. MALACAS	T	Existente	58	48	-	Se interconecta Talara
	AFIANZ. YURACOMAYO	H	Est. Definitivo	-	20	84	Se prevee inicio ejecución obra presa en 1986
1990	GD. PAITA	T	Existente	11	10	-	Se interconecta Paita
1991	DERIV + POD. QUITARACSA	H	Factibilidad *	-	53	215	Retiro TG. Sta Rosa Antigua
	IXTG 50	T	Proyecto	50	50	-	Posible ubicación en Lima
1992	REGULACION LAGO JUNIN	H	Definitivo *	-	-	199	Se levantan restricciones Enero Marzo
	AMPLIACION CAÑON DEL PATO	H	Factibilidad *	60	28	221	Sin restricciones operativas Enero/Marzo
	IXTG 50	T	Proyecto	50	50	-	Posible ubicación en Lima
1993	JICAMARCA	H	Factibilidad *	67	47	269	Integración Cajamarca
	IXTG 50	T	Proyecto	50	50	-	Posible ubicación en Lima



Cuadro N° 1.5

AÑO	CENTRAL	TIPO	SITUACION	PI (MW)	PD-H/PE-T (MW)	ENERGIA (GWh)	OBSERVACIONES
1994	YUNCAN	H	Definitivo	126	126	881	
			VO				
	AFIANZAMIENTO YAUPI	H	Definitivo	-	28	2	
			VO				
1995	MAYUSH	H	Definitivo	100	84	695	Retiro TV Paramonga
	1XTG 50	T	Proyecto	50	50	-	Posible ubicación en Piura
1996	QUITARACSA 2	H	Pre-factibilidad	180	180	835	Retiro TV Marcona
1997	AMPLIACION CARHUAQUERO	H	Preliminar	47	47	243	Retiro GD Pacasmayo
	2XTG 100	T	Proyecto	200	200	-	Retiro TG Trujillo-Chimbote
1998	CHAGLLA	H	Pre-factibilidad*	324	324	2245	Retiro TV Trupal
1999	1XTV 150	T	Proyecto	150	150	-	Retiro GD Piura
2000	HUAYRA 20	H	Pre-factibilidad*	186	186	1148	Retiro GD Chiclayo
2001	1XTV 150	T	Proyecto	150	150		
2002	PUERTO PRADO 1	H	Preliminar *	443	443	3800	o Paqutzapango como alter-nativa
2003	1XTG 100	T	Proyecto	100	100		Retiro TG Sta. Rosa Nueva
2004	PUERTO PRADO 2	H	Preliminar *	591	591	4689	Retiro GD Piura

Cuadro N° 1.5

AÑO	CENTRAL	TIPO	SITUACION	PI (MW)	PI (PD-H/PE-T) (MW)	ENERGIA (GWh)	OBSERVACIONES
2006	IXIG 100	T	Proyecto	100	100		
2007	PUERTO PRADO 3	H	Prelimi- nar *	591	591	2744	
2009	SUMABENI 1	H	Prelimi- nar *	607	607	4773	
2010	SUMABENI 2	H	Prelimi- nar *	486	486	1898	

NOTA: PI Potencia instalada

PD-H Potencia disponible hidráulica en el trimestre crítico de año seco (95% de persistencia)

PE-T Potencia Efectiva Térmica

ENERGIA Energía Anual de Año Medio

H Generación Hidráulica

T Generación Térmica

\* Estudio en elaboración

ALTERNATIVA 2: PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO CON EL PROYECTO DE GAS DE ZORRITOS  
 SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO-NORTE

AÑO	CENTRAL	TIPO	SITUACION	PI (MW)	PD-H/PE-T (MW)	ENERGIA (GWh)
1985	CAHUA	H	Existente	40	27	301
	CALLAHUANCA	H	Existente	68	44	473
	MOYOPAMPA	H	Existente	63	50	509
	CAÑON DEL PATO	H	Existente	150	97	1002
						Restricciones operativas Enero / Marzo 100 MW
	MATUCANA	H	Existente	120	100	655
	HUAMPANI	H	Existente	31	18	196
	HUINCO	H	Existente	258	251	979
	MANTARO (S.ANT.DE MAYOLO)	H	Existente	798	580	4586
	RESTITUCION	H	Existente	217	203	1608
	YAUPI	H	Existente	108	80	874
	MALPASO	H	Existente	54	47	159
	PACHACHACA	H	Existente	12	4	42
	OROYA	H	Existente	09	05	54
	TV MARCONA	T	Existente	67	66	
	TV TRUPAL	T	Existente	15	15	
	TV PARAMONGA	T	Existente	22	18	
	TG TRUJILLO-CHIMBOTE	T	Existente	82	80	20 MW efectivos son de Trujillo
	TG STA. ROSA ANTIGUA	T	Existente	52	42	

CUADRO N° 1.6

AÑO	CENTRAL	TIPO	SITUACION	PI (MW)	PD-H/PE-T (MW)	ENERGIA (GWh)	OBSERVACIONES
1986	TG STA. ROSA NUEVA GD CHICLAYO	T	Existente	112	110		
		T	Existente	36	30		Se interconecta Chiclayo el 2do. Semestre.
1988	GD PACASMAYO	T	Existente	24	21		
	CARHUAQUERO	H	En ejecución	78	78	556	Se paralizó avance de obra en Diciembre 1982.
	GD PIURA	T	Existente	32	30		Se interconecta Piura.
1989	TG MALACAS	T	Existente	58	48		Se interconecta Talara
	AFTANZAMIENTO YURACMAYO	H	Est. Definitivo	-	20	84	Se prevee inicio ejecución de Obra presa en 1986.
1990	GD PAITA	T	Existente	11	10		Se interconecta Paita.
1991	DERIV+PDD. QUITARACSA	H	Factibilidad *	-	53	215	Retiro TG Santa Rosa Antigua
	AMPLIACION CAÑON DEL PATO	H	Factibilidad *				Sin restricciones operativas - Enero/Marzo.
1992	REGULACION LAGO JUNIN	H	Definitivo *	-	-	199	Se elevantan restricciones Enero/Marzo.
	1XCC 100 ZORRITOS	T	Factibilidad	100	100		precio
1993	1XCC 100 ZORRITOS	T	Factibilidad	100	100		Por confirmar reservas y gas.
1994	YUNCAN	H	Definitivo	126	126	881	
	AFTANZAMIENTO YAUPI	H	Definitivo	-	28	2	

CUADRO N° 1.6

AÑO	CENTRAL	TIPO	SITUACION	PI (MW)	PD-H/PE-T (MW)	ENERGIA (GWh)	OBSERVACIONES
1995	1XTG 100	T	Proyecto	100	100		Posible ubicación en Lima. Ret. TV Paramonga.
	1XTG 50	T	Proyecto	50	50		Posible ubicación en Lima.
1996	QUITARACSA	H	Pre-factibilidad.	80	180	835	Retiro TV Marcona.
1997	MAYUSH	H	Definitivo	100	84	695	Retiro GD Pacasmayo.
	1XTG 100	T	Proyecto	100	100		Retiro TG Trujillo Chimbote.
	1XTG 50	T	Proyecto	50	50		
1998	CHAGELA	H	Pre-factibilidad *	324	324	2245	Retiro RV Trupal
1999	2XTG 50	T	Proyecto	100	100		Retiro GD Chiclayo
2000	HUAURA 20	H	Pre-factibilidad *	186	186	1148	Retiro GD Chiclayo
2001	1XTV 150	T	Proyecto	150	150		
2002	PUERTO PRADO 1	H	Preliminar *	443	443	3800	o Paqutzapango como Alternativa
2003	1XTG 100	T	Proyecto	100	100		Retiro TG Santa Rosa Nueva
2004	PUERTO PRADO 2	H	Preliminar *	591	591	4689	Retiro GD Piura
2006	1XTG 100	T	Proyecto	100	100		
2007	PUERTO PRADO 3	H	Preliminar *	591	591	2744	

Cuadro N° 1.6

AÑO	CENTRAL	TIPO	SITUACION	PI (MW)	PD-H/PE-T (MW)	ENERGIA (GWh)	OBSERVACIONES
2009	SUMABENI 1	H	Prelimi - nar *	607	607	4773	
2010	SUMABENI 2	H	Prelimi - nar *	486	486	1898	

NOTA: PI Potencia instalada

PD-H Potencia disponible hidráulica en el trimestre crítico de año seco (95% de persistencia)

PE-T Potencia Efectiva Térmica

ENERGIA Energía Anual de Año Medio

W Generación Hidráulica

T Generación Térmica

\* Estudio en elaboración

ALTERNATIVA 3: PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO CON EL PROYECTO OLMOS  
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO-NORTE

AÑO	CENTRAL	TIPO	SITUACION	PI (MW)	PD-H/PE-T (MW)	ENERGIA (GWh)	OBSERVACIONES
1985	CAHUA	H	Existente	40	27	301	
	CALLAHUANCA	H	Existente	68	44	473	
	MOYOPAMPA	H	Existente	63	50	509	
	CAÑON DEL PATO	H	Existente	150	97	1002	Restricciones operativas Enero/Marzo 100 MW
	MATUCANA	H	Existente	120	100	655	
	HUAMPANI	H	Existente	31	18	196	
	HUINCO	H	Existente	258	251	979	
	MANTARO (S.ANT.DE MAYOLO)	H	Existente	798	580	4586	Con restricciones operativas en Mantaro y Restitución, Enero/Marzo (515 + 181 MW)
	RESTITUCION	H	Existente	217	203	1008	
	YAUPI	H	Existente	108	80	874	Se interconecta al Sistema CEN-TROMIN el 2do. Semestre
	MALPASO	H	Existente	54	47	159	
	PACHACHACA	H	Existente	12	4	42	Se retira en el año 2002
	OROYA	H	Existente	9	5	54	Se retira en el año 2002
	TV MARCONA	T	Existente	67	66		
	TV TRUPAL	T	Existente	15	15		
	TV PARAMONGA	T	Existente	22	18		
	TG TRUJILLO CHIMPOTE	T	Existente	82	80		20 MW efectivos son de Trujillo
	TG SANTA ROSA ANTIGUA	T	Existente	52	42		

Cuadro N° 1.7

AÑO	CENTRAL	TIPO	SITUACION	PI (MW)	PD-H/PE-T (MW)	ENERGIA (GWh)	OBSERVACIONES
1986	TG SANTA ROSA NUEVA GD CHICLAYO	T	Existente	112	110		Se interconecta Chiclayo el 2do. Semestre.
1988	GD PACASMAYO CARHUAQUERO	T	Existente	24	21		Se paralizó avance de Obra en Diciembre 1982.
1989	GD PIURA TG MALACAS	T	Existente	32	30	556	Se interconecta Piura
1990	GD PAITA	T	Existente	58	48		Se interconecta Talara.
1991	AFIANZAMIENTO YURACMAYO DERIV + POD.QUITARACSA	H	Est. Definitivo	-	20		Se prevee inicio ejecución de Obra presa en 1986.
1992	1XTG 50 REGULACION LAGO JUNIN	T	Proyecto	11	10		Se interconecta Paíta.
1993	AMPLIACION CAÑON DEL PATO 1XTG 50 JICAMARCA	H	Factibilidad *	-	53	215	Retiro TG Santa Rosa Antigua
1994	1XTG 50 YUNCAN	T	Proyecto	50	50		Possible ubicación en Lima.
		H	Definitivo *	-	-	199	Se levantan restricciones Enero / Marzo.
		H	Factibilidad *	60	28	221	Sin restricciones operativas Enero/Marzo
		T	Proyecto	50	50		Possible ubicación en Lima
		H	Factibilidad *	67	47	269	
		T	Proyecto	50	50		Possible ubicación en Lima
		H	Definitivo	126	126	881	



Cuadro N° 1.7

AÑO	CENTRAL	TIPO	SITUACION	PI (MW)	PD-H/PE-T (MW)	ENERGIA (GWh)	OBSERVACIONES
	AFTANZAMIENTO YAUPI	H	Definitivo	-	28	2	
1995	MAYUSH	H	Definitivo	100	84	695	Retiro TV Paramonga
	1XTG 50	T	Proyecto	50	50		Posible ubicación en Piura
1996	QUITARACSA	H	Pre-factibilidad	180	180	835	Retiro TV Marcona
1997	AMPLIACION CARHUAQUERO	H	Preliminar	47	47	243	Retiro GD Pacasmayo
	2XTG 100	T	Proyecto	200	200		Retiro TG Trujillo Chimbote
1998	OLMOS 11	H	Definitivo	200	200		Retiro TV Trupal
	1XTV 150	T	Proyecto	150	150		
1999	OLMOS 21	H	Definitivo	216	216		Retiro GD Piura
2000	OLMOS 12	H	Definitivo	100	100		Retiro GD Chiclayo
	OLMOS 22	H	Definitivo	108	108		
2001	1XTG 50	T	Proyecto	50	50		
2002	CHALLA	H	Pre-factibilidad *	324	324	2245	
2003	1XTG 100	T	Proyecto	100	100		Retiro TG Santa Rosa Nueva
2004	PUERTO PRADO 1	H	Preliminar *	443	443	3800	o Paqitzapango. Retiro GD Piura.
2005	PUERTO PRADO 2	H	Preliminar *	591	591	4689	

Cuadro N° 1.7

AÑO	CENTRAL	TIPO	SITUACION	PI (MW)	PD-H/PE-T (MW)	ENERGIA (GWh)	OBSERVACIONES
2008	PUERTO PRADO 3	H	Prelimi- nar *	591	591	2744	
2009	1XTV 150	T	Proyecto	150	150		
	1XTG 50	T	Proyecto	150	150		

NOTA: PI Potencia instalada

PD-H Potencia disponible hidráulica en el trimestre crítico de año seco (95% de persistencia)

PE-T Potencia Efectiva Térmica

ENERGIA Energía Anual de Año Medio

H Generación Hidráulica

T Generación Térmica

\* Estudio en elaboración

CUADRO N° 1.8 - OFERTA DE GENERACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO-NORTE  
SUBSISTEMAS AISLADOS DE MANERA LOCALIZADA EN 1985

SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO-NORTE													
SUBSISTEMAS AISLADOS													
Ubi. Sub-Sist	Tumbes	Talara	Piura Paita	Chiclayo	Cajamarca	Guadalpacasm	Trujillo	Chimb. Hualla.	Param. Huacho	Lima	Mantaro Centro	C.M.P.	Marcona
Centrales (ver nota)	G.D. Tumbes * (6/15)	G.D. Tal. Verdum * (15/6)	G.D. Paita (14/17)	G.D. Chiclayo (33/14)	G.D. Cajamarca * (4/10)	G.D. Pacasmayo (25/12)	T.G. Trujillo (20/7)	C.H.C. Patate (150)	C.H. Cahua (40)	CC.HH. Huinco (251)	C.H. Mantaro (798)	C.H. Yaupi (108)	T.V. San Nicolás (67/11)
	T.G. Malacas * (48/9)		G.D. Piura (36/14)			T.V. Pacasmayo (6/7)	T.V. Santiago de Cao (Trupal) (15/13)	T.G. Chimbo te (60/7)	T.V. Paramonga (22/10)	Matucana (120)	C.H. Res titución (217)	C.H. Pachachaca (12)	
TOTAL	6 MW	63 MW	50 MW	33 MW	4 MW	31 MW	35 MW	213 MW	52 MW	684 MW	1015 MW	183 MW	67 MW

NOTA: La información entre paréntesis corresponde para las Centrales Hidroeléctricas a la potencia instalada y para las Centrales Térmicas a la Potencia Efectiva / vida restante estimada en años.

\* Se considera que al momento de su interconexión al SICN, estos grupos térmicos pasan al retiro.

Diesel y turbo vapor adicionales a los ya existentes. Así tenemos:

- En Tumbes            Unidades Diesel de 2.5 Mw, dos en 1987 y uno en 1991.
- En Talara            Un grupo Diesel de 10 Mw en 1987.
- En Pucallpa        Dos grupos turbo vapor de 10 Mw en 1986 y grupos Diesel de 10 Mw, uno en 1991 y el otro en 1994.
- En Cajamarca: Un grupo Diesel de 2.5 Mw en 1989.

Cabe destacar que los pequeños grupos Diesel de Tumbes, Talara-Verdun, Cajamarca y otros se considera que pasarán al retiro al momento de su interconexión al SICN, mientras que los otros equipamientos térmicos se considera su retiro de acuerdo a la fecha previstas por las alternativas de programas de expansión de la generación, como se menciona en los Cuadros Nros. 1.5, 1.6 y 1.7.

Con relación a los proyectos que presentan las tres alternativas de expansión de la generación en el SICN, merece señalar el grado de estudio en el que se encuentran, así tenemos:

- Proyectos de construcción:    Centrales Hidroeléctricas (CC.HH) Carhuaquero y Restitución, afianzamiento, Yuracmayo.
- Proyectos listos para licitar:    Centrales hidroeléctricas Mayush y Yuncán.
- Proyectos en estudio definitivo:    Derivación Quitaracsa, Regulación Lago Junín.

- Proyecto con estudio de factibilidad: CC.HH. Olmos 1 y 2
- Proyecto en estudio de factibilidad: Central Hidroeléctrica (C. H.) Jicamarca, Pondaje Quitarcasa, Ampliación Cañón del Pato.
- Proyectos en estudio de pre factibilidad: CC.HH. Tambo: Puerto Prado, Ene-Paquitzapango y Sumabeni.
- Proyectos sin estudio: C.H. Quitarcasa, ampliación Carhuaquero.
- Proyecto de aprovechamiento del gas natural de Zorritos (Central a Gas de Zorritos): Es necesario realizar actividades exploratorias a fin de determinar el volumen de gas existente y explotable, la inversión necesaria y el costo del gas para ELECTRO-PERU.

Los retiros considerados del equipamiento Termo-Eléctrico existente son los mismos para las tres alternativas los cuales se muestran en el Cuadro N° 1.4 y también en los Cuadros Nros. 1.5, 1.6 y 1.7. Asimismo en el Cuadro N° 1.9 se muestra la disponibilidad máxima de potencia por trimestre en año hidrológico promedio y año seco de cada una de las Centrales Hidroeléctricas presentadas en las tres alternativas de expansión de la generación, anotándose en él algunas características operativas de las centrales.

### 1.3.3. Características de las Alternativas Propuestas

De acuerdo a las alternativas de expansión de la generación planteadas en el PLAN MAESTRO-85, cabe resaltar las características principales que presentan cada alterna

CUADRO N° 1.9 - SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO-NORTE CARACTERÍSTICAS DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS POTENCIA DISPONIBLE

SUB SISTE MA	CENTRAL	AÑO HIDROLOGI CO PROMEDIO				AÑO HIDROLOGI CO SECO				OBSERVA- CIONES (CARACTE RISTICAS OPERATIVAS)
		TRIMESTRE				TRIMESTRE				
		I	II	III	IV	I	II	III	IV	
MANTARO	Restitu ción	181	206	206	206	181	205	205	206	Incluye Reg. Lago
	Mantaro	519	590	590	590	519	590	590	590	Junín.Opera ción En Ba se y Semi- Base.Regula ción Estac.
SUB-TOTAL		700	796	796	796	700	795	795	796	
CENTRO- MIN PE- RU	Yaupi con Af.	108	108	108	108	108	108	108	108	Incluye Afi- anzamiento Yaupi.Opera ción en ba se y semi - base
	Yuncán	126	126	126	126	126	126	126	126	
	Oroya-Pa- chachaca	11	11	12	11	10	9	8	10	Operación en base
	Malpaso	47	47	47	47	47	47	47	47	Operación con regulación horaria
SUB-TOTAL		292	293	293	292	291	290	289	291	
LIMA	Huampaní	23	22	22	23	22	21	18	19	Operación en base sin re- gulación
	Matucana	120	120	120	120	120	120	120	120	Incluye reser vorio Yuracma yo, Operación con regulación horaria
	Moyopampa	63	63	63	63	61	56	50	53	Operación en base y semi- base (regula- ción limitada).
	Callahuan ca	58	59	49	58	56	51	44	49	
	Huinco	251	251	251	251	251	251	251	251	Operación con regulación ho raria, sema- nal y estacio nal

Continúa Cuadro N° 1.9

SUB SISTE MA	CENTRAL	AÑO HIDROLOGI CO PROMEDIO				AÑO HIDROLOGI CO SECO				OBSERVACIO NES (CARAC TERISTICAS OPERATIVAS)
		TRIMESTRE				TRIMESTRE				
		I	II	III	IV	I	II	III	IV	
	Jicamar- ca	30	30	31	31	30	30	48	31	Operación en base
	SUB-TOTAL	545	545	536	546	540	529	531	523	
PARA- MONGA	Cahua	40	40	35	40	40	33	30	40	Operación en base. Sin regulación
	Mayush	100	100	100	100	100	100	84	100	Operación en base y - semibase, re- gulación li- mitada
	SUB-TOTAL	140	140	135	140	140	133	114	140	
CHIM- BOTE	Cañón del Pato	210	210	210	210	210	210	210	210	<u>Incluye Deri- vación y Pon- daje Quita- racsa, así como Ampliac. C. del Pato .</u> Operación re- gulada en ba- se, semibase y punta
CHI- CLAYO	C.H. Car- huaquero	78	78	78	78	78	78	78	78	Operación re- gulada en ba- se y semiba- se y punta
	Amp. Car- huaquero	47	47	47	47	47	47	47	47	
	SUB-TOTAL	125	125	125	125	125	125	125	125	
PROYEC TOS DE LARGO PLAZO	Quitarac- sa	180	180	180	180	180	180	180	180	Posibilidades de operación regulada en base, semiba- se y punta. Ubicada en - el área de - <u>Chimbote-Hua- llanca</u>
	Chaglla	324	324	324	324	324	324	324	324	Operación en base. Capaci- dad de regu- lación. Ubica

Continúa Cuadro N° 1.9

SUB SISTE MA	CENTRAL	AÑO HIDROLOGI CO PROMEDIO				AÑO HIDROLOGI CO SECO				OBSERVACIO NES (CARAC TERISTICAS OPERATIVAS)
		TRIMESTRE				TRIMESTRE				
		I	II	III	IV	I	II	III	IV	
	Huaura	186	185	185	186	186	186	186	186	cación entre Lima y Chim bote, frente a Paramonga. Operación en base y semi base. Capaci dad de regu lación. Ubi cación entre - Paramonga y Lima frente a Huacho.
	Olmos 1.1	200	200	200	200	200	200	200	200	Operación en base y semi base. Con re servorios de gran capaci dad.
	Olmos 2.1	216	216	216	216	216	216	216	216	Operación en semibase y punta.
	Olmos 1.2	100	100	100	100	100	100	100	100	Operación en base. Gran capacidad de regulación.
	Olmos 2.2	108	108	108	108	108	108	108	108	Operación re gulada en ba se y semiba se.
	Puerto Prado 1	443	443	443	443	443	443	443	443	Operación en base. Gran capacidad de regulación.
	Puerto Prado 2	591	590	591	591	591	590	591	591	Operación re gulada en ba se y semiba se.
	Puerto Prado 3	591	590	590	591	591	590	591	591	Operación en se. Gran ca pacidad de - regulación.
	Sumabeni 1	606	607	607	607	606	607	607	607	
	Sumabeni 2	486	486	485	485	486	485	485	485	



tiva, teniendo en cuenta dicho Plan Maestro. Así tenemos:

ALTERNATIVA N° 1 - Programa de equipamiento sin Proyectos  
Multisectoriales:

El programa de equipamiento incluye el desarrollo mixto de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, donde prevalecen los primeros de acuerdo a los lineamientos del Subsector Electricidad.

Con la puesta en servicio de la línea de transmisión Trujillo-Chiclayo a fines de 1986, resulta necesario implementar la C.H. Carhuaquero a más tardar en 1988 junto con la línea de transmisión Chiclayo-Paita.

En la década del 80 no habría la necesidad de instalar plantas termoeléctricas en el sistema, debiéndose contar con la primera turbo gas de 50 Mw en el año 1991, la segunda en 1992, la tercera en 1993 y una cuarta en 1995. Las tres primeras estarían ubicadas en Lima y deberán operar solamente en horas de punta, constituyéndose una reserva importante para la gran Lima. La cuarta unidad turbo gas estaría ubicada en Piura o Talara - dependiendo ésta de la evolución de la demanda de la región norte durante los próximos años.

Considera el desarrollo de la cuenca del río Santa con la implementación del pondaje con la Derivación-Quitarcaca y la cuarta etapa de ampliación de la Central Cañón del Pato.

Aún considerando las restricciones vigentes en la opera

ción del reservorio de Tablachaca y el túnel de aducción de la C.H. Mantaro-Santiago Antúnez de Mayolo, el Proyecto de afianzamiento de la regulación del Lago Junín para fines hidroeléctricos, mantiene su importancia dentro del SICN, ya que permitiría incrementar la oferta de energía de la central en mención.

Los proyectos de afianzamiento Yuracmayo y C.H. Jicamarca son requeridos por el SICN en los años 1989 y 1993, respectivamente y constituyen desarrollos hidroenergéticos económicamente interesantes con fines de afianzar la capacidad hidroenergética para el abastecimiento de Lima.

A fines de la década del 90, deberá iniciarse el aprovechamiento de los recursos hidroenergéticos de la vertiente oriental de los Andes, donde se encuentran los mayores y probablemente más atractivos recursos energéticos del país. En base a la evolución desarrollada se plantea que primera debería implementarse la C.H. - Chaglla a partir de 1998, localizada en la cuenca del río Haulлага en la zona entre Huánuco y Tingo María y posteriormente deberá desarrollarse el potencial del río Ene a partir del año 2002.

ALTERNATIVA N° 2 - Programa de equipamiento con el Proyecto Gas de Zorritos:

Un desarrollo energético a base de gas natural de Zorritos continua siendo interesante. De la simulación de un plan de expansión considerando una central de ci

clo combinado que utilizaría este recurso, ha resultado que la fecha de entrada en operación de una primera unidad de 100 Mw se justificaría para el año 1992 y que la segunda unidad también de 100 Mw podría ser requerida para 1993.

La implementación de la Central de Gas de Zorritos podría diferir proyectos hidroeléctricos como Jicamarca o Mayush. Además dependiendo de la magnitud de las reservas de gas a encontrarse y de la evolución futura de la demanda, podría postergar incluso la entrada del proyecto de la C.H. Yuncán.

Las características restantes son similares a la Alternativa N° 1.

#### ALTERNATIVA N° 3 - Programa de Equipamiento con el Proyecto Olmos.

Esta alternativa incluye el desarrollo hidroenergético de Olmos. La primera central en su fase 1 de equipamiento con una capacidad de 200 Mw debería entrar en funcionamiento en 1998 conjuntamente con la primera etapa de las obras comunes del proyecto multisectorial constituida por el hidráulico limón y el túnel trasandino. El desarrollo hidroeléctrico total es del orden de los 624 Mw. Su inclusión difiere proyectos como Chaglla y Huaura.

Las características de la oferta de potencia y energía de las Centrales Hidroeléctricas de Olmos operando a partir de 1998, se adaptarían mejor a los requerimien-

tos del SICN, ya que dispone de adecuados reservorios de regulación horaria y estacional que permitirían una operación en base, carga media o punta. De esta manera las Centrales de Olmos podrían despachar al máximo su oferta energética, viéndose restringidas solamente por efectos de las pérdidas de transmisión al tener que transportar los excedentes de potencia y energía de la región norte hacia la región centro.

Las características restantes son similares a la Alternativa N° 1.

En el Cuadro 1.4 se puede apreciar que las tres alternativas son semejantes hasta el año 1990, diferenciándose entre ellas a partir de 1991, primordialmente por los proyectos de la Central Térmica de Gas de Zorritos y las Centrales Hidroeléctricas Olmos. Siendo los demás proyectos similares, pero diferidos en el horizonte de Estudio (período 1985-2010).

#### 1.4. SISTEMA EXISTENTE EN 1995 DEL SICN - CONSIDERADO EL AÑO INICIAL DE ESTUDIO

La aplicación de la metodología de planeamiento de la expansión de la red de transmisión eléctrica del SICN del presente proyecto está definido para el período 1995-2010. Siendo llamado ésta un período a largo alcance o largo plazo. De esta manera el año 1995 representa el año inicial del presente trabajo, por ello la presente sección tiene por finalidad presentar las premisas básic -

cas y los estudios realizados para definir la situación eléctrica de la zona hasta el año arriba indicado.

#### 1.4.1. Estudios efectuados del SICN en el periodo 1985-1995

ELECTROPERU S.A. en el corto y mediano plazo (período 1985-1995) ha realizado estudios porminorizados del SICN. Debemos tener en cuenta que en este período la oferta de generación está prácticamente definida y teniendo los estudios de proyección de demanda en este horizonte de tiempo, se ha efectuado el flujo de potencia y en base a criterios técnico-económicos se ha definido el sistema eléctrico entre los años 1985-1995.

Para el desarrollo del presente proyecto se ha tomado la red propuesta por ELECTROPERU S.A. en el año 1995, considerado año inicial del presente trabajo. En consecuencia, se supone ya definido el esquema de transmisión hasta el año 1995, la localización geográfica de los centros de generación, principales subestaciones y líneas de transmisión del SICN en ese año, se muestra en la Lámina N° 1.6.

Por lo tanto los centros de carga que se integrarían al SICN hasta el año 1995, es como sigue:

<u>AÑOS</u>	<u>CENTROS DE CARGA QUE SE INTEGRARÍAN AL SICN</u>
1985 (2do. Semestre)	Cerro de Pasco, La Oroya y Pachachaca
1986	Chiclayo y Huancavelica
1988	Piura
1989	Talara

LOCALIZACION GEOGRAFICA DE LOS CENTROS DE GENERACION Y SUB-ESTACIONES DEL SICN - AÑO INICIAL DE ESTUDIO 1995



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA  
PROYECTO: PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL

NUMBRE:  
ANTARA ARIAS RONAL

COODIGOR:  
780376-F

PLANEAMIENTO DE LA EXPANSION A LARGO PLAZO DE LA RED DE TRANSMISION  
ELECTRICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE (SICN)  
PERIODO 1995 - 2010

ESPECIALIDAD:  
INGENIERIA ELECTRICA

1992	Pacasmayo
1993	Cajamarca

#### 1.4.2. Presentación del esquema base del SICN al año 1995

Siendo materia de estudio del presente proyecto el largo plazo es conveniente reducir el sistema a una red base, lógicamente conservando su estructura topológica i nicial. Para la transmisión se ha considerado los niveles de 220 KV, además los niveles de 138 y 60 KV en algunos casos, de acuerdo a la incidencia en el SICN, concentrándose de esta manera los centros de generación y consumo en barras troncales a niveles mencionados anteriormente.

El esquema base del SICN del año 1995 es mostrado en la Lámina N° 1.7. Al observar la lámina N° 1.6 se puede apreciar que la red longitudinal indicada para el año 1985, aumenta su extensión en una longitud de 540 Km. Las barras a nivel de 220 KV adicionadas son: GUADALUPE, CHICLAYO, PIURA Y TALARA. Considerándose en ese año en operación las CC.HH. Yuncán, Mayush y Carhuaquero.

La gran Lima continua siendo el centro de consumo más fuerte de este sistema, el suministro de energía eléctrica al sistema Electrolima de las Centrales Hidroeléctricas Mantaro y Restitución se habrá incrementado mediante dos circuitos adicionales, una es la línea de transmisión Mantaro-Lima y otra la segunda terna Lima-Pisco, aumentando así el nivel de confiabilidad de este sistema y del siste-

ma Eléctrico Sur-medio. Pero, aún así continua la lejanía entre los diferentes centros de carga y los consumos de - éstas comparados con la de Lima, continúan configurando - un sistema interconectado frágil y de baja confiabilidad. Además se habrá interconectado al SICN los centros de consumo Ingenio y Caudalosa desde la subestación eléctrica - Huancavelica, también se habrán reforzado algunas líneas de transmisión como la de Lima-Paramonga Nva, Paramonga - Nva-Chimbote, Chimbote-Trujillo Norte, etc, todos ellos a un nivel de tensión igual a 220 KV. Asimismo para esa fecha deben haberse transformado el nivel de tensión de - algunas subestaciones eléctricas de 60 y 138 KV a 220 KV, ~~as~~ como el caso de la subestación CARHUAMAYO Y ZAPALLAL.



## C A P I T U L O    I I

### ESTUDIO DEL DESARROLLO TEORICO DE LA EXPANSION

#### 2.1. FILOSOFIA DEL PLANEAMIENTO

El planeamiento es un proceso continuo de acciones a tomar que trata de buscar la asignación propia, conveniente y eficiente de los recursos disponibles y es variable con el tiempo. La razón fundamental de la planificación viene a ser, los recursos limitados para atender las necesidades que conlleva al bienestar social y desarrollo de un país.

Para aprovechar convenientemente los recursos limitados - debe priorizarse y al priorizar se tendrán planes y programas. Siendo lo anterior consecuencia del planeamiento efectuado. Debemos tener en cuenta que la planificación no es exacta, presenta imperfecciones, por ejemplo, los datos no se encuentran disponibles debido a que no se conoce exactamente lo que se tendrá en el futuro, se tiene limitaciones técnica y matemática, es decir, solamente podemos contar con datos aproximados. Por ello para planificar se debe efectuar un conjunto de simulaciones y éstas deben ser lo más cercanamente posibles a la realidad, obteniéndose un aprovechamiento adecuado de los recursos que dispone un país.

Si no se realiza una planificación, se produce un impacto económico en la realización de una buena distribución de

bienes, originándose mayores costos y un mayor tiempo en su ejecución. En conclusión, se planifica para efectuar una mejor asignación de recursos, contribuyendo a la obtención de una visión amplia de la óptima utilización de los bienes en un determinado período.

Debido a que la energía eléctrica es un elemento fundamental para alcanzar el bienestar de los pueblos, la planificación en este rubro es muy importante, porque la planificación eléctrica incide y está fuertemente ligada al desarrollo socio-económico de un país.

## 2.2. METODOLOGIAS DEL PLANEAMIENTO DE TRANSMISION

El planeamiento de Sistemas de Transmisión, debido a la universalidad de las leyes electromagnéticas que gobiernan los fenómenos en estudio, es analizada mediante metodologías también universales. Los métodos de cálculo pueden ser aplicados a cualquier Sistema Eléctrico independiente de su ubicación, tratándose únicamente de adecuar el método al problema.

De esta manera puede definirse actualmente dos metodologías resaltantes dentro del planeamiento de Sistemas de Transmisión. Una de las metodologías sigue el procedimiento clásico que está basado en una secuencia de estudios de simulación de flujo de carga, cortocircuito, estabilidad y estudios económicos y una integración con el planificador. La otra consiste en la aplicación de técnicas de optimización para la definición de la expansión del

sistema eléctrico de transmisión a las cuales se les pueden llamar metodologías clásica y moderna respectivamente.

#### 2.2.1. Metodología Clásica de planeamiento de transmisión

Esta metodología es directa y determinística, es decir, se define el mercado a atender y el programa de expansión de generación, se formula las alternativas de la expansión de transmisión, llamándose a esta formulación un proceso de síntesis del sistema en estudio. Este proceso de síntesis se realiza en forma manual, siendo la parte crítica del trabajo de planeamiento donde predomina la imaginación, intuición, capacidad técnica, sensibilidad y creatividad del planificador. A continuación realizamos una secuencia de estudios de simulación de flujo de carga, cortocircuito, estabilidad y estudios económicos de las alternativas definidas anteriormente. De esta manera los programas alternativos son evaluados y comparados entre sí, en términos de confiabilidad y costos.

Por último se analiza profundamente el plan seleccionado, estableciéndose de esta manera los detalles del proyecto y especificaciones en el horizonte de estudio.

Se puede apreciar que un plan de expansión representa un conjunto de decisiones coherentes entre sí, la formulación de estas decisiones, es decir la definición completa de una alternativa de expansión es un proceso laborioso y complejo, debido a que la adición de cada nuevo elemento al sistema propicia una nueva visión del comportamiento

del sistema. Por ello es necesario descomponer el sistema trabajando simultáneamente en diferentes niveles, asegurando la perfecta coordinación entre ellas.

De esta manera el problema básico del planeamiento es conservar el acoplamiento general del sistema, resultando esta conservación altamente interactiva. Por ejemplo, se tiene que ver la interacción entre el planeamiento de la generación y la transmisión entre el nivel de sistema interconectado y el nivel local, entre los horizontes de estudio, o sea, entre el largo y corto plazo.

#### 2.2.2. Metodología Moderna de Planeamiento de Transmisión

Esta metodología también se caracteriza por ser directa y determinística, previamente se define las proyecciones de la demanda a atender y la expansión de generación. La formulación de alternativas se realiza mediante los métodos de técnicas de optimización, es decir, el proceso de síntesis se basa en la aplicación de estos métodos que, requieren de modelos simplificados que simulen las exigencias reales del sistema minimizando algunos parámetros mediante una función para un conjunto de restricciones. Actualmente se tiene un conjunto de programas computacionales que permiten realizar la selección de alternativas en base a un planeamiento óptimo, tales como: el TANIA, el SINTRA, REDEX y otros.

A continuación se efectúa un estudio pormenorizado de las alternativas propuestas por el método de técnicas de opti-

mización, mediante los estudios de flujo de carga, cortocircuito, estabilidad y estudios económicos se determina la expansión satisfactoria.

Cabe destacar que los métodos de optimización toman como criterios de optimidad, básicamente las características económicas y de comportamiento. También consideran los criterios de confiabilidad, flexibilidad, etc. Pero estos últimos criterios son difíciles de cuantificar, ello permite afirmar que la optimidad mencionada en cierta forma es incompleta. A pesar de los muchos esfuerzos que se han llevado a cabo en la idea de aplicar estas técnicas al campo de planeamiento, no se ha obtenido una solución óptima, de esta manera los resultados no representan un patrón de decisiones, sino una herramienta que ayuda a tomar mejores decisiones al profesional encargado de la planificación.

### 2.2.3. Etapas características del Planeamiento de Sistemas de Transmisión

El plan de expansión a desarrollarse tiene por finalidad el abastecimiento de energía eléctrica a las cargas lo más económicamente posible, por un determinado plazo o período. Luego, el período que se define para el estudio del plan, incluyendo el alcance que debe tener dicho estudio son factores predominantes para la toma de decisiones, herramientas y modelos a utilizar para realizar el planeamiento en cuestión. De esta manera en la plani-

ficación de la transmisión de un sistema se distinguen - tres etapas basadas en el alcance y horizonte del proyecto, clasificándose de la siguiente manera:

i) Planeamiento de Transmisión a largo plazo

Abarca un horizonte de 20 a 25 años, tiene por finalidad analizar alternativas de expansión asociados a varias alternativas de expansión de generación.

El estudio consiste principalmente en el análisis de flujo de potencia para las condiciones de carga máxima en condiciones normales o en emergencia simple. Se puede realizar estudios de la determinación de los niveles de cortocircuito en las barras. Los estudios de estabilidad no son tan necesarios en esta etapa.

La interacción con la expansión de la generación es grande, debido a que, es conveniente la selección de alternativas de generación y transmisión simultáneamente. Los resultados obtenidos representan un programa referencial, definiéndose las características básicas y las fechas probables de las adiciones.

Para este horizonte de estudio se puede utilizar programas simplificados, tipo flujo de potencia linealizados (D.C. Flow Power), para el análisis preliminar de las alternativas. Permitiendo esta consideración la rapidez de decisiones en la selección inicial de las alternativas. Los estudios se pueden realizar únicamente al nivel de troncos de transmisión.

ii) Planeamiento de Transmisión a Mediano Plazo

Esta etapa se debe enfocar desde dos puntos de vista, así tenemos:

a) Asociado al Planeamiento de la Expansión de Generación;

Abarca un horizonte de 10 a 15 años, busca detallar en base a una referencia de la expansión de generación, la alternativa definida en la etapa anterior, adicionando mejoras en la programación en el horizonte mencionado.

Los estudios son efectuados sobre el sistema hasta el nivel de subtransmisión, se busca analizar básicamente los siguientes aspectos:

- Estudio del desempeño eléctrico del sistema, utilizando para ello programas de flujo de potencia y de estabilidad transitoria y/o dinámica. Los flujos de potencia se analizan para las condiciones de régimen normal y emergencia.

Análisis de los niveles de cortocircuito en las barras del sistema.

Análisis de la necesidad de optimizar los costos del sistema.

b) Asociado al Sistema de Transmisión propiamente dicho:

Abarca un horizonte de 05 a 10 años, permite definir los nuevos proyectos de expansión de transmisión a nivel de factibilidad. Está asociado a las

necesidades de abastecimiento de cargas, refuerzo de la red, etc.

Los estudios son efectuados sobre el sistema hasta el nivel de subtransmisión, se busca analizar adicionalmente a lo indicado en a) los siguientes aspectos:

- Estudio de adiciones convenientes de potencia reactiva del sistema.
- Estudio del desempeño de los equipos a considerar en régimen estacionario y transitorio a frecuencia de trabajo normal (frecuencia industrial)
- Estudio de la variabilidad del sistema cuando es energizado y cuando se produce un rechazo de carga.

iii) Planeamiento de Transmisión a Corto Plazo (Para diseño y operación).

Abarca un intervalo de 03 a 05 años, en esta etapa del planeamiento es necesario la representación de la configuración del sistema con el mayor grado de detallamiento posible. Se emplean programas de flujo de potencia en corriente alterna, de estabilidad dinámica, de cortocircuito, de Ingeniería Económica y modelos sofisticados de transitorios electromagnéticos. La utilización de estas herramientas definen pormenorizadamente el sistema, su desempeño y las características principales de sus componentes, así como las fechas óptimas para la -



implementación de las nuevas obras.

Obteniéndose como resultado final un programa detallado y realista de obras e inversiones y la definición de los parámetros básicos del sistema y de sus componentes constituyéndose a su vez estos datos son informaciones iniciales base para los estudios a largo plazo.

#### 2.2.4. Técnicas de Optimización para la Expansión de un Sistema de Transmisión

Hasta hace poco tiempo las herramientas computacionales disponibles fueron los métodos de análisis, tales como los programas de flujo de carga, cortocircuito y estabilidad; toda tarea de síntesis, esto es selección de alternativas, era hecha en forma manual por el profesional encargado de la planificación, predominando mucho la visión y capacidad técnica del planificador.

El crecimiento de las dimensiones de los sistemas de transmisión hacen más laborioso y complejo el procedimiento señalado, aparecen así los métodos de síntesis, generalmente basados en técnicas de optimización, tales como: La programación lineal, no lineal, búsqueda en gráficos, etc.

En la aplicación de los métodos de optimización para el desarrollo del planeamiento de transmisión aparecen tres componentes básicos que definen el proceso mismo de estos métodos, el cual se inicia definiendo el plan en estudio, en función de la respuesta deseada, por ejemplo, se desea

un listado de los cambios a realizar en la red de transmisión, etapa por etapa, cuyas adiciones proporcionan un óptimo en la función a evaluarse que está íntimamente relacionada con la inversión y el desempeño, llamándose esta primera componente RESPUESTA.

A continuación viene la MODELACION de las restricciones que se presentan en el estudio, por ejemplo, las restricciones pueden ser los límites de voltaje por barra de carga en las barras y físicos.

El chequeo de estos límites requiere que la evaluación de los flujos de potencia sean hechos por anticipado para las condiciones futuras, este modelaje por sí es un problema difícil.

El tamaño del proyecto, es quien directamente interviene en tiempo de cálculo y participa principalmente en la definición de los algoritmos a usar, es decir de los METODOS DE OPTIMIZACION, tercer componente del proceso.

El método de optimización recoge los resultados del "Modelo", las violaciones de las restricciones y ajusta la "respuesta", de tal modo de reducir las violaciones y costos. Finalmente se arriba a una secuencia de adiciones a la red, de mínimo costo y sin que las restricciones sean violadas.

Para poder apreciar la ubicación de los métodos de optimización de la expansión de una red de transmisión, dentro del planeamiento de un sistema de transmisión, como ya se

mencionó anteriormente, previamente se debe definir la -  
proyección de la demanda y la expansión de la generación,  
los cuales son considerados como los DATOS necesarios pa  
ra el inicio del estudio y el objetivo del proyecto es -  
determinar el PLAN de equipamiento del sistema en el ho  
rizonte correspondiente. Para llegar al resultado se co  
nocen herramientas Clásicas y Modernas, estando ubicadas  
las técnicas de optimización en estas últimas mostrándose  
en la Figura 2.1 un diagrama general de lo mencionado.

De esta manera se han desarrollado programas computacio  
nales diversos que tratan de buscar la optimización real  
del problema. Dentro de ellas tenemos el TANIA, SINTRA,  
REDEX, etc, diferenciándose entre sí en los algoritmos u  
sados, pero con un fin único, el de obtener un costo mí  
nimo de las adiciones a realizarse en el plan propuesto.  
En el Cuadro N° 2.1 se pueden apreciar las característi  
cas más resaltantes de estos programas digitales.

Los métodos de optimización desde que se basan en proce  
dimientos de búsqueda no garantizan un Plan "óptimo", de  
bido a los modelos aproximados que se utilizan para tal  
fin, antes de ello se usan como estudio preliminar para  
la realización de un posterior planeamiento donde predomina  
la experiencia y criterios técnicos del planifica -  
dor, en coordinación con las decisiones políticas que vi  
ve el país en mención.

Es necesario señalar que cuando se trate de realizar el  
planeamiento a largo plazo los procedimientos utilizados

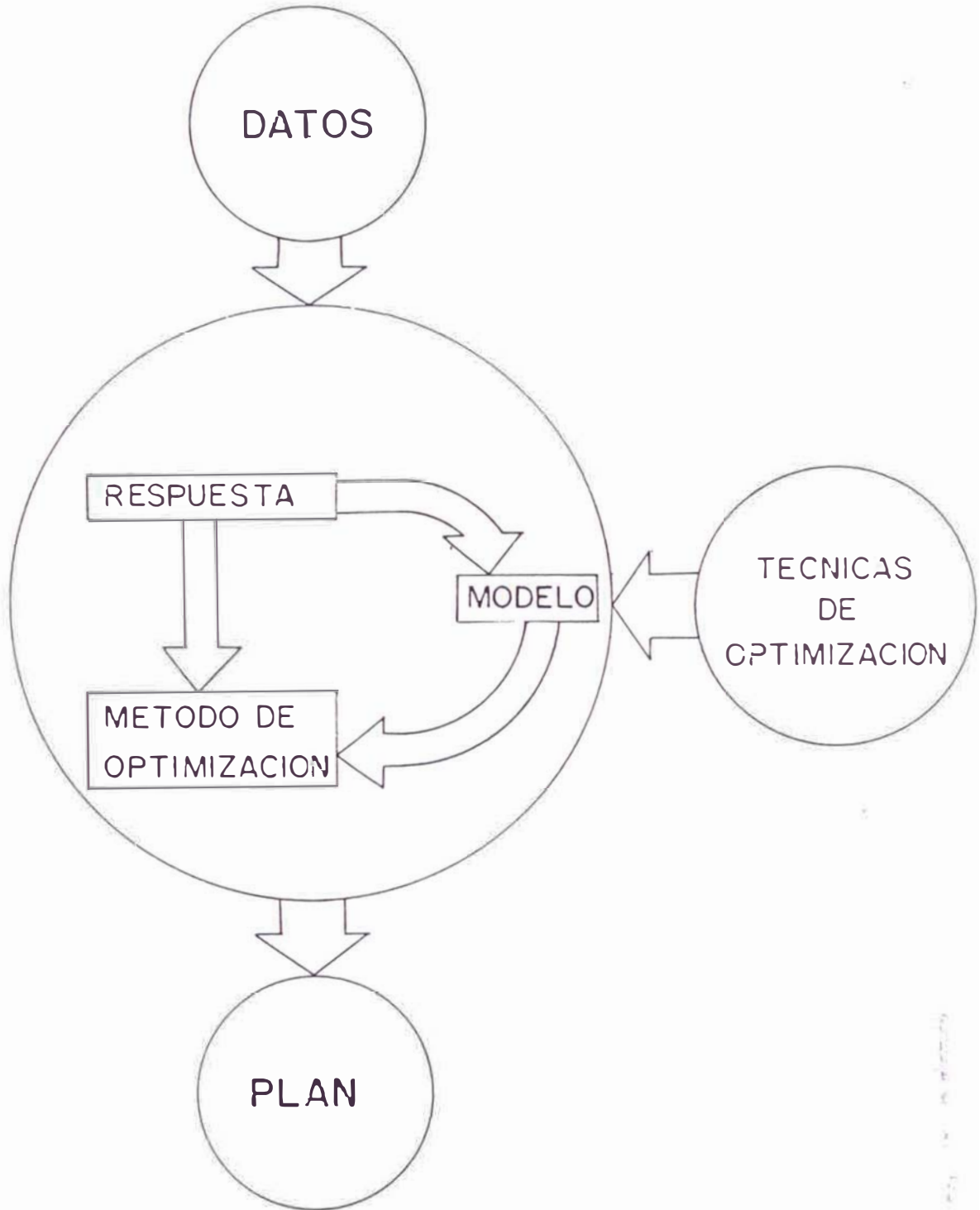


fig N° 2.1 Diagrama de relación entre los métodos de optimización y el planeamiento de transmisión.

CUADRO N° 2.1

PROGRAMAS COMPUTACIONALES DE PLANEAMIENTO DE TRANSMISION

CARACTERISTICA	MODELO "TANIA"	MODELO "SINTRA"	MODELO "REDEX"
MODO DE OPERACION	EN LINEA NO INTERACTIVO	EN LINEA INTERACTIVO	EN LINEA NO INTERACTIVO
OBJETIVO	- MAXIMIZAR BENEFICIO DE ALTERNATIVAS DE ADICIONES - MINIMO COSTO	MINIMIZAR FUNCION DE COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	MINIMIZAR COSTO DE ADICIONES
MODELOS	- ELECTRICO: FLUJO DE CARGA LINEALIZADO (CORRIENTE CONTINUA) - ECONOMICO: COMPARACION EN UN AÑO DE REFERENCIA TASA DE DESCUENTO CONTINUA	- ELECTRICO: FLUJO DE CARGA LINEALIZADO. - ECONOMICO: CRITERIO DEL MINIMO ESFUERZO	- ELECTRICO: FLUJO DE REDES A MINIMO COSTO - ECONOMICO: COMPARACION EN UN AÑO DE REFERENCIA
METODO DE OPTIMIZACION	BASADO EN LA TEORIA DE LOS GRAFICOS	BASADO EN LA TEORIA DEL MINIMO ESFUERZO	BASADO EN LA TEORIA DE LAS REDES
MODO DE ADICION	DISCRETA	DISCRETA	DISCRETA
CARACTERISTICA DE COMPUTACION	- REQUIERE DE AMPLIA DISPONIBILIDAD DE MEMORIA - BUEN CONSUMO DE MEMORIA	- MEDIANA DISPONIBILIDAD DE MEMORIA - CORTO TIEMPO DE EJECUCION POR ETAPA	- MEDIANA DISPONIBILIDAD DE MEMORIA - BUEN Y MEDIANO TIEMPO DE EJECUCION

en estos métodos pueden resultar inconvenientes, dado su alto costo de evaluación y la naturaleza incierta del proyecto en este horizonte, debido a que los cambios que pueden producirse en la generación, demanda y niveles de tensión, no son raros para estas características de planeamiento.

Por otro lado, tener un sistema enmallado o en anillo y de grandes dimensiones ocasionaría la necesidad de tener que aplicar obligatoriamente estos métodos, porque presentaría un gran número de alternativas probables de solución. También siendo la confiabilidad un parámetro importante dentro de un sistema eléctrico, así como su flexibilidad, los métodos de optimización necesitan cuantificar estas variables, lo que es un problema difícil hasta ahora, no teniéndose un modelaje tendiente siquiera a lo razonable. Estas consideraciones permiten afirmar que estos métodos no resultan convenientes para la planificación de pequeños sistemas. Si involucramos en ella las características de las políticas de gobierno se ahondaría más en dar una respuesta positiva a esta conjetura. Lo mencionado no significa conservar lo tradicional, negando la necesidad de actualización de los métodos, sino que éstas se deben aplicar de acuerdo a las necesidades técnicas lógicas de la dimensión del problema.

#### 2.2.5. Metodología para Planeamiento a largo plazo de Sistemas de Transmisión

Los métodos que estudian la expansión del sistema

de transmisión, como ya se mencionó, en general, supone conocidos las estimaciones del crecimiento de Demanda y programas alternativos de expansión de generación dentro de un período dado, en este caso en un largo plazo.

Los estudios a largo plazo son afectados por una serie de incertidumbres que se deben principalmente a:

- La imprecisión en la determinación de niveles y localización de nuevas cargas y nuevas unidades de generación.
- Criterios aproximados en la determinación de la potencia máxima de líneas de transmisión (límites, térmico, de nivel de tensión y de estabilidad) que deben ser determinados antes de plantear una configuración futura del sistema.

En el planeamiento a corto plazo se cuenta con un nivel de incertidumbre mucho menores que un planeamiento a largo plazo, en donde los resultados son seguidos con mayor fidelidad que los planeamientos a plazos más largos. El planeamiento a largo plazo tiene una finalidad un poco distinta, en vez de responder precisamente preguntas sobre donde, cuando, cuanto y que tipos de equipamiento deben ser instalados, busca soluciones de una manera indicativa y conceptual, objetivamente se forma una perspectiva de largo plazo para la expansión del sistema y dentro del cual debe ser orientado el propio planeamiento a corto plazo. Un plan de expansión a corto plazo, que aparentemente es la solución más adecuada, podrá dejar de ser una mejor alternativa de expansión del sistema cuando es ana

lizado de una perspectiva a largo plazo.

Otro tipo de problema que aparece en el planeamiento a largo plazo de sistemas de transmisión es de que, tanto la generación como la demanda no crecen uniformemente, esto ocasiona que, por ejemplo, algunas líneas que puedan ser necesarias en los años iniciales del planeamiento puedan resultar prácticamente ociosas o sobre el mismo se invierte el sentido del flujo de potencia en años subsiguientes.

Aquí aparece un problema de interacción entre los planeamientos de generación y transmisión, pues algunas líneas que serían construídas en años intermedios y que más tarde pasarían a ser ociosas, podrían dejar de ser construídas, si fuese factible plantear una nueva secuencia de entrada en operación de nuevas máquinas, teniendo en cuenta que la disminución de costos de transmisión compensen los eventuales aumentos de costos del programa de expansión de generación. Este tipo de problema puede afectar también a la localización de nuevos grupos térmicos, creando otro problema de interacción entre planeamientos de transmisión y de generación. Debido principalmente a las dimensiones del problema, la interacción entre la expansión de sistemas de transmisión y generación y las particularidades de cada sistema, hace indispensable la participación del planificador a través de programas interactivos, siendo necesaria la utilización de programas enteramente automáticos.



Por lo tanto, podemos afirmar que, difícilmente un problema de planeamiento a largo plazo puede ser resuelto eficientemente por un programa totalmente automático, o sea por un programa que elimine la intervención del planificador. Por el contrario, el planificador tendrá mejores herramientas para definir alguna estrategia o simulación.

Teniendo en cuenta que el sistema interconectado Centro - Norte es un pequeño sistema eléctrico (problema de pequeña dimensión) con tendencia radial hacia el Sur y el Norte y presentando una carga representativa en el área de la gran Lima, permite definir alternativas de transmisión de poca variabilidad, en donde es necesario básicamente los criterios del planificador en función del desarrollo regional de esta parte del país, adoptaremos la metodología clásica para el estudio del planeamiento a largo plazo del SICN - materia del presente trabajo.

Los datos básicos para el planeamiento a efectuarse son:

- Configuración de la red inicial (considerado año inicial del estudio - año 1995).
- Proyección de la Demanda.
- Alternativas de secuencia de generación.
- Parámetros eléctricos.
- Costos de equipamiento a ser adicionados al sistema.
- Costo total de inversiones.
- Costo de energía disipada por el sistema de transmisión
- Tasa de interés.

En esta metodología se realizará el estudio preliminar de las alternativas propuestas, desarrollándose el análisis de transmisión asociado a la secuencia de generación, para lo cual se efectuará un balance de potencia activa en forma manual de acuerdo a los criterios y premisas adoptadas, definiéndose de esta manera una nueva alternativa de la expansión del sistema de transmisión, luego se analizará el aspecto técnico en forma pormenorizada mediante el uso de programas de flujo de potencia en corriente alterna, teniendo en cuenta lo expuesto en 2.2.3. Definiendo finalmente el comportamiento técnico y económico de la alternativa de transmisión elegida, sin dejar de lado la interacción entre los planeamientos de transmisión y generación del sistema en estudio.

### 2.3. CRITERIOS DE PLANEAMIENTO DE SISTEMAS DE TRANSMISION

El objetivo del planeamiento eléctrico es lograr el abastecimiento oportuno, garantizado, suficiente y económico de la demanda de energía eléctrica que permite dinamizar e incentivar el desarrollo socio-económico de un país. Por lo mismo, es necesario recalcar que se tiene que buscar la eliminación de la posibilidad de que un defecto en cualquier punto del sistema se propague a todo el conjunto, es decir, una falla de gran magnitud debe ser un evento de baja probabilidad de ocurrencia.

Podemos señalar que el sistema de transmisión tiene una participación especial en el logro del objetivo planteado

De esta manera es conveniente definir los criterios a utilizar para una buena planificación de el sistema de transmisión de un sistema eléctrico.

### 2.3.1. Necesidad de Criterios de Planeamiento de Transmisión

Cuando se hace referencia a un planeamiento adecuado, éste necesariamente está ligado a un proceso de definir una alternativa que permita atender las necesidades de energía al mínimo costo compatible con una calidad de servicio adecuado. Es obvio mencionar que la calidad de servicio está relacionada a su costo, es decir, la calidad de servicio puede ser optimizada a un costo económico.

Puede entenderse que la calidad del servicio de electricidad está definida por la continuidad y por la estabilidad de frecuencia y tensión alrededor de valores definidos.

Una forma de considerar la continuidad del servicio es utilizar el concepto de confiabilidad, definida como la probabilidad de pérdida de suministro. La confiabilidad no es algo que se incorpora al sistema eléctrico, sino algo que resulta del sistema cuando los componentes son buenos, su composición es correcta y su operación adecuada.

Un sistema eléctrico está sujeto a un sin numero de imprevistos; así tenemos: Incertidumbre de demanda, oscilaciones probabilísticas en las disponibilidades hidráulicas, salidas forzadas de instalaciones de generación y/o transmisión,... etc. En estas condiciones, intentar garanti -

zar a los usuarios perfecta calidad y confiabilidad de su ministro, bajo cualquier circunstancia, teóricamente, conduciría a costos infinitamente elevados.

Se puede plantear que los atributos que deben estar implícitos en cualquier sistema eléctrico de potencia son:

- a) La continuidad de servicio equivalente a la confiabilidad que debe presentar un sistema eléctrico.
- b) La flexibilidad de operación, de mantenimiento y de expansión.
- c) La definición de un costo óptimo de las instalaciones basados en los atributos mencionados en a) y b). Es decir una economía conveniente del sistema.

Uno de los atributos más importantes de cualquier sistema eléctrico viene a ser la confiabilidad. Al formular los criterios de confiabilidad se reconoce que:

El sistema de transmisión representa la herramienta principal para lograr la confiabilidad del sistema.

En sistemas interconectados, la transmisión tiene una función dual de transporte de energía e integración entre sistemas, permitiendo una mejor confiabilidad de los sistemas nuevos interconectados y del sistema general obtenido.

Ahora para lograr un desempeño confiable se deben satisfacer las siguientes consideraciones:

- a) Preservar la seguridad del sistema planificando y simulando la operación del sistema de tal manera que las

contingencias más probables puedan ser soportadas sin restricciones o sin cortes de cargas y sin necesidad de sobrecargar a los equipos.

- b) Mantener la integridad del sistema planificando y simulando la operación del sistema, de tal manera que las contingencias más severas no ocasionarán la separación de partes importantes del sistema.
- c) Limitar la extensión de fallas del sistema de transmisión mediante el uso de medios de separación controlada (rechazo de carga y desconexión de generación).
- d) Promover rápida recuperación del sistema después de una interrupción del sistema mediante la utilización de medios de comunicación y medios de control seguros, servicios auxiliares independientes, planes de restauración y entrenamiento de personal.

Por tanto existe la necesidad de tener criterios generales que además de permitir una coherencia de todos los niveles considerados en el planeamiento de transmisión proporcionen una orientación común a las etapas subsecuentes de diseño y operación.

### 2.3.2. Tipos de criterios de Planeamiento de Transmisión

Los criterios que se mencionan a continuación se basan en la experiencia de planeamiento, diseño y operación de sistemas eléctricos. No se pretende que ellos sean muy amplios, de tal manera que se pueda incluir to-

das las particularidades existentes en un sistema de transmisión. Es decir, que las situaciones especiales, características regionales ... etc, deben tener un tratamiento especial.

Los criterios de planeamiento de transmisión pueden ser agrupados de la siguiente manera:

- Criterios de desempeño
- Criterios de diseño
- Criterios económicos
- Procedimientos para evaluación de alternativas

En los párrafos siguientes se define brevemente el alcance que debe tener cada uno de los criterios señalados.

i) Criterios de desempeño o comportamiento

Permite fijar los niveles de desempeño deseables para el sistema de transmisión, el sistema planeado deberá satisfacer los niveles de desempeño establecido para régimen estacionario y transitorio a frecuencia industrial. Estas pruebas de comportamiento son simuladas en la computadora y la alternativa que resista a las pruebas de simulación de los disturbios especificados será técnicamente aceptable.

ii) Criterios de diseño

Estos criterios se refieren al diseño básico de los equipos e instalaciones y vienen a ser más detallados que los criterios de desempeño. De esta manera se fijan valores de determinados parámetros que permiten definir las características básicas de equipos e ins-

talaciones orientando su diseño y especificación.

iii) Criterios económicos

En el estudio de planeamiento de transmisión cuando varias alternativas son técnicamente análogos, uno de los factores de comparación para la toma de decisión es la ventaja económica de una alternativa con respecto a los demás.

Por tanto menciona las hipótesis básicas y establece los parámetros y la manera de evaluar económicamente las alternativas que satisfacen los criterios de desempño.

iv) Procedimientos para la Evaluación de Alternativas

Los estudios de Planeamiento de Transmisión consis - ten esencialmente en comparaciones de alternativas - previamente formuladas, obtenidas por la aplicación de técnicas de optimización o manualmente. Estas - comparaciones son básicamente técnica-económicas, es decir tienen dos naturalezas:

- Naturaleza técnica o de desempeño, se comparan las alternativas desde el punto de vista eléctrico.

Naturaleza económica, se comparan los costos de - las alternativas, prevaleciendo el de costo mínimo.

Los procedimientos contienen las orientaciones e instrucciones que permiten la ejecución ordenada y lógica, de acuerdo a la metodología de los estudios del planeamiento en mención. Es decir, describe la metodología a seguir para la ejecución de los estudios,

descripción y empleo de datos básicos e hipótesis, empleo de programas de computadora, tipos de estudios y resultados que se buscan. En la Figura N° 2.2 se puede apreciar las consideraciones a tomar para lo mencionado.

Los criterios en referencia busca la concordancia entre - la naturaleza técnica y económica de las alternativas de finidas en el planeamiento. Es decir, el desempeño desde el punto de vista eléctrico y del beneficio máximo (menor costo).

### 2.3.3. Criterios para el estudio del planeamiento de transmisión del Sistema Interconectado Centro-Norte

Siendo materia del presente estudio el planeamiento de transmisión a largo plazo, el estudio se limita al análisis de potencia en la red, en máxima demanda, en condiciones normales o en emergencia simple, verificándose - la potencia en líneas y transformadores y los niveles de tensión. Además, la interacción con los estudios de expansión de generación es grande, puesto que generalmente se quiere seleccionar alternativas de generación y transmisión, simultáneamente. Obteniéndose al final un programa de referencia de expansión del sistema, donde son definidas las características básicas de líneas de transmisión y subestaciones y las fechas probables de entrada en operación de las instalaciones.

Teniendo presente lo expuesto, para el presente trabajo - se considerará los siguientes criterios basados en las de



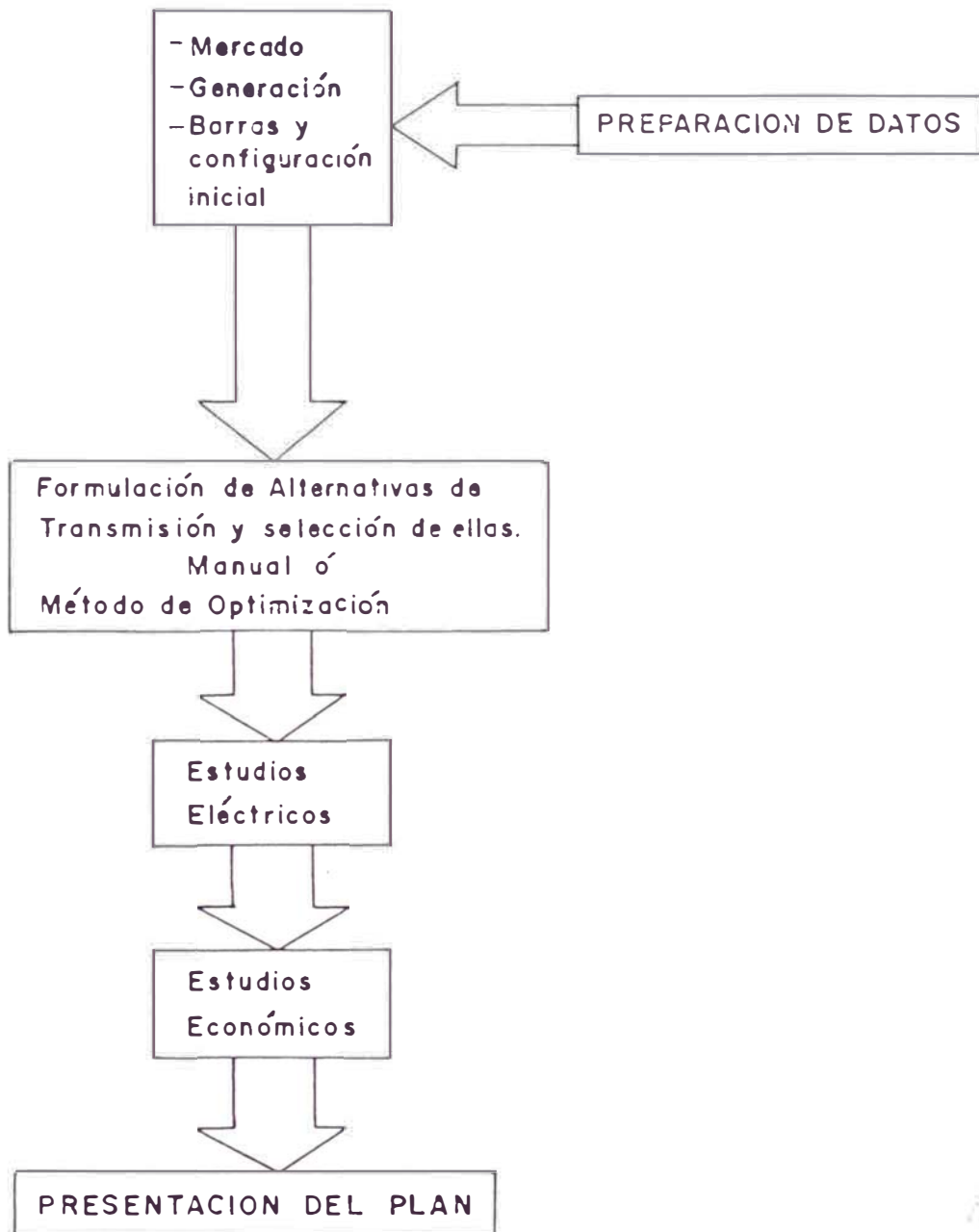


fig N° 2.2 Diagrama básico del procedimiento para la evaluación de alternativas.

finiciones dadas en 2.3.2.

a) Criterios de Desempeño o Comportamiento:

- a1. No debe existir pérdida de carga provocada por contingencia simple en el SICN.
- a2. Las potencias transmitibles en las líneas no deben exceder el límite térmico y/o por estabilidad de los cables en condiciones de emergencia.
- a3. Los transformadores no deben admitir sobrecargas dañinas en condiciones de emergencia.
- a4. Los niveles de tensión deben estar comprendidas entre 0.95 y 1.05 p.u. de valores nominales en régimen normal y 0.90 y 1.05 p.u. en emergencia.
- a5. Se considerará que las máquinas síncronas permanecen en sincronismo durante la transición de una condición operativa en régimen estable a otra causada por perturbaciones de cualquier naturaleza.
- a6. Las proyecciones a ejecutarse presentan de todas maneras incertidumbre, por tanto no justifica estudios detallados de cortocircuito y estabilidad transitoria.
- a7. El pronóstico de la carga reactiva se basa en los factores de potencia de las subestaciones existentes, el cual se muestra en el Cuadro N° 2.2.

b) Criterios de Diseño:

- b1. Se considerará un nuevo nivel de tensión respecto al mayor existente, dadas las potencias y distancias en juego (3500 MW, 450 Km).

b2. Criterios de reserva:

El SICN está compuesto de varios subsistemas, cada uno de ellos tendrá una reserva del 20% de la potencia instalada en el subsistema. Se ha considerado este criterio determinístico debido a que en el SICN se tienen pequeños sistemas termoeléctricos, centrales hidráulicas con poca regulación y gran variabilidad hidrológica. Por otro lado, es conveniente tomar este criterio para estudios de planeamiento a largo plazo (orientativos). El porcentaje de reserva considerado es una expresión empírica de prácticas en planeamiento que resultó razonable.

- En grupos generadores, el número de líneas será el suficiente para transportar toda la potencia máxima del grupo (más una línea).

b3. Los esquemas típicos de centros de transformación a utilizarse en la expansión de la transmisión, así como los parámetros de línea, disposiciones de estructuras y capacidad de transporte de líneas en varios niveles de transmisión se muestran en el apéndice D.

c) Criterios Económicos:

c1. La alternativa más ventajosa será aquella que resulta con menor valor presente de las inversiones.

c2. Se tomará una tasa de interés comprendida entre 10 y 14%.

d) Procedimientos para Evaluación de Alternativas:

- d1. Se desarrollará el desempeño de la alternativa - bajo el punto de vista eléctrico.
- d2. Se evaluará el costo de la alternativa.
- d3. Los procedimientos a efectuarse serán como ya se mencionó en 2.3.2.

2.4. PREMISAS PARA EL ESTUDIO DEL PLANEAMIENTO DE TRANSMISION DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO-NORTE

El estudio del planeamiento de transmisión puede ser enfocado desde dos ángulos diferentes que están claramente definidos y éstos son cuando se trata de corto plazo o de largo plazo.

Cuando se enfoca desde el punto de vista de corto plazo se considera apenas una etapa de planeamiento con parámetros fijos, lo cual simplifica grandemente el análisis. Desde el punto de vista de largo plazo se tiene un análisis de decisiones secuenciales con manipulación de parámetros y costos variables, pero aún así, estas decisiones deben tomarse con reserva, puesto que, las características de los requerimientos son cambiantes.

El presente trabajo enfoca el planeamiento de la expansión a LARGO PLAZO, en cuyo tratamiento secuencial es necesario plantear premisas de estudio que permitan definir las mejores alternativas de transmisión, las premisas que se consideran para este estudio son las siguientes:

Se han concentrado todas las cargas y generaciones a las barras principales, tratando así de conservar la topología particular o esencial del sistema al nivel de transmisión.

- Se considerará ya existente el sistema interconectado Centro Norte hasta el año inicial 1995 (Plan Maestro 1985) Desde el aspecto de desarrollo se dará énfasis a los aspectos regionales.

Condición de máxima demanda, se ha considerado la máxima demanda anual, dado que ello ocasionaría los máximos requerimientos del Sistema de Generación y en algunos casos del Sistema de Transmisión.

- Máxima Generación de Energía Hidroeléctrica a fin de determinar las máximas exigencias del Sistema de Generación se ha considerado la potencia disponible en PICO para las Centrales Hidroeléctricas, habiéndose adoptado la disponibilidad correspondiente al tercer o cuarto trimestre en un año hidrológico promedio.
- Mínima Transmisión de Energía a fin de reducir las distancias de transmisión y en consecuencia reducir las pérdidas y otros efectos en la operación del sistema.
- La confiabilidad del sistema estará determinada por la probabilidad de que el sistema eléctrico tenga desempeño satisfactorio durante el período mencionado y las condiciones de su operación permita un oportuno abastecimiento de la energía eléctrica.

- Debido al período de análisis Largo Plazo, las proyecciones a ejecutarse presentan de todas maneras incertidumbre, la cual no justifica estudios detallados de cortocircuito y estabilidad transitoria.
- Se definirá los equipamientos térmicos en función de los requerimientos de energía térmica y basado en una distribución adecuada de la reserva.
- La asignación de carga a subestaciones se basa fundamentalmente en las informaciones de ubicación geográfica y reparto porcentual suministrado por el estudio de mercado o por las Empresas Regionales correspondientes. En muchos casos hay solamente unas pocas subestaciones por "Barra", lo que permite que la asignación sea directa.

CUADRO N° 2.2  
ASIGNACION DE CARGA POR SUBESTACIONES

SISTEMA: ELECTRO NORTE					
BARRA	SUBESTACIONES	FP	CARGAS ASIGNADAS	OBSERVACIONES	
TUMBES	Tumbes 138 kV	0.90	Tumbes	Asignación Total de la barra.	
	Piura Oeste 10 kV	0.87	1.0.16 (Sistema Piura) 2. COPSA 3. Textil Piura		
	Piura Nueva 10 kV	0.87	1.0.45 (Sistema Piura) 2. Parque Indus. Piura		
	Sullana 10 kV		1.0.24 (Sistema Piura) 2.0.42 (PCII) 3. Parque Indus. Sullana 4. Sistema H <sub>2</sub> O Sullana 5. Pima 6. Tambo Grande		
P					
I	El Arenal 13.8 kV	0.87	1. Sistema de H <sub>2</sub> O		
U	Paita 60 kV	0.90	1. Pueblos Paita		
R			1.0.05 (Sistema Piura) 2. Base Naval 3. Productos Marinos		
A	Paita 10 kV	0.87	4. Molinera Perú 5. Coishco 6. Pesquera del Mar 7. Terminal Pesquero Paita		
	Chulucanas 60 kV	0.90	1. Ciudad de Chulucanas 2.0.15 (PCII)		

## SISTEMA: ELECTRO NORTE

BARRA	SUBESTACIONES	FP	CARGAS ASIGNADAS	OBSERVACIONES
T A L A R A	Malacas C.T. 13.2 kV	0.90	1. Petro Malacas 2.0.50 (Petro Port. - Organ.) 3. Futuro Malacas 4. PCII	
A R A	Talara C.T. 13.2 kV	0.90	1. Ciudad Talara 2. Petro Talara- Verdún. 3.0.50 (Petro Port. Organ.)	
BAYO VAR	Bayóvar 220 kV	0.90	1. Bayóvar	Asignación To tal de la ba rra.
	Chiclayo Oeste 220 kV	0.90	1. CAP. Pomalca 2. CAP. Tuman 3. CAP. Pucala 4. CAP. Cayalti	
C H I C L A Y O	Chiclayo Norte 60 kV	0.90	1.0.14 (PCII)	
	Chiclayo Norte 10 kV	0.87	1.0.60 (Ciudad de Chiclayo) 2.0.63 (PCI)	
	Chiclayo Oeste 60 kV.	0.90	1.0.49 (PCIII).	
	Chiclayo Oeste 10 kV	0.87	1.0.40 (Ciudad de Chiclayo) 2.0.37 (PCI)	
	Carhuaquero 220 kV	0.90	1. La Granja	
	Lambayeque 60 kV	0.90	1. Cuidad de Lam- bayeque 2.0.49 (PCII)	
	Illimo 60 kV	0.90	1.0.37 (PCII) 2.0.51 (PCIII) 3. Cía. Cevecera del Norte	



## SISTEMA HIDRANDINA

BARRA	SUBESTACIONES	FP	CARGAS ASIGNADAS	OBSERVACIONES
PA- CAS- MA- YO	Guadalupe 60 kV	0.90	1. Chepen/Guadalupe 2.0.50 (PCII) 3. CAP. Limoncaro	
	Pacasmayo 60 kV	0.85	1.0.50 (PCII) 2. Ciudad Pacasmayo/S.P.Lloc 3. Cemento Pacasmayo	
CAJA MAR- CA	Cajamarca 60 kV	0.90	1. Ciudad de Cajamarca 2. PCII	
	Michiquillay 220 kV	0.90	1. Michiquillay	
T R U J I L L O	Trujillo Sur 10 kV	0.90	1.0.537 (Ciudad Trujillo) 2.0.537 (PCI) 3.0.537 (PCII) 4. Pescaperú 1102	El 50% de esta carga será asignada a la S.E. Trujillo Oeste.
	Trujillo Norte 138 kV	0.90	1.0.249 (Ciudad Trujillo) 2.0.249 (PCI) 3.0.249 (PCII)	
L L O	Motil 138 kV	0.85	1. Minera río Moche	
	Porvenir 138 kV		1.0.141 (Ciudad Trujillo) 2.0.141 (PCI) 3.0.141 (PCII) 4. CAP. Laredo	
	Virú 130 kV		1.0.072 (Ciudad Trujillo) 2.0.072 (PCI) 3.0.072 (PCII)	
	Stgo. Cao 138 kV		1. CAP. Cartavio 2. CAP. Casagrande.	

## SISTEMA: HIDRANDINA

BARRA	SUBESTACIONES	FP	CARGAS ASIGNADAS	OBSERVACIONES
	Stgo. de Cao 138 kV	0.90	1. Papelera Trupal 2. Trupal-Pulpa T.M.	
	Chimbote 2 13.8 kV	0.90	1. Amp. Sider- Perú	
	Chimbote 2 13.8 kV	0.85	1. Sider Perú	
C H I M B O T E	Chimbote Norte 13.8 kV	0.85	1.0.50 (Ciudad Chimbote) 2. ENSA	
	Chimbote Sur 13.8 kV	0.90	1.0.50 (Cuidad Chimbote)	
	Nepeña 138 kV	0.90	1.0.25 (PCI) 2. Complejo Pes- quero Samanco 3. Envasad. Con- serv.	
	Casma 138 kV	0.90	1.0.50 (PCI)	
	San Jacinto 138 kV	0.90	1.0.25 (PCI) 2. CAP. San Jacin- to.	
H U A R A Z	Caraz 66 kV	0.90	1.0.35 (PCI) 2.0.20 (PCII)	
	Carhuaz 66 kV	0.90	1.0.35 (PCI) 2.0.20 (FCII)	
	Huaraz 66 kV	0.90	1.0.35 (PCI) 2.0.20 (PCII)	
L A N C A	Mina El Aguila 66 kV	0.85	1. Mina El Aguila	
			1.0.30 (PCI) 2.015 (PCII) 3. Minera Alianza	
	Tiçapampa 66 kV	0.85	4. Banco Minero 5. Mina Millotin- go. 6. Mina Sto. Tori- bio	

## SISTEMA: HIDRANDINA

BARRA	SUBESTACIONES	FP	CARGAS ASIGNADAS	OBSERVACIONES
	Huallanca 138 kV	0.90	1. FM Santolalla 2. Magistral	
	San Marcos 138 kV	0.90	1.0.45 (PCII)	
	Antamina 138 kV	0.85	1. Antamina 2. Minera Pilar	
P A R A M O N G A	Paramonga 13.8 kV	0.90	1. Sociedad Para monga (*) 2. Ciudades Supe/ Barranca (*) 3. Paramonga Proy. M. 4. Paramonga PVC	Carga de Electro- lima.
M O N I T O R E O	Huacho 66 kV	0.90	1. Ciudad de Hua cho 2. PCI 3. Indust. Paco- cha 4. Carbonato de Sodio 5. R.Fu.Zn.100 KTC 6. Terminal Pes- quero Huacho	Cargas de Electrolima

SISTEMA: ELECTRO CENTRO				
BARRA	SUBESTACIONES	FP	CARGAS ASIGNADAS	OBSERVACIONES
PACHA- CHACA- PUCARA	Varias		Varias	Cargas de Centromin
LA OROYA	Tarma 10 kV	0.90	1. Ciudad Tarma	El resto de cargas de - esta barra se asignan de acuerdo a la distribución de - cargas de Centromin
	Tarma 60 kV	0.90	1. PSE Tarma	
	Chanchamayo 60 kV	0.90	1. Chanchamayo 2. Mina San Vicente.	
CERRO DE PASCO	Huánuco 138 kV	0.90	1. Ciudad Huánuco 2.0.356 (PCII)	Idem anterior
	Tingo María 138 kV	0.90	1. Tingo María Ciudad. 2.0.335 (PCII)	
	Villa Rica 138 kV	0.90	1. Ciudad Oxapampa. 2. Ciudad de Villa Rica	
HUAN CAYO	Huayucachi 60 kV	0.90	1. Mina Gran Bretaña. 2. Mina cerca Puzo. 3. PCIII	
	Salesianos 60 kV	0.90	1.0.667 (Ciudad Huancayo) 2.0.50 (PCI) 3.0.50 (PCII)	
	Pque. Industrial 60 kV	0.90	1.0.333 (Ciudad Huancayo) 2. Cerveza Pilsen.	
	Jauja 60 kV	0.90	1.0.50 (PCI) 2.0.50 (PCII)	
HUAN CAVE LICA	Huancavelica 10 kV	0.90	1. PCI 2.0.3333 (PCII) 3. Mina El Brocal	
	Ingenio 60 kV	0.85	1.0.3333 (PCII) 2.S.E. Ingenio	

## SISTEMA: ELECTRO CENTRO

BARRA	SUBESTACIONES	FP	CARGAS ASIGNADAS	OBSERVACIONES
M A N T A R O	Caudalosa 60 kV	0.85	1.0.3334 (PCII) 2.S.E. Caudalosa	
	Cobriza 69 kV	0.95	1. Centromin-Co briza	
	Huanta 69 kV	0.90	1.0.50 (PCII) 2.0.80 (PCII)	
	Ayacucho 69 kV	0.90	1. Ciudad Ayacu- cho 2.0.50 (PCII) 3.0.20 (PCIII)	

SISTEMA: ERSA				
BARRA	SUBESTACIONES	FP	CARGAS ASIGNADAS	OBSERVACIONES
	Acería 220 kV	0.90	1. Acería Eléctrica	
P I S C O	Pisco 60 kV	0.90	1. Ciudad Pisco 2. Textil Progreso. 3. Comp. Pesquera Ica 4. Polisacos	
	Chincha 60 kV	0.90	1. Ciudad de Chincha 2. Empac. del Sur 3. Elect. Valle de Chincha	
	Ica 10 kV	0.90	1. Ciudad de Ica 2.0.50 (PCII) 3.0.25 (Electrif. Pozos) (*)	(*) 20% a partir de la entrada de S.E. Villacuri
I C A	Ica Norte 60 kV	0.85	1.0.10 (Electrif. Pozos) 2.0.50 (PCII)	
	Monterrosas 60 kV	0.87	1. Mina Monterrosa	
A	Sta. Margarita 60 kV	0.87	1. Coop. S. Margarita 2.0.40 (Electrif. Pozos) (*)	(*) 35% a partir en trada Villacuri
	Tacama 60 kV	0.85	1.0.25 (Electrif. Pozos) (*)	(*) 20% a partir de entrada Villacuri
	Villacurí 60 kV	0.85	1.0.15 (Electrif. Pozos)	
	San Nicolás 13.8 kV	0.90	1. Hierro Perú	
M A R C O N A	San Nicolas 60 kV	0.90	1. Min. Transición 2. Sinterización	
	Nazca 60 kV	0.90	1. Nazca 2. Peq. Centros II	

## C A P I T U L O    I I I

### SELECCION DE ALTERNATIVAS DE TRANSMISION

#### 3.1. ANALISIS DE TRANSMISION ASOCIADO A LAS SECUENCIAS DE GENERACION Y DEFINICION DE ALTERNATIVAS DE TRANSMISION DEL SICN

En la presente sección se trata de interaccionar los planeamientos de transmisión y generación, especialmente se tiene por finalidad analizar las secuencias alternativas de expansión de la generación del SICN mencionadas en 1.3.2. desde el punto de vista del sistema de transmisión necesaria para llevar la energía de las centrales hacia los diferentes centros de carga del sistema.

Este análisis se basa en la determinación preliminar del balance de potencia entre la oferta y la demanda, considerando las premisas planteadas en 2.4. Efectuando el cálculo del flujo de potencia en corriente alterna se determina la pérdida del SICN en las etapas consideradas para el presente Proyecto y para cada una de las alternativas.

##### 3.1.1. Balance de Demanda y Oferta de Potencia a Nivel de Subsistema

Lós subsistemas considerados dentro del Sistema Interconectado Centro Norte son:

- Electro Norte S.A.
- Electro Norte Medio S.A.

- Electro Lima S.A.
- Centromin Perú
- Electro Centro S.A.
- Electro Sur Medio S.A.

Cada uno de estos subsistemas involucra a una cantidad de barras de la configuración del SICN, como se muestra en el cuadro 3.1. En base a la distribución de barras por subsistemas se determina la Demanda Máxima de cada subsistema y ésta se muestra en el cuadro 3.2. La oferta de generación hidráulica del SICN de acuerdo a las tres alternativas se muestran en los cuadros 3.3, 3.4 y 3.5.

Este balance de potencia entre Oferta y Demanda a nivel de subsistemas permite definir la ubicación de ofertas de generación térmica y el intercambio de potencia hidráulica disponible de un subsistema a otro, realizando una estrecha coordinación entre la expansión de la generación y demanda, debido a la influencia de uno sobre el otro y a la configuración esencialmente longitudinal del SICN.

En las figuras del 3.1 al 3.12 se muestran los balances efectuados, enmarcado dentro de las premisas dadas en 2.4. para los años 1995, 2000, 2005 y 2010. A continuación se desarrolla el análisis para cada alternativa y año considerado y en todas ellas no se consideran las pérdidas del SICN.

#### 3.1.1.1. Alternativa N° 1



- 1995 (Figura N° 3.1).

El subsistema Norte podría abastecerse de energía eléctrica independientemente de los demás subsistemas para ello se requeriría generar energía termoeléctrica.

En Lima sería necesario generar energía térmica y recibiría energía del subsistema Centro y Norte Medio. En las horas fuera de pico al bajar la carga de Electrolima, podría transmitirse los excedentes de energía a los subsistemas Norte y Norte Medio, quedando como reserva fría las centrales termoeléctricas.

- 2000 (Figura N° 3.2).

El subsistema Norte quedaría abastecida con recursos propios, necesitándose para ello generarse energía termoeléctrica del orden de 184 MW.

Electrolima seguiría requiriendo energía térmica y recibiría energía de dos subsistemas Centro y Norte Medio.

En horas fuera de pico podrá transmitirse los excedentes de energía de los subsistemas Electrolima y Norte Medio hacia el subsistema Norte. Así también Centromin recibiría energía del Centro para satisfacer su demanda.

- 2005 (Figura N° 3.3).

En todo el SICN se requeriría generar una energía termoeléctrica de 226.3 MW; el Norte necesitaría 210.3 MW recibiendo del subsistema Norte Medio una potencia de 39.1 MW.

El SICN sería prácticamente abastecida por energía hidroeléctrica, debido a la entrada de grandes proyectos hidroeléctricos.

droeléctricos.

- 2010 (Figura N° 3.4).

La oferta de generación termoeléctrica quedaría en su totalidad como reserva fría, distribuyéndose energía hidráulica en cada subsistema, obteniéndose una reserva hidráulica de 282.1 MW.

### 3.1.1.2. Alternativa N° 2

- 1995 (Figura N° 3.5).

Los excedentes de energía de los subsistemas Norte y Electrolima permitiría abastecer la demanda del subsistema Norte Medio, Lima requería de energía termoeléctrica del orden de 247.5 MW y Centromin entregaría una potencia de 42.9 MW al Centro, ocasionando una mayor oferta del Centro que abastecería con 587.7 MW a la gran Lima.

- 2000 (Figura N° 3.6).

El Norte requeriría generar 30.8 MW de energía termoeléctrica. Electrolima recibiría energía de los subsistemas Centro y Norte Medio. Centromin requeriría de 5.6 MW para satisfacer su demanda.

2005 (Figura N° 3.7).

Con la entrada de la C.H. Puerto Prado, Lima no requeriría de generación térmica, ésta quedaría como reserva fría, se transmitiría energía hacia el Norte llegando a esta última una potencia de 8.1 MW.

2010 (Figura N° 3.8).

Con la entrada de los grandes proyectos hidro

eléctricos en el Centro, el SICN quedaría abastecida completamente con Energía Hidráulica, obteniéndose una reserva hidráulica de 404.1 MW.

### 3.1.1.3. Alternativa N° 3

- 1995 (Figura N° 3.9).

Similar al de la Alternativa N° 1.

- 2000 (Figura N° 3.10).

Los subsistemas Norte y Norte Medio satisfecería su demanda únicamente con oferta de generación hidroeléctrica. Lima necesitaría una oferta térmica de 231 MW y recibiría energía del Norte y del Centro.

- 2005 (Figura N° 3.11).

Con la entrada de la C.H. Puerto Prado el SICN satisfecería su demanda esencialmente con energía hidráulica, quedando una reserva hidráulica de 226.5 MW, podría considerarse que la transmisión de potencia entre los subsistemas Lima y Norte Medio es cero, pero en horas fuera de punta, se tendrá la probabilidad de transmisión de energía en ambos sentidos cumpliendo con las características de una buena interconexión.

- 2010 (Figura N° 3.12).

En los subsistemas Norte Medio y Electrolima se requerirían generar energía térmica de 121.4 MW y 250.5 MW respectivamente.

Lima recibiría energía principalmente del Centro, en horas fuera de pico tiene la probabilidad de recibir tam -

CUADRO No. 3.1

## DISTRIBUCION DE BARRAS POR SUB-SISTEMAS

SUB-SISTEMA	BARRAS
ELECTRO-NORTE S.A.	TUMBE TALARA PIURA OESTE ELOYAN CUMOS CHICLAO CARACAS
ELECTRONORTE-MEDIO S.A.	CACHAPALA CHACALUPE TECUNILLO NORTE CHIMBOTE HUALLAGA PERANCOSA NUEVA QUITARACA
ELECTROLIMA S.A.	ZAFALLAL CHAVARRIA BARI SANTA ROSA SAN JUAN HUINCO BALNEARIOS REFINERIA DE ZINC CALLAMARCA PERSHINO
CENTROMIN PERU	YUNGAN CARACAS
ELECTROCENTRO S.A.	PACHACHACA HUAYUACHI FORMOCCHA MANTARO HUANCANELICA SAN JUAN CHAGLLA FUERTO PRADO SUMABERI
ELECTRO SUR-MEDIO S.A.	INDEPENDENCIA ICA PARCONA

DEMANDA MÁXIMA POR SUB-SISTEMAS - SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO-NORTE  
 PERIODO 1995 - 2010  
 (MW)

AÑOS	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
SUB-SISTEMAS																
ELECTRONORTE S.A.	217.4	232.9	242	252.3	297.2	308.8	320.9	333.1	345.1	359.9	374.4	403.2	423.8	447.4	475.8	507.4
ELECTRONORTE MEDIO S.A.	392.1	403	432.5	474.5	486.7	495.5	513.2	527.5	542.3	627	672.7	742.3	766.7	821.1	955.2	873
ELECTROLINA S.A.	1308.7	1378.2	1451.6	1523.6	1597.6	1687.4	1774.1	1855.1	1962.2	2063.9	2169.7	2281.1	2431.6	2526.5	2657	2792.6
CENTROMIN	249.1	261.8	270.5	277.3	287.3	297.6	342.9	400.1	405.2	419	415.2	432.1	476.5	465.9	507.3	523
ELECTRO CENTRO S.A.	85.7	89.8	92.5	95.6	130.5	135.4	140.1	145.3	151	156.9	162.9	174.8	183.4	193.4	205.2	218.5
ELECTROSUR MEDIO S.A.	181.5	185.1	197.4	207.4	212.3	231.3	236.1	241.4	246.9	252.6	259.4	272	280.5	290.3	302.1	315.2

CUADRO N<sup>o</sup>. 3.3

OFERTA DE GENERACION HIDRAULICA-SICN  
ALTERNATIVA N<sup>o</sup>. 1 : SIN PROYECTOS MULTISECTORIALES

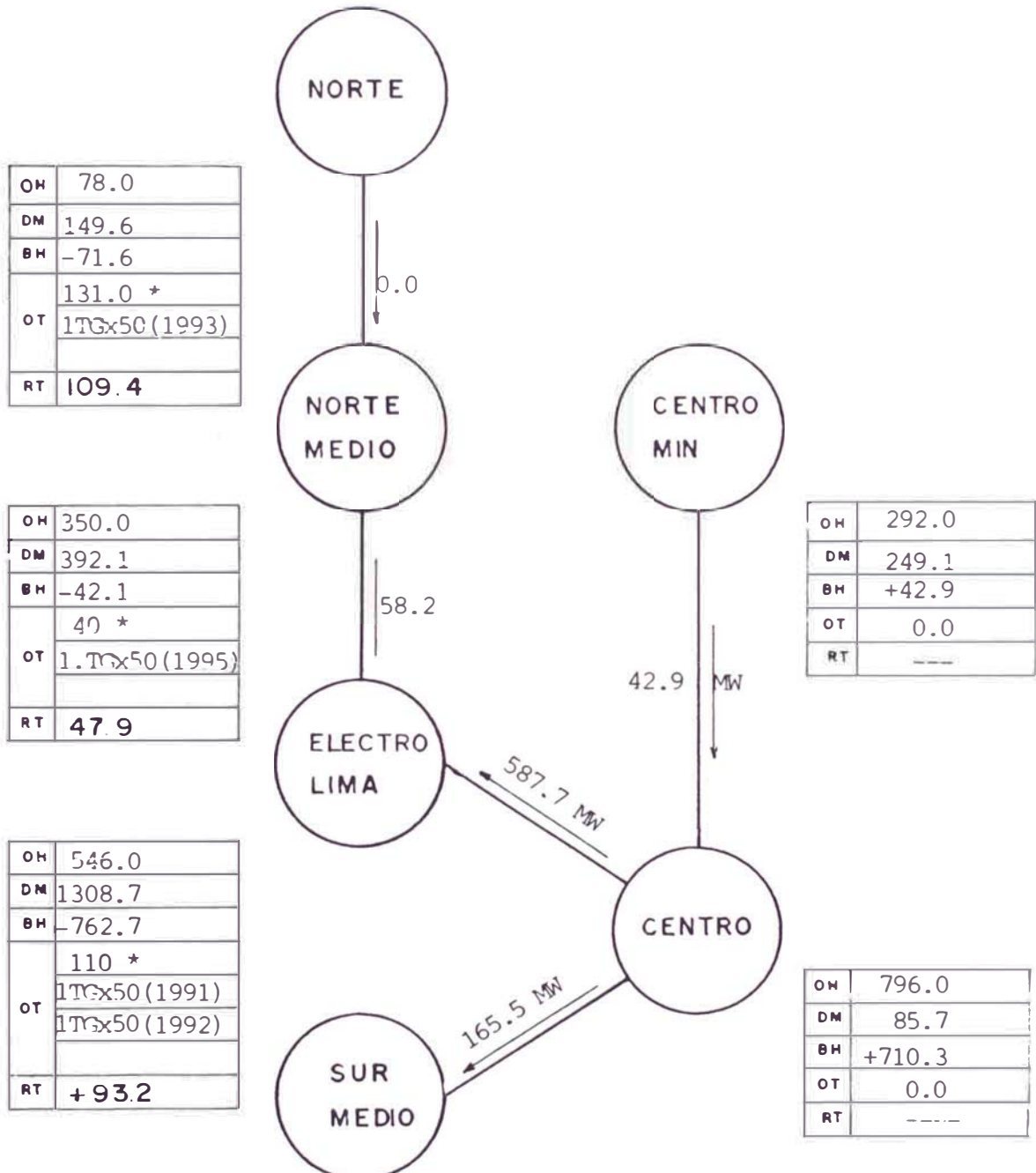
SUB-SISTEMA	CENTRALES HIDROELECTRICAS	POTENCIA DISPONIBLE (MW)
ELECTRO-NORTE	CARHUABUEFO (1988)	78
	AMPLIACION CARHUABUEFO (1997)	47
ELECTRO-NORTE- MEDIO	CANON DEL PATO + DERIV. Y FOND. BUITAFACESA (1991) + AMPLIACION CANON DEL PATO (1992)	210
	CAPUA	40
	MAYUSH (1995)	100
	BUITAFACESA2 (1996)	160
ELECTRO-LIMA S.	HUINCO	251
	MATUCANA + AF. YUFACRAYO (1985)	120
	CALLAHUANCA 1	31
	CALLAHUANCA 2	27
	HUAMPASI	23
	MOYGPAMPAPA	63
	JICAMARCA (1993) HUaura-20 (2000)	31 166
CENTRO-MIN PERU	ORDYA + PACHACHACA	11
	MALPASO	47
	* YAUFU + AF. YAUFU (1954)	108
	YUNCAN (1954)	126
ELECTROCENTRO	MANTARO + RESUL. LAGO DE JUNIN (1992)	590
	* RESTITUCION	206
	PUERTO PRADO1 (2002)	443
	PUERTO PRADO2 (2004)	591
	FUERTE PRADO3 (2007)	591
	SUMABENI1 (2009)	607
	SUMABENI2 (2010) CHABLLA (1998)	485 324

\* C.H. EXISTENTE

fig. N° : 3.1

.105.

BALANCE DE DEMANDA Y OFERTA DE LA POTENCIA (MW)  
SICN - ALTERNATIVA N° 1 - 1995



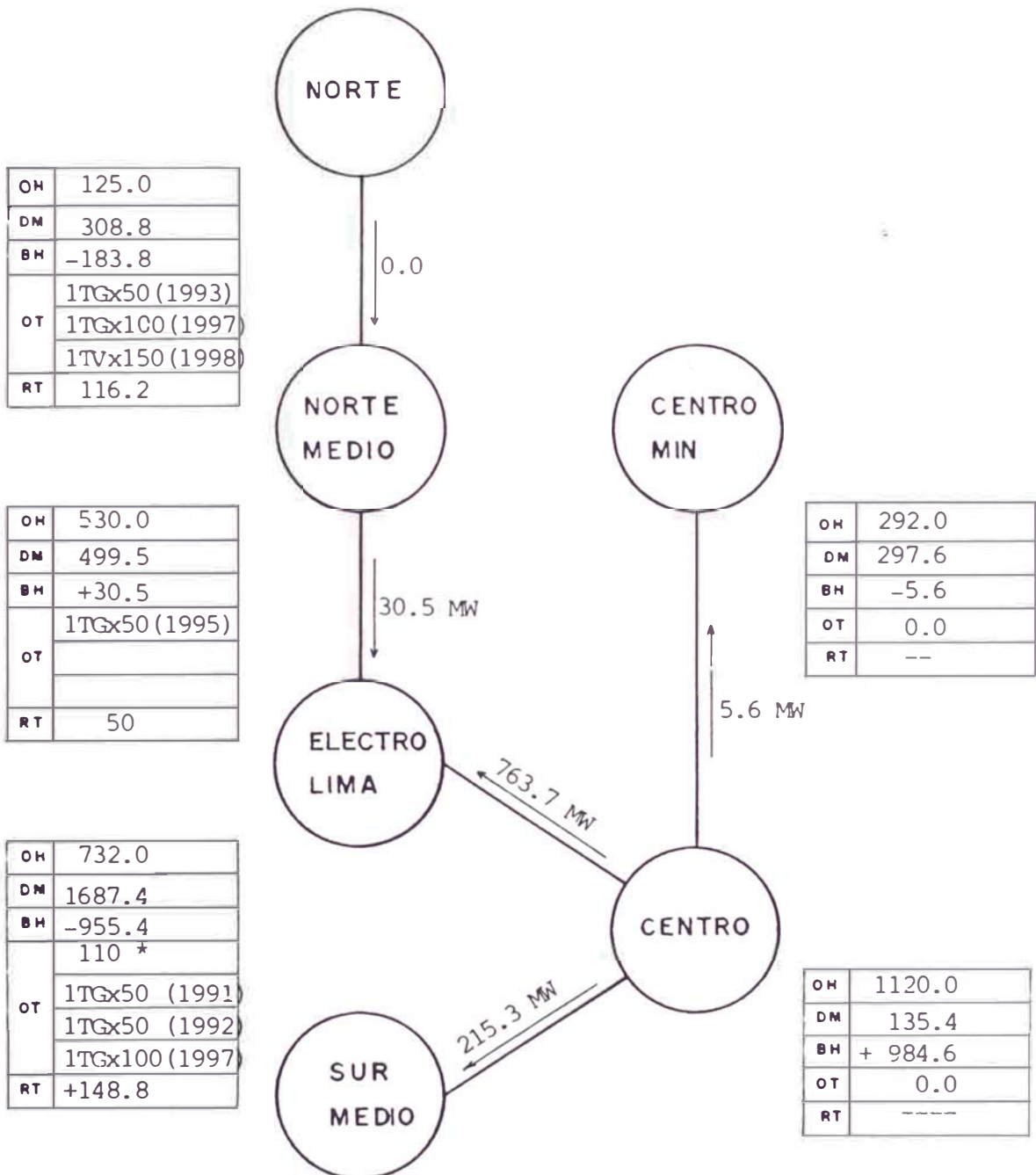
\* EXISTENTE

OH	---
DM	181.5
BH	-181.5
OT	+ 16.0 *
	+ 50.0 *
RT	+ 50.0

R.H : RESERVA HIDRAULICA  
O.H : OFERTA HIDRAULICA  
O.T : OFERTA TERMICA  
B.H : BALANCE CON OFERTA HIDRAULICA  
D.M : DEMANDA MAXIMA  
R.T : RESERVA TERMICA  
XTWXYY (ZZ): INCREMENTO DE POTENCIA TERMICA.

X : N° DE UNIDADES.  
TW : TIPO (TG = TURBOGAS  
TV = TURBO VAPOR)  
YY = CAPACIDAD EN MW  
ZZ = AÑO DE PUESTA EN OPERACION.

BALANCE DE DEMANDA Y OFERTA DE LA POTENCIA (MW)  
SICN - ALTERNATIVA N° 1 - 2000



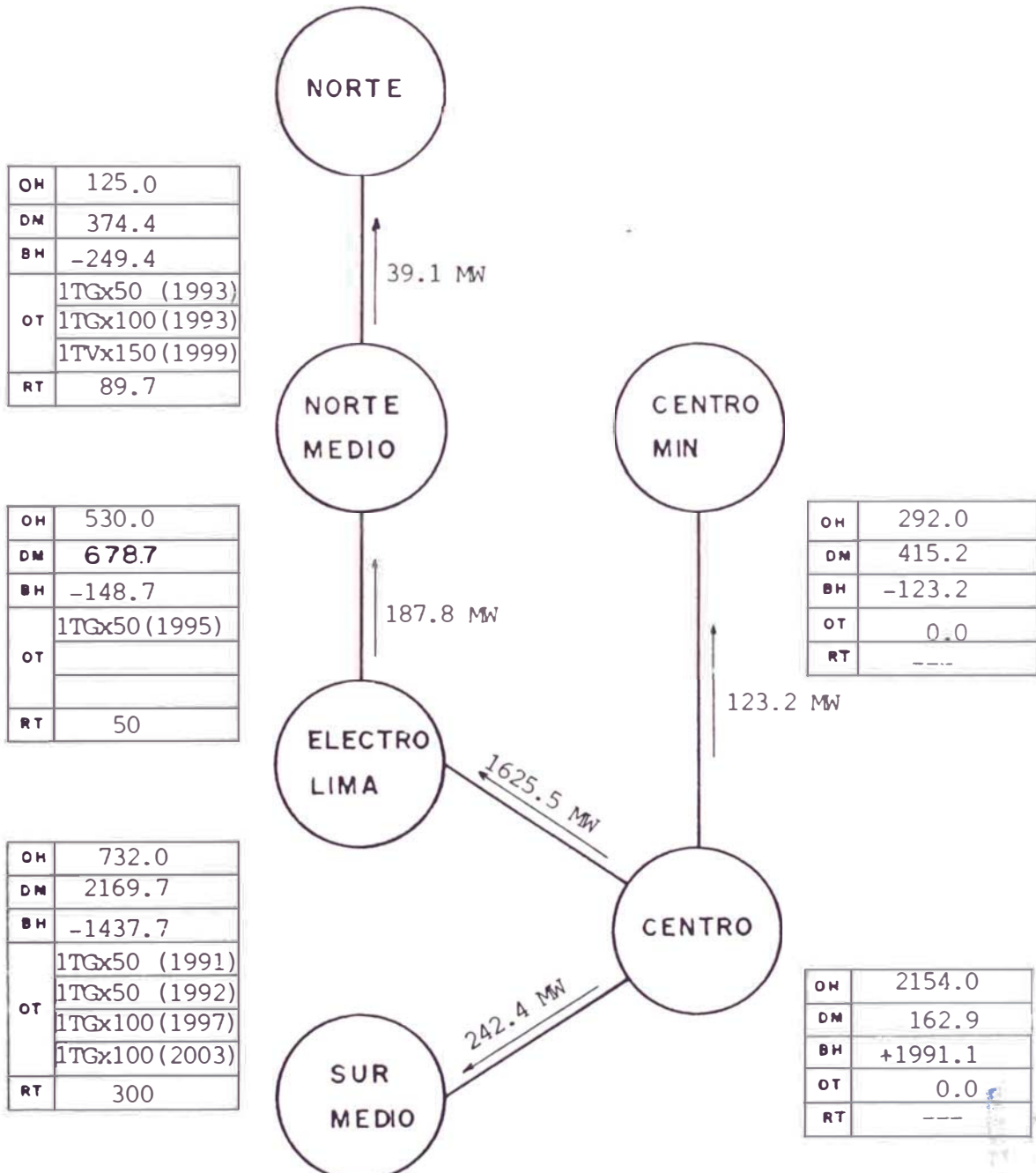
\*EXISTENTE

R.H : RESERVA HIDRAULICA  
 O.H : OFERTA HIDRAULICA  
 O.T : OFERTA TERMICA  
 B.H : BALANCE CON OFERTA HIDRAULICA  
 D.M : DEMANDA MAXIMA  
 R.T : RESERVA TERMICA  
 XTWXYY (ZZ). INCREMENTO DE POTENCIA TERMICA.

X : N° DE UNIDADES.  
 TW : TIPO (TG = TURBOGAS  
 TV = TURBO VAPOR)  
 YY = CAPACIDAD EN MW  
 ZZ = AÑO DE PUESTA EN OPERACION.



BALANCE DE DEMANDA Y OFERTA DE LA POTENCIA (MW)  
SICN - ALTERNATIVA N°1 - 2005



OH	125.0
DM	374.4
BH	-249.4
OT	1TGx50 (1993) 1TGx100(1993) 1TVx150(1999)
RT	89.7

OH	530.0
DM	678.7
BH	-148.7
OT	1TGx50 (1995)
RT	50

OH	292.0
DM	415.2
BH	-123.2
OT	0.0
RT	---

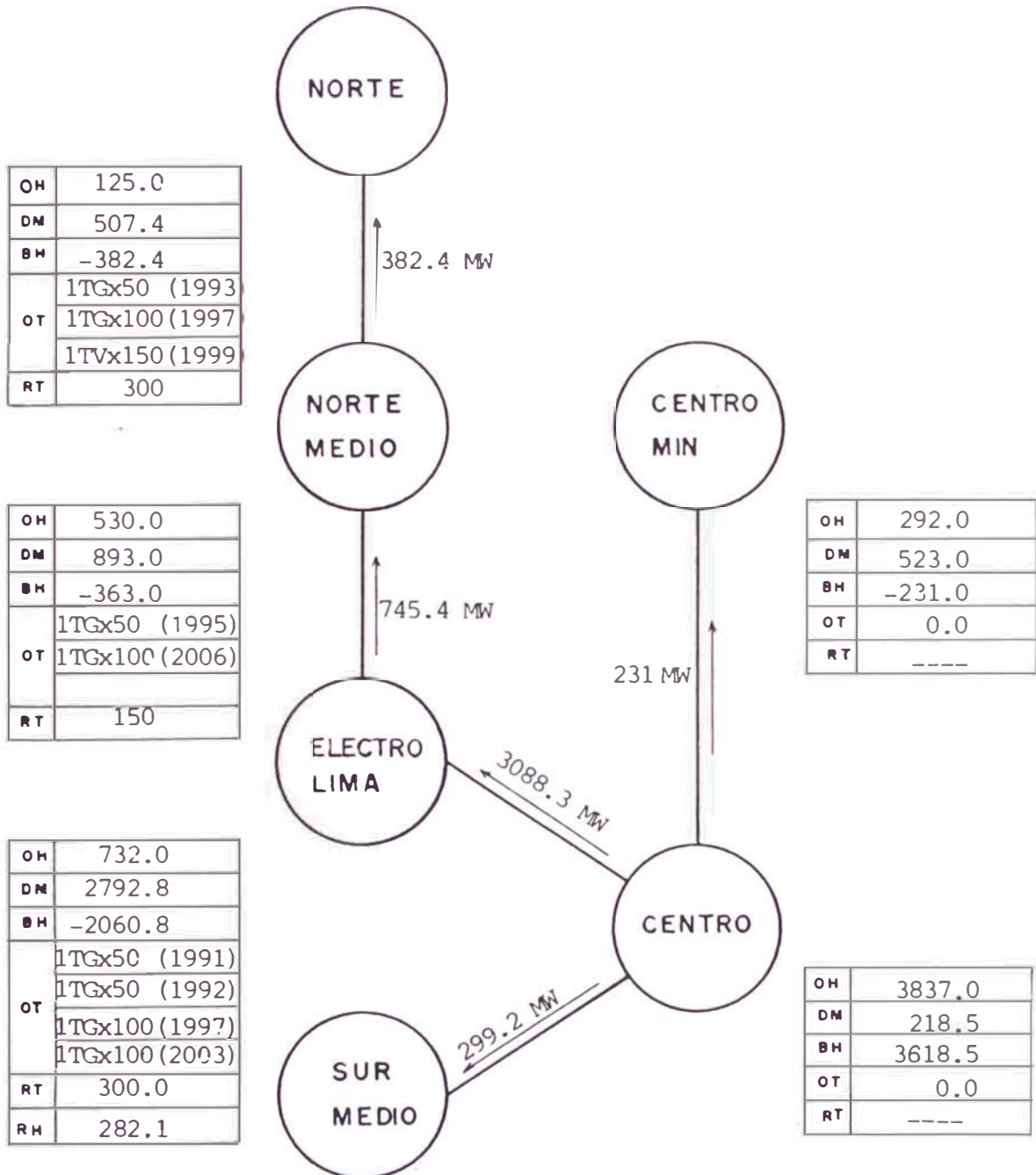
OH	732.0
DM	2169.7
BH	-1437.7
OT	1TGx50 (1991) 1TGx50 (1992) 1TGx100(1997) 1TGx100(2003)
RT	300

OH	2154.0
DM	162.9
BH	+1991.1
OT	0.0
RT	---

OH	0.0
DM	258.4
BH	-258.4
OT	16.0 1TVx150(2001)
RT	150

\* EXISTENTE  
 R.H : RESERVA HIDRAULICA  
 O.H : OFERTA HIDRAULICA  
 O.T : OFERTA TERMICA  
 B.H : BALANCE CON OFERTA HIDRAULICA  
 D.M : DEMANDA MAXIMA  
 R.T : RESERVA TERMICA  
 XTWXYY (ZZ): INCREMENTO DE POTENCIA TERMICA.  
 X: N° DE UNIDADES.  
 TW: TIPO (TG= TURBOGAS TV= TURBOVAPOR)  
 YY = CAPACIDAD EN MW  
 ZZ = AÑO DE PUESTA EN OPERACION.

BALANCE DE DEMANDA Y OFERTA DE LA POTENCIA (MW)  
SICN - ALTERNATIVA N° 1 - 2010



OH	125.0
DM	507.4
BH	-382.4
OT	1TGx50 (1993)
	1TGx100 (1997)
	1TVx150 (1999)
RT	300

OH	530.0
DM	893.0
BH	-363.0
OT	1TGx50 (1995)
	1TGx100 (2006)
RT	150

OH	292.0
DM	523.0
BH	-231.0
OT	0.0
RT	----

OH	732.0
DM	2792.8
BH	-2060.8
OT	1TGx50 (1991)
	1TGx50 (1992)
	1TGx100 (1997)
	1TGx100 (2003)
RT	300.0
RH	282.1

OH	3837.0
DM	218.5
BH	3618.5
OT	0.0
RT	----

OH	0.0
DM	315.2
BH	-315.2
OT	16.0
	1TGx150 (2001)
RT	150.0

\* EXISTENTE

R.H : RESERVA HIDRAULICA  
 O.H : OFERTA HIDRAULICA  
 O.T : OFERTA TERMICA  
 B.H : BALANCE CON OFERTA HIDRAULICA  
 D.M : DEMANDA MAXIMA  
 R.T : RESERVA TERMICA  
 XTWXYY (ZZ): INCREMENTO DE POTENCIA TERMICA.

X : N° DE UNIDADES.  
 TW : TIPO (TG= TURBOGAS TV= TURBO VAPOR)  
 YY = CAPACIDAD EN MW  
 ZZ = AÑO DE PUESTA EN OPERACION.

CUADRO No. 3.4

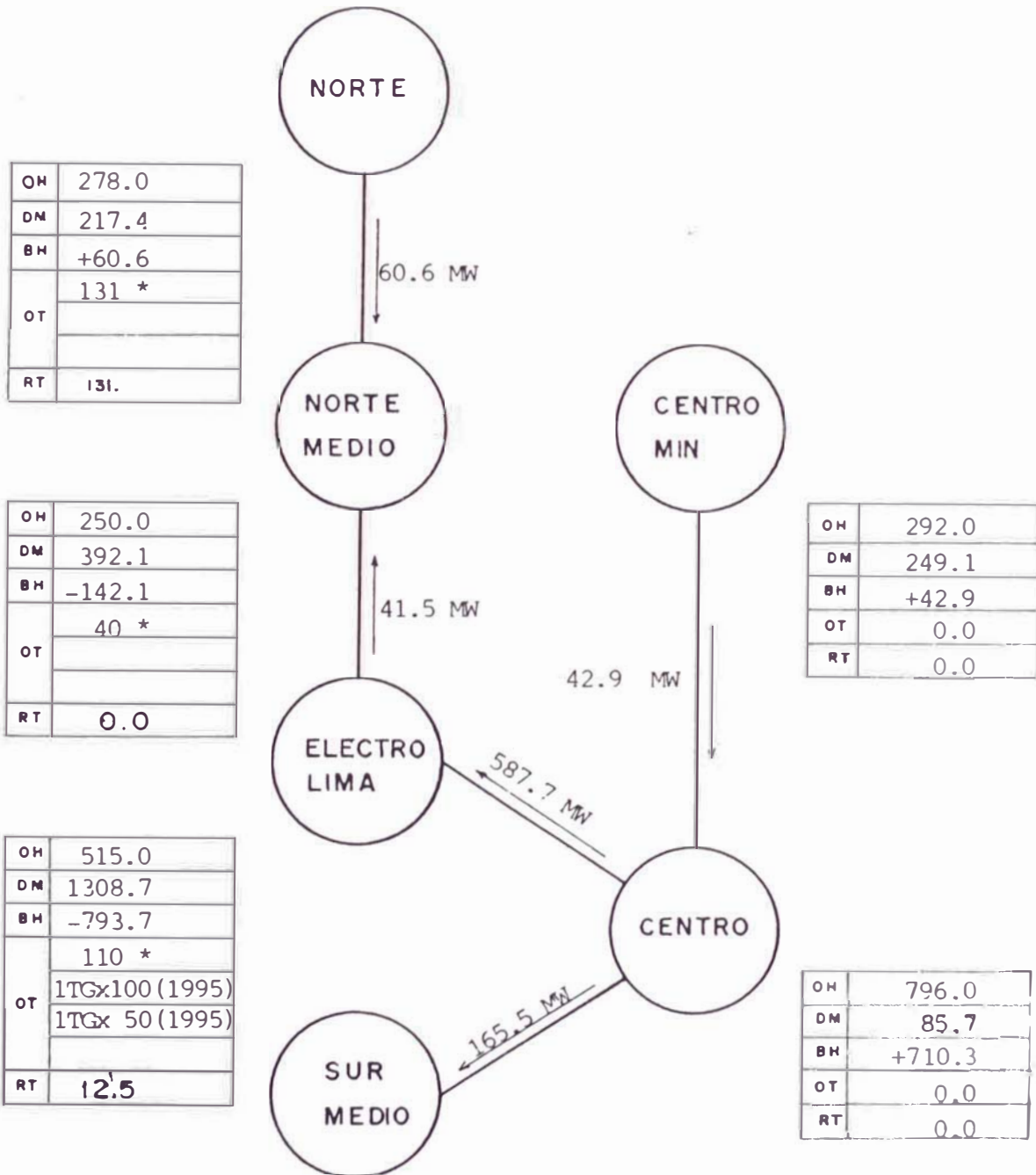
OFERTA DE GENERACION HIDRAULICA-SICN  
ALTERNATIVA Nro. 2 : CON BAS DE ZORFITOS

SUB-SISTEMA	CENTRALES HIDROELECTRICAS	POTENCIA DISPONIBLE (MW)
ELECTRO-NOCTE	CARHUACHUPO (1989)	78
	†† ZORFITOS (1992)	100
	†† ZORFITOS (1993)	100
ELECTRODIETE- MEDIO	† CANON DEL PATO + DERIV. Y FOND. QUITARACSA (1991) + AMPLIACION CANON DEL PATO (1991)	210
	† CAHUA MAYUSK (1997)	40
	QUITARACSA2 (1996)	100
		189
ELECTROLIKA S.	† HUINCO	251
	† MATUCANA + AF. YURACMAYO (1989)	120
	† CALLAHUANCA 1	31
	† CALLAHUANCA 2	27
	† HUAMPANI	23
	† KJOYOPARFA	63
	† HUAURA-20 (2000)	186
CENTROMIN PERU	† OROYA + PACHACHACA	11
	† MÁLFASO	47
	† YAUFÍ + AF. YAUFÍ (1994)	108
	† YUNCAN (1994)	126
ELECTROCENTRO	† MANTAFO + RESUL. LAGO DE JUNIN (1992)	590
	† RESTITUCION	206
	† PUERTO PRADO1 (2002)	443
	† PUERTO PRADO2 (2004)	591
	† PUERTO PRADO3 (2007)	591
	† SUMAREN11 (2009)	607
	† SUMAREN12 (2010)	485
† CHAGLLA (1998)	324	

† C.H. EXISTENTE

†† CENTRAL TERMICA CONSIDERADA COMO C.H.

BALANCE DE DEMANDA Y OFERTA DE LA POTENCIA (MW)  
SICN - ALTERNATIVA Nº 2 - 1995

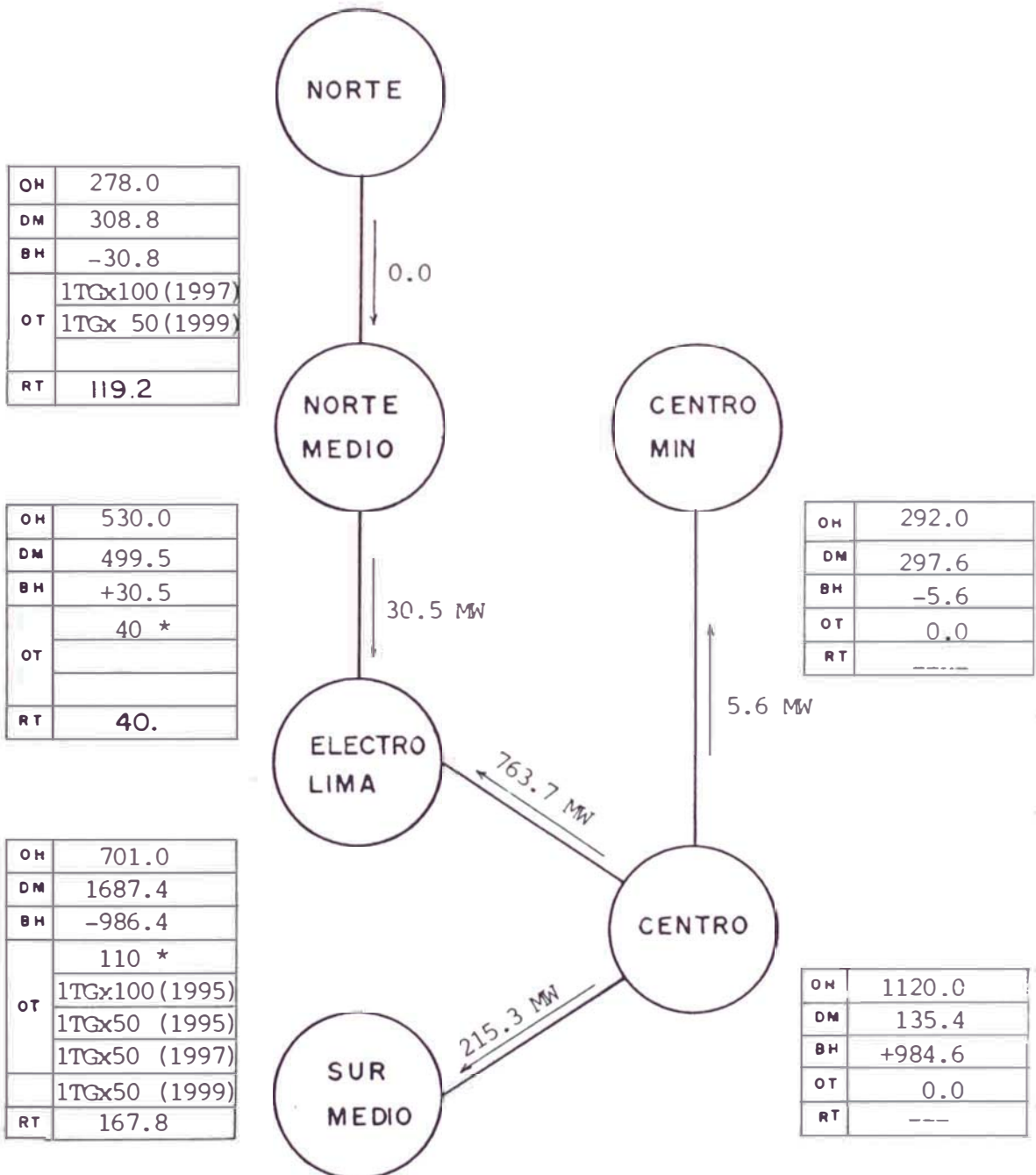


EXISTENTE

R.H : RESERVA HIDRAULICA  
 O.H : OFERTA HIDRAULICA  
 O.T : OFERTA TERMICA  
 B.H : BALANCE CON OFERTA HIDRAULICA  
 D.M : DEMANDA MAXIMA  
 R.T : RESERVA TERMICA  
 XTWX YY (ZZ): INCREMENTO DE POTENCIA TERMICA.

X : Nº DE UNIDADES.  
 T.W : TIPO (TG= TURBOGAS TV= TURBO VAPOR)  
 YY = CAPACIDAD EN MW  
 ZZ = AÑO DE PUESTA EN OPERACION.

BALANCE DE DEMANDA Y OFERTA DE LA POTENCIA (MW)  
SICN - ALTERNATIVA N° 2 - 2000

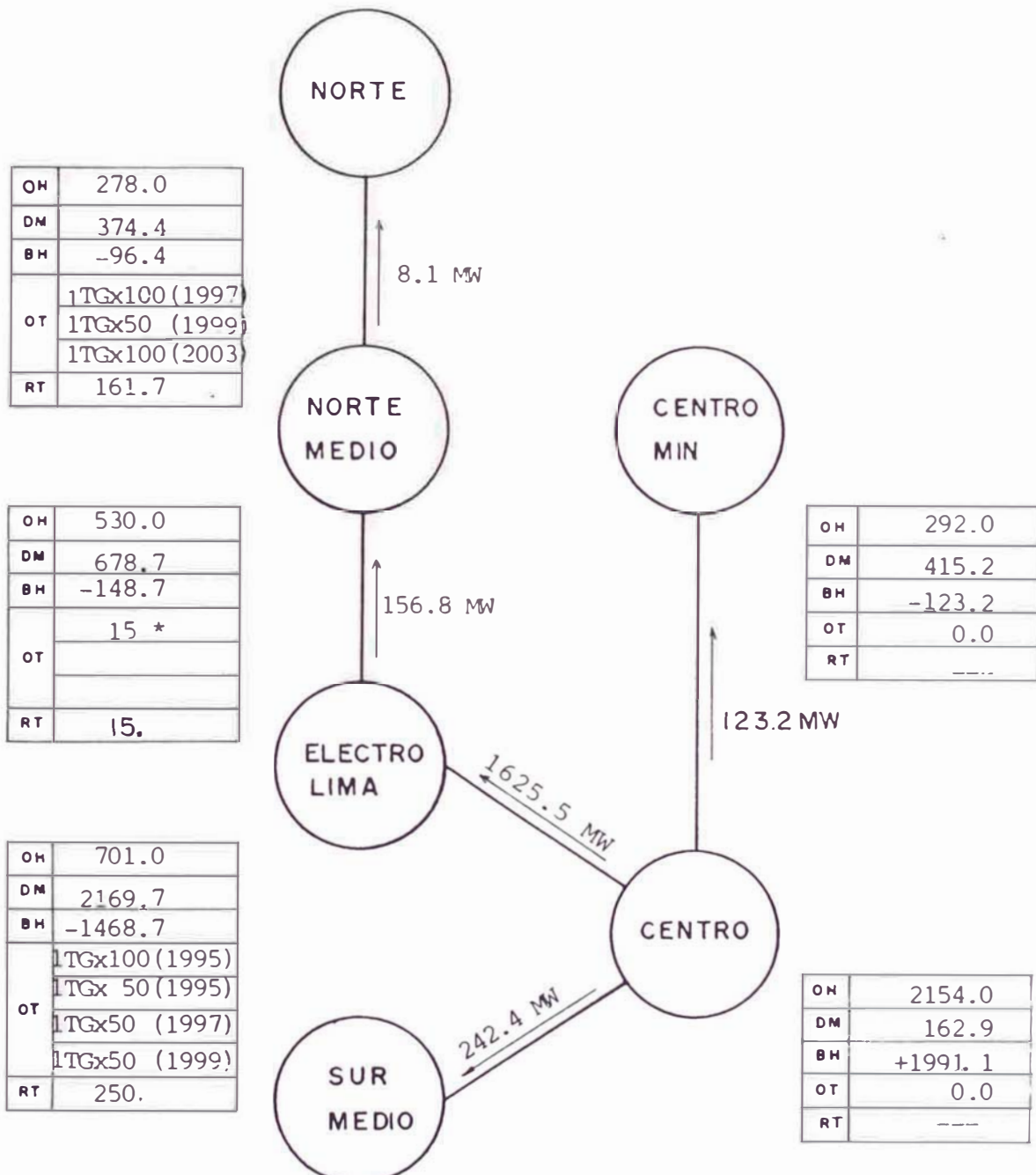


\* EXISTENTE

R.H : RESERVA HIDRAULICA  
 O.H : OFERTA HIDRAULICA  
 O.T : OFERTA TERMICA  
 B.H : BALANCE CON OFERTA HIDRAULICA  
 D.M : DEMANDA MAXIMA  
 R.T : RESERVA TERMICA  
 XTWXYY(ZZ). INCREMENTO DE POTENCIA TERMICA.

X : N° DE UNIDADES.  
 T.W : TIPO ( TG = TURBOGAS  
 TV = TURBO VAPOR)  
 YY = CAPACIDAD EN MW  
 ZZ = AÑO DE PUESTA EN OPERACION.

BALANCE DE DEMANDA Y OFERTA DE LA POTENCIA (MW)  
SICN - ALTERNATIVA N° 2 - 2005



OH	278.0
DM	374.4
BH	-96.4
OT	1TGx100 (1997) 1TGx50 (1999) 1TGx100 (2003)
RT	161.7

OH	530.0
DM	678.7
BH	-148.7
OT	15 *
RT	15.

OH	292.0
DM	415.2
BH	-123.2
OT	0.0
RT	---

OH	701.0
DM	2169.7
BH	-1468.7
OT	1TGx100 (1995) 1TGx 50 (1995) 1TGx50 (1997) 1TGx50 (1999)
RT	250.

OH	2154.0
DM	162.9
BH	+1991.1
OT	0.0
RT	---

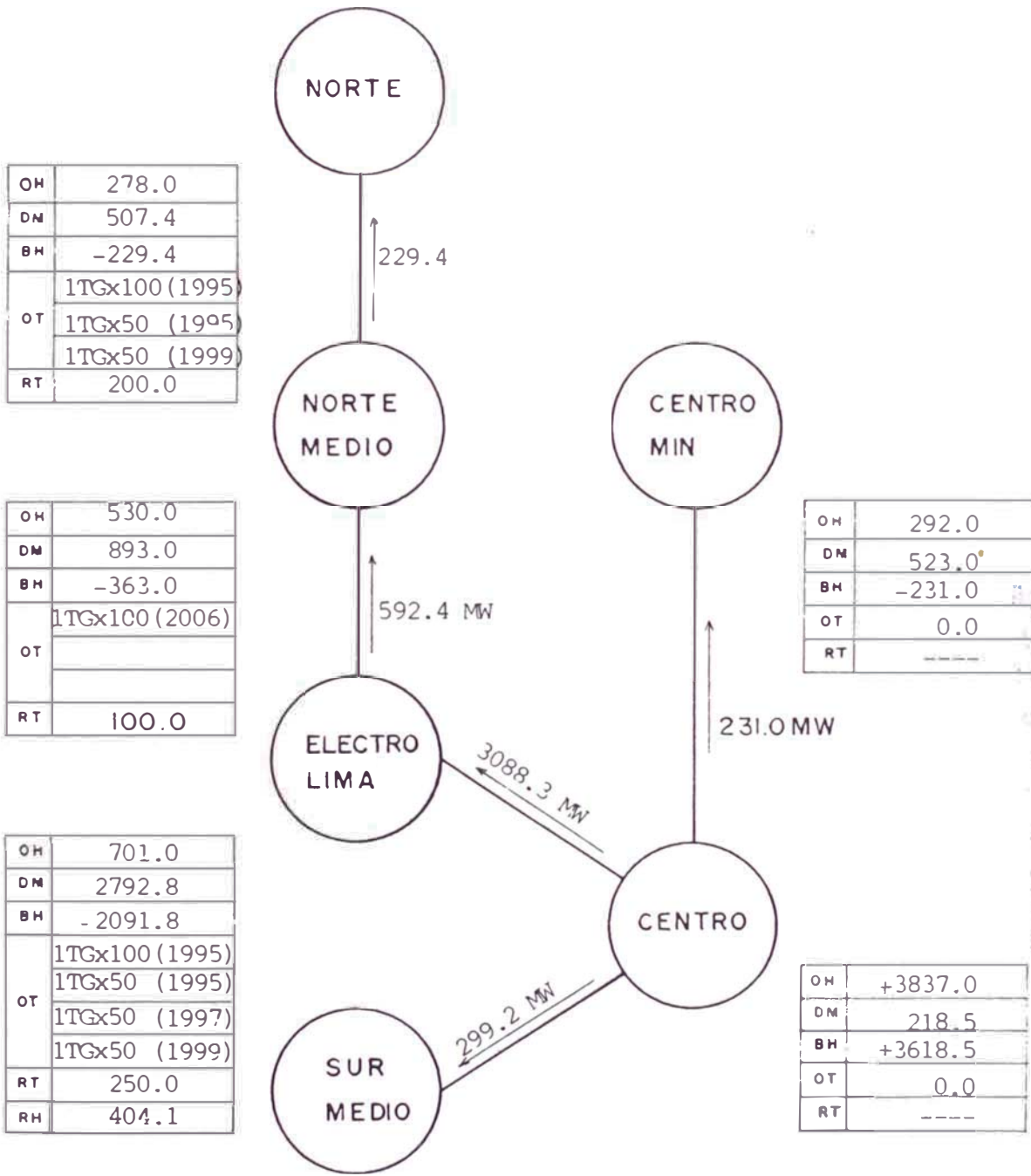
OH	0.0
OM	258.4
BH	-258.4
OT	16.0 1TVx150 (2001)
RT	150.

\* EXISTENTE

R.H : RESERVA HIDRAULICA  
O.H : OFERTA HIDRAULICA  
O.T : OFERTA TERMICA  
B.H : BALANCE CON OFERTA HIDRAULICA  
D.M : DEMANDA MAXIMA  
R.T : RESERVA TERMICA  
XTW XYY (ZZ) : INCREMENTO DE POTENCIA TERMICA.

X : N° DE UNIDADES.  
TW : TIPO (TG = TURBOGAS  
TV = TURBOVAPOR)  
YY = CAPACIDAD EN MW  
ZZ = AÑO DE PUESTA EN OPERACION.

BALANCE DE DEMANDA Y OFERTA DE LA POTENCIA (MW)  
SICN - ALTERNATIVA N°2 - 2010



OH	278.0
DM	507.4
BH	-229.4
OT	1TGx100 (1995)
	1TGx50 (1995)
	1TGx50 (1999)
RT	200.0

OH	530.0
DM	893.0
BH	-363.0
OT	1TGx100 (2006)
RT	100.0

OH	292.0
DM	523.0*
BH	-231.0
OT	0.0
RT	---

OH	701.0
DM	2792.8
BH	-2091.8
OT	1TGx100 (1995)
	1TGx50 (1995)
	1TGx50 (1997)
	1TGx50 (1999)
RT	250.0
RH	404.1

OH	+3837.0
DM	218.5
BH	+3618.5
OT	0.0
RT	---

OH	0.0
DM	315.2
BH	-315.2
OT	16.0
	1TVx150 (2001)
RT	150.0

\* EXISTENTE

R.H : RESERVA HIDRAULICA  
 O.H : OFERTA HIDRAULICA  
 O.T : OFERTA TERMICA  
 B.H : BALANCE CON OFERTA HIDRAULICA  
 D.M : DEMANDA MAXIMA  
 R.T : RESERVA TERMICA  
 X T W X Y Y (Z Z) : INCREMENTO DE POTENCIA TERMICA.

X : N° DE UNIDADES.  
 T W : TIPO (TG = TURBOGAS  
 T V = TURBOVAPOR)  
 Y Y = CAPACIDAD EN MW  
 Z Z = AÑO DE PUESTA EN OPERACION.

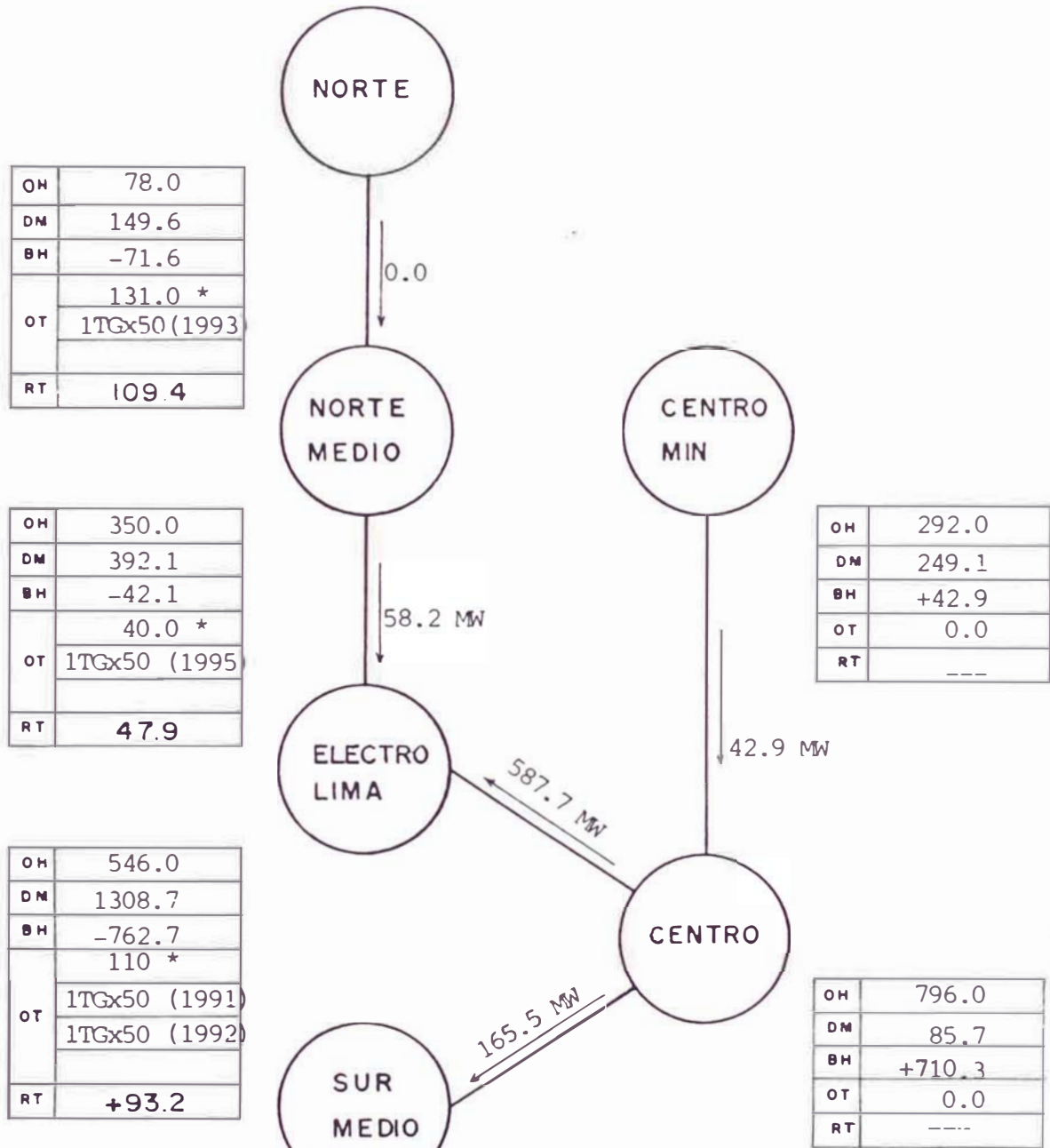
CUADRO No. 3.5

OFERTA DE GENERACION HIDRAULICA-SIDR  
ALTERNATIVA No. 3 : CON OLMOS

SUB-SISTEMA	CENTRALES HIDROELECTRICAS	POTENCIA DISPONIBLE (MW)
ELECTRO-NORTE	CARHUQUERO (1988)	78
	AMPL. CARHUQUERO (1997)	47
	OLMO 11 (1998)	207
	OLMO 21 (1998)	216
	OLMO 12 (2000)	100
	OLMO 22 (2000)	108
ELECTRONORTE- MEDIO	CAJON DEL PAGO + DERIV. + POND. CUITARACSA (1991) + MELIACION CAJON DEL PAGO (1992)	217
	CAJON MAYOR (1998)	40
	CUITARACSA2 (1998)	181
ELECTROLINA S.	MOJINO	250
	NATUCAN + AF. YURIMAYO (1989)	120
	CALLAHUAYCA 1	31
	CALLAHUAYCA 2	27
	HOAMPANI	25
	NOYOFAMPA JICAMARCA (1997)	67
CENTROMIN PERU	ERDVA + FACHACHACA	11
	MALFARO	47
	YAUPI + AF. YAUPI (1994)	108
	YUNCAN (1994)	126
ELECTROCENTRO	MANTARO + REGUL. LAGO DE JUNIN (1992)	590
	RESTITUCION	201
	FUERTE FRADO1 (2004)	443
	FUERTE FRADO2 (2005)	591
	FUERTE FRADO3 (2006)	591
	CHALLA (2002)	324
	† C.H. EXISTENTE	



BALANCE DE DEMANDA Y OFERTA DE LA POTENCIA (MW)  
SICN - ALTERNATIVA N° 3 - 1995



OH	78.0
DM	149.6
BH	-71.6
OT	131.0 *
	1TGx50 (1993)
RT	109.4

OH	350.0
DM	392.1
BH	-42.1
OT	40.0 *
	1TGx50 (1995)
RT	47.9

OH	292.0
DM	249.1
BH	+42.9
OT	0.0
RT	---

OH	546.0
DM	1308.7
BH	-762.7
OT	110 *
	1TGx50 (1991)
	1TGx50 (1992)
RT	+93.2

OH	796.0
DM	85.7
BH	+710.3
OT	0.0
RT	---

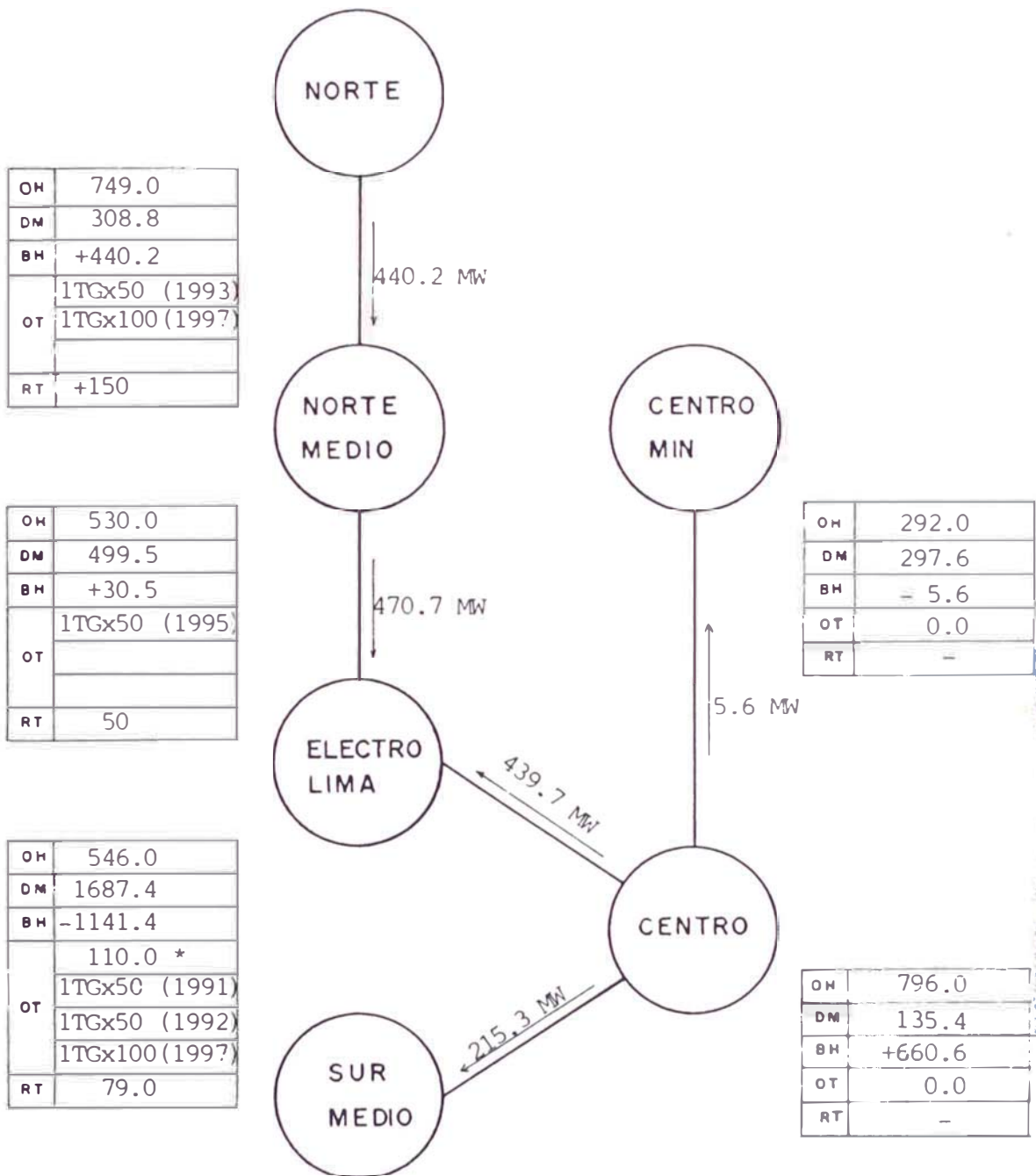
OH	0.0
DM	181.5
BH	-181.5
OT	16.0
	50.0
RT	50.0

\* EXISTENTE

R.H : RESERVA HIDRAULICA  
 O.H : OFERTA HIDRAULICA  
 O.T : OFERTA TERMICA  
 B.H : BALANCE CON OFERTA HIDRAULICA  
 D.M : DEMANDA MAXIMA  
 R.T : RESERVA TERMICA  
 X T W X Y Y (Z Z) : INCREMENTO DE POTENCIA TERMICA.

X : N° DE UNIDADES.  
 T W : TIPO (TG = TURBOGAS  
 TV = TURBOVAPOR)  
 Y Y = CAPACIDAD EN MW  
 Z Z = AÑO DE PUESTA EN OPERACION.

BALANCE DE DEMANDA Y OFERTA DE LA POTENCIA (MW)  
SICN - ALTERNATIVA N° 3 - 2000

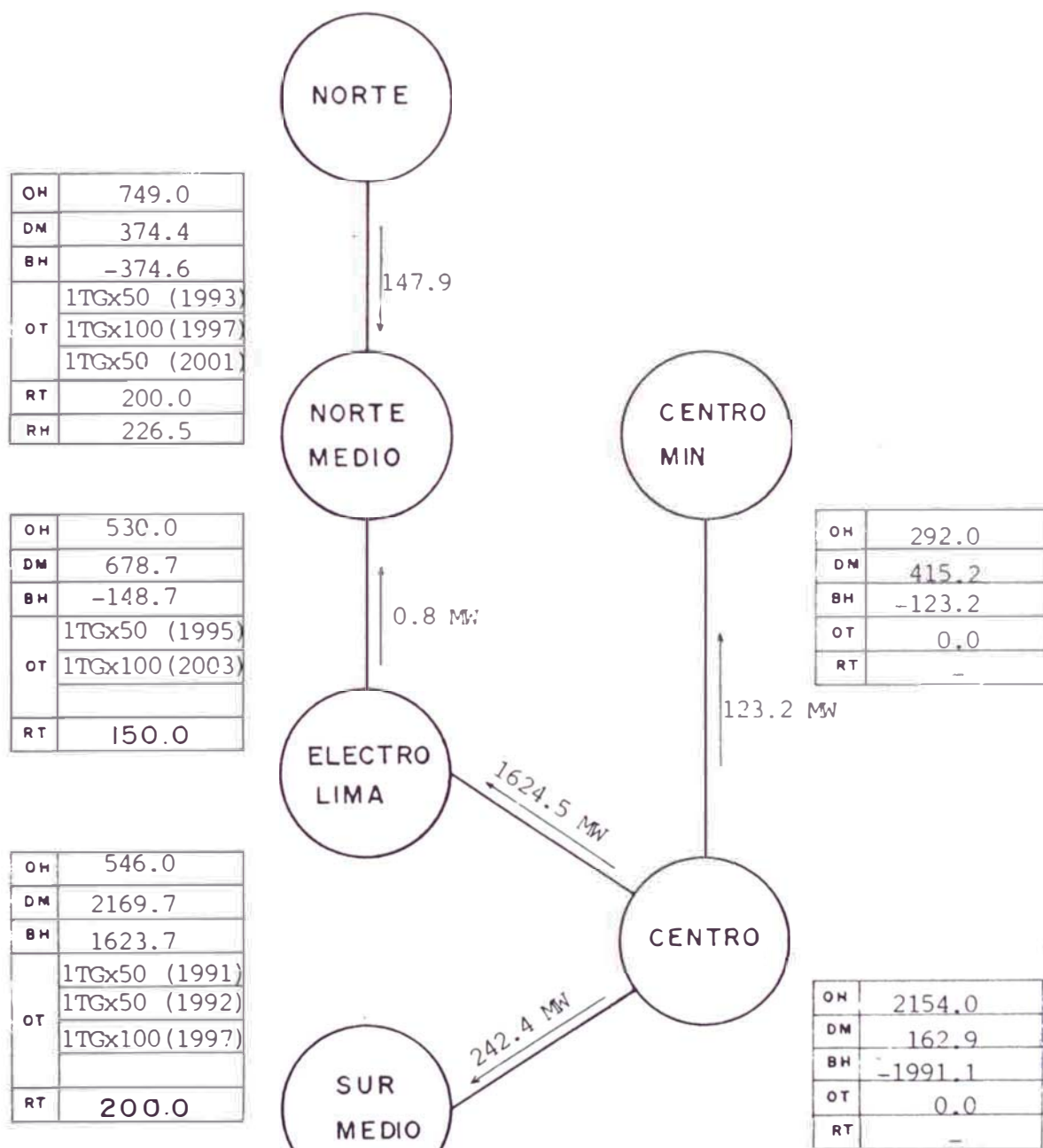


\* EXISTENTE

R.H : RESERVA HIDRAULICA  
 O.H : OFERTA HIDRAULICA  
 O.T : OFERTA TERMICA  
 B.H : BALANCE CON OFERTA HIDRAULICA  
 D.M : DEMANDA MAXIMA  
 R.T : RESERVA TERMICA  
 XTW X YY (ZZ). INCREMENTO DE POTENCIA TERMICA.

X : N° DE UNIDADES.  
 T W : TIPO (TG = TURBOGAS  
 TV = TURBO VAPOR)  
 YY = CAPACIDAD EN MW  
 ZZ = AÑO DE PUESTA EN OPERACION.

BALANCE DE DEMANDA Y OFERTA DE LA POTENCIA (MW)  
SICN - ALTERNATIVA N° 3 - 2005

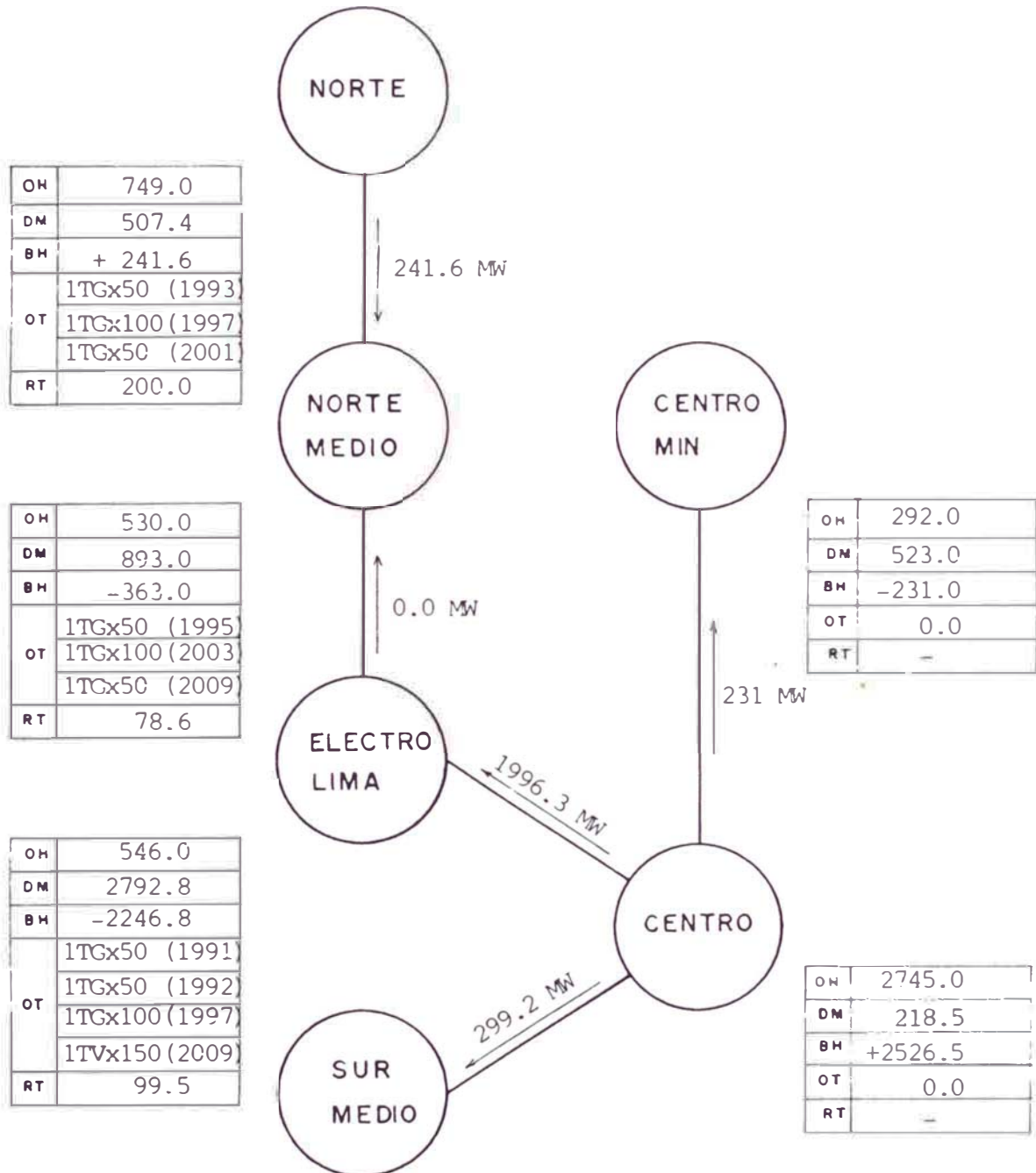


\* EXISTENTE

R.H : RESERVA HIDRAULICA  
 O.H : OFERTA HIDRAULICA  
 O.T : OFERTA TERMICA  
 B.H : BALANCE CON OFERTA HIDRAULICA  
 D.M : DEMANDA MAXIMA  
 R.T : RESERVA TERMICA  
 X.T.W.X.Y.Y (Z.Z) : INCREMENTO DE POTENCIA TERMICA.

X : N° DE UNIDADES.  
 T.W : TIPO (TG = TURBOGAS  
 T.V = TURBO VAPOR)  
 Y.Y = CAPACIDAD EN MW  
 Z.Z = AÑO DE PUESTA EN OPERACION.

BALANCE DE DEMANDA Y OFERTA DE LA POTENCIA (MW)  
SICN - ALTERNATIVA N°3 - 2010



\* EXISTENTE

R.H : RESERVA HIDRAULICA  
O.H : OFERTA HIDRAULICA  
O.T : OFERTA TERMICA  
B.H : BALANCE CON OFERTA HIDRAULICA  
D.M : DEMANDA MAXIMA  
R.T : RESERVA TERMICA  
XTWXYY (ZZ). INCREMENTO DE POTENCIA TERMICA

X : N° DE UNIDADES.  
TW : TIPO (TG = TURBOGAS  
TV = TURBOVAPOR)  
YY = CAPACIDAD EN MW  
ZZ = AÑO DE PUESTA EN OPERACION.

bién del subsistema Norte Medio.

### 3.1.2. Definición de Alternativas de Transmisión del SION

Las alternativas de transmisión se ha definido en base al análisis de la transmisión asociado a las alternativas de expansión de la generación, desarrollando en primer lugar el balance de potencia entre la Oferta y la Demanda a nivel de cada centro de carga individual (barras troncales) conectado al sistema, considerando la oferta local del centro de carga, así como la transmisión de energía hidroeléctrica, desde y hacia otros centros de carga a través de los enlaces existentes. Las pérdidas de cada alternativa se determina efectuando el flujo de carga en corriente alterna de las mismas, en el flujo de potencia no se ha desarrollado un pormenorizado análisis de operación, sino básicamente se ha buscado el cálculo del valor promedio de la pérdida de potencia de la alternativa de transmisión escogida, teniendo en cuenta las premisas expuestas en 2.4.

Es necesario recalcar que para la transmisión se han considerado los niveles de 220 y 500 KV (para el futuro) además de los niveles de 138 y 60 KV en algunos casos importantes.

En las láminas del 3.1 al 3.12 se muestran las alternativas de transmisión y el balance de potencia elaborado sin considerar las pérdidas. Las pérdidas como ya se mencionó anteriormente, se determinan mediante una corrida de flujo de carga, este último se desarrolla en base a di-

chos balances, variando el flujo de potencia en cada línea de transmisión en un porcentaje promedio de 3 a 4% respecto al balance indicado en las láminas. Además se ha considerado la ubicación geográfica de las cargas y la configuración presente y futura del SICN, todo ello enmarcado dentro de las premisas planteadas en el capítulo II 2.4. A continuación se analiza la alternativa de transmisión para los años 1995, 2000, 2005 y 2010.

#### 3.1.2.1. Alternativa N° 1

- 1995 (Lámina N° 3.1).

En el norte se requeriría energía termoeléctrica para satisfacer la demanda en Talara, Piura oeste y la C.H. Carhuaquero generaría energía básicamente para abastecer la carga de Chiclayo.

En el Norte Medio se requeriría también de energía termoeléctrica para satisfacer la demanda en Guadalupe, Cajamarca y Trujillo Norte. La C.H. Cañón del Pato (incluyendo la ampliación) abastecería a las cargas de Huallanca, Chimbote y parte de Trujillo. Las CC.HH. Mayush y Cahua abastecerían a la carga de Paramonga Nueva.

En Lima será necesario generar energía térmica del orden de 116.8 MW, sin considerar las pérdidas, además recibiría energía de las CC.HH. Mantaro, Restitución y Mayush, la reserva térmica en Lima sería de 93.2 MW.

Desarrollando la corrida de flujo de potencia se obtiene en el SICN una pérdida de 53.04 MW, esto ocasionaría una pérdida de reserva en Lima.

De acuerdo a las necesidades de reserva y abastecimiento de energía en zonas alejadas, se ha definido la ubicación de los equipamientos termoeléctricos, los cuales se pueden observar en la lámina en mención.

- 2000 (Lámina N° 3.2).

En el Norte se requeriría generar energía termoeléctrica para satisfacer la demanda en Tumbes, Talara y Piura Oeste. La C.H. Carhuaquero (incluyendo la ampliación), abastecería a la carga de Chiclayo, parte de la carga de Piura y al Norte Medio (carga de Guadalupe).

En el Norte Medio, las CC.HH. Cañón del Pato, Quitaracsa abastecerían las cargas de Cajamarca, Guadalupe, Trujillo Norte, Chimbote y Huallanca. Las CC.HH. Cahua y Mayush abastecerían a la carga de Paramonga Nueva y parte de la carga de Lima. Es necesario señalar la adición de un par de ternas para la transmisión de energía de la C.H. Quitaracsa a una barra conveniente que en este caso resulta Chimbote. Habría la posibilidad de cambiar el nivel de tensión de Huallanca de 138 KV a 220 KV, permitiendo la no adición de las líneas indicadas anteriormente.

En Lima, aún con el aporte de las CC.HH. Huaura y Chaglla, necesita generar energía termoeléctrica de 161.2 MW, sin considerar las pérdidas. Se requiere la adición de dos ternas más para evacuar la energía de la C.H. Chaglla a la gran Lima, siendo en una primera tentativa su llegada a la barra de Zapallal quedando una reserva térmica de 148.8 MW.

En horas fuera de punta, al disminuir la carga de Lima se tendría excedente de energía hidroeléctrica, especialmente debido a sus características y ubicación de las CC.HH. Chaglla, Huaura y Mayush que serían transmitidas hacia el Norte Medio, permitiendo sustituir parte de la energía termoeléctrica, considerándose nuevas reservas en el Norte Medio.

Además de lo mencionado, la red del SICN permanece igual al año 1995, la pérdida real de este sistema sería de 70.48 MW, disminuyendo en un 4% las reservas previstas en cada subsistema.

- 2005 (Lámina N° 3.3)

En el norte se sigue requiriendo generar termoelectricidad para satisfacer la demanda en Tumbes, Talara, Bayovar y Piura Oeste. La C.H. Carhuaquero abastecería a la carga de Chiclayo y parte a la carga de Piura Oeste.

En el Norte Medio la oferta hidráulica abastecería totalmente a las cargas de Guadalupe, Trujillo Norte, Chimbote, Huallanca y Paramonga Nueva. La oferta hidráulica es generada por las CC.HH. Quitarasca, Cañón del Pato, Cahua, Mayush y los excedentes hidroeléctricos de la C.H. Puerto Prado. La transmisión de energía en estas condiciones ocasiona la sobrecarga de líneas existentes al año 2000, necesitándose adicionar nuevas ternas especialmente entre Chimbote, Trujillo Norte y Trujillo Norte-Guadalupe. Estas líneas sería



conveniente diseñarlas a un nivel de 500 KV, operando - en este año a nivel de 220 KV. Debido a que la puesta en operación de los desarrollos hidroeléctricos Puerto Prado sobre el río Tambo, harían necesario recurrir a - un nuevo nivel de tensión que vendría a ser 500 KV para evacuar la energía a las cargas de mayor consumo.

Con la entrada de la C.H. Puerto Prado, la carga de Lima es ampliamente abastecida, incluyendo a Centromin y el Sur Medio. Como ya se mencionó anteriormente el nivel de transmisión para la potencia generada sería de 500 KV, siendo la gran Lima el centro de consumo mayor tendría que ubicarse dos centros de transformación de 500/220 KV en las zonas Norte y Sur de la gran Lima, prediciéndose que podrían estar ubicadas en Zapallal y San Juan ELP. Habría también la posibilidad de ubicar una subestación en Pachachaca o independientemente en Tarma, debido a que representaría una línea larga y el efecto capacitivo tendría una gran influencia en la = pérdida de estabilidad del sistema.

La pérdida real obtenida para este año es 148.75 MW, a demás el incremento de la carga en el área de Cajamarca, debido al desarrollo minero de Michiquillay, hace necesario adicionar ternas a nivel de 60 KV o la elevación de la tensión del enlace Guadalupe-Cajamarca a 130 ó 220 KV.

La reserva térmica de Lima sería de 300 MW, represen -

tando el 12% de la Demanda Máxima.

- 2010 (Lámina N° 3.4).

La entrada de más desarrollos hidroeléctricos de gran magnitud en la parte central (CC.HH. Puerto Prado y Sumabeni) permiten sustituir completamente la generación termoeléctrica en el sistema. Debido a las grandes potencias transmitibles hace necesario que se tenga una línea costera a nivel de 500 KV, desde Zapallal hasta Chiclayo y es necesario la adición de dos ternas entre Chiclayo y Piura Oeste a un nivel de 220 KV, así también la adición de una nueva terna en la gran Lima entre Zapallal y Chavarría.

Las CC.HH. Puerto Prado y Sumabeni evacuarían sus ofertas de generación a través de líneas a nivel de 500 KV, llegando a Pachachaca o independientemente a través de nuevas subestaciones que estarían ubicadas en Tarma y Concepción siendo necesaria la adición de nuevas líneas a este nivel para transmitir la energía de dichas CC.HH. La pérdida real obtenida para este año es 238.14 MW, como se tiene una reserva hidráulica de 282.1 MW, sin considerar pérdidas, podríamos afirmar que las CC.HH. abastecerían ampliamente a todo el sistema, los equipamientos térmicos permanecerían como reserva fría.

#### 3.1.2.2. Alternativa N° 2

1995 (Lámina N° 3.5).

En el norte, la Central Térmica a Gas (C.T.G)

de Zorritos permitiría abastecer a las cargas de Tumbes, Talara, Piura Oeste y parte de la energía eléctrica generada se entregaría al Norte Medio, requiriéndose un doble circuito en 220 KV entre Tumbes-Talara y Talara - Piura Oeste. La C.H. Carhuaquero (sin ampliación) abastecería básicamente a la carga de Chiclayo.

En el Norte Medio la energía recibida del Norte satisficaría la demanda de Guadalupe, Cajamarca y parte de Trujillo Norte. En Trujillo Norte se requiere generar energía térmica, pero resulta insuficiente, el déficit sería transmitida de Guadalupe y Chimbote. La C.H. Cañón del Pato abastecería a Huallanca, Chimbote y parte de Trujillo.

En Lima es necesario generar energía térmica en el orden de 247.5 MW sin considerar las pérdidas, recibiendo se energía de las CC.HH. Mantaro y Restitución y sería conveniente transmitir 41.8 MW a Paramonga Nueva. Bajo estas condiciones la reserva en Lima sería de 12.5 MW, por lo tanto habría la necesidad de generar mayores volúmenes de potencia térmica en Marcona y/o Chimbote para abastecer a Lima debido a las pérdidas no consideradas. La pérdida real del sistema sería de 63.57 MW, al disminuir la demanda en Lima en horas fuera de punta los equipamientos térmicos serían considerados como reserva fría.

- 2000 (Lámina N° 3.6).

En el Norte la C.T.G. de Zorritos abastecería a las cargas de Tumbes, Talara, Piura Oeste y parte de Bayovar -

requiriéndose generar energía termoeléctrica en Bayovar del orden de 16.1 MW.

La C.H. Carhuaquero abastecería parte de la demanda de Chiclayo y habría la necesidad de generar energía térmica del orden de 15 MW.

En el Norte Medio con la entrada de la C.H. Quitaracsa y la ya existente C.H. Cañón del Pato se abastecería completamente a Huallanca, Chimbote, Trujillo Norte, Cajamarca y parte de Guadalupe. Las CC.HH. Cahua y Mayush abastecerían a la carga de Paramonga Nueva y parte sería transmitida a Lima (aproximadamente 35 MW). En Guadalupe se requeriría generar una potencia térmica de 4 MW, en Lima aún con el aporte de las CC.HH. Chaglla y Huaura se requeriría generar termoelectricidad del orden de 192.2 MW, sin considerar las pérdidas, quedando una reserva térmica de 167.8 MW. La C.H. Quitaracsa entregaría su potencia directamente a Chimbote y la C.H. Chaglla directamente a Zapallal.

En este año se tendría una pérdida real de 72.65 MW, en horas fuera de punta habrían excedentes, especialmente debido a su ubicación y características de las CC.HH. Chaglla, Huaura y Mayush que serían transmitidas al norte permitiendo sustituir energía térmica en dicho subsistema que quedaría como reserva fría.

El sistema de transmisión del SICN sería esencialmente la misma del año 1995, salvo la transmisión asociada a los nuevos proyectos de generación.

- 2005 (Lámina N° 3.7).

En el Norte la C.T.G. de Zorritos abastecería a Tumbes, Talara y parte de Piura Oeste, requiriéndose generar térmicos en Piura Oeste y Bayobar. La C.H. Carhuaquero satisfecería parte de la demanda de Chiclayo, necesitándose energía transmitida del Norte Medio. En este lugar la generación hidráulica abastecería completamente a todas las cargas ubicadas en este subsistema requiriéndose para ello de dos circuitos entre Chimbote-Trujillo Norte y Trujillo Norte-Guadalupe, el primero podría ser diseñado a 500 KV para operar inicialmente a 220 KV.

El enlace entre Guadalupe y Cajamarca requeriría de circuitos adicionales a 60 KV o un cambio del nivel de tensión a 138 KV ó 220 KV.

En Lima, la puesta en operación de las CC.HH. Puerto Prado, permitiría abastecer completamente las cargas de Lima, el Centro y el Sur, transmitiéndose los excedentes al Norte. La evacuación de la potencia generada en las CC.HH. Puerto Prado hacia Lima se efectuaría a través de circuitos a nivel de 500 KV.

En este año la pérdida real del sistema sería de 160.26 MW, ocasionando la necesidad de generar energía eléctrica adicional en el sistema. Las posibles ubicaciones de las subestaciones de 550/220 KV serían en el norte de Lima-Zapallal y en el sur de Lima San Juan ELP existiendo la posibilidad de enlazar el circuito de 500 KV en la barra Pachachaca o dejar una subestación de

paso en Tarma, debido a las características de la línea a este nivel.

- 2010 (Lámina N° 3.8).

En el Norte la C.T.G. de Zorritos abastecería a las cargas de Tumbes, Talara y parte de Piura Oeste. La C.H. Carhuaquero satisfecería parte de la demanda de Chiclayo, las demás cargas y los deficits, en alguna de las cargas de este subsistema serían abastecidas por los desarrollos hidroeléctricos del Centro, requiriéndose una terna adicional entre Chiclayo-Piura Oeste. El Norte - Medio sería abastecida por centrales hidroeléctricas únicamente, requiriéndose para ello una línea costera en 500 KV, desde Zapallal hasta Trujillo Norte para transmitir los excedentes de los grandes proyectos del Centro y además se necesitaría adicionarse dos circuitos - entre Trujillo Norte-Guadalupe y un circuito entre Guadalupe-Chiclayo.

La gran Lima se abastecería totalmente con energía hidroeléctrica debido a la puesta en operación de las CC. HH. Puerto Prado y Sumabeni. La reserva hidráulica en Lima y el Centro sería de 404.1 MW sin considerar las pérdidas, teniendo en cuenta que al desarrollarse el cálculo de pérdidas en este sistema sería de 219.93 MW, podría apreciarse que se tendría una reserva real hidráulica en el sistema de 184.17 MW. Por tanto, podría sustituirse parte de la generación térmica en Tumbes, necesitándose aumentar la línea costera en 500 KV hasta Chiclayo.

En horas fuera de pico se sustituiría totalmente la generación termoeléctrica del sistema. Asimismo se requiere se requiere reforzar con un circuito adicional el tramo Zapallal-Chavarría.

Los equipamientos termoeléctricos pasarían a conformar la reserva fría del SICN. Habría la posibilidad de ubicar una subestación 500/220 KV en Pachachaca o ubicar subestaciones de paso en Tarma y Concepción, debido a las características que presentan las líneas de transmisión que evacuarían la energía de las CC.HH. Puerto Prado y Sumabeni hacia Lima que representa la mayor carga a satisfacer del SICN.

### 3.1.2.3. Alternativa N° 3

- 1995 (Lámina N° 3.9).

Este caso es semejante al correspondiente a la Alternativa N° 1 para el año 1995 (Lámina N° 3.1).

- 2000 (Lámina N° 3.10).

En el Norte, la entrada de la C.H. Olmos abastecería totalmente a las cargas de este subsistema y parte de las cargas del subsistema Norte Medio, requiriéndose un circuito adicional en el tramo Piura Oeste-Olmos y dos circuitos adicionales entre Olmos-Chiclayo.

El Norte Medio sería abastecida totalmente su demanda con energía hidroeléctrica y los excedentes serían transmitidos hacia Lima. Para ello es necesario reforzar dos ternas entre los tramos Chiclayo-Guadalupe, Guadalupe-Trujillo Norte, Chimbote-Paramonga Nueva y Paramonga-Zapallal

respectivamente. La C.H. Quitaracsa entregaría su potencia directamente en 220 KV a Chimbote.

En Lima se requeriría generar 231 MW de energía térmica, quedando una reserva térmica de 79.0 MW sin considerar las pérdidas, recibiendo potencia hidroeléctrica del norte de la C.H. Olmos y de las CC.HH. Mantaro y Restitución.

La pérdida real del sistema es 133.81 MW, considerando la reserva existente en cada subsistema, podría afirmarse que el SICN quedaría totalmente abastecida por energía hidroeléctrica, quedando especialmente en el Norte y Norte Medio capacidad termoeléctrica que conformarían la reserva fría del SICN.

- 2005 (Lámina N° 3.11).

En el norte la C.H. Olmos satisfacería totalmente la demanda máxima de este subsistema, transmitiéndose al Norte Medio una potencia de 148.7 MW aproximadamente, quedando como reserva hidráulica 225.9 MW sin considerar las pérdidas.

En el Norte Medio las CC.HH. consideradas en el año 2000 y la transmisión de energía excedente de la C.H. Olmos abastecería completamente de energía hidráulica a este subsistema. El enlace entre Guadalupe y Cajamarca requeriría de circuitos adicionales a nivel de 60 KV, en caso contrario sería necesario plantear una tensión superior que podría ser 138 KV ó 220 KV. Al disminuir la transmisión de potencia desde el norte (C.H. Olmos), las líneas de los subsistemas Norte y Norte Medio operarían holgadamente.

La entrada de las CC.HH. Chaglla y Puerto Prado permitirían



abastecer totalmente de energía hidráulica las cargas - de Lima, el Centro y el Sur Medio. La transmisión de la energía generada en las CC.HH. Puerto Prado hacia Lima o casiona la necesidad de recurrir a un nuevo nivel de ten sión igual a 500 KV, llegando a Lima a las barras Zapa - llal y San Juan ELP utilizando subestaciones de 500/220 KV, habría la posibilidad de interconectar estas líneas a la barra Pachachaca o poner una subestación de paso que estaría ubicada en Tarma.

La pérdida real del sistema para este año es de 121.61 - MW, disponiendo de una reserva hidráulica de 225.9 MW, - de esta manera podría mencionarse que el SICN tendría - una reserva hidráulica real de 64.69 MW. Por otro lado, en horas fuera de pico habría mayores excedentes de energ ía hidráulica, los que tendrían que ser almacenados en reservorios para su posterior utilización y los equipa - mientos termoeléctricos quedarían como reserva fría del sistema.

- 2010 (Lámina N° 3.12).

En el Norte la C.H. Olmos abastecería totalmente a las - cargas del Norte y parte del subsistema Norte Medio, la red sería la misma del año 2005. La mayor transferencia de potencia entre Olmos y Piura Oeste ocasionaría la ne cesidad de una terna adicional en este tramo. La C.H. - Carhuaquero (con ampliación) satisfacería únicamente par te de la demanda de Chiclayo.

En el Norte Medio las CC.HH. Cañón del Pato y Quitarcasa

abastecerían las cargas de Huallanca, Chimbote y parte de la carga de Trujillo Norte. Los excedentes de generación hidráulica (C.H. Olmos) del Norte satisfacería la demanda de Guadalupe, Cajamarca y parte de Trujillo Norte, requiriéndose generar termoelectricidad para satisfacer la demanda de Trujillo Norte. Para satisfacer la demanda de Paramonga Nueva se requeriría recibir excedentes de potencia del Centro, siendo ésta 54.1 MW sin considerar las pérdidas.

En Lima se requeriría generar termoelectricidad del orden de 250.5 MW sin considerar las pérdidas, quedando una reserva de 99.5 MW, recibándose energía adicional debido - al incremento de la capacidad de la C.H. Puerto Prado.

La pérdida real del sistema en este año es 248.59 MW, por consiguiente sería necesario generar energía térmica en Norte y Norte Medio. En horas fuera de pico al disminuir la carga de Lima, habría la posibilidad de transmitir pequeños excedentes de potencia hacia el Norte Medio desde el Centro.

### 3.2. ANALISIS DE COSTOS DE ALTERNATIVAS

Definido las alternativas de transmisión asociado a secuencias de generación, en esta oportunidad se evaluará el costo que representa cada Alternativa, para tal fin se utilizará el método de valor presente.

El método de valor presente de evaluación de alternativa, es utilizado en este proyecto, debido a que los gastos futuros se transforman en dólares equivalentes de ahora.

De esta manera se puede comparar y definir la ventaja económica de una alternativa sobre una o más alternativas.

Es necesario mencionar que los costos actualizados obtenidos se compararán con la alternativa nueva a plantear en 3.3 conjuntamente con las comparaciones técnicas de la expansión.

#### 3.2.1. Definición de Costos de Líneas de Transmisión, Centros de Transformación y Centrales Eléctricas

Los costos de líneas de transmisión han sido estimados a partir de una tabla elaborada por personal de la unidad de planeamiento de transmisión ELECTRO PERU, en dicha tabla se puede apreciar los costos de líneas de 220 KV, 138 KV y 60 KV para regiones de Costa y Sierra y para simple y doble terna, éstos se muestran en el cuadro N° - 3.2.1.

Los costos de subestaciones fueron obtenidos de presupuestos de proyectos realizados por Electro Perú actualizados a Diciembre de 1985. Estos costos están desagregados por niveles de tensión y por tipo de celda, éstos se pueden apreciar en los cuadros Nros. 3.2.2 y 3.2.3.

Para el caso de subestaciones los equipos agrupados por unidad de celda son:

- Equipos principales (interruptores, transformadores de tensión, de corriente, pararrayos, trampa de onda).
- Estructuras, aisladores, conductores, puesta a tierra, etc.

- Equipos de control, mando, protección y señalización.

Además, en costos de subestaciones (SS.EE) para el caso - de la Sierra se ha estimado un 20% adicional por concepto de variación en costos de equipos, de transporte y de obras civiles debidas a la altitud y dificultad de acceso a las SS.EE. Los costos se muestran en el Cuadro N° 3.2-4 por unidad de potencia y según relación de transformación.

Para obtener el costo de un transformador se ubica en el Cuadro de Costos el nivel de tensión requerido y el costo por unidad de potencia se multiplica por el valor requerido. A este resultado se le aplica el factor 1.12 que corresponde a montaje (10%) y obras civiles (2%) requeridos para la instalación del transformador.

Para obtener el valor de la inversión o costo de construcción de proyectos de transmisión se parte del cálculo de los costos directos que vendrían a representar los costos indicados anteriormente y que se pueden resumir en equipos electromecánicos, montaje, transporte y obras civiles. A este costo directo se le aplica un 16% que representa una estimación porcentual de los costos indirectos desagregados en:

Gastos de Ingeniería y Supervisión	5%
Gastos de Administración	3%
Gastos por imprevistos	8%

Estos valores son estimados de costos indirectos de Proyectos de ELECTROPERU. El valor resultante de la suma de costos directos más costos indirectos dá el monto de la -

inversión en construcción de un sistema de transmisión. En cuanto a la estimación de costos para EXTRA ALTA TENSION, en el país actualmente no hay líneas de este tipo. En el presente proyecto se considera que la tensión nueva del país sería al nivel de 500 KV, las líneas de transmisión de 500 KV evacuarían energía de las CC.HH. Sumabeni y Puerto Prado hacia las SS.EE. San Juan ELP y Zapallal ubicadas en la gran Lima. Estas serían líneas de aproximadamente 500 Km que requerirían una extra alta tensión para transportar una alta carga (aproximadamente 3000 MW). Los costos utilizados se basan en los datos de sistemas de transmisión en Brasil, estos costos actualizados a Diciembre de 1985 se muestran en los cuadros Nros. 3.2-5, 3.2-6, 3.2-7 y 3.2-9.

Los costos directos de Centrales Hidroeléctricas y Termicas fueron obtenidos de presupuestos de proyectos realizados por ELECTROPERU, estos costos actualizados a Diciembre de 1985 se muestran en los Cuadros Nros. 3.2-8 y 3.2-9. Al igual que el caso de líneas de transmisión a este costo directo se le aplica 1.16 que corresponde 16% a costos indirectos indicados anteriormente para obtener el monto de la inversión en construcción de un Sistema de Generación.

3.2.2. Definición de Costo de Combustibles, lubricantes y otros costos incrementales de Centrales Térmicas  
Para definir el costo de este rubro que se genera

COSTOS POR KM DE LINEA DE TRANSMISION  
(US\$ DOLARES a DIC. 1985)

	220 KV	138 KV	60 KV
REGION GEOGRAFICA :	COSTA	SIERRA	COSTA
			SIERRA
CALIBRE PROMEDIO :	400	726.12	150
	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>
CALIBRE CONDUCTOR :	400	240	152
	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>
INGR. DE CIRCUITOS :	1T 2T 3T	2T 3T	2T 3T
			2T 3T
COSTO/KM :	84367	141130	101241
		153400	53689
		85508	56754
		89975	31523
		59437	51511
			92417

NOTA: Estos costos incluyen equipo electromecánico (60%), montaje (20%), transporte local (5%) y obras civiles (15%). (Porcentajes estimados)

FUENTE: Cuadernos de Trabajo - Unidad de Planeamiento de Transmisión- ELECTROPEU

CUADRO Nro. 3.2-2

COSTOS DE CELDAS POR TIPO Y NIVEL DE TENSION  
(US\$ DOLARES a DICI. 1985)  
REGION COSTA

NIVEL DE TENSION	220 KV			138 KV			60 KV	
	LINEA	TRAF0	ACOPLAM.	LINEA	TRAF0	ACOPLAM.	LINEA	TRAF0
EQUIPO ELECTROMECHANICO	1058081	739992	634046	761845	565521	487297	755649	208802
INSTALAJE	193748	135761	116324	143407	104497	88667	67083	43812
TRANSPORTE	63162	44258	37922	46749	34067	28905	31269	14280
OBRAS CIVILES	462810	428372	347106	274765	192336	206075	74035	67038
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>1775781</b>	<b>1348383</b>	<b>1135498</b>	<b>1246562</b>	<b>900407</b>	<b>806544</b>	<b>828636</b>	<b>363934</b>

\* En caso de aplicaciones de subestaciones se considerara el 50% de las obras civiles.

CUADRO Nro. 3.2-3

COSTOS DE CELDAS POR TIPO Y NIVEL DE TENSION  
(US\$ DOLARES a DICI. 1985)  
REGION SIERRA

NIVEL DE TENSION	220 KV			138 KV			60 KV	
	LINEA	TRAF0	ACOPLAM.	LINEA	TRAF0	ACOPLAM.	LINEA	TRAF0
EQUIPO ELECTROMECHANICO	1108865	776991	665748	826673	557997	507452	383932	250742
INSTALAJE	263435	142550	122141	150573	109711	93161	70437	46003
TRANSPORTE	75794	53110	45506	56099	40875	34883	26243	17139
OBRAS CIVILES	555372	514046	416529	329718	230803	247290	88643	80446
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>1943465</b>	<b>1466697</b>	<b>1249924</b>	<b>1357063</b>	<b>979386</b>	<b>882539</b>	<b>569455</b>	<b>394330</b>

CUADRO No. 3.2-4

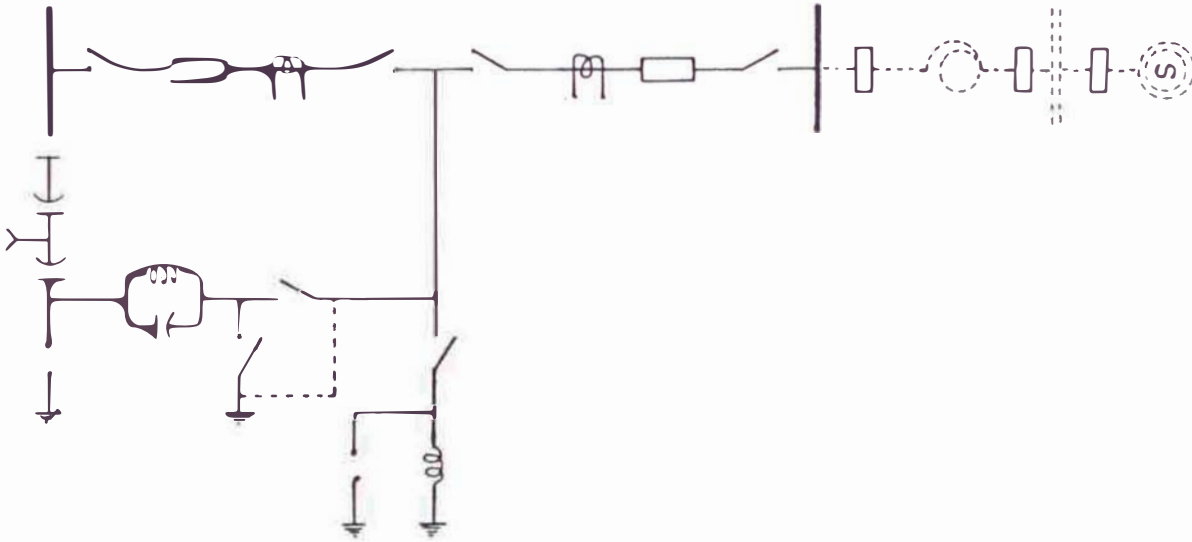
COSTOS DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS DE POTENCIA  
(US\$ DOLARES a DICI. 1985)

RELACION DE TRANSFORMACION (KV)	POTENCIA ONAN(ONAF) KVA	COSTO UNITARIO COSTOS/KVA ONAN SUMINISTRO
220/138/10	100/100/12.5 (A)	5620
225/627/10	30/30/10 (A)	18531
220/138	120 (L)	13093
220/60/10	30/30/10 (L)	17983
220/60/10	30/30/10 (L)	23220
220/110/34.5	60/45/21 (L)	8723
138/69	10(12.5) (A)	17608
138/13.8	18.4(23) (A)	14334
138/115/46	50/50/16.66 (L)	7657
138/60/10	15/10/3	25396
138/10	20	23082
115/34.5/13.8	17.92/17.92/17.92 (A)	14423
115/34.5/13.8	20/15/7	11918
115/34.5/13.8	12/13.41/11.92 (A)	20022
115/34.5	30(40) (L)	11267
115/34.5	20(30) (L)	14290
115/23	15(20) (A)	10701
115/23	20(25) (A)	9017
115/25	7 (A)	27425
115/13.8	20(25) (A)	10255
115/13.2	7 (A)	20171
110/44/13.2	22.5/15/22.5 (L)	15448
110/44/13.75	30/20/30 (L)	13479

- (A) Con regulacion en vacio  
(L) Con regulacion bajo carga  
(\*) Autotransformadores



COSTO DE SALIDA DE 500KV DESDE LA .139.  
CENTRAL ELECTRICA

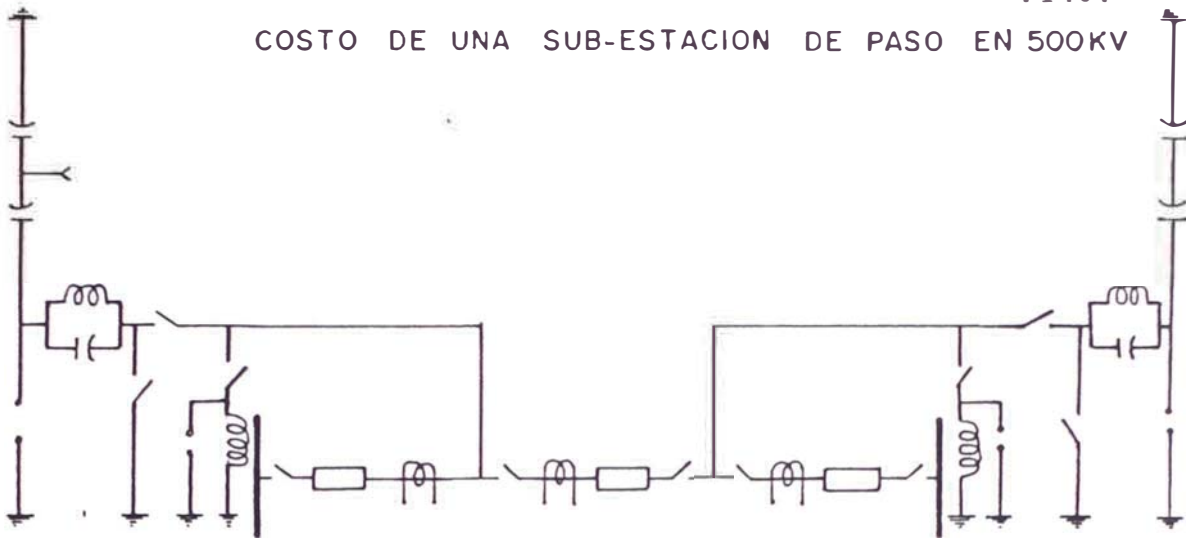


EQUIPOS DE 500 KV			10 <sup>3</sup> US \$		
ITEM	NOMBRE	SIMBOLO	CANT.	UNIDAD	TOTAL
1	Pararrayos		6	13.14	78.55
2	Div.Cap.Ten		3	17.00	51.00
3	Trampa de Onda		3	28.60	85.80
4	Secc.3ØT (CP)		1	54.20	54.20
5	Secc.3Ø (S.P)		5	47.10	235.50
6	Trafo.Corr.		6	33.06	198.36
7	Interruptor		2	357.09	714.18
8	Reactor 50 M		4	388.80	1,555.20

- Costo equipo (excepto reactores) CEQ 1,417.89
- Costo montaje y O.C., MEQ = 1.9xCEQ 2,694.00
- Costo reactores (CR) 1,555.20
- Costo montaje y O.C. reactores = 0.3CR 466.56
- \* COSTO TOTAL = CEQ + CR + MEQ + 0.3xCR: 6,133.65 x 10<sup>3</sup> US \$

Ref: "Metodología para la determinación de costo y esquemas de desembolso para el sistema de transmisión" - Electrosul-Brasil Actualizado a 1985.

COSTO DE UNA SUB-ESTACION DE PASO EN 500KV



EQUIPOS			10 <sup>3</sup> US \$		
ITEM	NOMBRE	SIMBOLO	CANT.	UNITARIO	TOTAL
1	Pararrayos		6	13.14	78.84
2	Div. Cap. Tens		6	17.06	102.36
3	Trampa de Onda		6	28.57	171.42
4	Seccionador (SP)		8	47.08	376.64
5	Seccionador (CP)		2	54.16	108.32
6	Trafo de corr.		9	33.06	297.54
7	Interruptor		3	357.20	1,071.60
8	Reactor 50 M		8	388.80	3,110.40

— Costo equipamiento (excepto reactores) CEQ 2,206.72

— Costo Reactores (CR) 3,110.40

— Costo montaje y O.C. MEQ = 1.9xCEQ 4,192.77

— Costo montaje y O.C. reactores = 0.3xCER 933.12

\* COSTO TOTAL

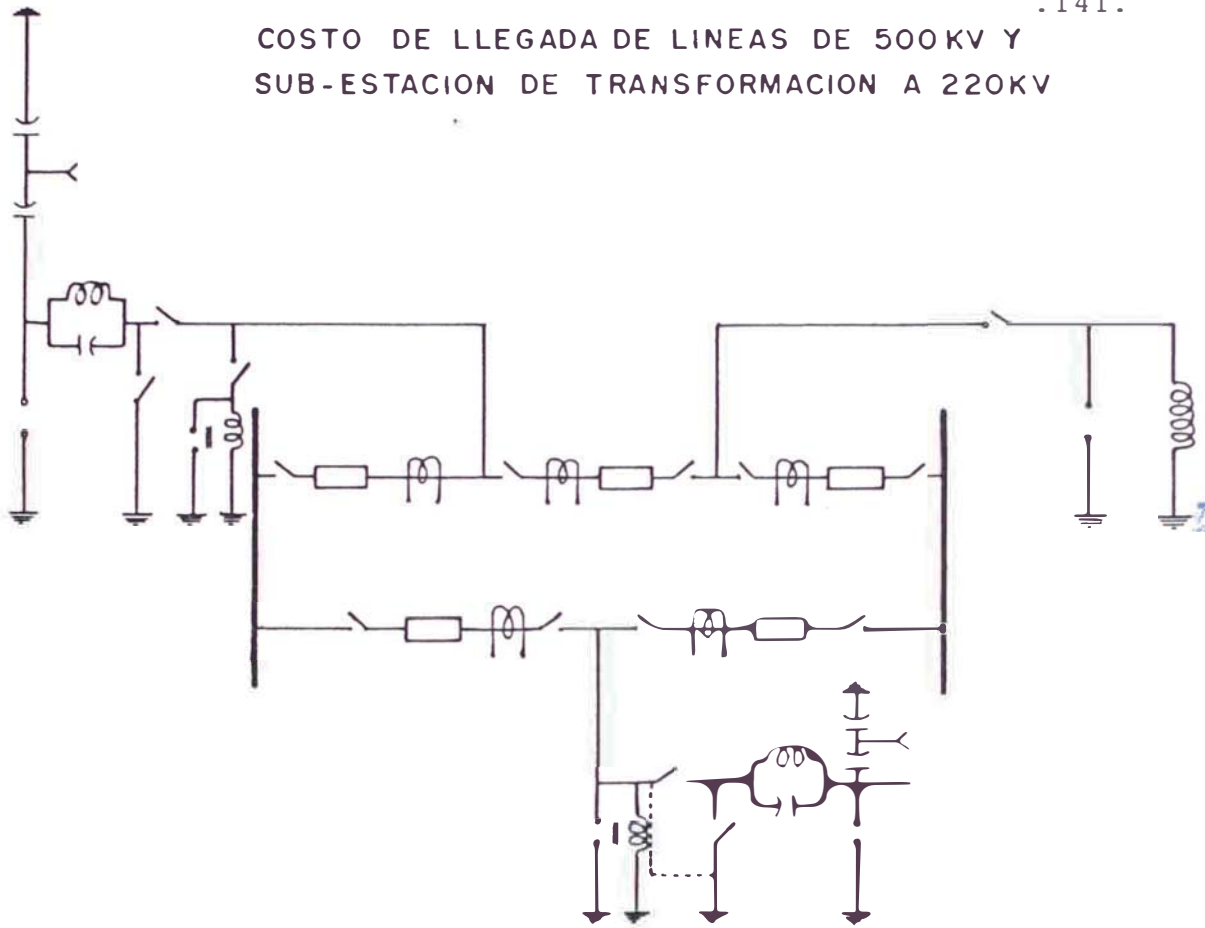
$$CEQ + CR + 1.9 \times CEQ + 0.3 \times CER = 10,443.01 \times 10^3 \text{ US } \$ .$$

Donde: — SP: Sin puesta a tierra

— CP: Con puesta a tierra

— 50M: reactor de 50MVAR-10

COSTO DE LLEGADA DE LINEAS DE 500KV Y  
SUB-ESTACION DE TRANSFORMACION A 220KV



EQUIPOS			10 <sup>3</sup> US \$		
ITEM	NOMBRE	SIMBOLO	CANT.	UNIDAD	TOTAL
1	Pararrayos		9	13.14	118.26
2	Div.Capac.Tens		3	17.06	51.18
3	Trampa de Onda		3	28.60	85.80
4	Seccionad. (SP)		8	47.08	376.64
5	Seccionad. (CP)		1	54.16	54.16
6	Trafo de Corr.		9	33.05	297.45
7	Interruptor		3	357.20	1,071.60
8	Reactor 50M		4	388.80	1,552.32
9	Autotrafo 1Ø- 100M		4	764.08	3,056.32

- Costo equipo (Excepto Reactores y Autotrafos)CEQ 2,055.09
  - Costo de Reactores y Autotrafos (CAR) 4,608.64
  - Montaje y O.C. MEQ = 1.9xCEQ 3,904.67
  - Montaje reactores a autotrato = 0.3xCAR = MAR 1,382.59
- COSTO TOTAL = CEQ + CAR + MEQ + MAR 11,950.99 x 10<sup>3</sup> US

## COSTOS DE PROYECTOS DE CENTRALES HIDROELECTRICAS DEL SICM

. 142 .

(1000 US\$ Dolares a Dic. 1985)

NOMBRE	ESTUDIOS	OBRAS CIVILES	EQUIPOS	OTROS	COSTO TOTAL
RESERVOIRIO YURACMAYO	1340.7	26986.9	401.1	3192.1	31920.8
DALLAHUANCA II	3843.3	67552.5	22646.8	9916.7	123959.3
HUARFANI II	5403.1	137993.8	16947.8	13943	174287.7
JICAMARCA II	3681.5	61925.4	13301.4	8767.6	87775.9
PLATANAL	4567.1	115463.4	16357	10909.3	147326.8
HUADRA 20	9533.7	276193.9	30589.7	24072.6	340488.9
HUADRA 40	5189.2	132338.5	17130.9	12721.3	167379.9
AFIANZ. PATIVILCA	1871.6	30602.5	7650.4	4458.3	44582.8
MAYUSH	4882.8	105562.2	37145.2	9939.1	157529.3
DERIV. QUITARACSA	373.5	7019.4	610.8	689.5	8353.2
PONDAJE QUITARACSA	152.8	3059.1	266	393.7	3611.6
AMPL. CAÑON DEL PATO	1395	5943.7	23195.8	2684.5	33219
EMBALSE RECRETA	3849.7	66628.4	11757.5	9268.8	91504.4
EL CONDOR	11207.1	327254	33760.1	23016.7	400238.2
QUITARACSA	4277.4	66182.5	102180.7	18235.3	190675.9
FORTALEZA 10	7922.8	191190.9	37042	19423.8	255579.5
PANPA BLANCA	2594.1	16693.5	36299.3	6176.7	61763.6
GALLITO CIEGO	1292.7	9133.6	16316.9	2970.7	29712.9
AMPL. CARRUAQUERO	3392.1	66636.9	31604.8	7767.4	109401.2
OLMOS 1	6538.5	138418.3	61464.6	17011.7	223833.1
OLMOS 2	8644.2	196665.3	81912.1	28424.4	351846
REGUL. LAGO JURIN	1358.8	28162.7	-	2825	32346.5
YUNCAN	7331.2	153072.5	56092.8	17976.4	236456.9
CHAGLLA	18271.5	465673.9	122943.1	45679.8	652549.3
PUERTO PRADO BAJO	29891.7	822258.3	265780.3	77717.7	1195646
PUERTO PRADO ALTO	34106.4	1199914.8	299979.2	90131.7	1624132.1
SUMABENI	30667.4	1078933.7	369733.2	81043.8	1460378.1
CUTIVIRENI	31742.1	923750.6	230937.7	83274	1269704.4
FAQUITZAFANGO	51933.1	1898652.2	386412.3	136015.7	2473013.3

CUADRO No. 3.2-9

COSTOS DE PROYECTOS DE CENTRALES TERMICAS DEL SICK

(1000 US\$ Dolares a Dic. 1985)

NOMBRE	ESTUDIOS	OBRAS CIVILES	EQUIPOS	OTROS	COSTO TOTAL
IC.T. A GAS ZORRITOS	5745.8	26366.6	97465	14045.2	143622.6
IC.T. A VAPOR - 150 MW	6544.8	10766.9	82720.7	19364.7	119337.1
IC.T. A GAS - 100 MW	1124.7	2220.6	24147.1	4428.5	31923.9
IC.T. A GAS - 50 MW	766.6	1514.1	16463.9	3019.5	21764.3

COSTO ESTIMADO PARA LINEAS DE EXTRA ALTA TENSION (US\$/km)

(US\$ Dolares a Dic. 1985)

LINEA DE 500 KV	1T	2T
Conductor ADCR 4 x 501 mm <sup>2</sup>	202162	338179

debido a la operación de Centrales Térmicas, se ha desarrollado para las etapas consideradas en el estudio, el despacho de potencia y energía de cada alternativa. Mediante este despacho se define la energía termoeléctrica necesaria para cubrir la demanda del SICN. En el Cuadro N° 3.2-22 se puede apreciar los costos por MWh de los principales proyectos termoeléctricos de este sistema. Estos representan los costos de operación y mantenimiento variable de proyectos termoeléctricos.

Para efectuar el programa de despacho de potencia y energía se utiliza las Curvas de Duración de carga y generación del SICN, los cuales se muestran en las Figuras comprendidas entre las Figuras Nros. 3.1 y 3.16.

Las curvas de duración de carga están definidas mediante ecuaciones de quinto orden, los cuales se indican en el cuadro N° 3.2-23 determinadas por la Unidad de Mercado ELECTROPERU.

Las curvas de duración de generación se basan en datos obtenidos de centrales equivalentes en punta y base de la Unidad de Planeamiento de transmisión - ELECTROPERU de cada una de las Centrales Hidroeléctricas existentes y en proyecto del SICN. Estos resultados se muestran en los Cuadros del N° 3.2-24 al N° 3.2-37.

Superponiendo ambas curvas de duración se determinan los GWh termoeléctricos necesarios para cubrir la Máxima Demanda del Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), los resultados obtenidos se pueden apreciar en los cuadros Nros.

3.2-19, 3.2-20 y 3.2-21.

3.2.3. Criterios adicionales tomados para la evaluación económica de las alternativas

Se considera concentrado las adiciones de sistemas de transmisión y generación en las etapas correspondientes de estudio del presente trabajo, debido a que el estudio abarca un horizonte amplio (largo plazo) afecta de igual manera a cada una de las alternativas y sera una estimación general o referencial para estudios de mediano y corto plazo.

Se toma una tasa de interés discreta igual a 12%.

No se evalúa los costos de seguridad o confiabilidad del sistema.

El costo promedio de pérdida de energía se ha estimado en 0.045 \$ US/KWh.

La pérdida de potencia se ha considerado de crecimiento lineal entre las etapas consideradas en el Proyecto (ver Apéndice B).

El costo de operación y mantenimiento se estima en 1.5 % anual del valor de la inversión total del Proyecto, siendo este valor pequeño en comparación con otros costos, se ha considerado nulo este rubro debido a que no afectaría demasiado a los costos globales de las alternativas, más aún siendo referencial el estudio a largo plazo.

Se considera dos tipos de combustible, siendo éstos Diesel 2 y Residual 6 y sus costos son 36 dolares US/Barril y 26 dolares US/barril respectivamente.

#### 3.2.4. Resultado final de la evaluación económica de las alternativas

El flujo de costos totales para cada etapa del período de análisis, se actualiza a una tasa de descuento del 12%, obteniéndose el valor presente del flujo de costos para cada alternativa. El flujo de costos se valúa en dolares constantes y no se consideran escalamientos, dentro de estas evaluaciones se incluyen la depreciación y el valor de recuperación de cada implementación.

El estudio pormenorizado del método de valor presente, valor de recuperación, costo de pérdidas de energía anuales y el costo de combustible (más lubricantes y otros costos incrementales) se encuentran en el Capítulo IV - 4.2.

Obteniéndose el costo global de la siguiente manera:

$$CAT = CAL + CAG + CAP + CAC$$

CAT Costo actualizado total de la alternativa

CAL Costo actualizado del sistema de transmisión

CAG Costo actualizado del sistema de generación

CAP Costo actualizado de pérdidas

CAC Costo total actualizado de combustible, lubricantes y otros costos incrementales.

donde:  $CAG = COM(H+T) \text{ Existente} + COM(H+T) \text{ Nuevo} + CI(H+T) \text{ Nuevo.}$



siendo: COM(H+T) Costo actualizado de operación y mantenimiento.

CI(H+T) Costo actualizado de inversión

H Hidráulica

T Térmica

CAC = CC(T) Existente + CC(T) Nueva

siendo: CC(T) Costo actualizado de combustible y lubricantes y otros costos incrementales

Los resultados numéricos se muestran en los cuadros comprendidos entre los números 3.2-10 y 3.2-21. Finalmente el costo total actualizado de cada alternativa sería el que se muestra en el cuadro 3.2-38.

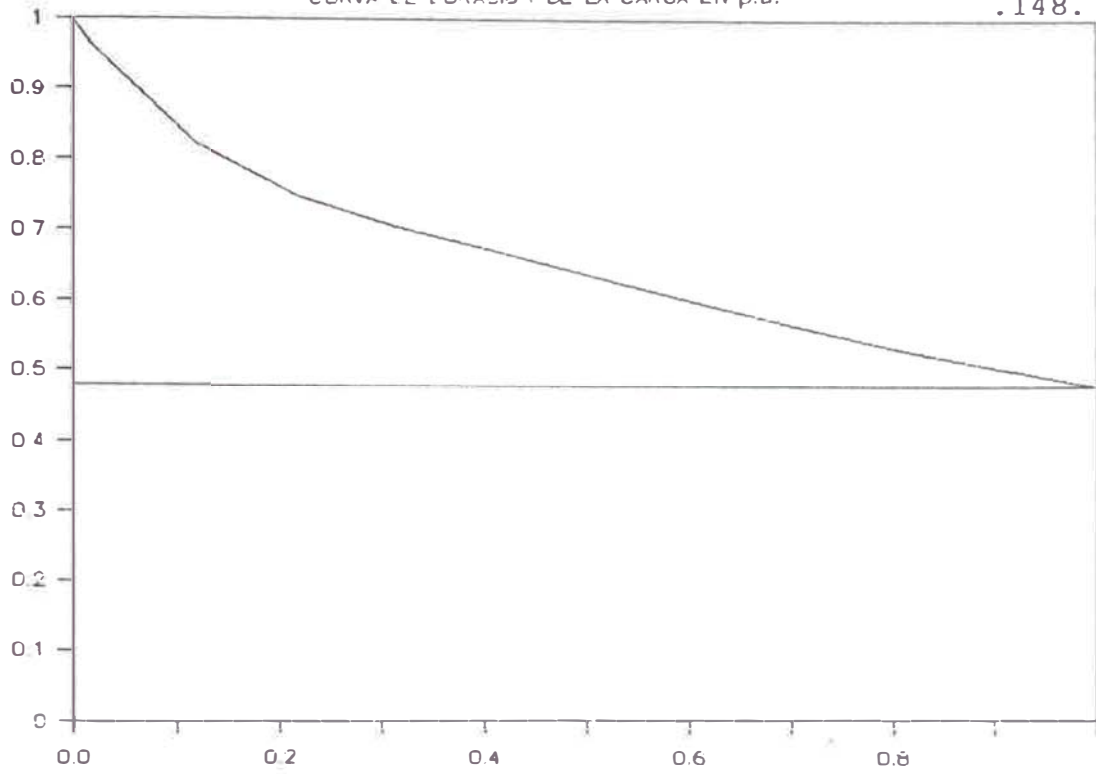
### 3.3. PLANTEAMIENTO DE UNA NUEVA ALTERNATIVA DE TRANSMISION

De acuerdo al análisis desarrollado en 3.1 se puede apreciar que el SICN tiene una configuración eminentemente longitudinal, por tanto la expansión de la generación debe contemplar desarrollos regionales, debe existir una coordinación entre planeamientos de generación y transmisión, debe darse énfasis a los criterios de transmisión y a los criterios de reserva local, por otro lado se debe incrementar la confiabilidad del sistema, tomando en cuenta los criterios básicos para conseguir tal objetivo, por ello sería conveniente orientar la expansión de la transmisión a la conformación de anillos que permitan el abastecimiento de las cargas del sistema desde puntos diferentes por lo cual es necesario aprovechar las características -

fig. Nº3.1

CURVA DE DURACION DE LA CARGA EN p.u.

.148.

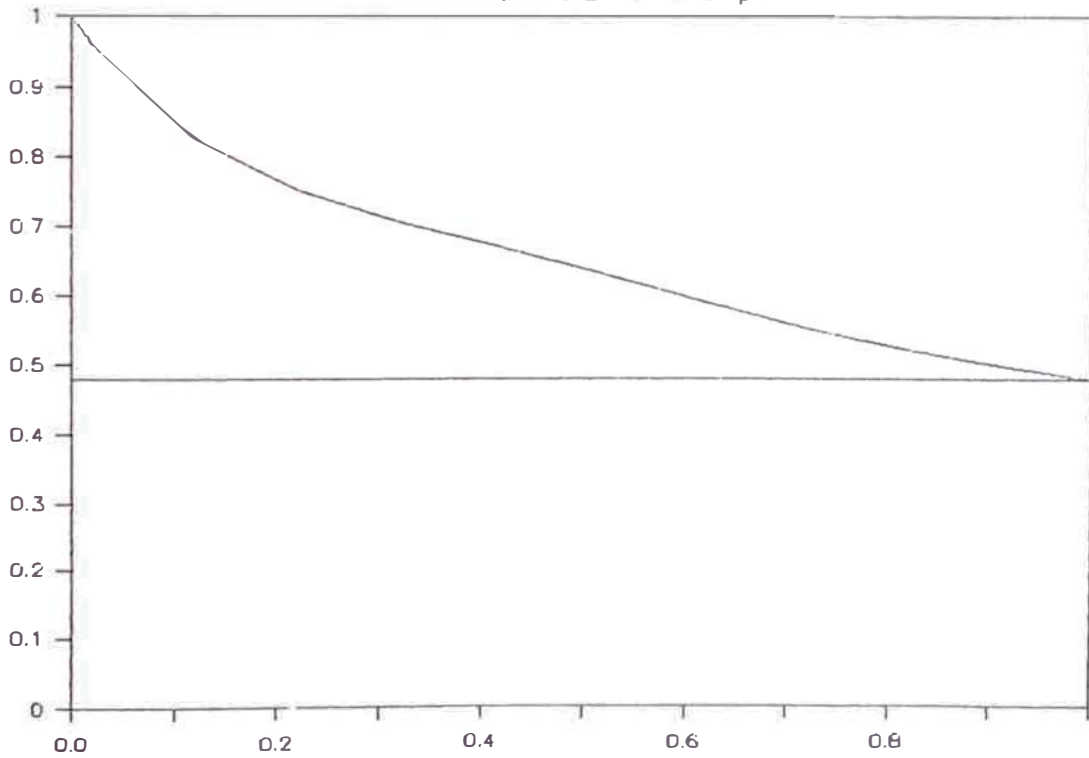


SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO - NORTE

— AÑO : 1995  
MD = 2487

fig. Nº 3.2

CURVA DE DURACION DE LA CARGA EN p.u.



SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO - NORTE

— AÑO : 2000  
DM = 3252

fig. N° 3.3

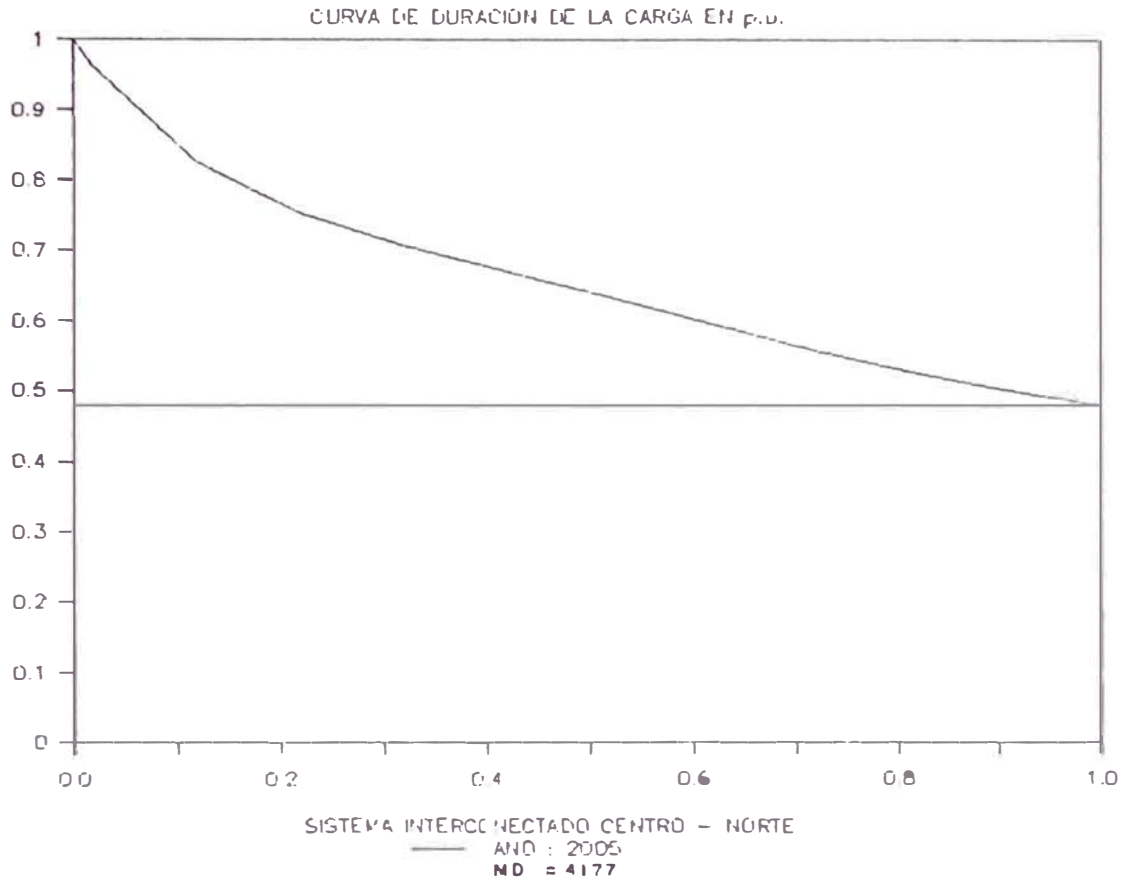
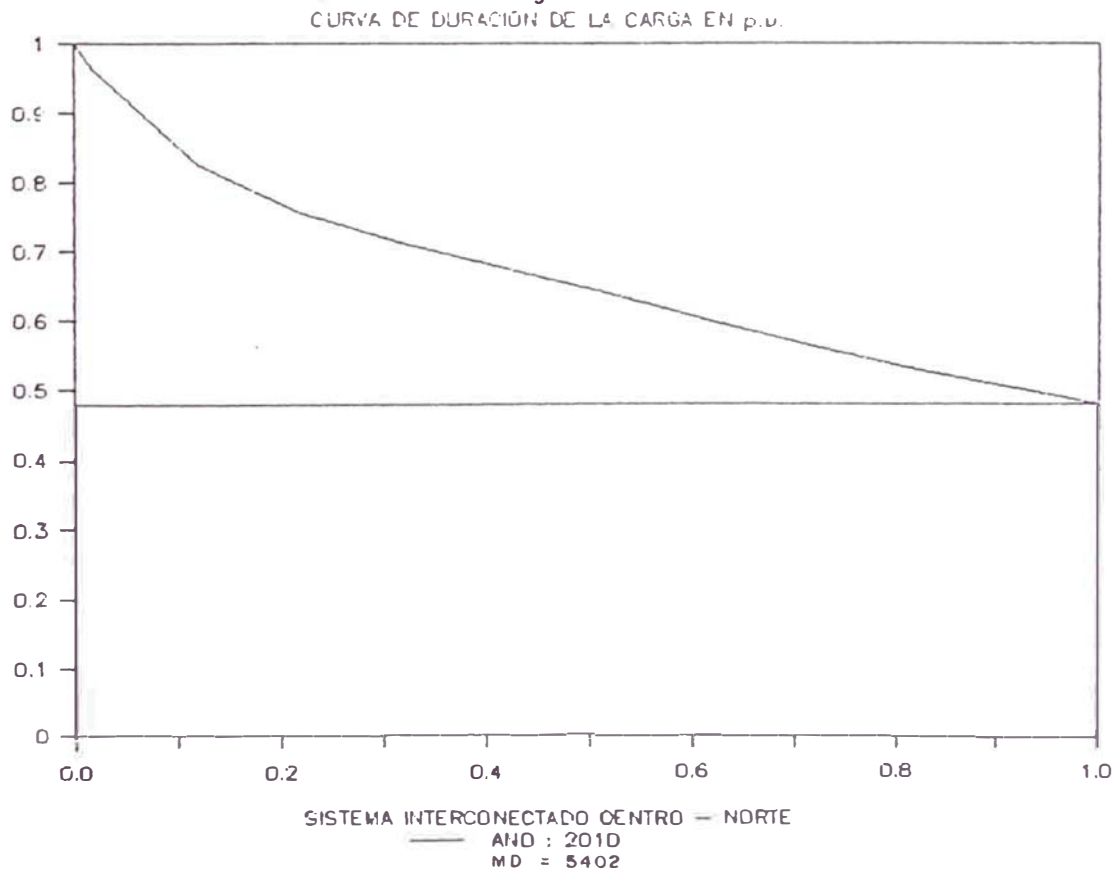


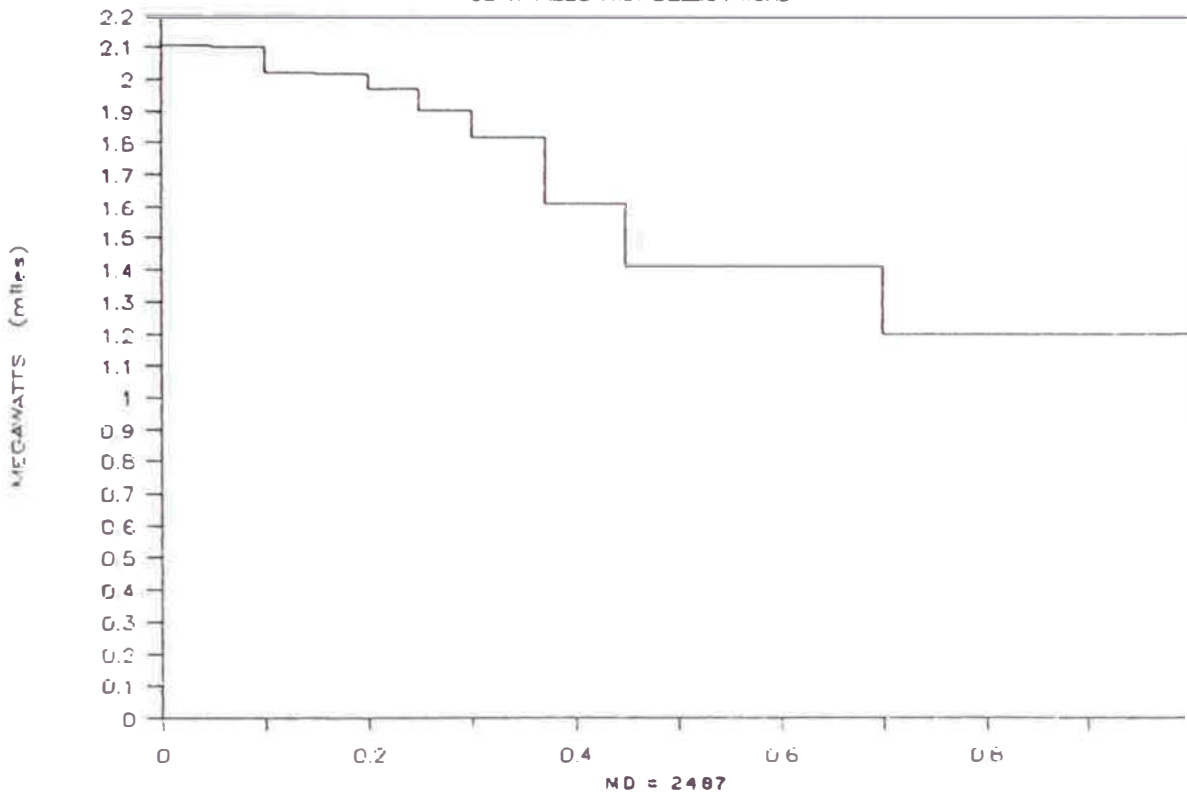
fig. N° 3.4



# ALTERNATIVA # 1 1995

fig. N°3.5

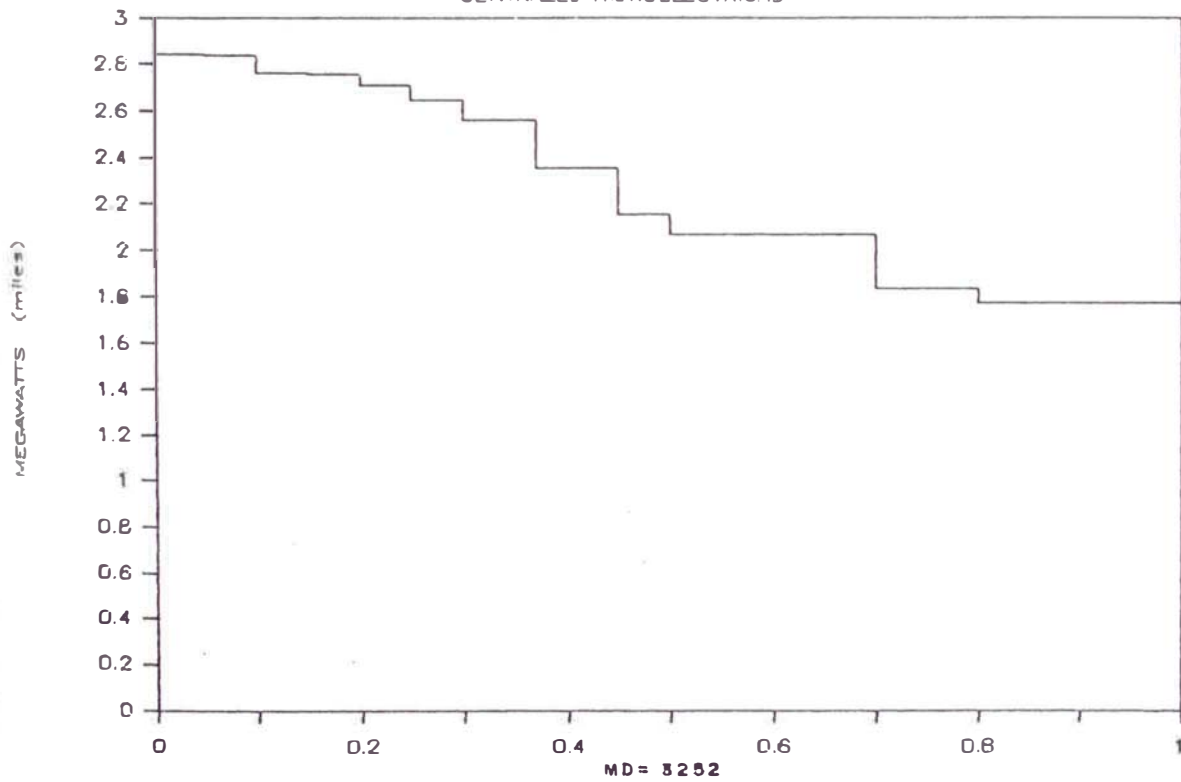
CENTRALES HIDROELECTRICAS



# ALTERNATIVA # 1 - 2000

fig. N°3.6

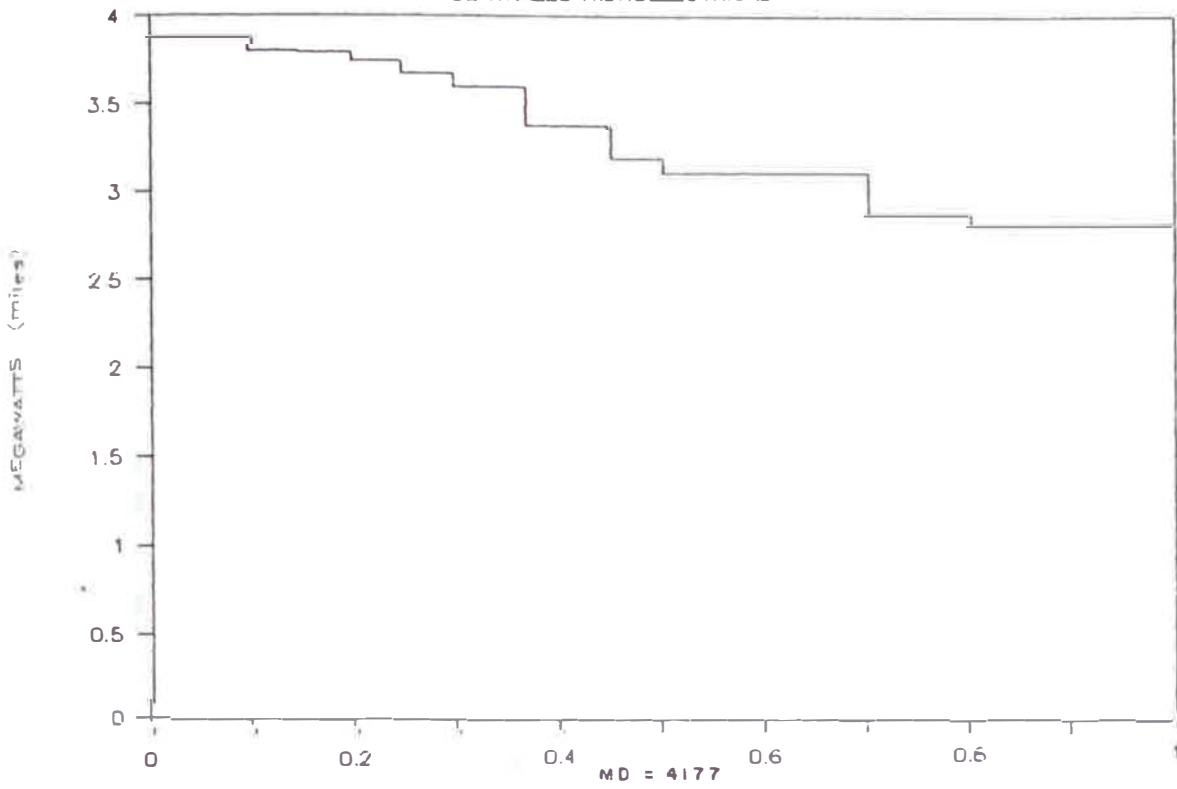
CENTRALES HIDROELECTRICAS



### ALTERNATIVA # 1 - 2005

CENTRALES HIDROELECTRICAS

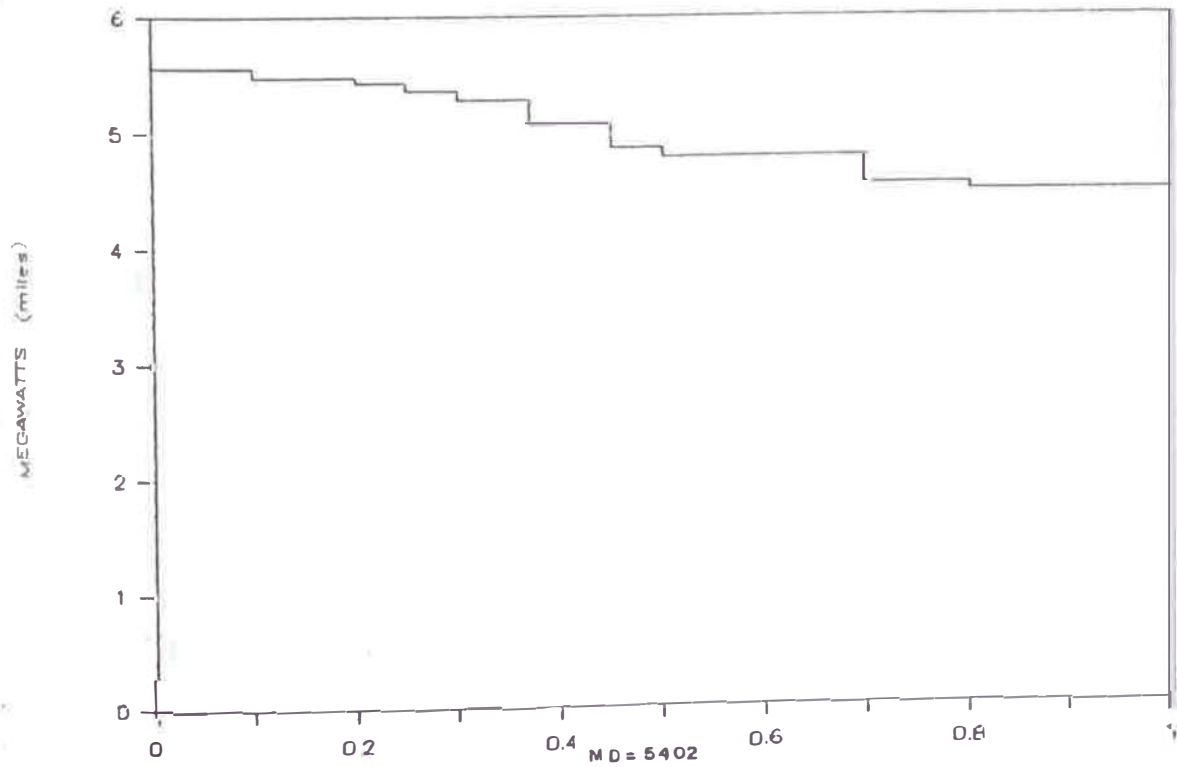
fig. Nº 3.7



### ALTERNATIVA # 1 - 2010

CENTRALES HIDROELECTRICAS

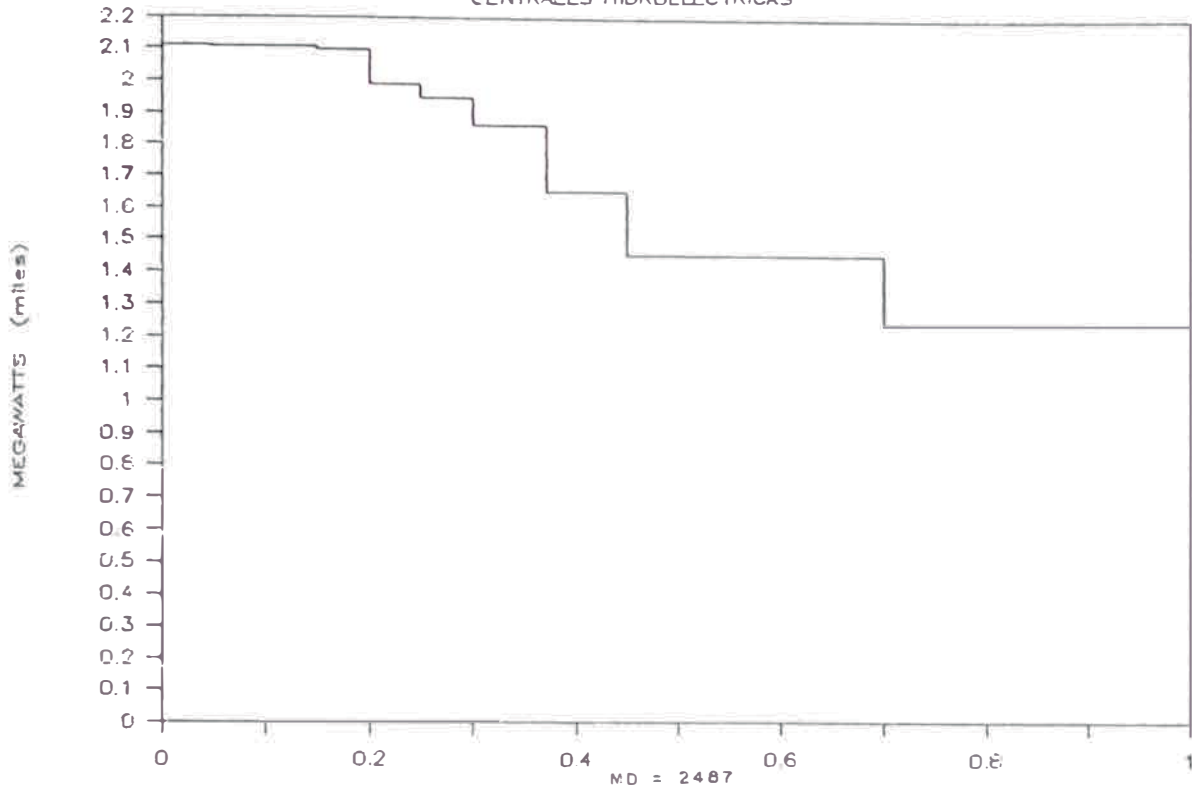
fig. Nº 3.8



### ALTERNATIVA # 2 - 1995

fig. N°3.9

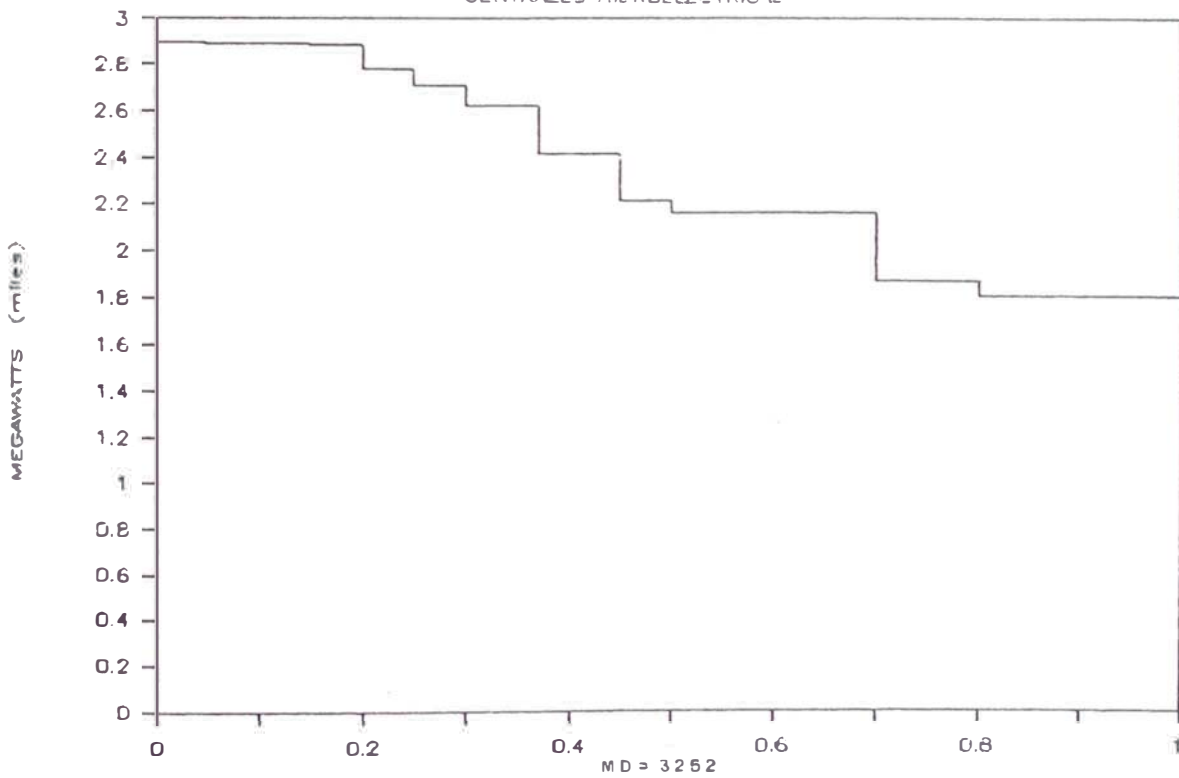
CENTRALES HIDROELECTRICAS



### ALTERNATIVA # 2 - 2000

fig. N°3.10

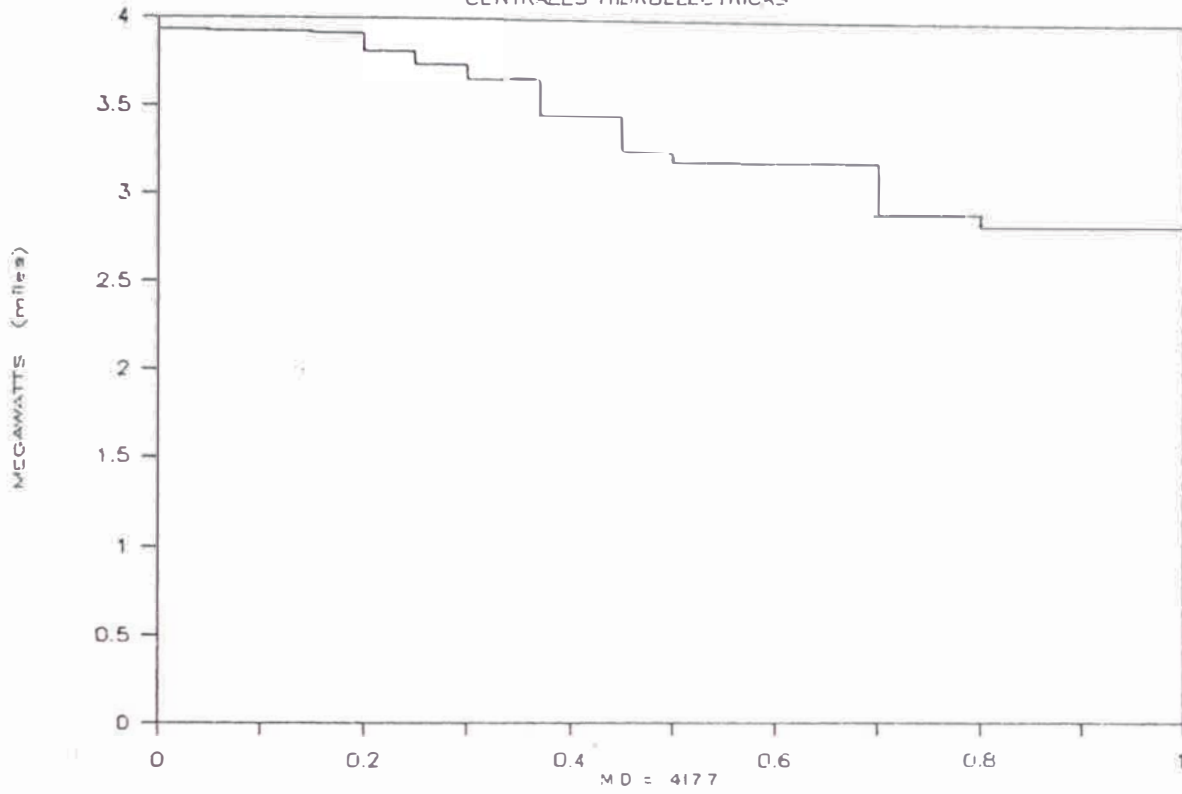
CENTRALES HIDROELECTRICAS



### ALTERNATIVA # 2 - 2005

fig. N°3.11

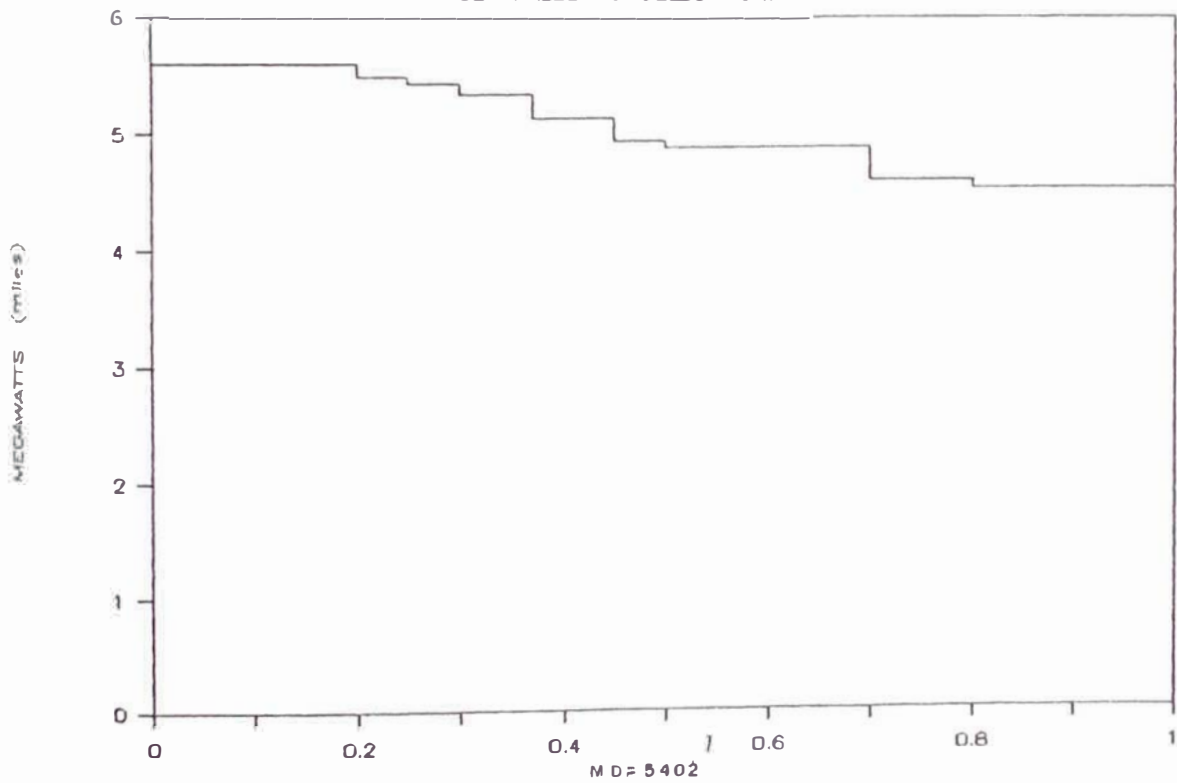
CENTRALES HIDROELECTRICAS



### ALTERNATIVA # 2 - 2010

fig. N°3.12

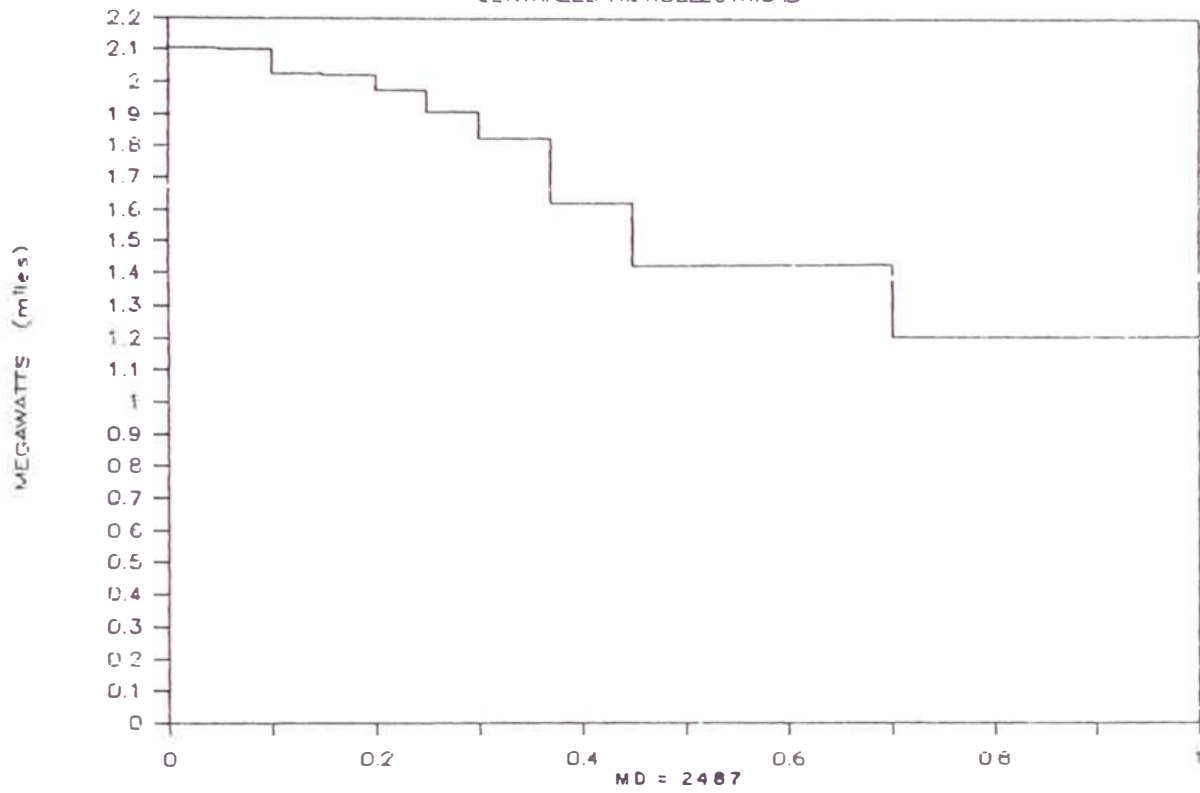
CENTRALES HIDROELECTRICAS



### ALTERNATIVA # 3 - 1995

fig. Nº3.13

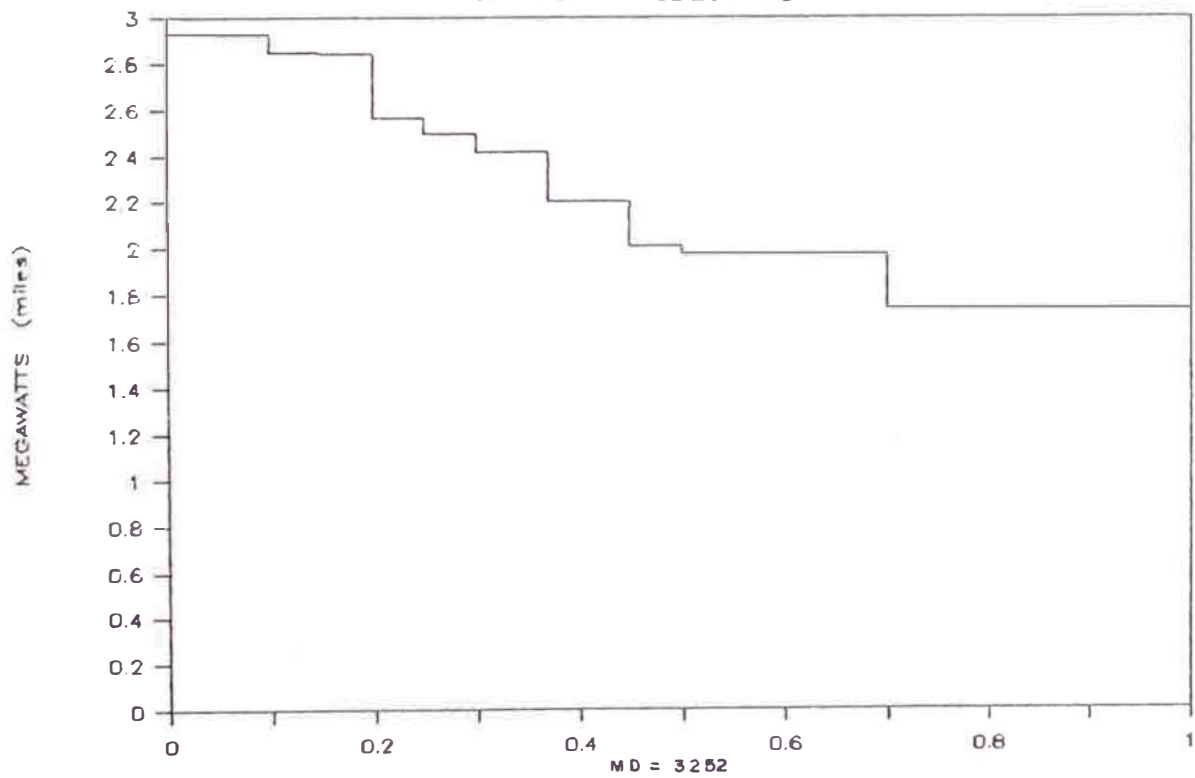
CENTRALES HIDROELECTRICAS



### ALTERNATIVA # 3 - 2000

fig. Nº3.14

CENTRALES HIDROELECTRICAS

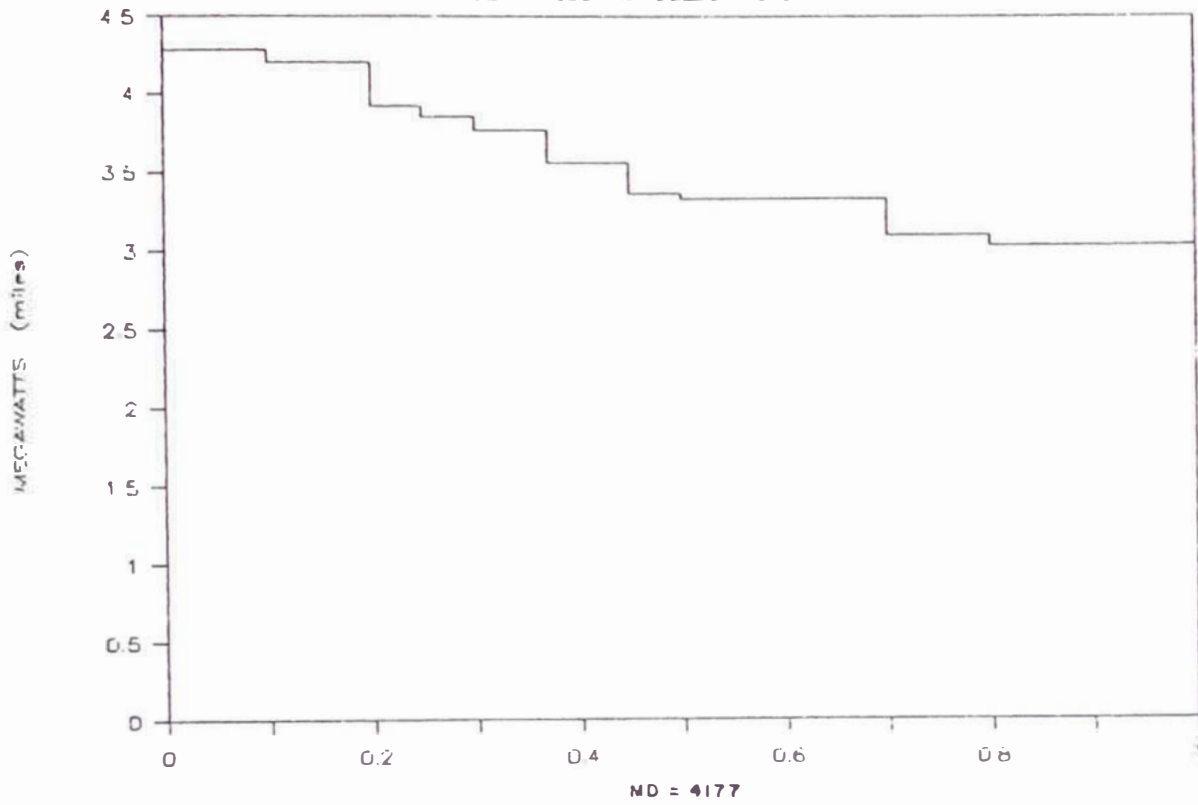




### ALTERNATIVA # 3 - 2005

fig. Nº 3.15

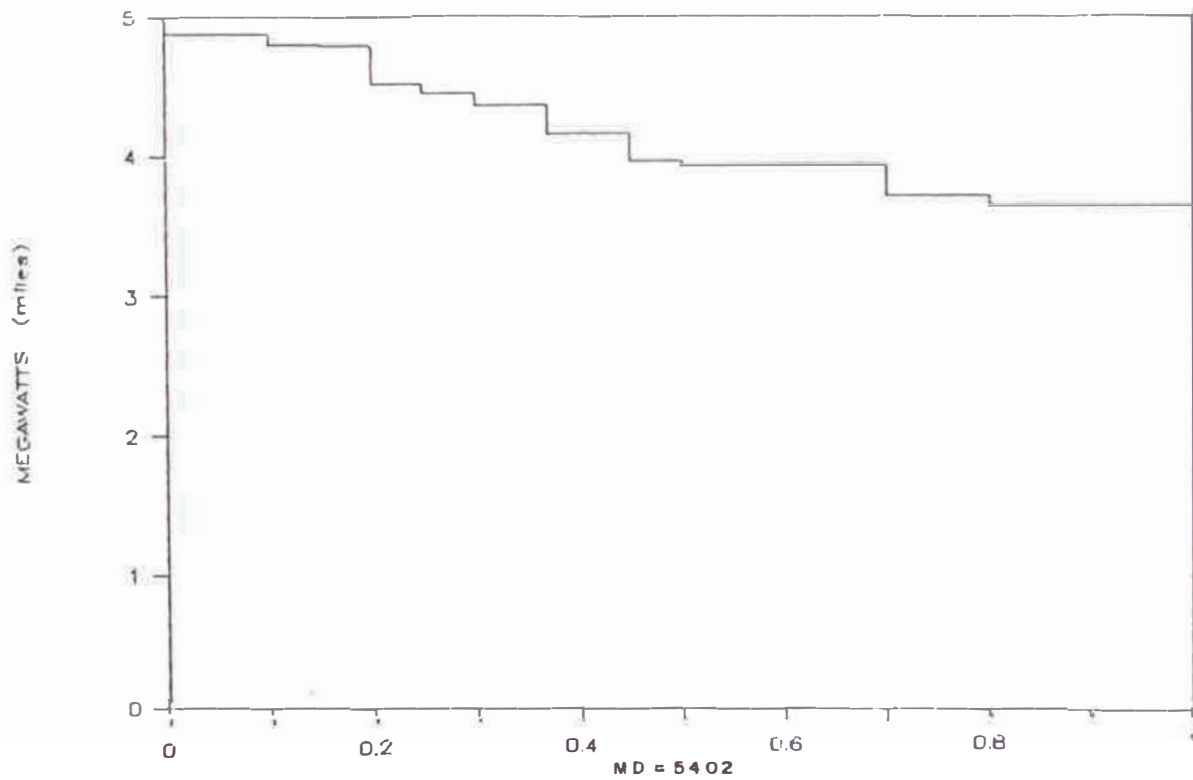
CENTRALES HIDROELECTRICAS



### ALTERNATIVA # 3 - 2010

fig. Nº 3.16

CENTRALES HIDROELECTRICAS



CUADRO No. 3.2-10

COSTO ACTUALIZADO DE ADICIONES DE LINEAS SICK - ALTERNATIVA No. 1  
(Millones US\$ Dolares a Dic. 1985)

LINEA	TERMINA	LONGITUD (Km)	TENSION (KV)	COSTO ACTUALIZ. (1985)	1995	2000	2005	2010
TALARA - TUMES	1T	190	220	3.695		22.714		
IGUITAPACSA-CHIMBOTE	1T	140	220	3.053		17.821		
ICHASLLA-ZAPALLAL	2T	300	220	9.121		53.233		
TRUJ.NORTE-CUADALUPE *	1T	110	500	3.236			30.305	13.863
CHIMBOTE-TRUJ.NORTE *	1T	160	500	4.273			42.030	13.863
TARMA-ZAPALLAL *	1T	220	500	9.182			71.512	71.512
TARMA-SAN JUAN ELP *	1T	220	500	6.330			71.512	
PUERTO PRADO-TARMA *	2T	245	500	10.839			122.454	
CHICLAYO-PIURA OESTE	2T	270	220	2.092				52.442
GUADALUPE-CHICLAYO *	1T	80	500	1.301				32.624
PARAMONGA-CHIMBOTE *	1T	220	500	2.611				65.455
ZAPALLAL-PARAMONGA *	1T	170	500	2.143				53.730
SUMABENI-CONCEPCION *	2T	180	500	3.667				56.956
CONCEPCION-SAN JUAN ELP *	1T	240	500	3.039				76.202
CONCEPCION-TARMA	1T	60	500	0.900				22.573
COSTO TOTAL ACTUALIZADO				65.682				

(\*) Se incluye costos de subestaciones de transformacion

CUADRO Nro. 3.2-11

COSTO ACTUALIZADO DE ADICIONES DE CENTRALES HIDROELECTRICAS Y TERMICAS SION  
ALTERNATIVA Nro. 1  
(Millones US\$ Dolares a Dic. 1985)

CENTRAL	CGSTO ACTUALIZ. 1995 (1985)	2000	2005	2010
C.H. JICAMARCA	27.067	37.676		
C.H. MAYUSH	48.632	157.530		
C.H. BUITARACSA	31.980	190.836		
AMPL. C.H. CARHUAGUERO	18.330	109.401		
C.H. HUAYRA-20	57.047	340.489		
C.H. CHAGLLA	109.334	652.568		
C.H. PUERTO PRADO	113.078		1033.448	590.684
C.H. SUMABENI	58.245			1460.378
CGSTO TOTAL1 ACTUALIZADO	463.713			
C.T. 4TG x 50	29.926	95.763		
C.T. 4TG x 100	14.938	63.648	31.924	31.924
C.T. 2TV x 150	30.784	119.337	119.337	
CGSTO TOTAL2 ACTUALIZADO	75.648			
COSTO TOTAL ACTUALIZADO	539.361			

CUADRO 3.2-12  
 COSTOS DE PERDIDAS ANUALES SICN  
 ALTERNATIVA Nro. 1

ANNO	AP (Mg)	fc	fp	AE (Mg)	COSTO ACTUALIZADO (1000 US\$)	COSTO (1000 US\$)
1995	53.04	0.632	0.459	217.91	3157.25	9205.95
1996	56.57	0.632	0.469	232.25	3004.49	10451.23
1997	60.02	0.633	0.470	247.11	2854.21	11119.95
1998	63.51	0.634	0.472	262.60	2706.15	11817.00
1999	66.99	0.634	0.472	272.59	2513.66	12284.55
2000	70.48	0.635	0.473	292.03	2400.88	13141.35
2001	68.13	0.636	0.474	357.63	2225.17	16093.35
2002	101.79	0.637	0.475	423.55	2775.95	19059.75
2003	117.44	0.638	0.476	489.70	2665.62	22076.50
2004	133.10	0.638	0.476	555.00	2699.77	24975.00
2005	148.75	0.639	0.478	622.66	2905.65	26026.70
2006	164.63	0.639	0.478	697.73	2906.17	31397.65
2007	184.51	0.639	0.478	772.60	2673.23	34747.00
2008	202.39	0.639	0.478	847.46	2813.96	38135.70
2009	220.26	0.640	0.479	924.22	2740.03	41589.90
2010	238.14	0.640	0.479	999.25	2645.06	44966.25
COSTO TOTAL ACTUALIZADO					44669.25	

CUADRO Nro. 3.2-13  
 COSTO ACTUALIZADO DE ADICIONES DE LINEAS SION - ALTERNATIVA Nro. 2  
 (Millones US\$ Dolares a Dic. 1985)

LINEA	TERMINA	LONGITUD (km)	TENSION (kV)	COSTO ACTUALIZ. (1985)	1995	2000	2005	2010
TALARA - TUMBES	2T	190	220	12.370	39.345			
TALARA - PIURA OESTE	1T	88	220	4.003	12.732			
QUITARACSA - CHIMBOTE	1T	140	220	3.053		17.821		
ZAPALLAL - CHAGLLA	2T	300	220	9.121		53.233		
GUADALUPE - TRUJ. NORTE	1T	110	500	3.277			30.305	14.885
TRUJ. NORTE - CHIMBOTE	1T	160	500	4.273			42.030	13.863
TARMA - ZAPALLAL (*)	1T	220	500	9.182			71.512	71.512
TARMA - SAN JUAN ELP (*)	1T	220	500	6.330			71.512	
PUERTO PRADO - TARMA (*)	2T	245	500	9.344			105.564	
PIURA OESTE - CHICLAYO	1T	270	220	1.218				30.544
CHICLAYO - GUADALUPE	1T	80	220	0.477				11.950
CHIMBOTE - PARAM. NUEVA (*)	1T	220	500	2.511				55.455
ZAPALLAL - PARAM. NUEVA (*)	1T	170	500	2.143				53.730
ISMACHANI - CONCEPCION	2T	180	500	3.857				95.956
CONCEPCION - SAN JUAN ELP (*)	1T	240	500	3.039				75.202
TARMA - CONCEPCION	1T	60	500	0.900				22.573
<b>COSTO TOTAL ACTUALIZADO</b>					<b>75.208</b>			

(\*) : Se incluye costos de subestaciones de transformacion

CUADRO Nro. 3.2-14

COSTO ACTUALIZADO DE ADICIONES A CENTRALES HIDROELECTRICAS Y TERMICAS SIN  
ALTERNATIVA Nro. 2  
(Millones US Dolares a Dic. 1985)

CENTRAL	COSTO ACTUALIZADO 1985	1995	2000	2005	2010
IC.T.B. IZORITOS	44.887	143.627			
IC.H. GUITARAOSA	31.990		190.576		
IC.H. MAYUSH	26.393		157.529		
IC.H. HUAYRA (*)	57.047		340.489		
IC.H. CHABELLA	109.334		652.568		
IC.H. FUERTO PRADO	113.078			1033.448	590.684
IC.H. SUMAPENI	52.245				1460.378
<b>COSTO TOTAL1 ACTUALIZADO</b>	<b>440.960</b>				
IC.T. - 4T6 x 50	19.697	23.941	71.622		
IC.T. - 4T6 x 100	19.484	31.924	31.924	31.924	31.924
IC.T. - 1TV x 150	10.488			119.337	
<b>COSTO TOTAL2 ACTUALIZADO</b>	<b>49.669</b>				
<b>COSTO TOTAL ACTUALIZADO</b>	<b>490.629</b>				

(\*) : C.T. considerada como C.H.

CUADRO 3.2-15  
 COSTOS DE PERDIDAS ANUALES SIEM  
 ALTERNATIVA No.2

ANNO	FP (M6)	fc	fp	FE	COSTO ACTUALIZADO (1000 US\$)	COSTO (1000 US\$)
1995	63.57	0.632	0.469	261.17	3786.04	11752.65
1996	65.35	0.632	0.469	269.65	3475.37	12069.25
1997	67.20	0.633	0.470	276.63	3195.76	12450.69
1998	69.02	0.634	0.472	285.30	2943.08	12842.10
1999	70.83	0.634	0.472	292.66	2696.62	13176.70
2000	72.65	0.635	0.473	301.02	2474.79	13545.90
2001	90.17	0.636	0.474	374.41	2746.35	16546.45
2002	176.70	0.637	0.475	445.14	2937.11	20166.30
2003	125.22	0.638	0.476	522.14	3055.45	23456.30
2004	142.74	0.638	0.476	595.19	3189.75	26763.55
2005	160.26	0.639	0.478	671.05	3130.45	30157.25
2006	172.20	0.639	0.478	721.05	3003.31	32447.25
2007	184.13	0.639	0.478	771.00	2867.28	34695.00
2008	196.06	0.639	0.478	820.96	2725.96	36943.20
2009	208.00	0.640	0.479	872.72	2567.53	39275.10
2010	219.93	0.640	0.479	922.84	2442.60	41527.60
COSTO TOTAL ACTUALIZADO					47177.65	

Cuadro No. 3.2-15

COSTO ACTUALIZADO DE ADICIONES DE LINEAS SION - ALTERNATIVA No. 3  
(Millones US\$ Dolares a Cic. 1983)

LINEA	TERMINA	LONGITUD (Km)	TENSION (KV)	COSTO ACTUALIZ. (1983)	1995	2000	2005	2010
PIURACESTE - OLMOS	1T	150	220	3.357		19.776		
OLMOS - CHICLAYO	2T	110	220	4.497		26.248		
CHICLAYO - GUADALUPE	2T	80	220	3.656		21.337		
GUADALUPE - TRUJ. NORTE	2T	110	220	4.497		26.248		
CHIMBOTE - PARAM. NUEVA	2T	220	220	7.533		44.256		
PARAM. NUEVA - ZAPALLAL	2T	170	220	6.160		35.071		
QUITARACSA - CHIMBOTE	1T	140	220	3.053		17.821		
CHAGLLA - ZAPALLAL	2T	300	220	4.712			53.233	
TARMA - ZAPALLAL (*)	1T	220	500	6.330			71.512	
TARMA - SAN JUAN ELP (*)	1T	220	500	6.330			71.512	
PLERTO PRADO - TARMA (*)	2T	245	500	9.344			105.564	
COSTO TOTAL ACTUALIZADO				59.569				

(\*) : Se incluye costos de Sub-estaciones de Transformacion



CUADRO No. 7.2-17

COSTO ACTUALIZADO DE ADICIONES DE CENTRALES HIDROELECTRICAS Y TERMICAS SION  
ALTERNATIVA No. 3  
(Millones US\$ Dolares a Dic. 1985)

CENTRAL	COSTO ACTUALIZADO 1985	1985	2000	2015	2030
C.H. JICAMPACA	27.667	87.874			
C.H. MAYUSE	45.432	157.530			
C.H. OLMOS	93.452	575.879			
AMPL. C.H. DARHUAGUERO	18.330	109.401			
C.H. QUITARACSA	31.920	190.876			
C.H. CHAGLLA	56.526		652.568		
C.H. PUERTO FRADO	113.078		1033.448	590.684	
<b>COSTO TOTAL1 ACTUALIZADO</b>	<b>392.045</b>				
C.T. - 675 x 50	32.935	95.763		23.941	23.941
C.T. - 316 x 100	13.644		63.848	31.924	
C.T. - 214 x 150	25.056		119.337		119.337
<b>COSTO TOTAL2 ACTUALIZADO</b>	<b>71.707</b>				
<b>COSTO TOTAL ACTUALIZADO</b>	<b>463.772</b>				

CUADRO 3.2-18  
 COSTOS DE PERDIDAS ANUALES EICN  
 ALTERNATIVA No. 3

ANNO	AP (Ma)	fc	fp	FE (ENR)	COSTO ACTUALIZADO (1000 US\$)	COSTO (1000 US\$)
1995	53.04	0.632	0.469	217.91	3157.25	9895.95
1996	60.77	0.632	0.469	331.84	4292.82	14932.86
1997	52.71	0.633	0.470	381.71	4488.90	17176.95
1998	104.64	0.634	0.472	432.66	4461.95	19469.70
1999	116.57	0.634	0.472	481.95	4437.74	21627.75
2000	133.81	0.635	0.473	554.44	4558.24	24949.80
2001	139.29	0.635	0.474	578.37	4245.51	26026.65
2002	144.77	0.637	0.475	602.39	3948.06	27107.55
2003	150.25	0.638	0.476	626.51	3666.20	28192.95
2004	155.73	0.638	0.476	649.36	3392.78	29221.20
2005	161.21	0.639	0.478	675.03	3149.02	30376.35
2006	178.69	0.639	0.478	748.23	3116.51	33670.35
2007	196.16	0.639	0.478	821.38	3054.64	36962.10
2008	213.64	0.639	0.478	894.57	2970.38	40255.65
2009	231.11	0.640	0.479	969.75	2875.01	43638.75
2010	248.59	0.640	0.479	1043.09	2761.11	46939.05
COSTO TOTAL ACTUALIZADO					55496.12	

CUADRO 3.2-19

COSTO DE COMBUSTIBLE, LUBRICANTES  
Y OTROS COSTOS INCREMENTALES ANUALES

## ALTERNATIVA Nro.1 - SICN

ANNO	VE (PUNTA) (GWA)	COSTO ACTUALIZADO (1000 US\$)	COSTO (1000 US\$)
1995	163.400	357.230	1109.490
1996	160.350	313.000	1066.780
1997	157.300	274.150	1028.070
1998	154.240	240.010	1047.290
1999	151.190	210.060	1026.560
2000	148.140	183.770	1005.870
2001	128.760	142.610	874.260
2002	109.380	108.170	742.650
2003	90.000	79.470	611.100
2004	70.610	55.670	479.440
2005	51.230	36.060	347.850
2006	40.980	25.760	278.250
2007	30.740	17.250	208.730
2008	20.490	10.270	139.130
2009	10.250	4.590	69.600
2010	0.000	0.000	0.000

COSTO TOTAL ACTUALIZ. 2058.070

CUADRO 3.2-20  
 COSTO DE COMBUSTIBLE, LUBRICANTES  
 Y OTROS COSTOS INCREMENTALES ANUALES  
 ALTERNATIVA Nro. 2

ANNO	E (PUNTA) (GWh)	E (C.T.Z)	COSTO ACTUALIZADO (1000 US\$)	COSTO (1000 US\$)
1995	163.400	175.200	525.330	1631.580
1996	150.78	175.200	444.410	1545.890
1997	138.150	175.200	370.780	1460.130
1998	125.530	175.200	314.990	1374.450
1999	112.900	172.500	263.690	1283.690
2000	100.280	175.200	219.780	1203.000
2001	86.370	175.200	180.830	1108.550
2002	72.460	175.200	147.700	1014.100
2003	58.560	175.200	119.600	919.720
2004	44.650	175.200	95.820	825.270
2005	30.740	172.500	75.760	730.820
2006	24.590	175.200	63.760	649.060
2007	18.440	175.200	53.500	567.300
2008	12.300	175.200	44.650	485.610
2009	6.150	175.200	37.150	393.860
2010	0.000	175.200	30.710	312.100
COSTO TOTAL ACTUALIZADO			2986.520	

CUADRO 3.2-21  
 COSTO DE COMBUSTIBLE, LUBRICANTES  
 Y OTROS COSTOS INCREMENTALES ANUALES  
 ALTERNATIVA Nro.3 - SIC

ANNO	E (PUNTA) (GRH)	COSTO ACTUALIZADO (1000 US\$)	COSTO (1000 US\$)
1995	163.400	357.230	1109.490
1996	147.61	286.520	1003.630
1997	132.220	236.440	897.770
1998	116.640	191.500	791.990
1999	101.050	146.490	686.130
2000	85.460	106.010	580.270
2001	69.370	75.730	464.230
2002	51.280	50.710	348.190
2003	34.180	30.180	232.080
2004	17.100	13.480	116.110
2005	0.000	0.000	0.000
2006	30.290	19.040	205.670
2007	60.570	33.990	411.270
2008	90.860	45.520	616.940
2009	121.140	54.190	822.540
2010	151.430	60.480	1028.210
COSTO TOTAL ACTUALIZA		1687.420	



Cuadro Nro. 3.2 - 23

## CURVA DE DURACION DE LA CARGA EN POR UNIDAD

SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE  
PERIODO 1995 - 2010

ANO	CURVA DE DURACION								
1,995	1.00000	-2.10090	x +	6.40143	x2 -11.17276	x3 +	9.25735	x4 -2.90512	x5
1,996	1.00000	-2.10419	x +	6.44581	x2 -11.37095	x3 +	9.40442	x4 -2.89510	x5
1,997	1.00000	-2.08903	x +	6.40841	x2 -11.31844	x3 +	9.37729	x4 -2.89824	x5
1,998	1.00000	-2.09242	x +	6.41859	x2 -11.33278	x3 +	9.38443	x4 -2.89780	x5
1,999	1.00000	-2.08546	x +	6.39098	x2 -11.28434	x3 +	9.35074	x4 -2.89192	x5
2,000	1.00000	-2.08355	x +	6.39372	x2 -11.30614	x3 +	9.38533	x4 -2.90937	x5
2,001	1.00000	-2.05781	x +	6.26071	x2 -10.98826	x3 +	9.07737	x4 -2.81201	x5
2,002	1.00000	-2.05579	x +	6.25988	x2 -11.00681	x3 +	9.11915	x4 -2.83644	x5
2,003	1.00000	-2.05778	x +	6.26930	x2 -11.02554	x3 +	9.13079	x4 -2.83677	x5
2,004	1.00000	-2.05323	x +	6.24820	x2 -11.05129	x3 +	9.18050	x4 -2.86419	x5
2,005	1.00000	-2.05611	x +	6.26389	x2 -11.01943	x3 +	9.13393	x4 -2.84228	x5
2,006	1.00000	-2.04564	x +	6.23437	x2 -10.97801	x3 +	9.11130	x4 -2.84202	x5
2,007	1.00000	-2.04760	x +	6.28746	x2 -11.14759	x3 +	9.32049	x4 -2.93276	x5
2,008	1.00000	-2.04422	x +	6.31016	x2 -11.26552	x3 +	9.49823	x4 -3.01925	x5
2,009	1.00000	-2.04454	x +	6.28710	x2 -11.17546	x3 +	9.37735	x4 -2.96444	x5
2,010	1.00000	-2.04707	x +	6.27691	x2 -11.10656	x3 +	9.26739	x4 -2.91066	x5

DETERMINACION APROXIMADA DE CENTRALES EQUIVALENTES DE BASE Y PICO CONSIDERANDO REGULACION DIARIA Y CAUDALES PROMEDIOS MENSUALES SEGUN LAS FICHAS TECNICAS DEL PNE

\*\*\*\*\*  
 C.H. HUJUNCO DATOS DE DISEÑO : ALTURA DE LA CAIDA NETA = 1200 MTS POTENCIA INSTALADA 258.40 MW RESERVA ESTACIONAL EN LAS LAGUNAS 160 MILLONES DE M3  
 CAUDAL NOMINAL = 24.46 m3/seg. EN 4 GRUPOS  
 RESERVO DE REGULACION 400000 m3 AGUAS ABAJO RESERVOIRIO HUJUNCO DE 200 000 m3  
 Nueva Ficha N.º 1  
 HORAS DE OPERACION DE LA CENTRAL DE PICO REDONDEADAS A LA HORA INFERIOR  
 \*\*\*\*\*

MESES DEL AÑO HIDROLOGICO PROMEDIO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
DIAS POR MES	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
CAUDAL MENSUAL PROMEDIO en m3/seg	10.89	17.22	10.34	12.26	7.91	8.60	9.37	10.45	10.71	9.54	9.55	8.89	11.16 (*)
POTENCIA DISPONIBLE DE PICO EN MW	240.00	240.00	240.00	240.00	240.00	240.00	240.00	240.00	240.00	240.00	240.00	240.00	240.00 (*)
HORAS DE OPERACION DE PICO DIARIAS	8.00	15.00	17.00	9.00	6.00	7.00	7.00	8.00	8.00	7.00	7.00	7.00	6.00 (**)
POTENCIA MENSUAL REAL EN MW	106.85	148.96	180.15	170.30	77.61	84.30	91.94	104.50	105.09	93.61	93.70	87.23	139.53 (*)
ENERGIA MENSUAL REAL EN GWh	77.88	111.74	131.32	84.85	54.56	59.51	67.00	76.16	74.12	68.22	66.09	63.57	936.52
FACTOR DE PLANTA MENSUAL	.44	.69	.74	.69	.32	.34	.38	.43	.43	.38	.38	.36	.45 (*)

\*\*\*\*\*  
 CENTRAL EQUIVALENTE DE BASE : (\*\*)  
 HORAS DE OPERACION DE BASE AL MES  
 POTENCIA DE BASE EN MW  
 ENERGIA DE BASE EN GWh  
 \*\*\*\*\*

744.00	672.00	744.00	720.00	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	8760.00
37.02	41.43	22.30	44.54	21.34	17.84	28.31	33.55	34.42	30.43	30.76	21.80	21.80	30.33 (*)
27.54	27.84	16.59	32.08	15.89	12.86	21.06	24.96	24.78	22.79	22.15	16.22	16.22	264.77

\*\*\*\*\*  
 CENTRAL EQUIVALENTE DE PICO :  
 HORAS DE OPERACION DE PICO AL MES  
 POTENCIA CENTRAL DE PICO EN MW  
 ENERGIA DE PICO EN GWh  
 \*\*\*\*\*

248.00	420.00	527.00	270.00	186.00	210.00	217.00	248.00	240.00	240.00	217.00	210.00	217.00	3210.00
202.98	198.57	217.70	195.44	218.44	222.14	211.69	206.45	205.58	209.37	209.24	218.20	209.67 (*)	209.67 (*)
50.34	83.40	114.73	52.77	40.67	46.65	45.94	51.20	49.34	45.43	43.94	47.35	47.35	671.75

C.H. CALLAHUENCA DATOS DE DISEÑO : ALTURA DE LA CAIDA NETA = 436 mts. POTENCIA INSTALADA 67.75 MW ADEMAS RECIBE AGUA DE LA DERIVACION DE RIMAC (MAX. 12.- m3/seg.)  
 CAUDAL DE DISEÑO = 20 m3/seg.  
 PULMON DE REGULACION 130000 m3 MAX.POTENCIA APROXIMABLE 63 MW (18 m3/seg) POR LIMITACIONES DE LOS GRUPOS ANTI-BOMBAS  
 RESERVOIRIO DE HUJUNCO 200000 m3 (MAX CAUDAL 11 m3/seg. POR EL CANAL Y TUNEL A PELO LIBRE)

\*\*\*\*\*  
 Ficha N.º 5 modificada  
 \*\*\*\*\*

MESES DEL AÑO HIDROLOGICO PROMEDIO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
DIAS POR MES	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
CAUDAL MENSUAL PROMEDIO en m3/seg	18.86	19.72	19.71	19.71	18.29	17.06	15.87	15.85	15.79	16.65	17.66	18.44	17.80 (*)
POTENCIA DISPONIBLE DE PICO EN MW	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00 (*)
HORAS DE OPERACION DE PICO DIARIAS	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00 (**)
POTENCIA MENSUAL REAL EN MW	59.41	63.00	63.00	63.00	63.00	59.71	55.54	55.47	55.28	56.28	61.81	63.00	60.01 (*)
ENERGIA MENSUAL REAL EN GWh	44.96	40.60	44.96	43.51	44.96	41.66	40.04	39.99	38.55	42.01	43.12	44.96	509.32
FACTOR DE PLANTA MENSUAL	.89	.89	.89	.89	.89	.85	.79	.79	.79	.83	.88	.89	.86 (*)

\*\*\*\*\*  
 CENTRAL EQUIVALENTE DE BASE : (\*\*)  
 HORAS DE OPERACION DE BASE AL MES  
 POTENCIA DE BASE EN MW  
 ENERGIA DE BASE EN GWh  
 \*\*\*\*\*

744.00	672.00	744.00	720.00	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	8760.00
60.32	60.30	60.32	60.32	60.32	57.64	53.42	53.35	53.13	56.18	59.75	60.32	57.95 (*)	57.95 (*)
44.88	40.52	44.88	43.43	44.88	41.50	39.74	39.69	36.25	41.80	43.02	44.88	44.88	507.47

\*\*\*\*\*  
 CENTRAL EQUIVALENTE DE PICO :  
 HORAS DE OPERACION DE PICO AL MES  
 POTENCIA CENTRAL DE PICO EN MW  
 ENERGIA DE PICO EN GWh  
 \*\*\*\*\*

31.00	28.00	31.00	30.00	31.00	30.00	31.00	31.00	31.00	30.00	31.00	30.00	31.00	345.00
2.68	2.70	2.68	2.68	2.68	5.36	9.58	9.65	9.67	6.82	3.25	2.68	2.68	5.05 (*)
.08	.08	.08	.08	.08	.16	.30	.30	.30	.21	.10	.08	.08	1.85

(\*) PROMEDIO DE LOS 12 MESES DEL AÑO.  
 (\*\*) SE CONSIDERA EL MES EN QUE LA CENTRAL DE PICO EQUIVALENTE TIENE LA MINIMA DURACION DE PICO.  
 (\*\*\*) SE ASUME QUE LOS FACTORES DE UTILIZACION DEL CAUDAL Y DE MANTENIMIENTO JUNTO CON EL CONSUMO PROPIO NO AFECTAN LA MAXIMA POTENCIA DE PICO.





CENT-EULSES DETERMINACION APROXIMADA DE CENTRALES EQUIVALENTES DE BASE Y PICO CONSIDERANDO REGULACION DIARIA Y CAUDALES PROMEDIOS MENSUALES SEGUN LAS FICHAS TECNICAS DEL PHE

HORAS DE OPERACION DE LA CENTRAL DE PICO RECONOCIDAS A LA HORA INFERIOR

C.H. MOTOPAMPA DATOS DE DISEÑO : ALTURA DE LA CAIDA NETA = 474 mts. POTENCIA INSTALADA 3 x 21 MW EL RESECCIONADO DE REGULACION DE AJUNCO DE 200000 m3 ES COMPA PARA CALLAHUANGA Y MOTOPAMPA QUE TRASAJAN EN CASACA Y POR ESTA RAZON HAY QUE TENER PRESENTE EL TIEMPO NECESARIO PARA EL RESECCIONADO DEL AGUA EN LOS TUNELES A PELO LIBRE PARA EVITAR REBOSES EN LAS TAZAS.

Antigua Ficha N.º 4 SIN EFECTO DE TUBALAMTO

MESES DEL AÑO HIDROLOGICO PROMEDIO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
DIAS POR MES	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
CAUDAL MENSUAL PROMEDIO en m3/seg	17.62	17.65	17.65	17.65	17.49	16.71	15.89	16.10	16.49	16.57	17.03	17.47	17.09 #)
POTENCIA DISPONIBLE DE PICO EN MW	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	60.18	60.72	63.00	62.00	63.00	63.00	62.51 #)
HORAS DE OPERACION DE PICO AL DIA	4.00	6.00	6.00	6.00	4.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	3.00	3.00	2.00##)
POTENCIA MENSUAL REAL EN MW	62.19	63.00	63.00	63.00	61.73	58.96	56.08	56.82	58.91	58.48	60.11	61.66	60.33 #)
ENERGIA MENSUAL REAL en GWh	44.37	40.59	44.95	43.50	44.04	41.13	40.42	40.95	41.09	42.15	41.92	43.99	509.10
FACTOR DE PLANTA MENSUAL	.95	.96	.96	.96	.94	.91	.86	.87	.91	.90	.92	.94	.92 #)

CENTRAL EQUIVALENTE DE BASE : ###)

HORAS DE OPERACION DE BASE AL MES	744.00	672.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	8760.00
POTENCIA DE BASE EN MW	56.96	59.54	59.54	58.43	56.59	53.80	53.80	54.51	56.53	56.17	57.54	58.57	57.48#)	
ENERGIA DE BASE EN GWh	43.87	40.01	44.31	42.88	43.47	40.75	40.02	40.55	40.70	41.79	41.43	43.58	503.36	

CENTRAL EQUIVALENTE DE PICO :

HORAS DE OPERACION DE PICO AL MES	124.00	168.00	186.00	180.00	124.00	60.00	62.00	62.00	60.00	62.00	90.00	93.00	1271.00
POTENCIA DE LA CENTRAL DE PICO EN MW	4.04	3.46	3.44	3.44	4.57	6.41	6.36	6.41	6.47	5.83	5.46	4.43	5.03#)
ENERGIA DE PICO EN GWh	.50	.58	.64	.62	.57	.38	.40	.40	.39	.36	.49	.41	5.7#)

C.H. HUMPAWI DATOS DE DISEÑO : ALTURA DE LA CAIDA NETA = 170 mts. POTENCIA INSTALADA 2 x 15 MW SE CONSIDERA COMO UNA CENTRAL DE BASE YA QUE SU MAXIMA POTENCIA NO COINCIDE CON EL PICO DEL SISTEMA POR EL TIEMPO DE RESECCIONADO DEL AGUA. ADEMAS HAY QUE TENER PRESENTES LAS LIMITACIONES DEL EQUIPO ELECTROMECANICO (MAX. AGUA TURBINABLE 17.7 m3/seg)

Nueva Ficha N.º 6

MESES DEL AÑO HIDROLOGICO PROMEDIO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
DIAS POR MES	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
CAUDAL MENSUAL PROMEDIO en m3/seg	19.63	19.97	19.97	19.99	19.25	17.50	17.50	17.50	17.50	17.50	17.50	7.50	17.50#)
POTENCIA DISPONIBLE DE PICO EN MW	24.99	24.99	24.99	24.99	24.99	24.99	24.99	24.99	24.99	24.99	24.99	24.99	24.99#)
HORAS DE OPERACION DE PICO AL DIA	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
POTENCIA MENSUAL REAL EN MW	24.99	24.99	24.99	24.99	24.99	24.99	24.99	24.99	24.99	24.99	24.99	24.99	24.99#)
ENERGIA MENSUAL REAL en GWh	17.84	16.11	17.84	17.26	17.84	17.44	18.00	18.02	17.44	18.02	17.44	17.84	211.09
FACTOR DE PLANTA MENSUAL	.80	.80	.80	.80	.80	.81	.81	.81	.81	.81	.81	.80	.80#)

CENTRAL EQUIVALENTE DE BASE : ###)

HORAS DE OPERACION DE BASE AL MES	744.00	672.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	8760.00
POTENCIA DE BASE EN MW	23.98	23.97	23.98	23.97	23.98	24.22	24.19	24.22	24.22	24.22	24.22	23.98	24.10#)	
ENERGIA DE BASE EN GWh	17.84	16.11	17.84	17.26	17.84	17.44	18.00	18.02	17.44	18.02	17.44	17.84	211.09	

CENTRAL EQUIVALENTE DE PICO :

HORAS DE OPERACION DE PICO AL MES	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
POTENCIA DE LA CENTRAL DE PICO EN MW	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
ENERGIA DE PICO EN GWh	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00

\*) SE CONSIDERA EL MES EN QUE LA CENTRAL EQUIVALENTE DE PICO TIENE LA MINIMA DURACION DE PICO.  
 #) PROMEDIO DE LOS 12 MESES DEL AÑO.  
 ##) SE ASUME QUE LOS FACTORES DE UTILIZACION DEL AGUA Y DE MANTENIMIENTO JUNTO CON EL CONSUMO PROMEDIO NO AFECTAN LA POTENCIA DE PICO SIN ENSAYO CUANDO LA CENTRAL TRASAJA TODO EL MES EN BASE SE REDUCE SU POTENCIA PARA MANTENER LA CORRECTA RELACION ENTRE LA POTENCIA Y ENERGIA ENTREGADA AL SISTEMA.

172

DETERMINACION APROXIMADA DE CENTRALES EQUIVALENTES DE BASE Y PICO CONSIDERANDO REGULACION DIARIA Y CAUDALES PROMEDIOS MENSUALES SEGUN LAS FICHAS TECNICAS DEL PNE

Antigua Ficha N° 13

HOIAS DE OPERACION DE LA CENTRAL DE PICO REDONDEADAS A LA HORA INFERIOR

C.H. ENHUA DATOS DE DISEÑO : ALTURA DE LA CAIDA NETA = 215 mts.  
CAUDAL NOMINAL = 27.00 m<sup>3</sup>/seg.  
PILON DE REGULACION 30000 m<sup>3</sup>

POTENCIA INSTALADA 2 \* 20 MW  
A PESAR DE LA MUY LIMITADA UTILIZACION DEL ACTUAL PULMON SE CONSIDERA EN LA FICHA TECNICA, NO SE TOMA EN CUENTA LA REGULACION DE LAS LAGUNAS NI EL AFIANZAMIENTO QUE LA FUTURA C.H. MATHEN.

MESES DEL AÑO HIDROLOGICO PROMEDIO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
DIAS POR MES	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
CAUDAL MENSUAL PROMEDIO en m <sup>3</sup> /seg	21.97	22.00	22.00	21.79	20.50	17.67	15.43	15.00	15.86	19.93	20.90	21.81	19.57 #)
POTENCIA DISPONIBLE DE PICO EN MW	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	35.15	31.08	30.30	31.86	39.26	40.00	40.00	37.30 #)
HORAS DE OPERACION DE PICO AL DIA	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	9.00 (4.009#)
POTENCIA MENSUAL REAL EN MW	39.95	40.00	40.00	39.62	37.77	32.13	28.05	27.70	28.84	36.24	38.00	39.65	35.62 #)
ENERGIA MENSUAL REAL EN GWh	28.68	25.76	28.52	27.33	26.57	22.61	20.40	19.63	20.29	26.37	26.76	28.27	30.19
FACTOR DE PLANTA MENSUAL	.96	.96	.96	.95	.89	.79	.69	.67	.70	.89	.93	.95	.86 #)

CENTRAL EQUIVALENTE DE BASE : ##)

HORAS DE OPERACION DE BASE AL MES

POTENCIA DE BASE EN MW	744.00	672.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	744.00	8740.00
ENERGIA DE BASE EN GWh	36.56	34.67	36.67	35.92	34.85	30.65	26.89	25.92	27.44	34.68	36.60	36.80	33.29 #)
ENERGIA DE PICO EN GWh	27.20	24.64	27.28	25.86	25.93	22.07	19.86	19.29	19.76	25.80	26.35	27.38	29.12

CENTRAL EQUIVALENTE DE PICO :

HORAS DE OPERACION DE PICO AL MES

POTENCIA DE LA CENTRAL DE PICO EN MW	372.00	336.00	372.00	360.00	372.00	320.00	324.00	324.00	372.00	324.00	320.00	279.00	2575.00
ENERGIA DE PICO EN GWh	3.44	3.33	3.33	4.08	5.15	4.50	4.39	4.38	4.42	4.58	3.40	3.20	4.02 #)
ENERGIA DE PICO EN GWh	1.28	1.12	1.24	1.47	.64	.54	.54	.54	.53	.57	.41	.89	9.77

C.H. HUALLANDA DATOS DE DISEÑO : ALTURA DE LA CAIDA NETA = 414.90 mts.  
CAUDAL NOMINAL = 48.00 m<sup>3</sup>/seg.  
SE TOMAN EN CUENTA LAS ACTUALES LIMITACIONES CONTENIDAS POR LA OPERACION EN LA EPOCA DE AVENIDAS CON EL FIN DE REDUCIR EL DESGASTE EXCESIVO DE LAS TURBINAS Y PERMITIR SU REPARACION.

Antigua Ficha N° 15

NO HAY NINGUNA REGULACION DE CAUDALES

MESES DEL AÑO HIDROLOGICO PROMEDIO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
DIAS POR MES	31.00	28.00	31.00	30.00	31.00	30.00	31.00	31.00	30.00	31.00	30.00	31.00	365.00
CAUDAL MENSUAL PROMEDIO en m <sup>3</sup> /seg	32.00	32.00	32.00	32.00	40.00	43.17	35.34	35.31	38.71	46.89	46.00	40.00	37.95 #)
POTENCIA DISPONIBLE DE PICO EN MW	100.00	100.00	100.00	100.00	125.00	134.91	110.44	110.34	120.97	146.53	150.00	125.00	118.60 #)
HORAS DE OPERACION DE PICO AL DIA	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00H)
POTENCIA MENSUAL REAL EN MW	100.00	100.00	100.00	100.00	125.00	134.91	110.44	110.34	120.97	146.53	150.00	125.00	118.60 #)
ENERGIA MENSUAL REAL EN GWh	71.30	64.38	71.30	68.99	89.16	94.08	79.56	79.49	84.34	105.61	104.62	89.16	1001.99
FACTOR DE PLANTA MENSUAL	.64	.64	.64	.64	.80	.87	.71	.71	.78	.95	.97	.80	.76 #)

CENTRAL EQUIVALENTE DE BASE : ##)

HORAS DE OPERACION DE BASE AL MES

POTENCIA DE BASE EN MW	744.00	672.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	744.00	8760.00
ENERGIA DE BASE EN GWh	95.83	95.80	95.83	95.82	119.84	130.67	106.94	106.84	117.14	141.95	145.31	119.84	114.32 #)
ENERGIA DE PICO EN GWh	71.30	64.38	71.30	68.99	89.16	94.08	79.56	79.49	84.34	105.61	104.62	89.16	1001.99

CENTRAL EQUIVALENTE DE PICO :

HORAS DE OPERACION DE PICO AL MES

POTENCIA DE LA CENTRAL DE PICO EN MW	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
ENERGIA DE PICO EN GWh	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00

4) PROMEDIO DE LOS 12 MESES DEL AÑO.  
 #) SE CONSIDERA EL MES DE LA MINIMA DIFERENCIA DE PICO DE LA CENTRAL EQUIVALENTE  
 ##) SE ASUME QUE LOS FACTORES DE UTILIZACION DEL CAUDAL Y DE MANUTENCION JUNTO CON EL CONSUMO PROPIO NO AFECTAN LA POTENCIA DE PICO SIN EMBAFIO CUANDO LA CENTRAL TRABAJA TODO EL MES EN BASE  
 SE REDUCE LA POTENCIA PARA MANTENER LA PROPORCION ENTRE LA POTENCIA Y ENERGIA ENTREGADA A SISTEMA.

C.H. CARREAJERO DATOS DE DISEÑO : ALTURA DE LA CAUDA META = 450.00 mts. POTENCIA INSTALADA 3 x 26 MW LA TUBA Y EL TUNEL A PRESION ESTAN DIMENSIONADOS PARA DOS UNIDADES DE 26 MW ADICIONALES CALDA NOMINAL = 19.50 m3/seg. DE PROGRAMAR SER JUSTIFICADOS DESPUES DE LA CONSTRUCCION DE LA REPRESA DE REGULACION ESTACIONAL EN EL PICO COTIANO.

Antigua Ficha N° 22 HORAS DE OPERACION DE LA CENTRAL DE PICO REDONDEADAS A LA HOJA INFERIOR

MESES DEL AÑO HIDROLOGICO PROMEDIO	ENE		FEB		MAR		ABR		MAY		JUN		JUL		AGO		SEPT		OCT		NOV		DIC		ANUAL			
	31	28	31	28	31	28	31	30	31	30	31	30	31	31	30	31	31	30	31	30	31	30	31	31	30	31	365	
CAUDA MENSUAL PROMEDIO en m3/seg	17.36	18.64	19.50	19.26	19.16	17.28	12.50	10.79	19.49	16.53	15.89	16.33	16.33	16.33	16.33	16.33	16.33	16.33	16.33	16.33	16.33	16.33	16.33	16.33	16.33	16.33	16.33	16.33
POTENCIA DISPONIBLE DE PICO EN MW	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00	78.00
HORAS DE OPERACION DE PICO AL DIA	20.00	22.00	23.00	22.00	22.00	20.00	8.00	8.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00
POTENCIA MENSUAL REAL EN MW	69.44	74.56	78.00	77.04	76.64	69.12	50.00	38.04	43.16	77.96	66.12	63.56	65.30	65.30	65.30	65.30	65.30	65.30	65.30	65.30	65.30	65.30	65.30	65.30	65.30	65.30	65.30	65.30
ENERGIA MENSUAL REAL EN GWh	50.06	48.55	54.24	53.76	55.26	48.72	36.40	27.68	30.40	56.79	46.60	45.62	556.28	556.28	556.28	556.28	556.28	556.28	556.28	556.28	556.28	556.28	556.28	556.28	556.28	556.28	556.28	556.28
FACTOR DE PLANTA MENSUAL	86	93	97	96	95	87	63	48	54	83	79	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81

CENTRAL EQUIVALENTE DE BASE (\*\*\*)

HORAS DE OPERACION DE BASE AL MES	744.00	672.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00
POTENCIA DE BASE EN MW	13.71	8.96	20.19	36.00	33.29	16.00	28.16	20.41	24.33	37.94	14.27	12.34	22.30	19.16	19.16	19.16	19.16	19.16	19.16	19.16	19.16	19.16	19.16	19.16	19.16	19.16	19.16	19.16
ENERGIA DE BASE EN GWh	10.20	6.02	15.02	27.36	24.77	11.52	25.95	15.18	17.52	28.22	9.18	7.98	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65

CENTRAL EQUIVALENTE DE PICO :

HORAS DE OPERACION DE PICO AL MES	620.00	616.00	620.00	640.00	682.00	620.00	620.00	620.00	620.00	620.00	620.00	620.00	620.00	620.00	620.00	620.00	620.00	620.00	620.00	620.00	620.00	620.00	620.00	620.00	620.00	620.00	620.00	620.00
POTENCIA DE LA CENTRAL DE PICO EN MW	64.29	69.04	59.61	40.00	44.71	62.00	49.84	51.59	53.67	40.06	63.73	65.66	55.70	40.06	40.06	40.06	40.06	40.06	40.06	40.06	40.06	40.06	40.06	40.06	40.06	40.06	40.06	40.06
ENERGIA DE PICO EN GWh	39.86	42.53	41.22	26.40	30.49	37.20	15.45	17.50	12.66	25.57	36.33	36.64	34.05	25.57	25.57	25.57	25.57	25.57	25.57	25.57	25.57	25.57	25.57	25.57	25.57	25.57	25.57	25.57

C.H. HUALLAGA + QUITARAC DISEÑO : A TUBA DE LA CAUDA META = 395.00 mts. POTENCIA INSTALADA 6x25 MW = 150 MW. SE CONSIDERA DESVIACION DE 2.5% TABACASA + PONDAJE CON EQUIPOS EXISTENTES. CALDA NOMINAL = 48.00 m3/seg. RESERVOIRIO DIARIO 320 000 m3. NUEVA FICHA N° 14 (Modificada) EL PONDAJE QUEDA DIRECTAMENTE EMPALMADO AL TUNEL EXISTENTE (Pmed = 150 MW)

MESES DEL AÑO HIDROLOGICO PROMEDIO

MESES DEL AÑO HIDROLOGICO PROMEDIO	ENE		FEB		MAR		ABR		MAY		JUN		JUL		AGO		SEPT		OCT		NOV		DIC		ANUAL		
	31	28	31	28	31	28	31	30	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	30	31	30	31	30	31	31	365	
CAUDA MENSUAL PROMEDIO en m3/seg	45.67	48.31	49.75	46.99	49.99	48.00	40.68	40.68	40.68	40.68	40.68	40.68	40.68	40.68	40.68	40.68	40.68	40.68	40.68	40.68	40.68	40.68	40.68	40.68	40.68	40.68	40.68
POTENCIA DISPONIBLE DE PICO EN MW	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
HORAS DE OPERACION DE PICO AL DIA	21.00	23.00	23.00	22.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00
POTENCIA MENSUAL REAL EN MW	142.72	150.00	150.00	148.84	150.00	150.00	127.06	128.03	137.81	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
ENERGIA MENSUAL REAL EN GWh	101.62	96.65	107.02	101.38	107.02	103.56	91.56	91.56	91.56	91.56	91.56	91.56	91.56	91.56	91.56	91.56	91.56	91.56	91.56	91.56	91.56	91.56	91.56	91.56	91.56	91.56	91.56
FACTOR DE PLANTA MENSUAL	91	94	96	94	96	96	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82

CENTRAL EQUIVALENTE DE BASE (\*\*\*)

HORAS DE OPERACION DE BASE AL MES	744.00	672.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00
POTENCIA DE BASE EN MW	44.83	1.79	2.33	39.66	2.33	2.16	96.13	96.42	17.99	37.61	37.61	37.61	37.61	37.61	37.61	37.61	37.61	37.61	37.61	37.61	37.61	37.61	37.61	37.61	37.61	37.61	37.61
ENERGIA DE BASE EN GWh	33.36	1.20	1.74	28.56	1.74	1.56	71.52	73.23	12.86	27.98	27.98	27.98	27.98	27.98	27.98	27.98	27.98	27.98	27.98	27.98	27.98	27.98	27.98	27.98	27.98	27.98	27.98

CENTRAL EQUIVALENTE DE PICO :

HORAS DE OPERACION DE PICO AL MES	651.00	644.00	713.00	660.00	713.00	690.00	670.00	670.00	670.00	670.00	670.00	670.00	670.00	670.00	670.00	670.00	670.00	670.00	670.00	670.00	670.00	670.00	670.00	670.00	670.00	670.00	670.00
POTENCIA DE LA CENTRAL DE PICO EN MW	105.17	148.21	147.67	110.34	147.67	147.67	147.67	147.67	147.67	147.67	147.67	147.67	147.67	147.67	147.67	147.67	147.67	147.67	147.67	147.67	147.67	147.67	147.67	147.67	147.67	147.67	147.67
ENERGIA DE PICO EN GWh	68.46	95.45	105.29	72.62	105.29	102.01	20.04	17.59	83.23	83.23	83.23	83.23	83.23	83.23	83.23	83.23	83.23	83.23	83.23	83.23	83.23	83.23	83.23	83.23	83.23	83.23	83.23

\*\* PROMEDIO DE LOS 12 MESES DEL AÑO.  
 \*\*\* SE CONSIDERA EL MES DE LA MINIMA OPERACION DE PICO DE LA CENTRAL EQUIVALENTE  
 \*\*\*\* SE ASUME QUE LOS FACTORES DE UTILIZACION DEL AGUA Y DE MANTENIMIENTO ASI COMO EL CONSUMO PROPIO NO AFECTAN LA POTENCIA DE PICO

DETERMINACION APROXIMADA DE CENTRALES EQUIVALENTES DE BASE Y PICO CONSIDERANDO REGULACION DIARIA Y CAUDALES PROMEDIOS MENSUALES SEGUN LAS FICHAS TECNICAS DEL PHE  
HORAS DE OPERACION DE LA CENTRAL DE PICO PEDONEJOS A LA HORA INFERIOR

C.H. MANTARO DATOS DE DISEÑO : ALTURA DE LA CAIDA NETA = 748.00 m - POTENCIA INSTALADA 668 MW EN 7 GRUPOS SE CONSIDERA LA LIMITACION CAUSADA POR LA REPESA DE TABLACHACA  
CAUDAL NOMINAL = 96.00 m<sup>3</sup>/seg.  
Repesa Ficha No. 2 (hasta 1972) REPRESA EN LA TOMA 2000 000 m<sup>3</sup>. VOLUMEN DE LA REGULACION ANUAL 600 MILLONES m<sup>3</sup> ESPECIALMENTE EN LA EPOCA DE ALCANIDAS.

MESES DEL AÑO HIDROLOGICO PROMEDIO	ENE		FEB		MAR		ABR		MAY		JUN		JUL		AGO		SET		OCT		NOV		DIC		ANUAL			
	31	28	31	28	31	30	31	30	31	30	31	30	31	30	31	30	31	30	31	30	31	30	31	30	31	365		
CAUDAL MENSUAL PROMEDIO en m <sup>3</sup> /seg	80.00	80.00	80.00	80.00	89.64	87.18	87.05	85.18	80.41	83.32	82.59	75.59	82.91	82.91	82.91	82.91	82.91	82.91	82.91	82.91	82.91	82.91	82.91	82.91	82.91	82.91	82.91	82.91
POTENCIA DISPONIBLE DE PICO EN MW	515.52	515.52	515.52	515.52	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00
HORAS DE OPERACION DE PICO AL DIA	00	00	00	00	23.00	22.00	22.00	14.00	7.00	10.00	9.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00
POTENCIA MENSUAL REAL EN MW	515.52	515.52	515.52	515.52	577.64	561.79	560.95	548.90	518.16	536.91	532.21	512.88	534.29	534.29	534.29	534.29	534.29	534.29	534.29	534.29	534.29	534.29	534.29	534.29	534.29	534.29	534.29	534.29
ENERGIA MENSUAL REAL EN GWh	375.65	339.27	375.65	343.52	420.95	396.17	408.78	399.99	365.39	391.25	375.30	373.72	465.64	465.64	465.64	465.64	465.64	465.64	465.64	465.64	465.64	465.64	465.64	465.64	465.64	465.64	465.64	465.64
FACTOS DE PLANTA MENSUAL	74	74	74	74	83	80	79	74	74	77	76	73	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77

CENTRAL EQUIVALENTE DE BASE : ***	ENE		FEB		MAR		ABR		MAY		JUN		JUL		AGO		SET		OCT		NOV		DIC		ANUAL			
	744.00	672.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	8760.00	
HORAS DE OPERACION DE BASE AL MES	504.91	504.87	504.91	504.89	239.03	222.83	213.23	476.79	477.63	487.21	486.00	259.24	486.00	486.00	486.00	486.00	486.00	486.00	486.00	486.00	486.00	486.00	486.00	486.00	486.00	486.00	486.00	486.00
POTENCIA DE BASE EN MW	375.65	339.27	375.65	363.52	377.84	368.77	368.77	355.85	343.89	362.49	349.92	356.03	362.49	362.49	362.49	362.49	362.49	362.49	362.49	362.49	362.49	362.49	362.49	362.49	362.49	362.49	362.49	362.49
ENERGIA DE BASE EN GWh	00	00	00	00	713.00	660.00	682.00	434.00	210.00	310.00	270.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00
CENTRAL EQUIVALENTE DE PICO :	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
HORAS DE OPERACION DE PICO AL MES	00	00	00	00	340.97	357.17	368.77	101.71	102.37	92.79	94.00	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64
POTENCIA DE LA CENTRAL DE PICO EN MW	00	00	00	00	243.11	235.73	250.14	44.14	41.50	28.76	25.38	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84
ENERGIA DE PICO EN GWh	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00

C.H. MANTARO DATOS DE DISEÑO : ALTURA DE LA CAIDA NETA = 748.00 mts. POTENCIA INSTALADA 668 MW EN 7 GRUPOS NO SE CONSIDERA LA LIMITACION TEMPORAL CAUSADA POR LOS PROBLEMAS  
CAUDAL NOMINAL = 96.00 m<sup>3</sup>/seg.  
Represa Ficha No. 1 REPRESA EN LA TOMA 2000 000 m<sup>3</sup>. VOLUMEN DE LA REGULACION ANUAL 600 MILLONES m<sup>3</sup> DE LA REPESA DE REGULACION TABLACHACA.

MESES DEL AÑO HIDROLOGICO PROMEDIO	ENE		FEB		MAR		ABR		MAY		JUN		JUL		AGO		SET		OCT		NOV		DIC		ANUAL			
	31.00	28.00	31.00	30.00	31.00	30.00	31.00	30.00	31.00	30.00	31.00	30.00	31.00	30.00	31.00	30.00	31.00	30.00	31.00	30.00	31.00	30.00	31.00	30.00	31.00	365.00		
CAUDAL MENSUAL PROMEDIO en m <sup>3</sup> /seg	90.00	90.00	90.00	90.00	89.64	87.18	87.05	85.18	80.41	83.32	82.59	75.59	82.91	82.91	82.91	82.91	82.91	82.91	82.91	82.91	82.91	82.91	82.91	82.91	82.91	82.91	82.91	82.91
POTENCIA DISPONIBLE DE PICO EN MW	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00
HORAS DE OPERACION DE PICO AL DIA	00	00	00	00	23.00	22.00	22.00	14.00	7.00	10.00	9.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00
POTENCIA MENSUAL REAL EN MW	579.96	579.96	579.96	579.96	577.64	561.79	560.95	548.90	518.16	536.91	532.21	512.88	534.29	534.29	534.29	534.29	534.29	534.29	534.29	534.29	534.29	534.29	534.29	534.29	534.29	534.29	534.29	534.29
ENERGIA MENSUAL REAL EN GWh	422.64	381.71	422.64	409.00	420.95	396.17	408.78	399.99	365.39	391.25	375.30	373.72	465.64	465.64	465.64	465.64	465.64	465.64	465.64	465.64	465.64	465.64	465.64	465.64	465.64	465.64	465.64	465.64
FACTOS DE PLANTA MENSUAL	.83	.83	.83	.83	.83	.80	.80	.79	.74	.77	.76	.73	.77	.77	.77	.77	.77	.77	.77	.77	.77	.77	.77	.77	.77	.77	.77	.77

CENTRAL EQUIVALENTE DE BASE : ***	ENE		FEB		MAR		ABR		MAY		JUN		JUL		AGO		SET		OCT		NOV		DIC		ANUAL			
	744.00	672.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	720.00	8760.00	
HORAS DE OPERACION DE BASE AL MES	568.06	568.02	568.06	568.06	239.03	222.83	213.23	476.79	477.63	487.21	486.00	259.24	486.00	486.00	486.00	486.00	486.00	486.00	486.00	486.00	486.00	486.00	486.00	486.00	486.00	486.00	486.00	486.00
POTENCIA DE BASE EN MW	422.64	381.71	422.64	409.00	377.84	368.77	368.77	355.85	343.89	362.49	349.92	356.03	362.49	362.49	362.49	362.49	362.49	362.49	362.49	362.49	362.49	362.49	362.49	362.49	362.49	362.49	362.49	362.49
ENERGIA DE BASE EN GWh	00	00	00	00	713.00	660.00	682.00	434.00	210.00	310.00	270.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00	713.00
CENTRAL EQUIVALENTE DE PICO :	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	
HORAS DE OPERACION DE PICO AL MES	00	00	00	00	340.97	357.17	368.77	101.71	102.37	92.79	94.00	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64	253.64	
POTENCIA DE LA CENTRAL DE PICO EN MW	00	00	00	00	243.11	235.73	250.14	44.14	41.50	28.76	25.38	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84	180.84	
ENERGIA DE PICO EN GWh	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	

PROMEDIO DE LOS 12 MESES DEL AÑO  
SE CONSIDERA EL MES DE LA MINIMA DURACION DE PICO DE LA CENTRAL EQUIVALENTE.  
SE CONSIDERA QUE LOS FACTORES DE UTILIZACION DEL CAUDAL Y DE MANTENIMIENTO JUNTO CON EL CONSUMO PROPIO NO AFECTAN LA POTENCIA DE PICO EN ENSAYO CUANDO LA CENTRAL TRABAJA TODO EL MES EN BASE  
SE REDUCE LA POTENCIA PARA MANTENER LA CORRECTA RELACION ENTRE LA POTENCIA Y ENERGIA ENTREGADA AL SISTEMA.

C.H. RESTITUCION DATOS DE DISEÑO : ALTURA DE LA CAIDA META = 256.65 mts. POTENCIA INSTALADA 217 MW EN 3 GRUPOS. SE CONSIDERA LA LIMITACION CAUSADA POR LA REPESA DE TABACHACA ESPECIALMENTE EN LA EPOCA DE AVERSIONES TURBINA EL MISMO AGUA EN SERIE CON LA C.H. MANTARO.

Nueva Ficha N° 6 (hasta 1992) RESERVIORIO DE REGULACION DIARIA 2000 000 m<sup>3</sup>

MESES DEL AÑO HIDROLOGICO PROMEDIO		HORAS DE OPERACION DE LA CENTRAL DE PICO REDONDEADAS A LA HORA INFERIOR												
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
DIAS POR MES		31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
CAUDAL MENSUAL PROMEDIO en m <sup>3</sup> /seg	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	89.64	87.18	87.05	85.18	80.41	83.32	82.59	79.59	82.91 #)
POTENCIA DISPONIBLE DE PICO EN MW	180.80	180.80	180.80	180.80	180.80	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40	175.87	193.91 #)
HORAS DE OPERACION DE PICO AL DIA	.00	.00	.00	.00	.00	23.00	22.00	22.00	14.00	7.00	10.00	9.00	.00	7.00 #)
POTENCIA MENSUAL REAL EN MW	180.80	180.80	180.80	180.80	202.59	197.03	196.73	196.73	192.51	181.73	188.30	186.65	179.87	187.39 #)
ENERGIA MENSUAL REAL EN GWh	131.73	119.97	131.73	127.47	147.61	138.92	143.34	140.26	140.26	128.13	137.20	131.60	131.05	1406.01
FACTOR DE PLANTA MENSUAL	.82	.82	.82	.82	.91	.89	.89	.87	.87	.82	.85	.84	.81	.77

CENTRAL EQUIVALENTE \*\* BASE : ###)

HORAS DE OPERACION DE BASE AL MES

POTENCIA DE BASE EN MW

ENERGIA DE BASE EN GWh

CENTRAL EQUIVALENTE DE PICO :

HORAS DE OPERACION DE PICO AL MES

POTENCIA DE LA CENTRAL DE PICO EN MW

ENERGIA DE PICO EN GWh

C.H. RESTITUCION DATOS DE DISEÑO : ALTURA DE LA CAIDA META = 256.65 mts. POTENCIA INSTALADA 217 MW EN 3 GRUPOS. NO SE CONSIDERA LA LIMITACION TEMPORAL CAUSADA POR LOS PROBLEMAS DE LA REPESA DE TABACHACA. LA CENTRAL ESTÁ EN SERIE CON LA C.H. MANTARO Y TURBINA EL MISMO AGUA.

Ficha N° 05 (después de 1992) VOLUMEN DE LA REGULACION ANUAL 600 MILLONES m<sup>3</sup>

VOLUMEN DE LA REGULACION DIARIA 2000 000 m<sup>3</sup>

MESES DEL AÑO HIDROLOGICO PROMEDIO		HORAS DE OPERACION DE LA CENTRAL DE PICO REDONDEADAS A LA HORA INFERIOR												
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
DIAS POR MES		31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
CAUDAL MENSUAL PROMEDIO en m <sup>3</sup> /seg	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	89.64	87.18	87.05	85.18	80.41	83.32	82.59	87.73	86.93 #)
POTENCIA DISPONIBLE DE PICO EN MW	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40 #)
HORAS DE OPERACION DE PICO AL DIA	.00	.00	.00	.00	.00	23.00	22.00	22.00	14.00	7.00	10.00	9.00	.00	7.00 #)
POTENCIA MENSUAL REAL EN MW	203.40	203.40	203.40	203.40	202.59	197.03	196.73	196.73	192.51	181.73	188.30	186.65	198.27	196.45 #)
ENERGIA MENSUAL REAL EN GWh	148.21	133.85	148.21	143.42	147.61	138.92	143.34	140.26	140.26	128.13	137.20	131.60	144.46	1465.21
FACTOR DE PLANTA MENSUAL	.92	.92	.92	.92	.91	.89	.89	.87	.87	.82	.85	.84	.89	.89 #)

CENTRAL EQUIVALENTE DE BASE : ###)

HORAS DE OPERACION DE BASE AL MES

POTENCIA DE BASE EN MW

ENERGIA DE BASE EN GWh

CENTRAL EQUIVALENTE DE PICO :

HORAS DE OPERACION DE PICO AL MES

POTENCIA DE LA CENTRAL DE PICO EN MW

ENERGIA DE PICO EN GWh

\*\*) PROMEDIO DE LOS 12 MESES DEL AÑO.

###) SE CONSIDERA EL MES DE LA MINIMA DURACION DE PICO DE LA CENTRAL EQUIVALENTE.

\*\*\*\*) SE ASUME QUE LOS FACTORES DE UTILIZACION DEL CAUDAL Y DE MANTENIMIENTO JUNTO CON EL CONSUMO PROMEDIO NO AFECTAN A LA POTENCIA DE PICO SIN ENSAYO CUANDO LA CENTRAL TRABAJA TODO EL MES EN B-3 SE SE REDUCE SU POTENCIA PARA MANTENER LA CORRECTA RELACION ENTRE LA POTENCIA Y ENERGIA ENTREGADA AL SISTEMA.

HORAS DE OPERACION DE LA CENTRAL DE PICO REDONDEADAS A LA HORA INTERIOR

C.H. PACHACHACA DATOS DE DISEÑO : ALTURA DE LA CAIDA META = 213.00 mts. POTENCIA INSTALADA 12 MW EN 4 GRUPOS  
CAUDAL NOMINAL = 8.16 m<sup>3</sup>/seg. VOLUMEN UTIL DE REGULACION ANUAL 40.94 MILLONES DE m<sup>3</sup>

Antigua ficha No. 27 NINGUN FONDAJE DIARIO

MESES DEL AÑO HIDROLOGICO PROMEDIO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
DIAS POR MES	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
CAUDAL MENSUAL PROMEDIO en m <sup>3</sup> /seg	3.19	3.40	3.94	3.67	2.89	3.18	3.94	4.30	3.70	4.09	3.18	2.50	3.50 #)
POTENCIA DISPONIBLE DE PICO EN MW	4.89	5.00	5.79	5.40	4.25	4.68	5.79	6.32	5.44	6.01	4.68	3.68	5.14 #)
HORAS DE OPERACION DE PICO AL DIA	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00 #)
POTENCIA MENSUAL REAL EN MW	4.69	5.00	5.79	5.40	4.25	4.68	5.79	6.32	5.44	6.01	4.68	3.68	5.14 #)
ENERGIA MENSUAL REAL EN GWh	3.25	3.13	4.02	3.66	3.00	3.20	4.10	4.48	3.73	4.26	3.20	2.54	42.57
FACTOR DE PLANTA MENSUAL	.36	.39	.45	.42	.34	.37	.46	.50	.43	.48	.46	.28	.39 #)

CENTRAL EQUIVALENTE DE BASE : ###)

HORAS DE OPERACION DE BASE AL MES	744.00	672.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	8760.00
POTENCIA DE BASE EN MW	4.37	4.46	5.40	5.08	4.03	4.44	5.51	6.02	5.18	5.73	4.44	3.41	4.66 #)
ENERGIA DE BASE EN GWh	3.25	3.13	4.02	3.66	3.00	3.20	4.10	4.48	3.73	4.26	3.20	2.54	42.57

CENTRAL EQUIVALENTE DE PICO :

HORAS DE OPERACION DE PICO AL MES	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
POTENCIA DE LA CENTRAL DE PICO EN MW	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
ENERGIA DE PICO EN GWh	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00

C.H. OROYA DATOS DE DISEÑO : ALTURA DE LA CAIDA META = 213.40 mts. POTENCIA INSTALADA 9 MW EN 3 GRUPOS

CAUDAL NOMINAL = 6.05 m<sup>3</sup>/seg. VOLUMEN UTIL DE REGULACION ANUAL 40.94 MILLONES DE m<sup>3</sup>

Antigua ficha No. 28 NINGUN FONDAJE DIARIO

MESES DEL AÑO HIDROLOGICO PROMEDIO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
DIAS POR MES	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
CAUDAL MENSUAL PROMEDIO en m <sup>3</sup> /seg	4.35	4.45	4.36	4.37	4.12	4.22	4.50	4.42	4.07	4.63	4.62	4.19	4.36 #)
POTENCIA DISPONIBLE DE PICO EN MW	6.53	6.67	6.54	6.55	6.18	6.33	6.75	6.63	6.11	6.95	6.93	6.29	6.54 #)
HORAS DE OPERACION DE PICO AL DIA	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00 #)
POTENCIA MENSUAL REAL EN MW	6.53	6.67	6.54	6.55	6.18	6.33	6.75	6.63	6.11	6.95	6.93	6.29	6.54 #)
ENERGIA MENSUAL REAL EN GWh	4.53	4.19	4.54	4.41	4.38	4.34	4.79	4.70	4.19	4.93	4.76	4.36	54.12
FACTOR DE PLANTA MENSUAL	.68	.69	.68	.68	.65	.67	.72	.70	.65	.74	.73	.65	.69 #)

CENTRAL EQUIVALENTE DE BASE : ###)

HORAS DE OPERACION DE BASE AL MES	744.00	672.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	8760.00
POTENCIA DE BASE EN MW	6.09	6.24	6.10	6.13	5.89	6.03	6.44	6.32	5.82	6.63	6.61	5.86	6.18 #)
ENERGIA DE BASE EN GWh	4.53	4.19	4.54	4.41	4.38	4.34	4.79	4.70	4.19	4.93	4.76	4.36	54.12

CENTRAL EQUIVALENTE DE PICO :

HORAS DE OPERACION DE PICO AL MES	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
POTENCIA DE LA CENTRAL DE PICO EN MW	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
ENERGIA DE PICO EN GWh	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00

) SE CONSIDERA EL MES DE LA MINIMA DUDACION DE PICO DE LA CENTRAL EQUIVALENTE

###) COMO ESTA CENTRAL TRABAJA SOLO EN BASE SU POTENCIA SE REDUJO POR LOS FACTORES DE UTILIZACION DEL CAUDAL Y DE MANTENIMIENTO JUNTO CON EL CONSUMO PROPIO PARA MANTENER LA CORRECTA RELACION ENTRE SU POTENCIA Y ENERGIA ENTREGADA AL SISTEMA.

Antigua Ficha N° 29

RESERVOPIO DIARIO 2.76 MILLONES DE M<sup>3</sup>

POTENCIA INSTALADA 54.40 MW EN 4 GRUPOS

VOLUMEN UTIL DE REGULACION ANUAL 491 MILLONES DE M<sup>3</sup>

RESERVOPIO DIARIO 2.76 MILLONES DE M<sup>3</sup>

MESES DEL AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
DIAS POR MES	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
CAUDAL MENSUAL PROMEDIO en m <sup>3</sup> /seg	32.70	55.70	59.10	53.50	28.80	19.00	21.30	25.30	26.60	22.80	17.10	19.40	31.73 #)
POTENCIA DISPONIBLE DE PICO EN MW	47.20	47.20	47.20	47.20	47.20	47.20	47.20	47.20	47.20	47.20	47.20	47.20	47.20 #)
HORAS DE OPERACION DE PICO AL DIA	9.00	16.00	17.00	15.00	8.00	5.00	6.00	7.00	7.00	6.00	5.00	5.00	5.00 #)
POTENCIA MENSUAL REAL EN MW	19.79	32.57	34.07	31.56	16.99	11.21	12.57	14.93	15.69	13.45	10.09	11.45	18.72 #)
ENERGIA MENSUAL REAL EN GWh	14.03	21.41	25.39	22.23	12.35	7.82	9.12	10.84	11.03	9.77	7.06	8.31	159.38
FACTOR DE PLANTA MENSUAL	35	59	63	57	35	14	23	27	20	24	16	21	33 #)
CENTRAL EQUIVALENTE DE BASE : ###)	744.00	670.00	744.00	770.00	744.00	720.00	744.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	8760.00
HORAS DE OPERACION DE BASE AL MES	1.05	1.16	2.38	3.67	1.30	1.30	.61	1.13	2.19	1.78	.00	1.89	1.59 #)
POTENCIA DE BASE EN MW	1.38	.79	1.77	2.64	.97	.93	.46	.84	1.58	1.32	.00	1.26	1.33 #)
ENERGIA DE BASE EN GWh	279.00	446.00	00	450.00	246.00	150.00	186.00	217.00	210.00	180.00	150.00	155.00	2679.00
HORAS DE OPERACION DE PICO AL MES	45.35	46.02	44.82	43.53	45.90	44.59	46.07	45.01	45.42	47.20	45.51	45.51	45.61 #)
POTENCIA DE LA CENTRAL DE PICO EN MW	12.65	20.62	23.62	19.59	11.36	8.89	8.67	10.00	9.45	8.45	7.08	7.05	145.45
ENERGIA DE PICO EN GWh	279.00	446.00	00	450.00	246.00	150.00	186.00	217.00	210.00	180.00	150.00	155.00	2679.00

C.H. YAPI ACTUAL DATOS DE DISEÑO

POTENCIA INSTALADA 108.00 MW EN 5 GRUPOS

VOLUMEN UTIL DE LA REGULACION ANUAL 40.87 MILLONES DE M<sup>3</sup>

Antigua Ficha N° 30

RESERVOPIO DIARIO 2.76 MILLONES DE M<sup>3</sup>

MESES DEL AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
DIAS POR MES	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
CAUDAL MENSUAL PROMEDIO en m <sup>3</sup> /seg	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	22.50	27.50	27.50	27.50	26.60	26.60	26.60	25.23 #)
POTENCIA DISPONIBLE DE PICO EN MW	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.45 #)
HORAS DE OPERACION DE PICO AL DIA	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00 #)
POTENCIA MENSUAL REAL EN MW	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	91.35	66.61	66.61	91.35	108.00	108.00	108.00	98.33 #)
ENERGIA MENSUAL REAL EN GWh	77.88	70.34	77.88	75.37	77.88	64.39	66.54	66.54	64.39	78.68	76.14	77.88	873.91
FACTOR DE PLANTA MENSUAL	97	97	97	97	97	83	83	83	83	98	98	97	92 #)
CENTRAL EQUIVALENTE DE BASE : ###)	744.00	670.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	8760.00
HORAS DE OPERACION DE BASE AL MES	104.68	104.67	104.68	104.68	104.68	89.43	89.44	89.44	89.43	105.75	105.75	104.68	99.77 #)
POTENCIA DE BASE EN MW	77.88	70.34	77.88	75.37	77.88	64.39	66.54	66.54	64.39	78.68	76.14	77.88	873.91
ENERGIA DE BASE EN GWh	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
CENTRAL EQUIVALENTE DE PICO :	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
HORAS DE OPERACION DE PICO AL MES	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
POTENCIA DE LA CENTRAL DE PICO EN MW	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
ENERGIA DE PICO EN GWh	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00

\*) SE CONSIDERA EL MES DE LA MINIMA DIFERENCIA DE PICO DE LA CENTRAL EQUIVALENTE

###) SE ASUME QUE LOS FACTORES DE UTILIZACION DEL CAUDAL Y DE MANTENIMIENTO JUNTO CO EL CONSUMO PROPIO NO AFECTAN LA POTENCIA DE PICO. SEA DESAISO CUANDO LA CENTRAL OPERA TODO EL MES EN BASE SU POTENCIA SE REDUCE PARA MANTENER LA CORRECTA RELACION CON LA ENERGIA ENTREGADA AL SISTEMA.



CENT-EDU SID DETERMINACION APROXIMADA DE CENTRALES EQUIVALENTES DE BASE Y PICO CONSIDERANDO REGULACION DIARIA Y CAUDALES PROMEDIOS MENSUALES SEGUN LAS FICHAS TECNICAS DEL PME  
HORAS DE OPERACION DE LA CENTRAL DE PICO REDONDEADAS A LA HORA INFERIOR

C.H. YAUPÍ 4 AFIANZAMIENTO DATOS DE DISEÑO : ALTURA NETA DE LA CAIDA 469.50 mts. POTENCIA INSTALADA 106.00 MW EN 5 GRUPOS  
CAUDAL NOMINAL = 26.60 m<sup>3</sup>/seg. VOLUMEN UTIL DE REGULACION ANUAL 66.97 MILLONES m<sup>3</sup>  
RESERVOIRIO DIARIO 300 000 m<sup>3</sup>  
Antigua Ficha N°. 30.1

MESES DEL AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
DIAS POR MES	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
CAUDAL MENSUAL PROMEDIO en m <sup>3</sup> /seg	26.60	26.60	26.60	26.60	26.60	23.01	23.01	23.01	23.01	26.60	26.60	26.60	26.60
POTENCIA DISPONIBLE DE PICO EN MW	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00
HORAS DE OPERACION DE PICO AL DIA	.00	.00	.00	.00	.00	20.00	20.00	20.00	20.00	.00	.00	.00	20.00
POTENCIA MENSUAL REAL EN MW	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	93.42	93.42	93.42	93.42	106.00	106.00	106.00	103.14
ENERGIA MENSUAL REAL EN GWh	77.89	70.34	77.88	75.37	77.88	65.18	67.36	67.36	65.18	77.88	75.37	77.88	875.56
FACTOS DE PLANTA MENSUAL	.97	.97	.97	.97	.97	.84	.84	.84	.84	.97	.97	.97	.93
CENTRAL EQUIVALENTE DE BASE : ***)													
HORAS DE OPERACION DE BASE AL MES	744.00	672.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	8760.00
POTENCIA DE BASE EN MW	104.68	104.67	104.68	104.68	104.68	3.17	3.23	3.23	3.17	104.68	104.68	104.68	70.85
ENERGIA DE BASE EN GWh	77.88	70.34	77.88	75.37	77.88	2.28	2.40	2.40	2.28	77.88	75.37	77.88	619.84
CENTRAL EQUIVALENTE DE PICO :													
HORAS DE OPERACION DE PICO AL MES	.00	.00	.00	.00	.00	620.00	620.00	620.00	620.00	.00	.00	.00	2440.00
POTENCIA DE LA CENTRAL DE PICO EN MW	.00	.00	.00	.00	.00	104.63	104.77	104.77	104.63	.00	.00	.00	34.93
ENERGIA DE PICO EN GWh	.00	.00	.00	.00	.00	62.90	64.96	64.96	62.90	.00	.00	.00	255.72

C.H. TUNCAN DATOS DE DISEÑO : ALTURA DE LA CAIDA NETA 508 mts. POTENCIA INSTALADA 126 MW EN 3 GRUPOS  
CAUDAL NOMINAL 30 m<sup>3</sup>/seg. VOLUMEN UTIL DE LA REGULACION ANUAL 66.67 MILLONES DE m<sup>3</sup>  
Antigua Ficha N°. 31

MESES DEL AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
DIAS POR MES	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
CAUDAL MENSUAL PROMEDIO en m <sup>3</sup> /seg	30.00	30.00	30.00	30.00	22.95	18.27	19.37	19.91	18.06	22.96	25.56	30.00	30.00
POTENCIA DISPONIBLE DE PICO EN MW	126.00	126.00	126.00	126.00	126.00	126.00	126.00	126.00	126.00	126.00	126.00	126.00	126.00
HORAS DE OPERACION DE PICO AL DIA	.00	.00	.00	.00	11.00	7.00	7.00	8.00	6.00	11.00	18.00	.00	6.00
POTENCIA MENSUAL REAL EN MW	126.00	126.00	126.00	126.00	96.36	76.73	81.35	83.62	75.85	96.43	107.35	126.00	103.97
ENERGIA MENSUAL REAL EN GWh	85.96	81.24	89.96	87.05	69.50	54.07	59.25	60.90	53.45	70.24	75.68	89.96	881.26
FACTOS DE PLANTA MENSUAL	.96	.96	.96	.96	.74	.60	.63	.65	.59	.75	.83	.96	.80
CENTRAL EQUIVALENTE DE BASE : ***)													
HORAS DE OPERACION DE BASE AL MES	744.00	672.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	8760.00
POTENCIA DE BASE EN MW	120.91	120.89	120.91	120.90	65.84	54.14	60.55	59.78	56.98	67.68	42.44	120.91	84.33
ENERGIA DE BASE EN GWh	89.96	81.24	89.96	87.05	48.99	36.98	45.05	44.48	41.03	50.35	30.56	89.96	737.60
CENTRAL EQUIVALENTE DE PICO :													
HORAS DE OPERACION DE PICO AL MES	.00	.00	.00	.00	34.10	210.00	217.00	248.00	180.00	341.00	540.00	.00	2077.00
POTENCIA DE REGULACION DE PICO	.00	.00	.00	.00	60.16	71.86	65.45	64.22	68.02	58.32	83.56	.00	43.14
ENERGIA DE PICO EN GWh	.00	.00	.00	.00	20.51	15.09	16.20	18.42	12.42	19.89	45.12	.00	143.66

\*) PROMEDIO DE LOS 12 MESES DEL AÑO.  
\*\*) SE CONSIDERA EL MES DE LA MINIMA DIFERENCIA DE PICO DE LA CENTRAL EQUIVALENTE  
\*\*\*) SE ASUME QUE LOS FACTORES DE UTILIZACION DEL CAUDAL Y DE MANTENIMIENTO JUNTO CON EL CONSUMO PROPIO NO AFECTAN LA POTENCIA DE PICO SIN ENSAYOS CUANDO LA CENTRAL TRABAJA 1000 EL MES EN BASE SU POTENCIA SE REDUCE PARA MANTENER LA CORRECTA RELACION CON LA ENERGIA ENTREGADA AL SISTEMA.

DETERMINACION APROXIMADA DE CENTRALES EQUIVALENTES DE BASE Y PICO CONSIDERANDO REGULACION DIARIA Y CAUDALES PROMEDIOS MENSUALES SEGUN LAS FICHAS TECNICAS DEL PHE HORAS DE OPERACION DE LA CENTRAL DE PICO REDONDEADAS A LA HORA INFERIOR

C.H. HUALLANCA I DISEÑO : CAIDA NETA = 395.00 mts.  
 CAUDAL NOMINAL = 64.00 m<sup>3</sup>/seg  
 Nueva FICHA N° 16 VOLUMEN UTIL RESEPOSIADO DIARIO 300000 m<sup>3</sup>

MESES DEL AÑO HIDROLOGICO PROMEDIO

DIAS POR MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
CAUDAL MENSUAL PROMEDIO en m <sup>3</sup> /seg	64.00	64.00	64.00	64.00	62.13	49.77	39.52	38.97	42.98	58.93	63.78	64.00	64.00
POTENCIA DISPONIBLE DE PICO EN MW	215.00	215.00	215.00	215.00	215.00	215.00	215.00	205.55	215.00	215.00	215.00	215.00	215.00
HORAS DE OPERACION DE PICO AL DIA	23.00	23.00	23.00	23.00	22.00	6.00	4.00	4.00	4.00	17.00	23.00	23.00	23.00
POTENCIA MENSUAL REAL EN MW	215.00	215.00	215.00	215.00	208.72	167.70	132.76	136.91	144.39	197.87	214.26	215.00	189.26
ENERGIA MENSUAL REAL EN GWh	153.34	138.47	153.34	148.38	146.65	116.51	95.55	94.72	100.58	142.54	149.39	153.34	1594.51
FACTOR DE PLANTA MENSUAL	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%

POTENCIA INSTALADA 215.00 MW en 6 grupos  
 SE CONSIDERA DEVIACION DE OUITAPACA CON REPRESA DE REGULACION DIARIA  
 EQUIPAMIENTO DE LA CENTRAL NUEVO CON TOMA Y DESAPEGADO MODIFICADOS.

CENTRAL EQUIVALENTE DE BASE I

HORAS DE OPERACION DE BASE AL MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
POTENCIA DE BASE EN MW	744.00	672.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	744.00
ENERGIA DE BASE EN GWh	1.45	.36	1.45	1.00	35.81	144.09	112.63	110.86	124.63	134.72	34.67	1.45	56.59
ENERGIA DE BASE EN GWh	1.08	.24	1.08	.72	26.64	103.75	83.80	82.48	89.74	100.23	24.96	1.08	515.79

CENTRAL EQUIVALENTE DE PICO I

HORAS DE OPERACION DE PICO AL MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
POTENCIA DE REGULACION DE PICO	713.00	644.00	713.00	690.00	687.00	180.00	124.00	124.00	120.00	577.00	690.00	713.00	5920.00
ENERGIA DE PICO EN GWh	213.55	214.64	213.55	214.00	179.19	76.91	94.77	94.69	90.37	80.28	180.33	213.55	154.99
ENERGIA DE PICO EN GWh	152.26	138.23	152.26	147.66	122.21	12.76	11.75	11.74	10.84	42.31	124.43	152.26	1078.72

C.H. HUALLANCA AMPLIADA : DISEÑO : CAIDA NETA = 395.00 mts.  
 CAUDAL NOMINAL = 64.00 m<sup>3</sup>/seg  
 NINGUN RESEPOSIADO DE REGULACION DIARIA

NUEVA FICHA N° 15

MESES DEL AÑO HIDROLOGICO PROMEDIO

DIAS POR MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
CAUDAL MENSUAL PROMEDIO en m <sup>3</sup> /seg	64.00	64.00	64.00	64.00	60.00	43.30	34.20	34.00	37.60	54.50	62.90	63.90	63.87
POTENCIA DISPONIBLE DE PICO EN MW	215.00	215.00	215.00	215.00	201.56	145.46	114.89	114.22	126.31	183.09	211.30	214.66	180.96
HORAS DE OPERACION DE PICO DIARIAS	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
POTENCIA MENSUAL REAL EN MW	215.00	215.00	215.00	215.00	201.56	145.46	114.89	114.22	126.31	183.09	211.30	214.66	180.96
ENERGIA MENSUAL REAL EN GWh	153.50	138.63	153.50	148.54	143.90	101.49	82.81	82.33	88.11	132.03	147.48	153.26	1525.58
FACTOR DE PLANTA MENSUAL	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%

CENTRAL EQUIVALENTE DE BASE I

HORAS DE OPERACION DE BASE AL MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
POTENCIA DE BASE EN MW	744.00	672.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	744.00
ENERGIA DE BASE EN GWh	206.32	206.29	206.32	206.31	193.41	140.96	111.30	110.66	122.38	177.46	204.83	205.99	174.35
ENERGIA DE BASE EN GWh	153.50	138.63	153.50	148.54	143.90	101.49	82.81	82.33	88.11	132.03	147.48	153.26	1525.58

CENTRAL EQUIVALENTE DE PICO I

HORAS DE OPERACION DE PICO AL MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
POTENCIA DE REGULACION DE PICO	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
ENERGIA DE PICO EN GWh	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00

\*) PROMEDIO DE LOS 12 MESES DEL AÑO.  
 \*\*) SE CONSIDERA EL MES DE LA MINIMA DIFERENCIA DE PICO DE LA CENTRAL EQUIVALENTE.  
 \*\*\*) SE ASUME DE LOS FACTORES DE UTILIZACION DEL CAUDAL Y DE MANTENIMIENTO JUNTO CON EL CONSUMO PROPIO NO AFECTAN LA POTENCIA DE PICO SIN DESAPEGADO CON LA CENTRAL TRABAJA TODO EL MES EN BASE SU POTENCIA SE REDUCE PARA MANTENER LA CORRECTA REGULACION CON LA ENERGIA ENTREGADA AL SISTEMA.

HORAS DE OPERACION DE LA CENTRAL DE PICO REDONDEADAS A LA HORA INFERIOR

C.H. JICAMARCA : CAIDA META = 193.80 mts. POTENCIA INSTALADA 2452 00 = 104 MW.  
 DISEÑO : CAUDAL NOMINAL = 60.00 m³/seg. CON EL EMBALSE CARAPONGO

Nueva Ficha N° 10 RESEPOVO DE REGULACION DIARIA 310000 m³

MESES DEL AÑO HIDROLOGICO PROMEDIO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
DIAS POR MES	31.00	28.00	31.00	30.00	31.00	30.00	31.00	31.00	30.00	31.00	30.00	31.00	365.00
CAUDAL MENSUAL PROMEDIO en m³/seg	20.85	21.60	21.80	21.50	19.25	19.94	19.90	20.93	21.54	20.44	21.39	19.24	20.70 *
POTENCIA DISPONIBLE DE PICO EN MW	104.00	104.00	104.00	104.00	104.00	104.00	104.00	104.00	104.00	104.00	104.00	104.00	104.00 *
HORAS DE OPERACION DE PICO AL DIA	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00 **
POTENCIA MENSUAL REAL EN MW	35.78	37.07	37.41	36.90	33.04	34.72	34.15	35.92	36.97	35.08	36.71	33.02	35.52 *
ENERGIA MENSUAL REAL EN GWh	25.52	23.87	26.68	25.46	24.04	24.10	24.85	26.14	26.04	25.53	25.85	23.54	301.62
FACTOR DE PLANTA MENSUAL	33	34	34	34	31	32	32	34	35	33	35	30	33 *
CENTRAL EQUIVALENTE DE BASE :													
HORAS DE OPERACION DE BASE AL MES	744.00	672.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	8760.00
POTENCIA DE BASE EN MW	27.96	29.30	27.67	29.12	25.79	27.06	26.98	28.87	30.00	27.98	29.71	25.06	28.13 *
ENERGIA DE BASE EN GWh	20.81	19.69	22.07	20.97	19.19	19.48	20.07	21.48	21.60	20.82	21.39	18.65	246.22
CENTRAL EQUIVALENTE DE PICO : ***													
HORAS DE OPERACION DE PICO AL MES	62.00	56.00	62.00	60.00	62.00	60.00	62.00	62.00	60.00	62.00	60.00	62.00	730.00
POTENCIA DE LA CENTRAL DE PICO EN MW	76.04	74.70	74.33	74.88	78.21	76.94	77.02	75.13	74.00	76.02	74.29	78.94	75.87 *
ENERGIA DE PICO EN GWh	4.71	4.18	4.61	4.49	4.85	4.62	4.78	4.66	4.44	4.71	4.46	4.89	55.40

C.H. MATUCANA : CAIDA META = 980.00 mts. POTENCIA INSTALADA 180 MW EN 3 GRUPOS.  
 DISEÑO : CAUDAL NOMINAL = 14.80 m³/seg. CON REPRESA DE REGULACION SEMESTRAL TUBO CANTO DE 50 MILLONES m³.

Nueva Ficha N° 4 DOS PULMONES DE REGULACION DE 55000 m³. EL AGUA A LA SALIDA HASTA 12 m³/seg. PUEDE SER CONOCIDO POR LA DEVIACION DE RIMAC PARA CALLALANCA Y MOTOPIGUA.

MESES DEL AÑO HIDROLOGICO PROMEDIO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
DIAS POR MES	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
CAUDAL MENSUAL PROMEDIO en m³/seg	12.85	14.15	14.43	13.43	10.77	9.99	9.14	9.69	9.79	9.29	10.20	11.36	11.22 *
POTENCIA DISPONIBLE DE PICO EN MW	180.00	180.00	180.00	180.00	180.00	176.29	169.39	173.85	170.61	170.61	177.99	180.00	176.56 *
HORAS DE OPERACION DE PICO AL DIA	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00 **
POTENCIA MENSUAL REAL EN MW	104.19	114.73	117.00	108.89	87.32	81.00	74.11	78.57	75.32	75.32	82.70	92.11	90.94 *
ENERGIA MENSUAL REAL EN GWh	73.62	73.22	82.68	74.46	62.32	56.51	53.42	56.64	52.55	54.30	57.70	65.07	762.49
FACTOR DE PLANTA MENSUAL	55	61	62	57	47	44	40	42	41	41	45	49	46 *
CENTRAL EQUIVALENTE DE BASE :													
HORAS DE OPERACION DE BASE AL MES	744.00	672.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	8760.00
POTENCIA DE BASE EN MW	95.43	105.87	106.13	100.09	79.58	74.23	67.56	71.88	68.74	68.74	75.85	83.44	83.30 *
ENERGIA DE BASE EN GWh	71.00	71.14	80.45	70.06	59.21	53.45	50.76	53.48	49.49	51.14	54.64	62.08	728.40
CENTRAL EQUIVALENTE DE PICO : ***													
HORAS DE OPERACION DE PICO AL MES	31.00	26.00	31.00	30.00	31.00	30.00	31.00	31.00	30.00	31.00	30.00	31.00	345.00
POTENCIA DE LA CENTRAL DE PICO EN MW	84.57	74.13	71.87	76.91	100.42	107.05	101.83	101.97	101.87	101.87	102.11	96.56	93.26 *
ENERGIA DE PICO EN GWh	2.62	2.08	2.23	2.40	3.11	3.06	3.16	3.16	3.06	3.16	3.05	2.99	34.09

\*) PROMEDIO DE LOS 12 MESES DEL AÑO.  
 \*\*) SE LONGITUDA EL MES DE LA FINIMA DURACION DE PICO DE LA CENTRAL EQUIVALENTE.  
 \*\*\*) SE ASUME QUE LOS FACTORES DE UTILIZACION DEL CAUDAL Y DE MANTENIMIENTO JUNTO CON EL CONSUMO PROPIO NO AFECTAN LA POTENCIA DE PICO.

HORAS DE OPERACION DE LA CENTRAL DE PICO RECONOCIDAS A LA HORA INFERIOR

SIN LAS LIMITACIONES POR LA REPRESA TABLACHACA

C.H. RESTITUCION DATOS DE DISEÑO : ALTURA DE LA CAIDA NETA = 258.65 mts.  
 CAUDAL NOMINAL = 96.00 m<sup>3</sup>/seg.  
 FILMÓN DE REGULACION 25 000 m<sup>3</sup>  
 RESERVOIRIO DE REGULACION DIARIA 2000 000m<sup>3</sup>  
 FICHA No. 7 (del 1985)

MESES DEL AÑO HIDROLOGICO PROMEDIO

EMC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
DIAS POR MES	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
CAUDAL MENSUAL PROMEDIO m <sup>3</sup> /seg	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	88.51	89.27	87.25	90.00	89.59 (*)
POTENCIA DISPONIBLE DE PICO EN MW	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40 (*)
HORAS DE OPERACION DE PICO AL DIA	00	00	00	00	00	00	00	00	23.00	73.00	72.00	00	72.00 (*)
POTENCIA MENSUAL REAL EN MW	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40	203.40	200.03	201.75	197.18	203.40	202.46 (*)
ENERGIA MENSUAL REAL EN GWh	148.20	133.85	148.20	143.42	148.20	143.42	148.20	148.20	141.04	147.00	139.03	148.20	1736.98
FACTOR DE PLANTA MENSUAL	.92	.92	.92	.92	.92	.92	.92	.92	.90	.91	.89	.92	.91 (*)

CENTRAL EQUIVALENTE DE BASE :

HORAS DE OPERACION DE BASE AL MES

EMC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
DIAS POR MES	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
POTENCIA DE BASE EN MW	744.00	672.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	6760.00
ENERGIA DE BASE EN GWh	199.19	199.18	199.20	199.19	199.20	199.19	199.20	199.20	23.15	63.73	79.78	199.20	163.28 (*)
ENERGIA DE PICO EN GWh	148.20	133.85	148.20	143.42	148.20	143.42	148.20	148.20	16.67	47.42	57.42	148.20	1431.42

CENTRAL EQUIVALENTE DE PICO :

HORAS DE OPERACION DE PICO AL MES

EMC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
DIAS POR MES	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
POTENCIA DE LA CENTRAL DE PICO EN MW	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	36.96 (*)
ENERGIA DE PICO EN GWh	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	305.56

C.H. MANTARO DATOS DE DISEÑO : ALTURA DE LA CAIDA NETA = 746.00 mts.  
 CAUDAL NOMINAL = 96.00 m<sup>3</sup>/seg.  
 FICHA No. 03 (del 1985)

MESES DEL AÑO HIDROLOGICO PROMEDIO

POTENCIA INSTALADA 684 MW EN 7 GRUPOS

SIN LIMITACIONES EN TABLACHACA

REGULACION ANUAL LAGO JUNIN DE 1300 MILLONES m<sup>3</sup>

EMC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
DIAS POR MES	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
CAUDAL MENSUAL PROMEDIO m <sup>3</sup> /seg	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	88.51	89.27	87.25	90.00	89.59 (*)
POTENCIA DISPONIBLE DE PICO EN MW	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00 (*)
HORAS DE OPERACION DE PICO AL DIA	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	23.00	73.00	72.00	.00	72.00 (*)
POTENCIA MENSUAL REAL EN MW	579.96	579.96	579.96	579.96	579.96	579.96	579.96	579.96	570.36	575.26	562.24	579.96	577.29 (*)
ENERGIA MENSUAL REAL EN GWh	422.63	381.71	422.63	408.99	422.63	408.99	422.63	422.63	402.22	419.20	396.49	422.63	4953.38
FACTOR DE PLANTA MENSUAL	.83	.83	.83	.83	.83	.83	.83	.83	.82	.82	.81	.83	.83 (*)

CENTRAL EQUIVALENTE DE BASE :

HORAS DE OPERACION DE BASE AL MES

EMC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
DIAS POR MES	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
POTENCIA DE BASE EN MW	744.00	672.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	6760.00
ENERGIA DE BASE EN GWh	546.05	546.02	546.05	546.04	546.05	546.04	546.05	546.05	67.33	182.58	228.17	546.05	465.67 (*)

CENTRAL EQUIVALENTE DE PICO :

HORAS DE OPERACION DE PICO AL MES

EMC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL
DIAS POR MES	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
POTENCIA DE LA CENTRAL DE PICO EN MW	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	2063.00
ENERGIA DE PICO EN GWh	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	105.16 (*)

\*) PROMEDIO DE LOS 12 MESES DEL AÑO.  
 \*\*) SE CONSIDERA EL MES DE LA MINIMA DIFERENCIA DE PICO DE LA CENTRAL EQUIVALENTE.  
 \*\*\*) SE ASUME QUE LOS FACTORES DE UTILIZACION DEL CAUDAL Y DE MANTENIMIENTO JUNTO CON EL COMISAP PROFITO NO AFECTAN LA POTENCIA DE PICO. SIN EMBAARGO CUANDO LA CENTRAL TRABAJA TODO EL MES EN BASE SU POTENCIA SE REDUCE PARA MANTENER LA CORRECTA RELACION CON LA ENERGIA ENTREGADA AL SISTEMA.



Cuadro N° 3.2 - 3B

COSTO ACTUALIZADO TOTAL (CAT)

(Miles US\$ Dolares a Dic. 1985)

ALTERNATIVA	CAE	CAB	CAP	CAC	CAT
INTO. 1	65,682.00	539,361.00	44,689.25	2,055.07	652,720.77
INTO. 2	75,208.00	490,63	47,177.65	2,989.52	615,003.17
INTO. 3	59,569.00	463,772.00	56,495.12	1,687.42	583,524.54

que presenta el SICN.

Por lo expuesto se requeriría plantear una nueva alternativa de transmisión asociado a una nueva secuencia de generación, teniendo en cuenta lo estudiado y planteado en el Capítulo II del presente Proyecto.

### 3.3.1. Aspectos resaltantes de las Alternativas de transmisión presentadas en 3.1

Del análisis efectuado se puede apreciar que la configuración del sistema durante el período de análisis se mantendría como una red netamente radial, especialmente dentro del Norte y Norte Medio, permitiendo que la confiabilidad del suministro eléctrico a las cargas del sistema sea reducido a excepción de la carga de Lima que tendría un abastecimiento diversificado desde diferentes puntos. Cabe recalcar en general, para las tres alternativas analizadas que algunos años no se tendría reserva térmica suficiente en Lima. En el Norte, salvo el aporte de las CC.HH. Carhuaquero, Cañón del Pato y Quitaracsa se requeriría de generación térmica adicional, lo cual sería primordialmente para abastecer cargas locales.

La C.H. Quitaracsa sería conveniente que evacúe su energía directamente a Chimbote en 220 KV, así también el incremento fuerte de la carga de Cajamarca ocasionado por el proyecto minero de Michiquillay, haría necesario aumentar ternas adicionales a nivel de 60 KV, habría también la posibilidad de elevar el nivel de tensión del enlace entre Guadalupe y Cajamarca a 138 KV ó 220 KV o se podría ali -

mentar a dicha carga directamente desde la C.H. Carhua - quero en 220 KV.

La C.T.G de Zorritos permitiría abastecer las cargas en el Norte, disminuyendo de acuerdo a las etapas de estudio su área de influencia hasta Piura Oeste.

Debido a la puesta en operación de los grandes desarrollos hidroeléctricos en los ríos Tambo y Ene (CC.HH. Puerto Prado y Sumaberi) se requeriría de líneas en 500 KV para evacuar la energía de estas Centrales hacia Lima que representa todo el período de estudio más del 50% de la demanda total del sistema.

Las alternativas Nros. 1 y 2 mencionadas en 3.1 se caracterizan por presentar la probabilidad de transmitir volúmenes importantes de potencia del Centro hacia el Norte, para ello se requeriría circuitos en la faja costera a un nivel de 500 KV, desde Lima hasta Chiclayo.

En la alternativa N° 3, la C.H. Olmos permite abastecer la demanda del norte en forma total y parte del norte medio, transmitiéndose los excedentes hacia Lima, para ello se necesita reforzar la línea costera con circuitos adicionales en 220 KV, los mismos operarían dentro del período cada vez más holgadamente. Se aprecia que no se requeriría de circuitos costeros en 500 KV.

### 3.3.2. Consideraciones tomadas en cuenta para aumentar la confiabilidad del SICN

En el presente trabajo no se pretende hacer un es-



tudio pormenorizado de la confiabilidad del sistema, aplicando por ejemplo métodos probabilísticos, sino trata de buscar el incremento de la confiabilidad del mismo desarrollando una nueva alternativa de la expansión del sistema de transmisión en anillos, aprovechando las particularidades y características a nivel de alta tensión (truncal) del SICN, por el que se ha tomado en cuenta lo siguiente:

- a) En el subsistema CENTROMIN PERU se prevé la puesta en operación de la C.H. Yuncán en 1994, paralelamente se pondría en operación una red de transmisión en 220 KV, entre Yuncán y Carhuamayo, teniendo en cuenta que para las fechas probables de puesta en servicio de la C.H. Chaglla, la demanda de este subsistema exigiría una transferencia mayor de potencia de las CC.HH. Mantaro y Restitución, por lo mismo Carhuamayo podría ser un punto de entrega de la C.H. Chaglla al SICN. Además en las fechas probables de entrada de la C.H. Chaglla, las líneas de transmisión que evacuarían la energía de las CC.HH. Mantaro y Restitución (5 ternas en 220 KV) hacia Lima, estarían desahogadas debido al crecimiento de la demanda de Centromin del Centro (Huayacachi, Mantaro, Huancavelica) y del Sur (Independencia, Ica, Marcona). Por ello estas líneas constituirán otra probabilidad de evacuación de energía de la C.H. Chaglla al SICN.
- b) Es conveniente que la C.H. Quitaracsa cuya puesta en operación esta prevista para 1997, evacúe directamente

su energía a Chimbote en 220 KV. De acuerdo al mercado eléctrico en el Norte Medio, específicamente en el departamento de Ancash se prevee la puesta en operación del desarrollo minero de Antamina cerca del emplazamiento de la C.H. Chaglla, este proyecto minero requeriría una potencia de 30.4 MW, podría aprovecharse la cercanía de esta carga con la C.H. Chaglla para poner en operación un circuito entre la C.H. Chaglla y la S.E. que estaría ubicada en Antamina en 220 KV, podría asimismo conectarse también esta carga mediante una línea en 220 KV desde la C.H. Quitaracsa cerrando un anillo en el Norte Medio. Lo anterior permitiría interconectar Centromin y el Centro con el Norte Medio, lo que produciría una variabilidad de entrega de energía entre las cargas del SICN, sin incluir el sistema Norte.

- c) La interconexión del SICN de Pucallpa está prevista para 1999. La C.H. Chaglla abastecería completamente su demanda, por lo mismo se considera concentrado esta carga en la barra denominada Chaglla, aunque habría la posibilidad de abastecerla de energía mediante una línea desde Tingo María que a su vez estaría conectada en 138 KV desde la S.E. Paragsha (Cerro de Pasco) en el subsistema Centromin Perú mediante la línea Cerro de Pasco-Huánuco-Tingo María. La tensión que convendría para abastecer a Pucallpa desde el SICN, sería 220 KV debido a la distancia y magnitud de la carga, por ello se consideraría que la S.E. Tingo María podría

ser otro punto de evacuación de la energía producida - en la C.H. Chaglla, pero debido a la simplificación efectuada en Centromin y el SICN a nivel de transmisión la configuración conveniente sería la mencionada inicialmente.

- d) Para las fechas previstas de entrada en operación de la C.H. Chaglla, la carga principal del SICN seguiría concentrada en Lima; sin embargo debido a las características de la carga, con un factor de carga previsto entre 60 a 65% y con una variación significativa de la carga entre los momentos de no punta y punta (de 20 a 22% entre las 18 y 19 horas) y el hecho de que la generación en el Norte sería predominantemente termoeléctrica, es de preveer que en horas fuera de punta haya un flujo significativo de energía hidroeléctrica desde Lima y la región Central hacia el Norte y Norte Medio, por lo que podría llevarse parte de la energía de chaglla a Paramonga Nueva lo que incrementaría la confiabilidad del sistema.
- e) Dadas las características geográficas de la región y la ubicación de la s.E. Antamina, sería conveniente evacuar la energía de la C.H. Chaglla a través de esta subestación, llegando luego a la barra Paramonga Nueva a un nivel de tensión de 220 KV. Además debido a la potencia a evacuar de esta C.H. podría plantearse una terna adicional y siendo la gran Lima la carga mayor del SICN, esta línea se uniría a la barra Zapallal a un nivel de 220 KV.

- f) En el Norte debido a las características de la demanda y su ubicación geográfica, se tomará en cuenta esencialmente un desarrollo de la oferta de generación de tipo local y regional, siendo necesario la interconexión de Tumbes al SICN a fines del año 2000. Las cargas de Tumbes, Talara y Piura Oeste se abastecerían esencialmente de energía térmica. En horas fuera de punta se tendría excedentes hidráulicos en el Centro y Lima, lo que permitiría abastecer a este subsistema (Norte) con energía hidroeléctrica. De esta manera se tendría doble posibilidad de entrega de energía a este subsistema, siendo: una generación térmica local y una generación hidráulica del Sistema Interconectado, aumentando la seguridad de servicio del Norte.
- g) Habría la posibilidad de utilizar restos fósiles aprovechables dentro del área de influencia del subsistema Norte, como: carbón, gas, etc, necesitando éstas un estudio más profundo para verificar y definir la factibilidad de su uso. Estas alternativas representarían posibles soluciones al problema energético de este subsistema.

### 3.3.3. Balance de Demanda y Oferta de Potencia a nivel de Subsistemas de la Nueva Alternativa

De acuerdo a las premisas planteadas en el Capítulo II, 2.4, las características que presenta el sistema a un desarrollo regional y a los criterios de reserva local se plantea un nuevo programa de equipamiento del SICN presentado en el Cuadro N° 3.6 y la oferta de Generación Hidráulica (potencia disponible) de cada central hidroeléctrica se muestra en el Cuadro N° 3.7.

En las figuras de los números 3.13 al 3.16 se muestran los balances efectuados para los años 1995, 2000, 2005 y 2010 de la Nueva Alternativa, a continuación se desarrolla el análisis a nivel de subsistemas de esta alternativa en los años indicados, sin considerar las pérdidas del SICN.

1995 (Figura N° 3.13).

En el Norte, Tumbes todavía no se encontraría interconectado al SICN, las demás cargas serían abastecidas esencialmente con generación térmica local, a excepción de Chiclayo.

En el Norte Medio se requeriría generar adicionalmente a la energía hidroeléctrica, energía termoeléctrica del orden de 81.5 MW.

En Lima se requeriría generar termoelectricidad que vendría a ser 175 MW.

- 2000 (Figura N° 3.14)

En el Norte se interconectaría la carga de Tumbes y la de Bayovar, cada una de ellas tendría su propia genera-

ción térmica y las demás cargas también serían abastecidas mediante termoeléctricidad, a excepción de Chiclayo. En horas fuera de punta, parte de esta carga sería cubierta con los excedentes hidroeléctricos de los otros subsistemas; existiendo la posibilidad de transmitir energía a partir de Piura Oeste, en donde se encontraría ubicado una C.T. a vapor que operaría en base. El Norte Medio quedaría completamente abastecida de energía hidroeléctrica, con la puesta en operación de las CC.HH. CHORRO y CHAGLLA.

En la gran Lima, para abastecer su carga se tendría que generar termoelectricidad de 175 MW.

CENTROMIN requeriría evacuar energía del Centro para quedar abastecida su demanda. Para mejorar su confiabilidad y no sobrecargar las líneas de Centromin sería conveniente el enlace entre Chaglla y Carhuamayo.

2005 (Figura N° 3.15).

Debido a la puesta en operación de la C.H. Puerto Prado el SICN quedaría abastecida esencialmente con energía hidroeléctrica a excepción del Norte que requeriría su propia generación térmica. En horas fuera de pico ésta disminuiría esencialmente, debido a los excedentes del subsistema Centro. Sería necesario considerar un nuevo nivel de tensión debido a las características de potencia evacuadas de la C.H. Puerto Prado. resultaría conveniente una tensión de 500 KV.

- 2010 (Figura N° 3.16).

CUADRO Nro. 3.6

## PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO DE LA NUEVA ALTERNATIVA

ANNO	GENERACION ELECTRICA
1988	C.H. CAHUAEJERO
1990	AFIANZ. YURACMAYO
1991	TG 1 x 50
1992	DERIV. Y FONDAJE QUITAPACSA AMPLIACION CANTON DEL PAGO REBOLACION LAGO JUNIN
1993	C.H. JICAMARCA TG 1 x 50
1994	C.H. YUNCAN Y AFIANZ. YAUPI TG 1 x 50 TG 1 x 100
1995	TV 1 x 150
1996	C.H. MAYUSH C.H. CANKETE (PLATANAL)
1997	C.H. QUITAPACSA
1998	C.H. CHACLLA
1999	AMPL. CAHUAEJERO TG 1 x 50
2000	TG 1 x 100
2001	C.H. CHORRO
2002	C.H. HUAURA 20
2003	C.H. HUAURA 40
2004	TG 1 x 50
2005	C.H. FUERTO PRADO 1
2006	TG 1 x 100
2007	C.H. FUERTO PRADO 2
2009	C.H. FUERTO PRADO 3

CUADRO No. 3.7

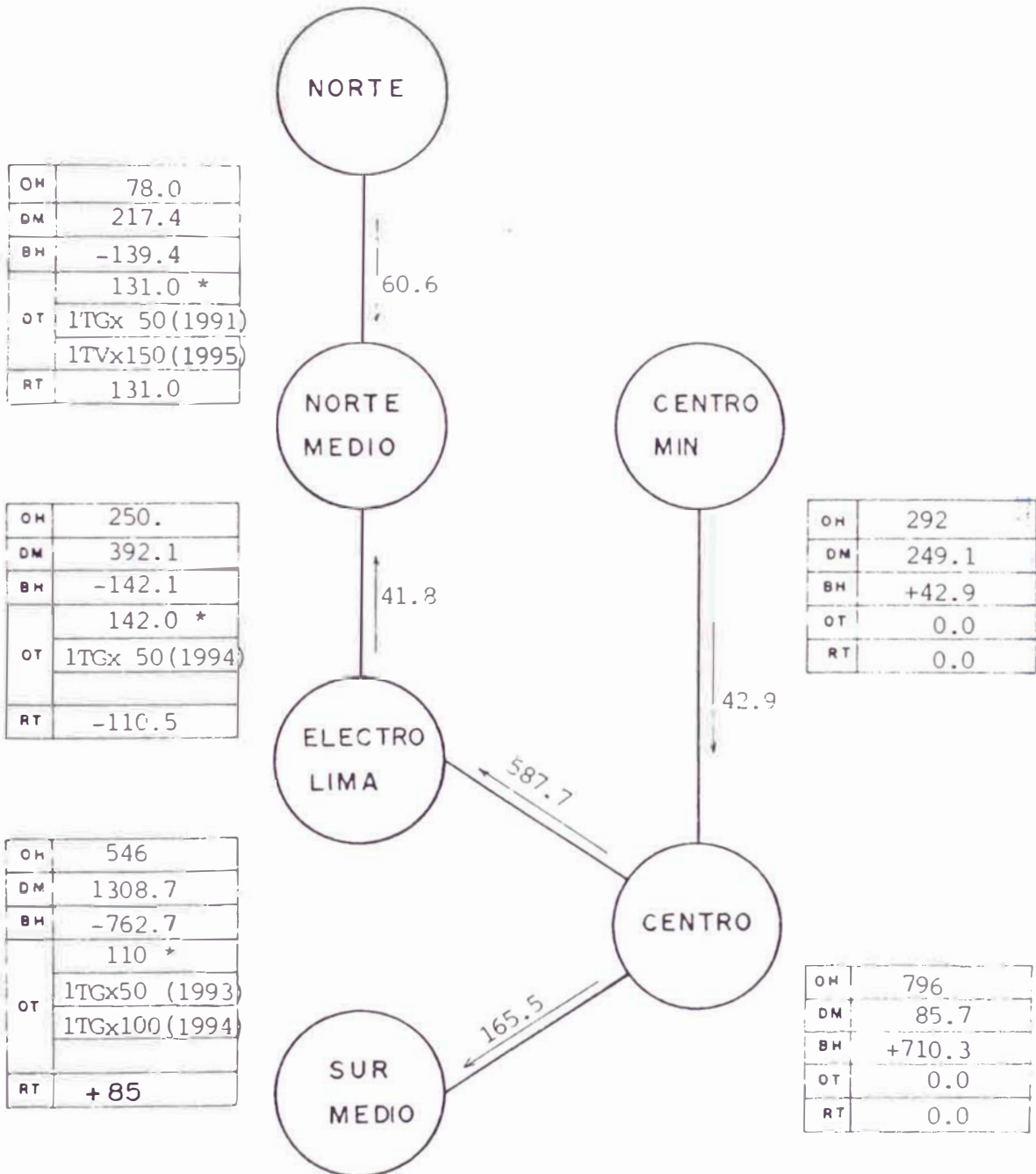
OFERTA DE GENERACION HIDRAULICA-SIEM  
ALTERNATIVA NUEVA

SUB-SISTEMA	CENTRALES HIDROELECTRICAS	POTENCIA INSTAURABLE (MW)
ELECTRO-NORTE	CARHUQUERO (1999)	78
	AMPLIACION CARHUQUERO (1999)	47
ELECTRO-NORTE- MEDIO	† CANON DEL PATO	
	+ DERIV. Y POND. QUITARACSA (1992)	110
	+ AMPLIACION CANON DEL PATO (1992)	40
	† CANJA	160
	MAYUEH (1996)	180
	CHOPRO (2001)	190
ELECTRO-LIMA	† HUINCO	251
	† MATUCANA + AF. YURACMAYO (1990)	120
	† CALLAHUANCA 1	31
	† CALLAHUANCA 2	27
	† HUANPANI	23
	† MOYOCAMPA	63
	† SICAMARCA (1993)	31
	† CAYNETE (1996)	80
	HUAYRA-20 (2002)	186
HUAYRA-40 (2007)	85	
CENTRO-LIM FERU	† OROYA + PACHACHACA	11
	† MALLASO	47
	† YAUFU + AF. YAUFU (1994)	106
	† YUNCAN (1994)	122
ELECTROCENTRO	† MANTARO + REGUL. LASO DE JUNIN (1992)	590
	† FESTITUION	206
	† CHASLLA (1998)	400
	† PUERTO PRADO1 (2005)	443
	† PUERTO PRADO2 (2007)	591
	† PUERTO PRADO3 (2009)	591

† C.H. EXISTENTE



BALANCE DE DEMANDA Y OFERTA DE LA POTENCIA (MW)  
SICN - ALTERNATIVA NUEVA - 1995



OH	78.0
DM	217.4
BH	-139.4
OT	131.0 *
	1TGx 50(1991)
	1TVx150(1995)
RT	131.0

OH	250.
DM	392.1
BH	-142.1
OT	142.0 *
	1TGx 50(1994)
RT	-110.5

OH	546
DM	1308.7
BH	-762.7
OT	110 *
	1TGx50 (1993)
	1TGx100(1994)
RT	+85

OH	0.0
DM	181.5
BH	-181.5
OT	+16.0 *
	50.0 *
RT	+50.0

OH	292
DM	249.1
BH	+42.9
OT	0.0
RT	0.0

OH	796
DM	85.7
BH	+710.3
OT	0.0
RT	0.0

\* EXISTENTE

R.H : RESERVA HIDRAULICA

O.H : OFERTA HIDRAULICA

O.T : OFERTA TERMICA

B.H : BALANCE CON OFERTA HIDRAULICA

D.M : DEMANDA MAXIMA

R.T : RESERVA TERMICA

X T W X Y Y (Z Z) INCREMENTO DE POTENCIA TERMICA.

X : N° DE UNIDADES.

T W : TIPO (TG= TURBOGAS

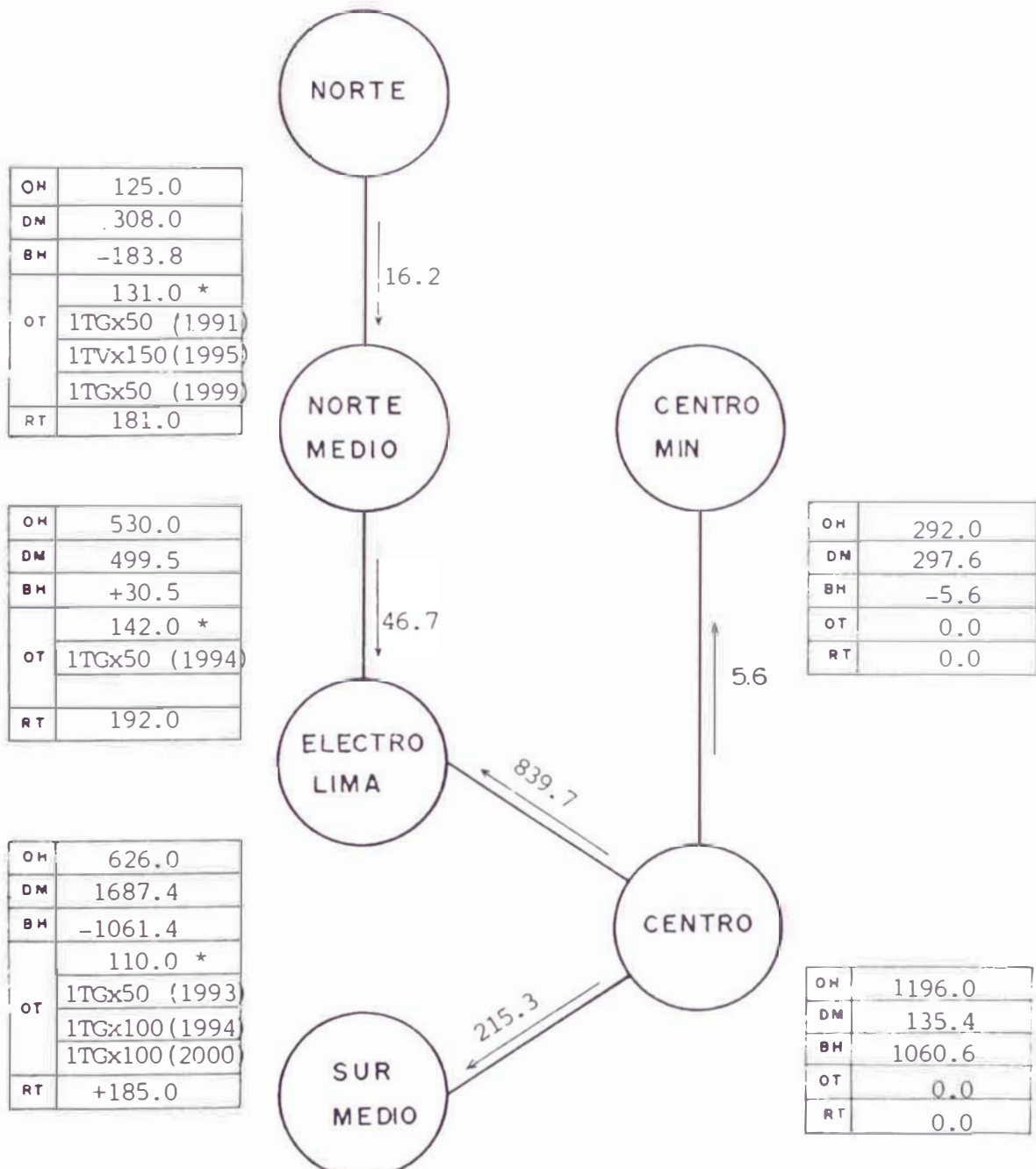
TV= TURBOVAPOR)

Y Y = CAPACIDAD EN MW

Z Z = AÑO DE PUESTA EN

OPERACION.

BALANCE DE DEMANDA Y OFERTA DE LA POTENCIA (MW)  
SICN - ALTERNATIVA NUEVA - 2000

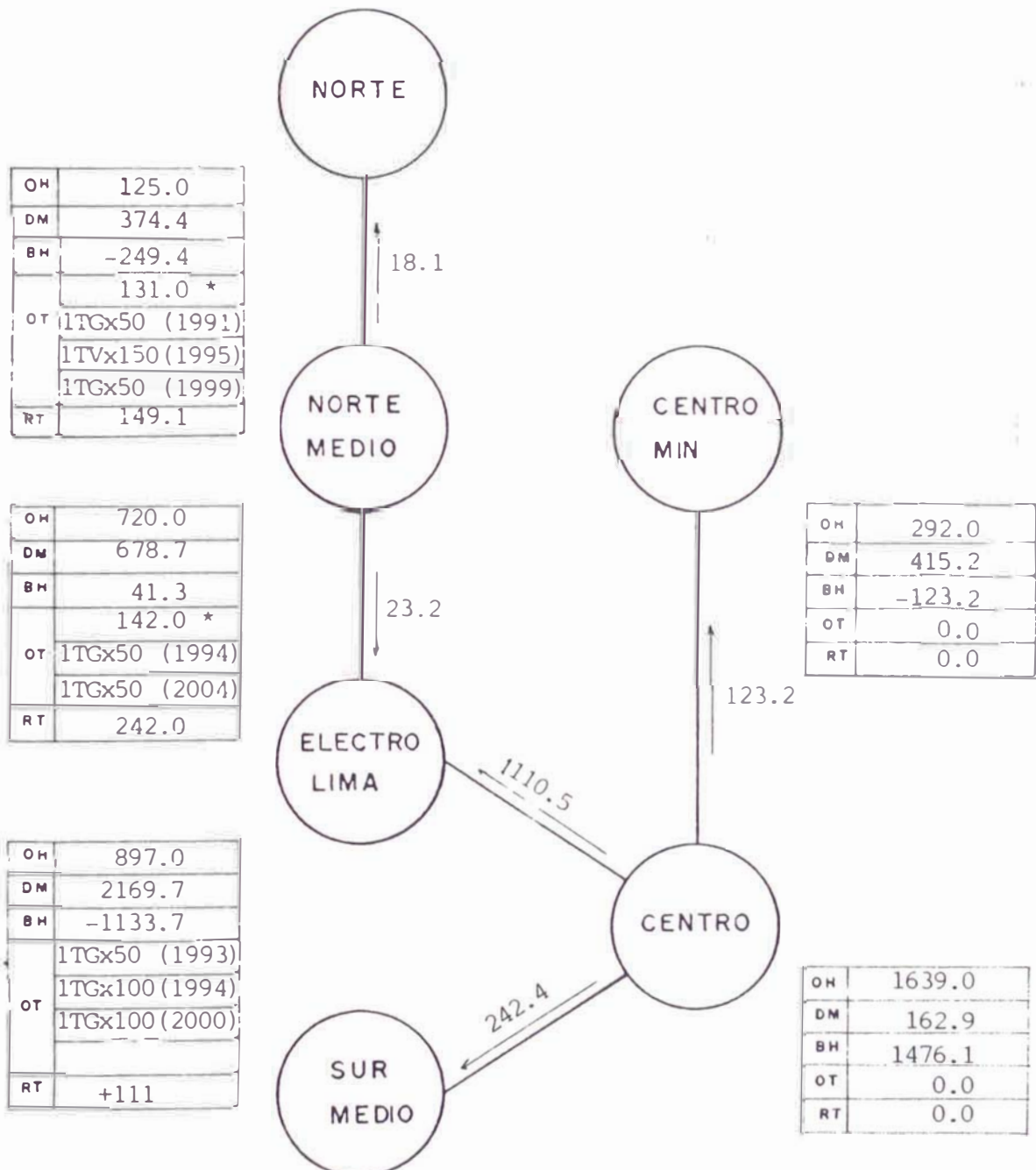


\* EXISTENTE

R.H. : RESERVA HIDRAULICA  
 O.H. : OFERTA HIDRAULICA  
 O.T. : OFERTA TERMICA  
 B.H. : BALANCE CON OFERTA HIDRAULICA  
 D.M. : DEMANDA MAXIMA  
 R.T. : RESERVA TERMICA  
 XTW X YY (ZZ) INCREMENTO DE POTENCIA TERMICA.

X : N° DE UNIDADES  
 T.W. TIPO (TG= TURBOGAS TV= TURBOVAPOR)  
 YY = CAPACIDAD EN MW  
 ZZ = AÑO DE PUESTA EN OPERACION.

BALANCE DE DEMANDA Y OFERTA DE LA POTENCIA (MW)  
SICN - ALTERNATIVA NUEVA - 2005

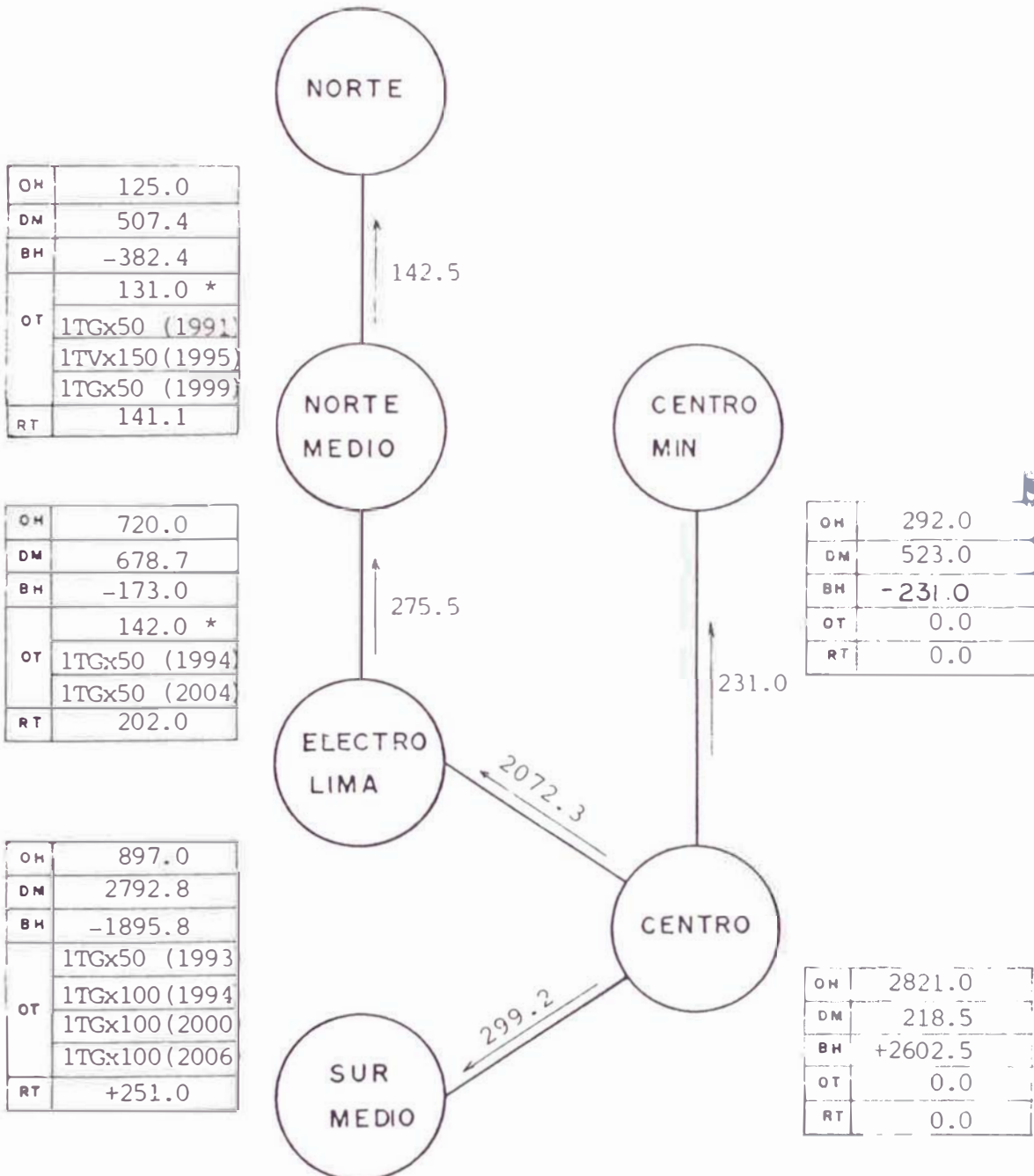


\* EXISTENTE

R.H. : RESERVA HIDRAULICA  
 O.H. : OFERTA HIDRAULICA  
 O.T. : OFERTA TERMICA  
 B.H. : BALANCE CON OFERTA HIDRAULICA  
 D.M. : DEMANDA MAXIMA  
 R.T. : RESERVA TERMICA  
 X.T.W.X.YY (ZZ) INCREMENTO DE POTENCIA TERMICA

X : N° DE UNIDADES.  
 T.W. : TIPO (TG = TURBOGAS  
 TV = TURBO VAPOR)  
 Y.Y = CAPACIDAD EN MW  
 Z.Z = AÑO DE PUESTA EN OPERACION.

BALANCE DE DEMANDA Y OFERTA DE LA POTENCIA (MW)  
SICN - ALTERNATIVA NUEVA - 2010



\* EXISTENTE

R.H : RESERVA HIDRAULICA  
O.H : OFERTA HIDRAULICA  
O.T : OFERTA TERMICA  
B.H : BALANCE CON OFERTA HIDRAULICA  
D.M : DEMANDA MAXIMA  
R.T : RESERVA TERMICA  
X T W X Y Y (Z Z) INCREMENTO DE POTENCIA TERMICA.

X N° DE UNIDADES.  
T W : TIPO (TG= TURBOGAS  
TV= TURBO VAPOR)  
Y Y = CAPACIDAD EN MW  
Z Z = AÑO DE PUESTA EN OPERACION.

Las características serían similares a la correspondiente al año 2005, con la diferencia de una mayor generación de la C.H. Puerto Prado debido a la puesta en operación de sus dos etapas adicionales y un reforzamiento de algunas líneas de transmisión.

#### 3.3.4. Definición de la alternativa nueva de transmisión del SICN

El planteamiento de una alternativa nueva de transmisión del SICN se basa en los criterios de confiabilidad mencionados en 3.3.2, en las premisas planteadas en el Capítulo II - 2.4, en las características geográficas que presenta la región y en el desarrollo regional del SICN.

En las láminas del 3.13 al 3.16 se muestran las configuraciones de transmisión escogidas y el balance de potencia elaborado, sin considerar las pérdidas del SICN.

A continuación se analiza la expansión del sistema de transmisión planteado para los años 1995, 2000, 2005 y 2010 respectivamente.

- 1995 (Lámina N° 3.13).

En el Norte, Tumbes todavía permanentemente aislado del SICN se abastecería localmente. La puesta en operación de la C.T. a vapor en Piura Oeste que trabajaría en base, abastecería parte de la carga de Talara y Chiclayo, incluyendo la potencia generada por la C. H. Carhuaquero (sin ampliación), se tendría un exce -

dente de 60.6 MW que se transmitiría al Norte-Medio. En el Norte-Medio la C.H. Cañón del Pato satisfacería parte de la demanda de Chimbote y parte de Trujillo - Norte, el excedente de potencia del subsistema Norte sería entregada a las cargas de Guadalupe, Cajamarca y parte de Trujillo Norte, requiriéndose generar energía termoeléctrica en Trujillo y Chimbote de 39.7 y 41.8 MW respectivamente. La C.H. Cahua abastecería - parte de la carga de Paramonga Nueva, necesitándose una potencia de 41.8 MW para satisfacer completamente su demanda que sería transmitido desde la C.H. Cañón del Pato.

En Lima sería necesario generar una potencia termoeléctrica de 175 MW, quedando una reserva térmica de 85 MW, el resto de potencia que requeriría Lima sería abastecida por las CC.HH. ubicadas en Lima y las CC.HH. Mantaro y Restitución. Cuando disminuye la carga de la gran Lima, los excedentes de potencia a transmitirse desde el Centro hacia el Norte y Norte Medio permitiría reemplazar la generación térmica de estos subsistemas, quedando ésta como reserva fría del sistema.

- 2000 (Lámina N° 3.14).

En el Norte, la C.H. Carhuaquero (con ampliación) abastecería totalmente a Chiclayo, parte de Piura Oeste y Norte Medio. La carga de Tumbes se interconectaría al SICN. La C.T. a vapor de Piura Oeste abastece

ría parte de la carga de Piura Oeste , Tumbes y totalmente a la carga de Talara; requiriéndose generar termoelectricidad en Bayovar y Tumbes.

En el Norte Medio, debido a la puesta en operación del desarrollo minero Antamina, convendría satisfacer la demanda de esta carga desde la C.H. Chaglla, ubicándose de esta manera la S.E. denominada Antamina, asimismo sería conveniente enlazar Antamina y Paramonga Nueva, siendo ésta una terna que permitiría evacuar la energía de la C.H. Chaglla hacia el Norte Medio y Lima. Por otro lado debido a la magnitud de generación de esta C.H., ocasionaría el planteamiento de dos ternas adicionales para la evacuación de su oferta, - estas ternas serían Chaglla-Zapallal y Chaglla Carhuaymayo, por lo tanto se formarían dos anillos que permitirían mejorar la seguridad de servicio de Lima, Centromin y parte del Norte Medio, en general el Norte Medio quedaría abastecida de energía hidroeléctrica y los equipamientos térmicos representarían la reserva fría del subsistema. Es conveniente que la C.H. Quitarcasa evacue directamente su energía en Chimbote a un nivel de 220 KV.

En Lima, sería necesario generar 175 MW de energía termoeléctrica, quedando una reserva térmica de 185 MW. Cabe recalcar que la carga de Lima quedaría abastecida desde diferentes puntos, así como las cargas - de Chimbote y Paramonga Nueva.

- 2005 (Lámina N° 3.15).

En el Norte la C.H. Carhuaquero (con ampliación) satisfaría principalmente a la carga de Chiclayo, las demás cargas del Norte se abastecerían esencialmente de energía termoeléctrica local y en horas fuera de punta disminuirían debido a la transmisión de excedentes de potencia hidroeléctrica desde el centro. La C.T. a vapor de Piura Oeste continuaría trabajando en base. En el Norte Medio con la puesta en operación de la C. H. Chorro, cercana geográficamente a la C.H. Quitaraçsa, quedaría totalmente abastecida de energía hidroeléctrica, quedando los equipamientos térmicos como reserva fría que estaría en el orden del 30% de la potencia total disponible del subsistema. Es necesario reforzar con un circuito adicional los tramos Guadalupe-Trujillo Norte y Trujillo Norte-Chimbote, conveniente para la evacuación de potencia desde el Centro hacia el Norte en horas fuera de punta, originando la disminución de generación termoeléctrica en el Norte. Debido al desarrollo minero de Michiquillay en Cajamarca sería necesario reforzar con ternas adicionales a nivel de 60 KV, el enlace entre Cajamarca y Guadalupe, pero se ha visto la posibilidad de no adicionar estas ternas, sino efectuar la interconexión de Carhuaquero con Cajamarca, mediante una línea de transmisión a nivel de 220 KV, mejorando la seguridad de servicio de esta carga, siendo factible la no operación del enlace



Guadalupe-Cajamarca, de esta manera se abastecería a Cajamarca directamente de Carhuaquero.

Con la entrada en operación de la C.H. Puerto Prado - con una potencia disponible de 443 MW, teniendo en cuenta la magnitud de potencia a transmitir y la distancia respecto al centro de consumo (aproximadamente 500 Km) que sería la gran Lima, se requeriría utilizar líneas de transmisión con un nivel de 500 KV, representando el nuevo nivel de tensión más alto del Perú. Bajo estas condiciones, las cargas de Lima serían abastecidas totalmente de energía hidroeléctrica, necesitándose ubicar dos subestaciones de 500/220 KV en el norte y sur de Lima y un intermedio en Tarma o Pachachaca, siendo más confiable este último.

- 2010 (Lámina N° 3.16).

La configuración del SICN sería semejante al correspondiente año 2005 con la diferencia de que se tendrían reforzamientos de algunos tramos de líneas de transmisión, así tenemos:

- \* Chimbote-Trujillo-Norte - Guadalupe-Chiclayo - Piura Oeste.
- \* Zapallal - Chavarría
- \* San Juan ELP - San Juan ELL
- \* Chaglla - Antamina
- \* Chaglla - Zapallal
- \* Antamina - Paramonga Nueva
- \* Puerto Prado - Pachachaca o Tarma.

La primera línea de transmisión mencionada se preve pa ra transmitir excedentes hidroeléctricos del Centro y parte del Norte Medio hacia el Norte en horas fuera de punta.

La confiabilidad del Centro, Centromin, Electrolima, Sur Medio y Norte Medio sería muy buena, siendo diversos los puntos de entrega a estos subsistemas. El Norte representaría una red netamente radial, pero debido al desarrollo de la oferta térmica local y la transmisión de excedentes hidroeléctricos del centro hacia el norte, permitiría que este subsistema también sea una red de buena confiabilidad.

Por lo tanto el SICN tendría una buena seguridad de servicio, reforzaría aún más esta deducción final, las reservas locales que presentan cada subsistema estarían comprendidos entre el 10 al 20% de la potencia total disponible de cada subsistema. En conjunto el SICN tendría una reserva fría promedio del 15% de la potencia total disponible del sistema.

### 3.3.5. Análisis Técnico de Líneas de Transmisión en Mínima Demanda

Debido a la transmisión de energía hidroeléctrica excedente en horas fuera de punta, desde el centro hacia el norte y norte medio, es necesario verificar el número de ternas planteadas en el análisis de Máxima Demanda (efectuado en 3.3.4) en otras condiciones, en es-

te caso en la condición de mínima Demanda, esencialmente para las etapas 2005 y 2010 que resultan ser los años en los cuales se producen los mayores reforzamientos en el SICN. Para tal fin utilizaremos las curvas de duración de carga y generación.

Así tenemos en el año:

- 2005 (Alternativa Nueva)

Transformando el SICN en una configuración como el que se muestra en la Lámina 3.3-1, se puede apreciar la concentración de cargas y generaciones de acuerdo a su área de influencia en las barras Chimbote y Guadalupe. Considerando un 5% de pérdidas de transmisión - se muestra en la Lámina 3.17 la mínima Demanda Promedio del SICN. Las magnitudes de Demanda y Generación mínima fueron obtenidas a partir de las curvas de duración mostradas en las figuras N° 3.3-1 y 3.3-2.

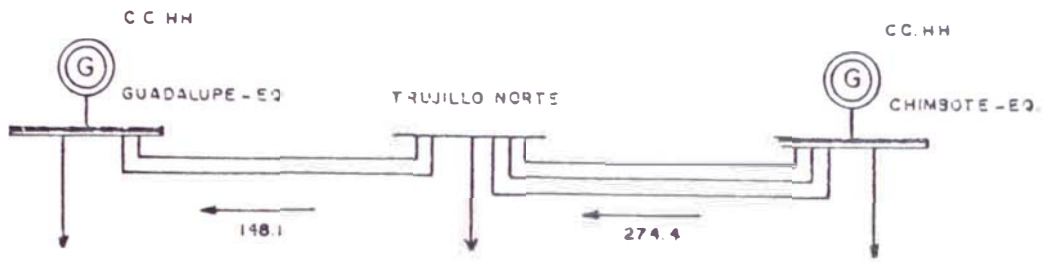
Haciendo el balance de potencia correspondiente se transmitirá de Chimbote a Trujillo Norte una potencia de 274.4 MW y de Trujillo Norte a Guadalupe 148.1 MW. Además, se necesitaría generar en el Norte potencia termoeléctrica de 77.4 MW para cubrir la demanda del SICN en esas condiciones.

De acuerdo a los resultados obtenidos los circuitos planteados en Máxima Demanda y Generación, cumplen también con las condiciones de Mínima Demanda y Generación, por lo tanto los reforzamientos propuestos cumplen con las diferentes condiciones de trabajo del SICN.

- 2010 (Alternativa Nueva)-

Aplicando el mismo procedimiento anterior y teniendo en cuenta las figuras Nros. 3.3-3, 3.3-4 y 3.3-5 se obtienen los resultados de Demanda y Oferta en condiciones mínimas, los cuales se muestran en la lámina 3.3-2 apreciándose de esta manera la potencia transmitible de Chimbote a Trujillo Norte igual a 506.7 MW y de Trujillo Norte a Guadalupe 306.6 MW, por otro lado se necesitaría generar en el Norte potencia termoeléctrica del orden de 75.4 MW para cubrir la Demanda del SICN.

En este caso los reforzamientos planteados en Máxima Demanda también cumplen en mínima demanda y en todas las condiciones de trabajo del SICN.



CARGA (MW)

BARRA	GUADALUPE - EQ.	TRUJILLO NORTE	CHIMBOTE - EQ.
M.D.	466.7	185.1	3407.5
MinD	303.4	120.3	2214.9
MinD + Per	318.5	126.3	2325.5

GENERACION HIDRAULICA (MW)

BARRA	GUADALUPE - EQ	TRUJILLO NORTE	CHIMBOTE - EQ
MinG	93.0	0.0	2600.0

Donde.

M.D. = Máxima Demanda

MinD = Mínima Demanda

MinG = Mínima Generación

MinD + Per = Mínima Demanda más Pérdida

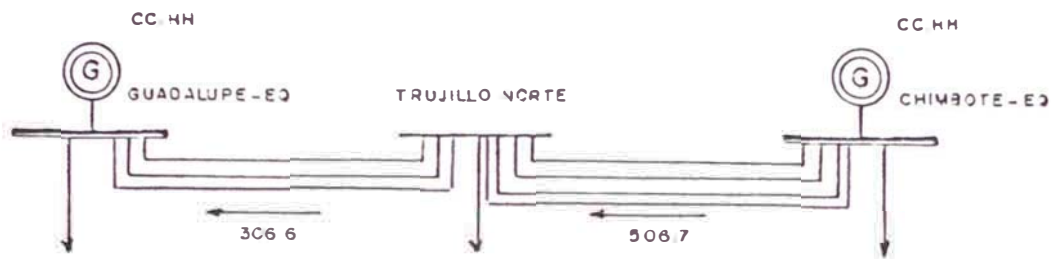
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA  
 PROYECTO: PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL

NOMBRE:  
 ANTARA ARIAS RONAL

CODIGO:  
 780376-F

PLANEAMIENTO DE LA EXPANSION A LARGO PLAZO DE LA RED DE TRANSMISION  
 ELECTRICA TEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE (SICN)

ESPECIALIDAD:  
 INGENIERIA ELECTRICA



CARGA (MW)

BARRA	GUADALUPE - EQ	TRUJILLO NORTE	CHIMBOTE - EQ
M D.	646.3	259.3	4344.5
Min D.	452.4	190.6	3041.2
Min D + Per	475.0	200.1	3193.3

GENERACION HIDRAULICA (MW)

BARRA	GUADALUPE - EQ	TRUJILLO NORTE	CHIMBOTE - EQ
Min G	93.0	0.0	3700.0

Donde.

M D = Máxima Demanda

Min D = Mínima Demanda

Min G = Mínima Generación

Min D + Per = Mínima Demanda más Pérdida

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA  
 PROYECTO: PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL

NOMBRE:  
 ANTARA ARIAS RONAL

CODIGO:  
 780376 - F

PLANEAMIENTO DE LA EXPANSION A LARGO PLAZO DE LA RED DE TRANSMISION  
 ELECTRICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE (SICN)  
 PERIODO 1995-2010

ESPECIALIDAD:  
 INGENIERIA ELECTRICA

# ALTERNATIVA NUEVA - 2005

fig. N° 3.3-1

SICH sin CARHUQUERO-T.V.

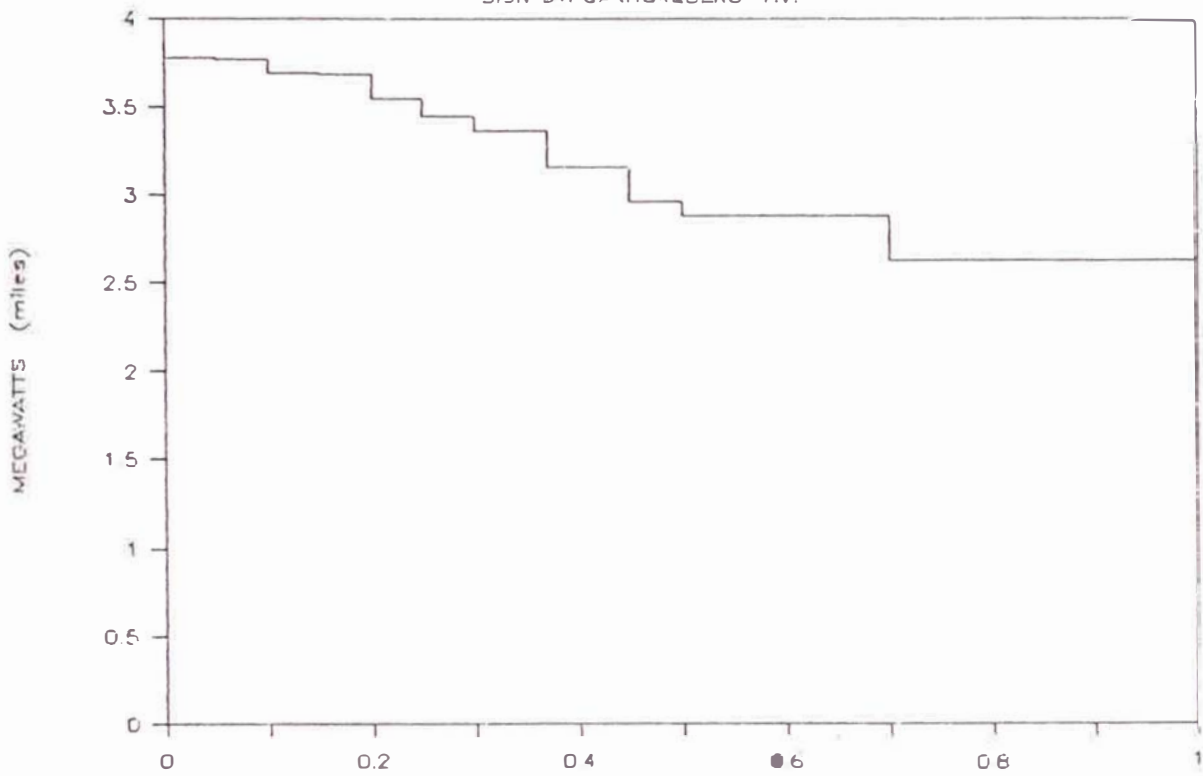
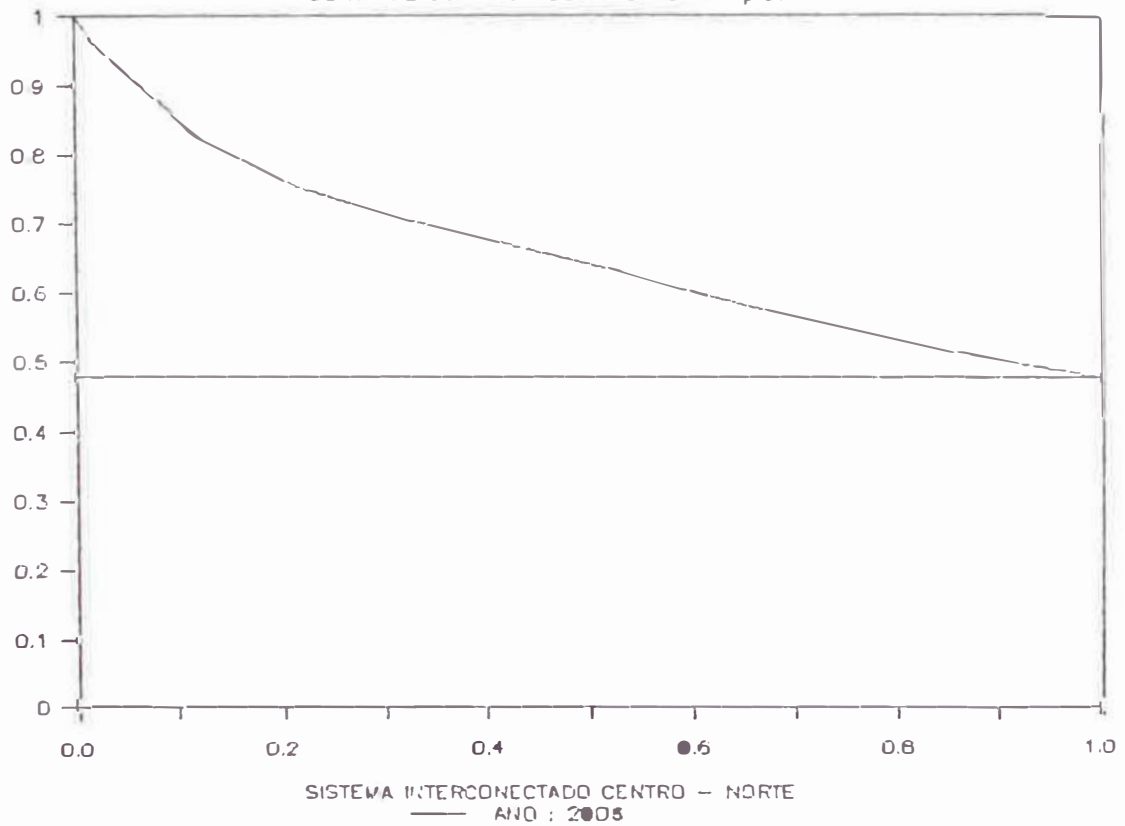


fig. N° 3.3-2

CURVA DE DURACION DE LA CARGA EN p.u.



SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO - NORTE  
— ANO : 2005

# ALTERNATIVA NUEVA – 2010

fig. N°3.3-3

SICN sin. CAPHUQUERO-T.V.

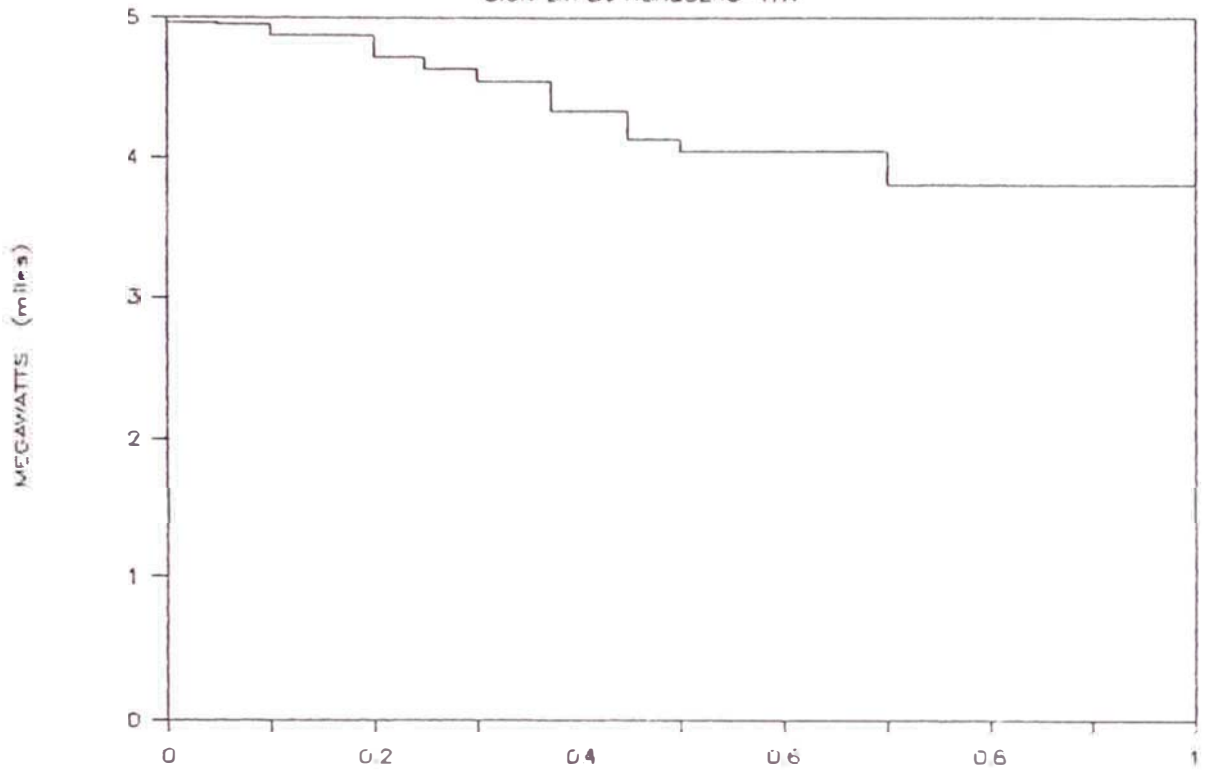
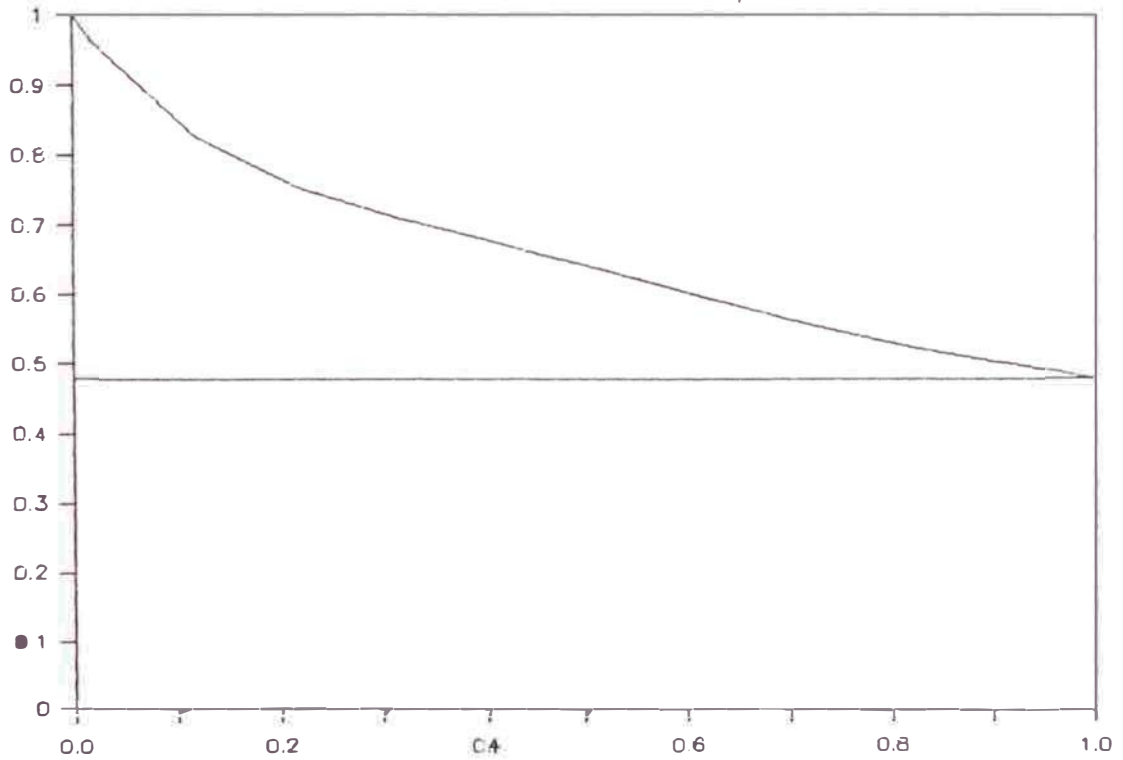


fig. N°3.3-4

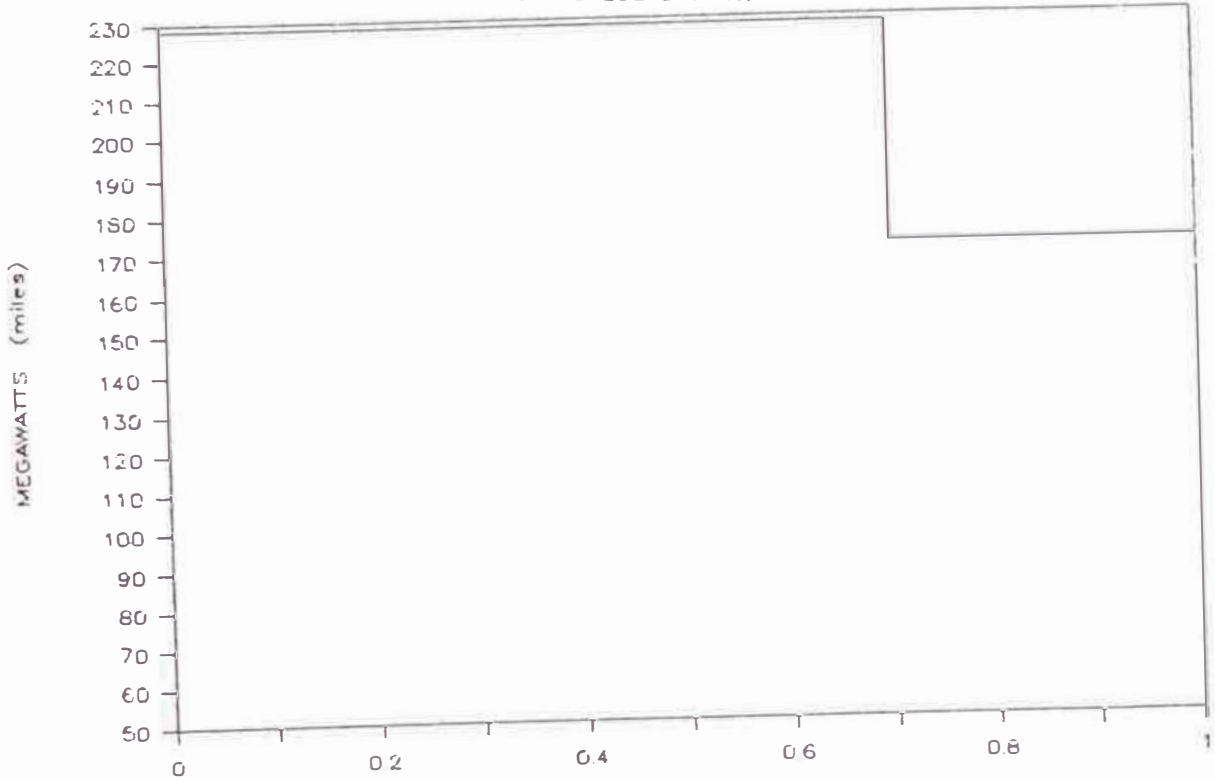
CURVA DE DURACION DE LA CARGA EN p.u.



SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO – NORTE  
— AÑO : 2010



ALTERNATIVA NUEVA - 2010      fig. N°3.3-5  
CARHUAQUERO + T.V.



## C A P I T U L O    I V

### ANALISIS TECNICO-ECONÓMICO DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA PERÍODO 1995 - 2010

#### 4.1. ANALISIS DE FLUJO DE CARGA

El crecimiento de los centros de consumo ha obligado a la expansión y creación de nuevos centros de generación de energía eléctrica, líneas y subestaciones eléctricas que han complicado los sistemas eléctricos en cuanto a número de elementos y han hecho que su análisis requiera de técnicas avanzadas conjuntamente con el empleo de computadoras digitales. Con el estudio de flujos se puede investigar lo siguiente:

- Flujo en KW o KVAR en las barras de una red

- Tensión en las barras

Efecto del rearrreglo de circuitos e incorporación de nuevos circuitos de carga.

Efectos de pérdidas temporales de generación o de circuitos de transmisión sobre las cargas del circuito.

- Condiciones óptimas de operación del sistema y de distribución del sistema.

- Pérdidas óptimas.

- Influencia del cambio de sección en los conductores.

- Posición óptima del cambiador de derivaciones de los transformadores.

La formulación de la técnica de solución puede ser consi

derada en tres etapas:

- a) Selección del marco de referencia, Nodal o de Malla y de acuerdo con ésto trabajar en base a admitancias o impedancias.
- b) Implementación de un método de Análisis Numérico.
- c) Modificación de la técnica de solución básica para tener facilidades en la simulación, tales como, barras de voltaje controlado, cambiadores de derivación de transformadores, control del intercambio de MW entre áreas.

De esta manera para el análisis de flujo de carga de la alternativa nueva planteada en 3.3 (Capítulo III), se recurre a un programa computarizado de flujo de potencia que permite definir la operación óptima del sistema correspondiente.

#### 4.1.1. Suposiciones e informaciones consideradas en el análisis de flujo de carga del SICN

I. Se ha empleado la red de secuencia positiva - debido a que el acoplamiento entre las redes de secuencia positiva y negativa o entre la secuencia positiva y cero es generalmente muy pequeña y además la carga se supone balanceada.

II. Debido a que el acoplamiento mutuo entre las redes de secuencia es despreciable, el efecto mutuo se considera también despreciable en el estudio del flujo de carga.

III. El estudio del flujo de carga se iniciará con un diagrama unifilar del sistema, en cada barra se tienen asociados cuatro cantidades que vienen a ser: Potencia activa (P), Potencia reactiva (Q), Voltaje (V) y ángulo de fase ( $\delta$ ).

IV. En el presente Proyecto se aplicará para el flujo de carga el método nodal y es necesario identificar tres tipos de barras, así tenemos:

- a) Barra flotante o compensador
- b) Barra de generación
- c) Barra de carga.

V. La barra flotante o compensadora tomado en el flujo de carga del SICN, representa la central eléctrica más grande del sistema, de tal manera que en las etapas 1995 y 2000, la barra en mención vendría a ser MANTARO y en las etapas 2005 y 2010 sería PUERTO PRADO, se ha hecho esta consideración debido a la facilidad de control y regulación de la carga del sistema en estudio.

VI. La capacidad de líneas de transmisión están enmarcadas dentro de un intervalo de potencia transmitible entre límites normal y de emergencia, basados en los datos obtenidos en la Unidad de Planeamiento de Transmisión - ELECTROPERU para los diferentes niveles de tensión considerados en el estudio.

VII. Además de lo mencionado, el flujo de carga de la alternativa nueva se basa en los criterios técnicos

cos planteados en el Capítulo II - 2.3.

#### 4.1.2. Programa computacional utilizado para el estudio - de flujo de potencia

Para el análisis de flujo de potencia del presente trabajo se ha utilizado el programa computacional desarrollado por la PHILADELPHIA ELECTRIC COMPANY (PECO) a partir del programa Power flow modificado por ELECTROBRAS, coordinado con la Gerencia Técnica de Planeamiento de Transmisión de ELECTROPERU.

A continuación se presenta las características resaltantes de dicho programa, utilizado en ELECTROPERU para el estudio de flujo de potencia del sistema eléctrico del Perú:

##### CAPACIDAD DEL PROGRAMA:

- I. Solución a través del Método de Newton-Raphson.
  - 1500 barras, todas con representación de reactores/capacitores estáticos.
  - 2500 líneas, todas con representación de límites normal y emergencia.
  - 500 transformadores. Todos con cambio de taps bajo carga.
  - 25 transformadores desfasadores (fase-cuadratura).
  - 500 barras reguladas.
  - 40 áreas con control automático de intercambio .
  - 250 barras flotantes.

II. Solución a través del Método de Gauss-Seidel.

- 300 transformadores con cambio de taps bajo carga.
- 1500 líneas.
  - 10 transformadores desfasadores (fase-cuadratura)
  - 300 barras reguladas.
  - 300 capacitores/reactores
  - 998 barras
  - 250 barras flotantes.

DATOS NECESARIOS PARA LA CORRIDA DEL PROGRAMA:

- Datos de líneas y transformadores.
- Datos de barras.
- Datos de Area.

4.1.3. Resultados obtenidos del flujo de potencia del -  
SICN de la Alternativa Nueva

Teniendo en cuenta lo planteado en el Capítulo III 3.3, se pueden apreciar en las láminas Nros. 3.13, 3.14, 3.15 y 3.16 las configuraciones eléctricas de la alternativa nueva del SICN, analizado en base a las premisas planteadas en el Capítulo II - 2.4, por tanto la configuración del sistema de transmisión a nivel troncal del SICN a tomarse en cuenta para desarrollar el flujo de potencia sería la mostrada en las láminas mencionadas anteriormente.

Utilizando el programa computacional presentado en 4.1.2 se ha efectuado el flujo de potencia del SICN para la Alternativa Nueva en las etapas consideradas en el presen-

te Proyecto, es decir, en los años 1995, 2000, 2005 y 2010, el flujo de potencia obtenido es para las condiciones de Máxima Demanda, se ha buscado en la operación del sistema el cumplimiento de los criterios planteados en el Capítulo II - 2.3, específicamente los criterios de desempeño, obteniéndose como resultado en cada etapa correspondiente los flujos de potencia que se muestran en los listados Nros. 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4.

Por otro lado los parámetros eléctricos tomados en cuenta se basan en los archivos correspondientes de ELECTROPERU, los cuales se muestran en valores por ciento en el Apéndice D, las máximas demandas de cada barra troncal se mencionaron en los cuadros del Capítulo I y el despacho preliminar de la Oferta de Generación se pueden apreciar en las láminas Nros. 3.13, 3.14, 3.15 y 3.16, sin considerar las pérdidas del sistema.

#### 4.2. ANALISIS ECONOMICO

El modelo económico definido para el presente Proyecto viene a ser el Método de Valor Presente. Mediante esta técnica se puede desarrollar un enfoque significativo y racional de evaluaciones de aspectos económicos de alternativas de un sistema eléctrico, además los modelos que se toman en cuenta en el análisis económico del presente Proyecto, tratarán de considerar lo más aproximadamente posible el comportamiento económico del sistema y que justifique una toma de decisiones adecuada.







0123304



LINE	DATE	VAL	DEBIT	CREDIT	AMOUNT	DESCRIPTION	AVAN	1AP	SHIFI
1	11	CALLAMAY 220			12.62				
2	12	ZAPALLA 220			31.47				
3	13	PACHACH 220			27.85				
4	14	AVIARO 220			46.47				
5	15	AVIARO 220			11.11				
6	16	AVIARO 220							
7	17	AVIARO 220							
8	18	AVIARO 220							
9	19	AVIARO 220							
10	20	AVIARO 220							
11	21	AVIARO 220							
12	22	AVIARO 220							
13	23	AVIARO 220							
14	24	AVIARO 220							
15	25	AVIARO 220							
16	26	AVIARO 220							
17	27	AVIARO 220							
18	28	AVIARO 220							
19	29	AVIARO 220							
20	30	AVIARO 220							
21	31	AVIARO 220							

LINE	DATE	AMOUNT	DESCRIPTION	DEBIT	CREDIT	BALANCE	INTEREST	DATE	DESCRIPTION	DEBIT	CREDIT	BALANCE	INTEREST	DATE	DESCRIPTION	DEBIT	CREDIT	BALANCE	INTEREST
1																			
2	13	1.000		15.94	0.0														
3																			
4																			
5																			
6																			
7																			
8																			
9																			
10																			
11																			
12																			
13																			
14																			
15																			
16																			
17																			
18																			
19																			
20																			
21																			
22																			
23																			
24																			
25																			
26																			
27																			
28																			
29																			
30																			
31																			







0	LUM VOLTAGE SUMMARY -- JUS VOLTAGES DELTA 0.950										0123308
1	DATE	TIME	VOLTS	DATE	VOLTS	DATE	VOLTS	DATE	VOLTS	DATE	NAME
2	1	10:00	10.00	10:00	10.00	10:00	10.00	10:00	10.00	10:00	10.00
3	2	10:05	10.05	10:05	10.05	10:05	10.05	10:05	10.05	10:05	10.05
4	3	10:10	10.10	10:10	10.10	10:10	10.10	10:10	10.10	10:10	10.10
5	4	10:15	10.15	10:15	10.15	10:15	10.15	10:15	10.15	10:15	10.15
6	5	10:20	10.20	10:20	10.20	10:20	10.20	10:20	10.20	10:20	10.20
7	6	10:25	10.25	10:25	10.25	10:25	10.25	10:25	10.25	10:25	10.25
8	7	10:30	10.30	10:30	10.30	10:30	10.30	10:30	10.30	10:30	10.30
9	8	10:35	10.35	10:35	10.35	10:35	10.35	10:35	10.35	10:35	10.35
10	9	10:40	10.40	10:40	10.40	10:40	10.40	10:40	10.40	10:40	10.40
11	10	10:45	10.45	10:45	10.45	10:45	10.45	10:45	10.45	10:45	10.45
12	11	10:50	10.50	10:50	10.50	10:50	10.50	10:50	10.50	10:50	10.50
13	12	10:55	10.55	10:55	10.55	10:55	10.55	10:55	10.55	10:55	10.55
14	13	11:00	11.00	11:00	11.00	11:00	11.00	11:00	11.00	11:00	11.00
15	14	11:05	11.05	11:05	11.05	11:05	11.05	11:05	11.05	11:05	11.05
16	15	11:10	11.10	11:10	11.10	11:10	11.10	11:10	11.10	11:10	11.10
17	16	11:15	11.15	11:15	11.15	11:15	11.15	11:15	11.15	11:15	11.15
18	17	11:20	11.20	11:20	11.20	11:20	11.20	11:20	11.20	11:20	11.20
19	18	11:25	11.25	11:25	11.25	11:25	11.25	11:25	11.25	11:25	11.25
20	19	11:30	11.30	11:30	11.30	11:30	11.30	11:30	11.30	11:30	11.30
21	20	11:35	11.35	11:35	11.35	11:35	11.35	11:35	11.35	11:35	11.35
22	21	11:40	11.40	11:40	11.40	11:40	11.40	11:40	11.40	11:40	11.40
23	22	11:45	11.45	11:45	11.45	11:45	11.45	11:45	11.45	11:45	11.45
24	23	11:50	11.50	11:50	11.50	11:50	11.50	11:50	11.50	11:50	11.50
25	24	11:55	11.55	11:55	11.55	11:55	11.55	11:55	11.55	11:55	11.55
26	25	12:00	12.00	12:00	12.00	12:00	12.00	12:00	12.00	12:00	12.00
27	26	12:05	12.05	12:05	12.05	12:05	12.05	12:05	12.05	12:05	12.05
28	27	12:10	12.10	12:10	12.10	12:10	12.10	12:10	12.10	12:10	12.10
29	28	12:15	12.15	12:15	12.15	12:15	12.15	12:15	12.15	12:15	12.15
30	29	12:20	12.20	12:20	12.20	12:20	12.20	12:20	12.20	12:20	12.20
31	30	12:25	12.25	12:25	12.25	12:25	12.25	12:25	12.25	12:25	12.25
32	31	12:30	12.30	12:30	12.30	12:30	12.30	12:30	12.30	12:30	12.30





0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
0123310	10 HAYUCA 220	142.54	19.01																													
	12 PACHACH 220	72.32	-6.51																													
	13 AJIACH 220	-163.53	-16.78																													
	19 PACHACH 220	124.61	-24.30																													
	19 YUMCAN 220	-123.16	-1.11																													
	19 CHALLI 220	-31.67	-6.21																													
	17 PACHALLA 220	104.81	-2.00																													
	17 CAKHAJA 220	129.12	19.93																													
	7 HAVANK 220	27.98	-79.17																													
	7 CHAYARR 220	27.30	-74.17																													
	12 PACHACH 220	-93.15	-14.99																													
	13 PAKA NY 220	-71.31	-13.29																													
	20 PAKA NY 220	-71.31	-13.29																													
	DATE 12/13/78	1141.00.00.24																														
	5 HIEBALLIS	514.36	13																													
	11																															
	17																															
	13																															
	14																															
	15																															
	16																															
	17																															
	18																															
	19																															
	20																															
	21																															
	22																															
	23																															
	24																															
	25																															
	26																															
	27																															
	28																															
	29																															
	30																															
	31																															



















LISTADO N° 4.4

LINEA	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	TOTAL	FECHA	OTROS DATOS
0	AL VASO DE... 12/19/65						0123295
1	AL VASO DE... 12/19/65						
2	AL VASO DE... 12/19/65						
3	AL VASO DE... 12/19/65						
4	AL VASO DE... 12/19/65						
5	AL VASO DE... 12/19/65						
6	AL VASO DE... 12/19/65						
7	AL VASO DE... 12/19/65						
8	AL VASO DE... 12/19/65						
9	AL VASO DE... 12/19/65						
10	AL VASO DE... 12/19/65						
11	AL VASO DE... 12/19/65						
12	AL VASO DE... 12/19/65						
13	AL VASO DE... 12/19/65						
14	AL VASO DE... 12/19/65						
15	AL VASO DE... 12/19/65						
16	AL VASO DE... 12/19/65						
17	AL VASO DE... 12/19/65						
18	AL VASO DE... 12/19/65						
19	AL VASO DE... 12/19/65						
20	AL VASO DE... 12/19/65						
21	AL VASO DE... 12/19/65						
22	AL VASO DE... 12/19/65						
23	AL VASO DE... 12/19/65						
24	AL VASO DE... 12/19/65						
25	AL VASO DE... 12/19/65						
26	AL VASO DE... 12/19/65						
27	AL VASO DE... 12/19/65						
28	AL VASO DE... 12/19/65						
29	AL VASO DE... 12/19/65						
30	AL VASO DE... 12/19/65						
31	AL VASO DE... 12/19/65						







0123297

1	5	514 JEL 220	-37.75	120.52
2	7	CHAVARR 220	19.20	120.52
3	7	ADINCU 220	-124.00	16.37
4	5	514 FJS 220	-12.59	121.00
5	7	JAZI 220	240.16	105.13
6	7	JAZI 220	240.16	105.13
7	11	ZALLA 220	-19.11	25.77
8	7	ZALLA 220	-19.11	25.77
9	7	ZALLA 220	-19.11	25.77
10	30	REP 214 220	-107.12	16.09
11	7	CHAVARR 220	-239.07	103.73
12	7	CHAVARR 220	-239.07	103.73
13		JATC 12/13/06 TIME 00:00:34		



14	14	REP 214 220	74.10	23.99
15	4	514 FJS 220	125.50	18.11
16	5	514 FJS 220	125.50	18.11
17	2	514 JEL 220	-277.51	142.03
18	7	CHAVARR 220	174.02	20.24
19	7	CHAVARR 220	174.02	20.24
20	7	CHAVARR 220	174.02	20.24
21	30	REP 214 220	120.24	11.00
22	11	ZALLA 220	33.11	3.07
23	11	ZALLA 220	33.11	3.07
24	11	ZALLA 220	33.11	3.07
25	10	REP 214 220	-71.32	-7.44
26	31	REP 214 220	-130.77	-74.00
27	7	CHAVARR 220	107.03	33.59
28	12	ZALLA 220	-19.03	72.11
29				
30				
31				

Hoja 4/7

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192	193	194	195	196	197	198	199	200	201	202	203	204	205	206	207	208	209	210	211	212	213	214	215	216	217	218	219	220	221	222	223	224	225	226	227	228	229	230	231	232	233	234	235	236	237	238	239	240	241	242	243	244	245	246	247	248	249	250	251	252	253	254	255	256	257	258	259	260	261	262	263	264	265	266	267	268	269	270	271	272	273	274	275	276	277	278	279	280	281	282	283	284	285	286	287	288	289	290	291	292	293	294	295	296	297	298	299	300	301	302	303	304	305	306	307	308	309	310	311	312	313	314	315	316	317	318	319	320	321	322	323	324	325	326	327	328	329	330	331	332	333	334	335	336	337	338	339	340	341	342	343	344	345	346	347	348	349	350	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360	361	362	363	364	365	366	367	368	369	370	371	372	373	374	375	376	377	378	379	380	381	382	383	384	385	386	387	388	389	390	391	392	393	394	395	396	397	398	399	400	401	402	403	404	405	406	407	408	409	410	411	412	413	414	415	416	417	418	419	420	421	422	423	424	425	426	427	428	429	430	431	432	433	434	435	436	437	438	439	440	441	442	443	444	445	446	447	448	449	450	451	452	453	454	455	456	457	458	459	460	461	462	463	464	465	466	467	468	469	470	471	472	473	474	475	476	477	478	479	480	481	482	483	484	485	486	487	488	489	490	491	492	493	494	495	496	497	498	499	500	501	502	503	504	505	506	507	508	509	510	511	512	513	514	515	516	517	518	519	520	521	522	523	524	525	526	527	528	529	530	531	532	533	534	535	536	537	538	539	540	541	542	543	544	545	546	547	548	549	550	551	552	553	554	555	556	557	558	559	560	561	562	563	564	565	566	567	568	569	570	571	572	573	574	575	576	577	578	579	580	581	582	583	584	585	586	587	588	589	590	591	592	593	594	595	596	597	598	599	600	601	602	603	604	605	606	607	608	609	610	611	612	613	614	615	616	617	618	619	620	621	622	623	624	625	626	627	628	629	630	631	632	633	634	635	636	637	638	639	640	641	642	643	644	645	646	647	648	649	650	651	652	653	654	655	656	657	658	659	660	661	662	663	664	665	666	667	668	669	670	671	672	673	674	675	676	677	678	679	680	681	682	683	684	685	686	687	688	689	690	691	692	693	694	695	696	697	698	699	700	701	702	703	704	705	706	707	708	709	710	711	712	713	714	715	716	717	718	719	720	721	722	723	724	725	726	727	728	729	730	731	732	733	734	735	736	737	738	739	740	741	742	743	744	745	746	747	748	749	750	751	752	753	754	755	756	757	758	759	760	761	762	763	764	765	766	767	768	769	770	771	772	773	774	775	776	777	778	779	780	781	782	783	784	785	786	787	788	789	790	791	792	793	794	795	796	797	798	799	800	801	802	803	804	805	806	807	808	809	810	811	812	813	814	815	816	817	818	819	820	821	822	823	824	825	826	827	828	829	830	831	832	833	834	835	836	837	838	839	840	841	842	843	844	845	846	847	848	849	850	851	852	853	854	855	856	857	858	859	860	861	862	863	864	865	866	867	868	869	870	871	872	873	874	875	876	877	878	879	880	881	882	883	884	885	886	887	888	889	890	891	892	893	894	895	896	897	898	899	900	901	902	903	904	905	906	907	908	909	910	911	912	913	914	915	916	917	918	919	920	921	922	923	924	925	926	927	928	929	930	931	932	933	934	935	936	937	938	939	940	941	942	943	944	945	946	947	948	949	950	951	952	953	954	955	956	957	958	959	960	961	962	963	964	965	966	967	968	969	970	971	972	973	974	975	976	977	978	979	980	981	982	983	984	985	986	987	988	989	990	991	992	993	994	995	996	997	998	999	1000
	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192	193	194	195	196	197	198	199	200	201	202	203	204	205	206	207	208	209	210	211	212	213	214	215	216	217	218	219	220	221	222	223	224	225	226	227	228	229	230	231	232	233	234	235	236	237	238	239	240	241	242	243	244	245	246	247	248	249	250	251	252	253	254	255	256	257	258	259	260	261	262	263	264	265	266	267	268	269	270	271	272	273	274	275	276	277	278	279	280	281	282	283	284	285	286	287	288	289	290	291	292	293	294	295	296	297	298	299	300	301	302	303	304	305	306	307	308	309	310	311	312	313	314	315	316	317	318	319	320	321	322	323	324	325	326	327	328	329	330	331	332	333	334	335	336	337	338	339	340	341	342	343	344	345	346	347	348	349	350	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360	361	362	363	364	365	366	367	368	369	370	371	372	373	374	375	376	377	378	379																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													







#### 4.2.1. Modelo Económico de Evaluación

En el proceso de implementación de elementos de transmisión y generación de un sistema eléctrico durante el período de estudio, se presentan muchas alternativas técnicamente aceptables, de las cuales una de ellas tendrá que ser elegida atendiendo a su viabilidad económica. Como las implementaciones se realizan en diferentes etapas del período de estudio, para cualquiera de las alternativas, es necesario tener un patrón de comparación, de tal manera que sobre todo el período, ocasione el mínimo costo. En este sentido, para este método se ha desarrollado el método de valor presente, para ello se debe referir a un año cualesquiera, convencionalmente se opta la primera etapa o el año inicial, en el presente Proyecto se ha optado el año 1985.

La actualización al año referencial 1985 se lleva a cabo mediante una tasa de descuento discreta. El enfoque matemático de este modelo se presenta en el Apéndice C.1.

#### 4.2.2. Modelo Económico del Valor de Depreciación y de

---

##### Recuperación

El modelo en mención establece una depreciación lineal a partir de su valor de implementación. La vida útil de los subsistemas de generación y transmisión varían dependiendo del tipo de equipos eléctricos a

usar y la agresividad del medio ambiente.

En nuestro país el Ministerio de Energía y Minas acepta como vida promedio de los elementos de transmisión igual a 25 años, de los elementos de generación térmica igual a 30 años y de los elementos de generación hidráulica igual a 50 años.

El valor de recuperación de los sistemas de generación y transmisión se considera después de los 10 años de finalizado el período de análisis con el fin de compensar en algo las adiciones que se tengan que realizar en las últimas etapas, puesto que la actualización del costo residual de la etapa en referencia se expresa como un costo sustractivo, lo que puede influir en favor o desmedro de una alternativa.

El enfoque matemático de la misma se da en el Apéndice - C.2.

#### 4.2.3. Modelo Económico de costo de combustibles, lubricantes y otros costos incrementales de Centrales Térmicas.

La evaluación de la energía térmica necesaria para cubrir la demanda de un sistema eléctrico anualmente, se ha efectuado en base al conocimiento de las curvas de duración, tanto de carga como de generación, para tal fin se ha superpuesto dichas curvas y teniendo en cuenta criterios de despacho se ha definido la energía mencionada anteriormente. Las curvas de duración de carga se



pueden apreciar en el Capítulo III y de generación para la Alternativa Nueva se muestra en las figuras Nros. 4.1 4.2, 4.3 y 4.4.

Teniendo en cuenta los costos de este rubro mostrado en el Cuadro 3.2-23 se determina los costos anuales de combustibles, lubricantes y otros costos incrementales de Centrales Térmicas en el período de estudio actualizados luego al año 1985, aplicando el Modelo Económico presentado en el Apéndice C.1 a una tasa de interés discreta - del 12%.

#### 4.2.4. Modelo Económico del Costo de Pérdidas

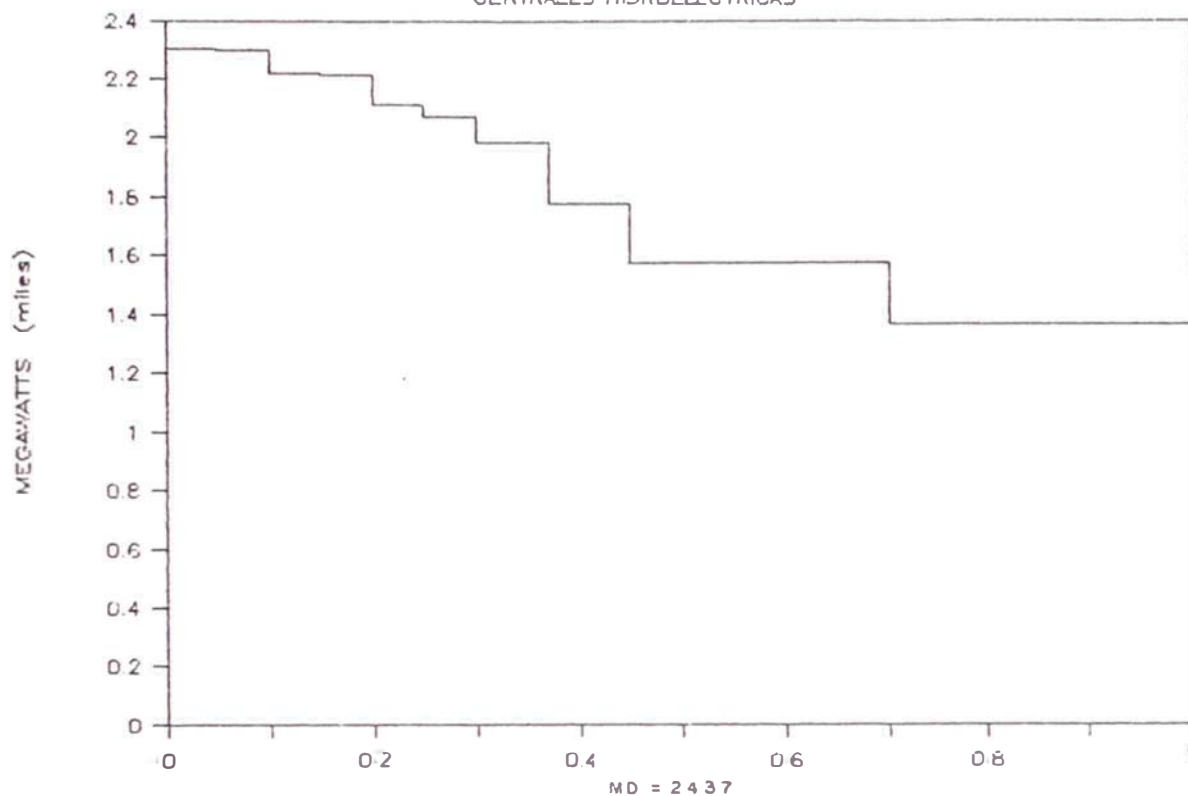
En primer lugar mencionaremos que la magnitud de las pérdidas ( $\Delta P$ ) se ha determinado mediante el uso del programa computarizado de flujo de carga para las etapas de estudio del presente Proyecto y se ha definido las pérdidas en años intermedios mediante la metodología indicada en el Apéndice B.

Es difícil evaluar en forma precisa las pérdidas de energía de un sistema eléctrico, el primer escollo que se tiene que librar es el factor de pérdidas, normalmente no es conocido, de allí que aproximadamente se calcule este factor en función del factor de carga, el cual junto con la potencia de pérdidas en horas de máxima demanda nos permite evaluar la energía pérdida.

Se han planteado formas aproximadas para estimar el factor de pérdidas en función del factor de carga, la más -

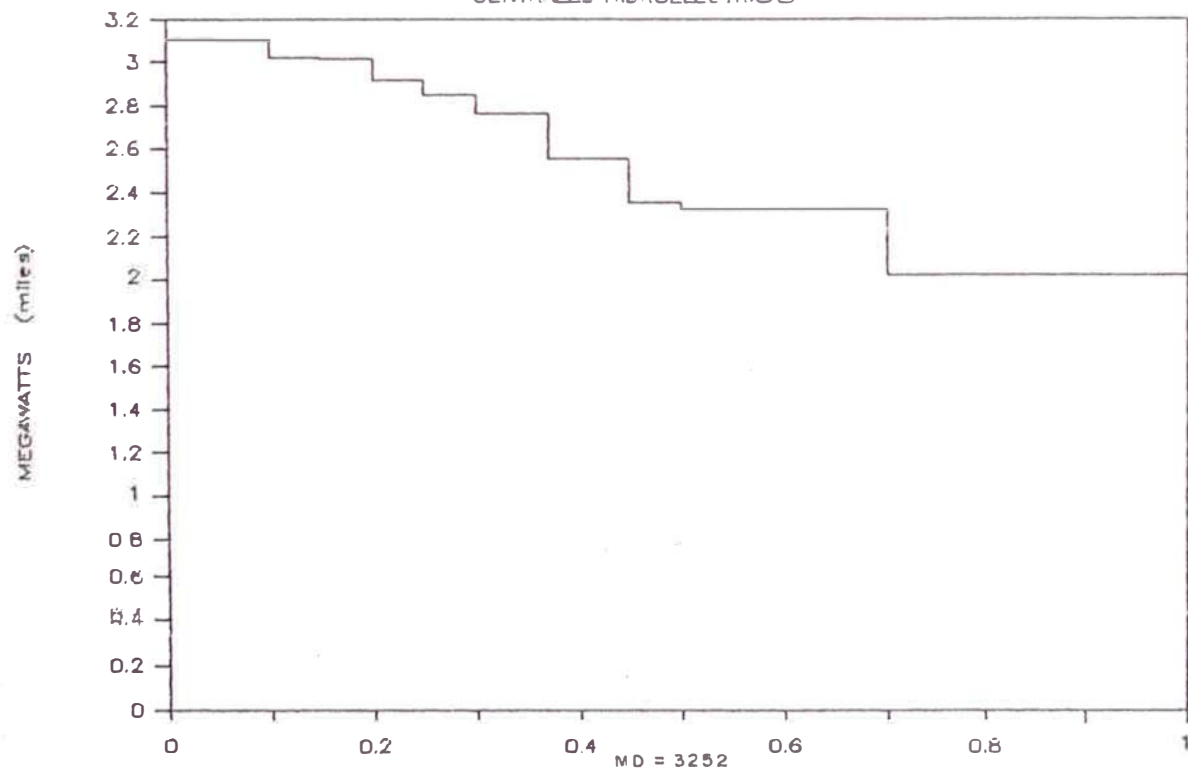
### ALTERNATIVA NUEVA – 1995 CENTRALES HIDROELECTRICAS

fig. N° 4.1



### ALTERNATIVA NUEVA – 2000 CENTRALES HIDROELECTRICAS

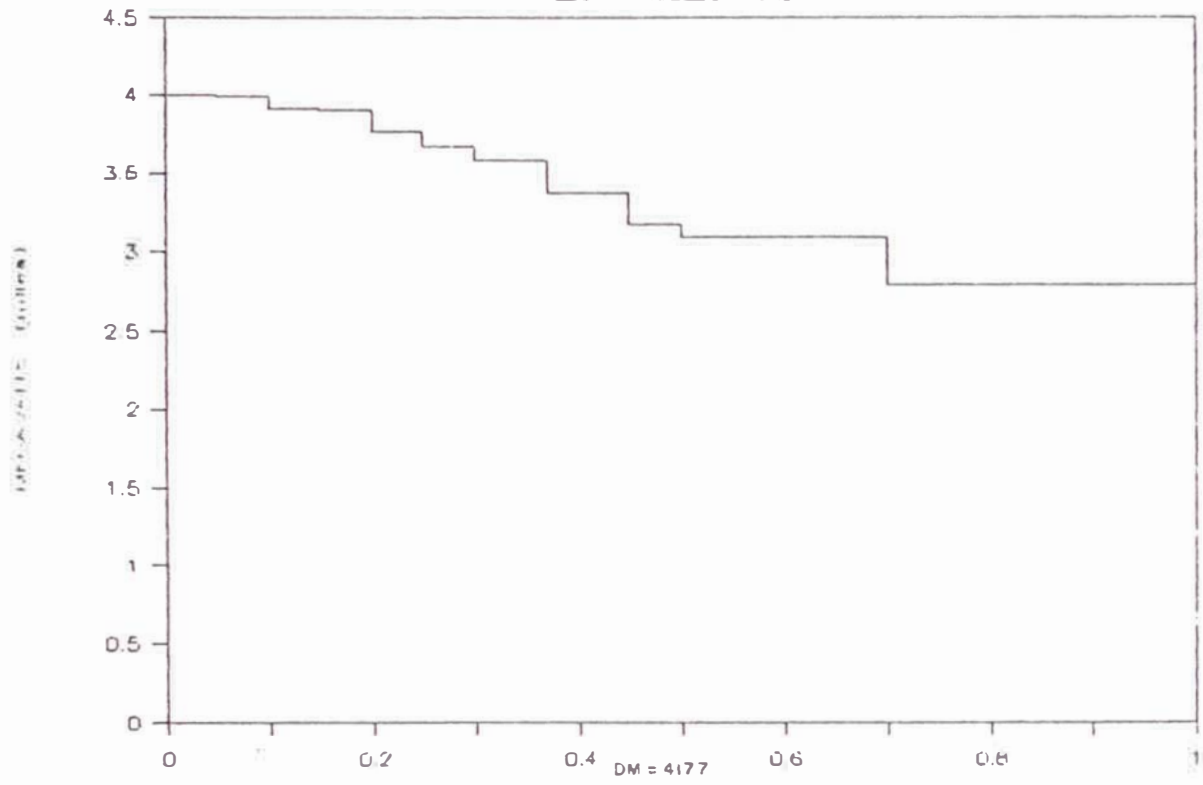
fig. N° 4.2



### ALTERNATIVA NUEVA – 2005

fig. Nº4.3

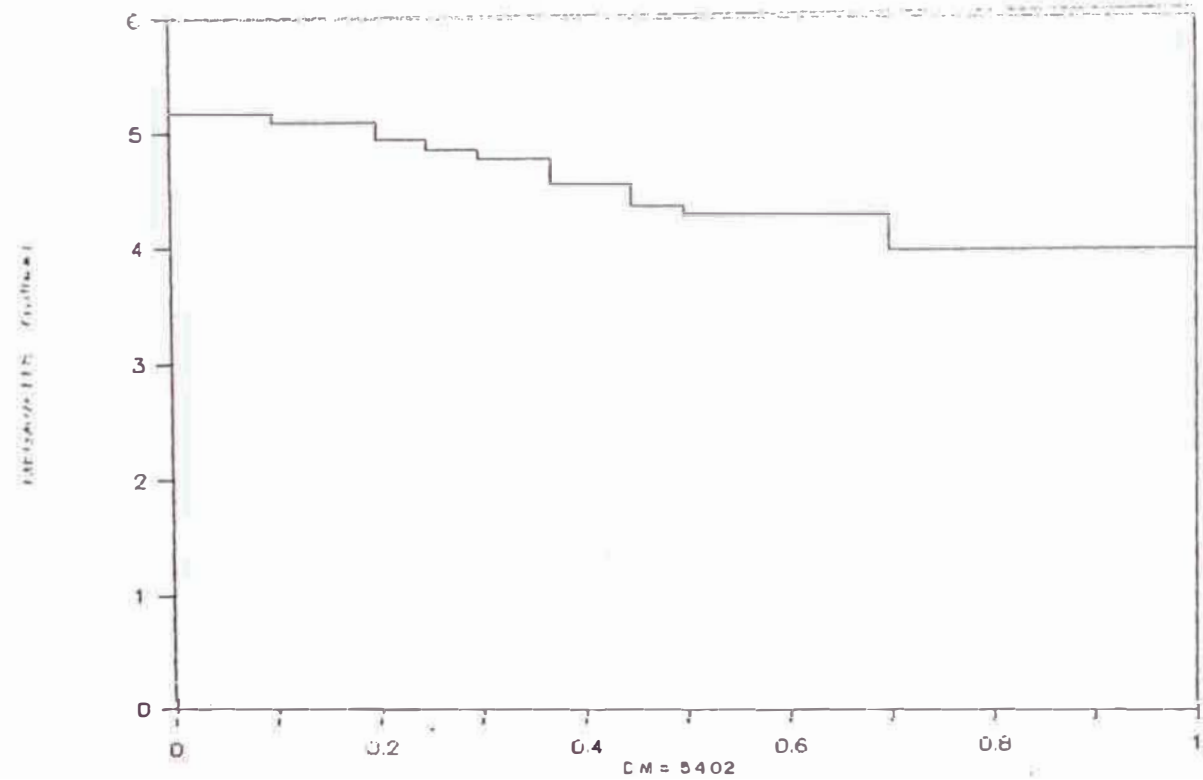
CENTRALES HIDROELECTRICAS



### ALTERNATIVA NUEVA – 2010

fig. Nº4.4

CENTRALES HIDROELECTRICAS



difundida y sencilla es como sigue:

$$f_p = af_c + bf_c^2 \quad a = K \quad b = 1-K$$

donde:  $f_p$  factor de pérdidas  
 $f_c$  factor de carga promedio del sistema  
 $a, c$  constantes que dependen de las características especiales del sistema  
 $K = 0.3$  para líneas de transmisión  
 $K = 0.7$  para líneas de distribución

Las pérdidas de energía pueden ser estimadas por:

$$\Delta E = 8.760 \Delta P f_p$$

Hay que considerarse el costo de la potencia máxima de pérdidas; siendo CPE el costo de pérdidas de energía en horas base, por tanto el costo para la máxima potencia de pérdidas será:

$$CP_{\text{máx}} = \Delta P \times (8.760) \times (af_c + bf_c^2) \times CPE$$

Ahora aplicando el modelo económico planteado en el Apéndice C.1. Si este costo se realiza  $n_1$  años después del año inicial, el costo actualizado será:

$$CAP = CP_{\text{máx}} \times (1 + i)^{-n_1}$$

donde CAP es el costo actualizado de las pérdidas del sistema a  $n_1$  años del año inicial con una tasa de interés  $i$ .

#### 4.2.5. Determinación del Costo total actualizado de una alternativa

En consecuencia, el costo total actualizado de una alternativa de implementación en el periodo de estudio del planeamiento eléctrico de un sistema será:

$$CAT = CAL + CAG + CAP + CAC$$

donde CAT : Costo actualizado total de una alternativa  
CAL : Costo actualizado del sistema de transmisión  
CAG : Costo actualizado del sistema de generación  
CAP : Costo actualizado de pérdidas  
CAC : Costo actualizado de combustible, lubricantes y otros costos incrementables.

Para la Alternativa Nueva del SICN, planteado en el presente Proyecto, teniendo en cuenta los costos obtenidos de los equipamientos mostrados en los cuadros, Capítulo III - 3.2 y los cálculos matemáticos de valor presente precisados en 4.2.1, 4.2.2, 4.2.3 y 4.2.4, permiten evaluar el flujo de costo total actualizado de la alternativa nueva en las etapas de análisis consideradas.

El flujo de costo se evaluó en dolares constante incluyendo la depreciación, valor de recuperación y operación de la implementación.

Los resultados totales de cada rubro mencionado se muestran en los Cuadros Nros. 4.7, 4.8, 4.9 y 4.10, el costo total actualizado de la Alternativa nueva se puede apreciar en el Cuadro N° 4.11.

COPRO No. 4.7

COSTO ACTUALIZADO DE ADICIONES DE LINEAS SION - ALTERNATIVA NUEVA  
(Millones US\$ [dolares a Dic. 1985])

LÍNEA	TIPO	LONGITUD (Km)	TENSIÓN (KV)	COSTO ACTUALIZ. 1985 (1985)	2000	2005	2010
ITUMBES - TALARA	IT	190	220	0.892	20.717		
ICUITARACA - CHIMBOTE	IT	140	220	4.630	17.821	17.821	
IANTMINA - PARRAL NVAL	IT	140	220	5.094	20.248		20.248
IANTMINA - CHAGLLA	IT	190	220	7.522	35.814		35.814
ICHAGLLA - ZAPALLAL	IT	130	220	7.071	33.430		33.430
ICHAGLLA - CASHUAMAYO	IT	150	220	4.980	20.088		
ICARHUABURO - CACAMARCA (*)	IT	165	220	3.103		25.050	
IGUADALUPE - TRUC. NORTE	IT	110	220	1.912		14.838	14.838
ITRUC. NORTE - CHIMBOTE	IT	160	220	2.545		19.778	19.778
ITARMA - ZAPALLAL (*)	IT	220	500	6.030		71.512	
ITARMA - PTO. FRAGO (*)	IT	245	500	9.065		70.628	70.628
ITARMA - SAN JUAN ELF (*)	IT	220	500	6.330		71.512	
IPURU CESTE - CHICLAYO	IT	270	220	1.218			20.844
ICHICLAYO - GUADALUPE	IT	80	220	0.478			11.987
<b>COSTO TOTAL ACTUALIZADO</b>				<b>64.667</b>			

(\*) : Se incluye costos de subestaciones de transformacion

CUADRO No. 4.6

COSTO ACTUALIZADO DE ADICIONES DE CENTRALES HIDROELECTRICAS Y TERMICAS SICN  
ALTERNATIVA NUEVA  
(Millones USA Dolares a fin. 1985)

	CENTRAL	COSTO ACTUALIZ.	1985	2006	2008	2010
C.C.H. CIOBANACA	1	27.067	27.676			
C.C.H. MAYUEH	1	26.750		257.529		
C.C.H. PLATANAL	1	24.464		147.707		
C.C.H. BUITAROSA	1	31.98		170.876		
C.C.H. C-AGULLA	1	109.304		650.568		
AMPL. CARRUAGUERO	1	18.73		109.401		
C.C.H. CHOFRO	1	34.671			401.208	
C.C.H. HUALFA-20	1	29.454			340.469	
C.C.H. HUALFA-40	1	14.455			167.321	
C.C.H. FUERTO FRAGO	1	83.753			406.503	1218.095
COSTO TOTAL1 ACTUALIZADO	1	430.204				
C.T. - 5 TE x 50	1	26.018	65.293	211.784	221.394	
C.T. - 3 TE x 100	1	18.676	31.924	31.924		31.924
C.T. - 1 TV x 150	1	37.253	119.337			
COSTO TOTAL2 ACTUALIZADO	1	75.989				
COSTO TOTAL ACTUALIZADO	1	480.193				

CUADRO 4.9  
 COSTOS DE PERDIDAS ANUALES SICK  
 ALTERNATIVA NUEVA

ANNO	MP (PW)	fc	fp	FE (CMB)	COSTO ACTUALIZADO (1000 US\$)	COSTO (1000 US\$)
1995	55.53	0.632	0.469	228.24	3306.88	10270.63
1996	59.01	0.632	0.469	242.54	3137.62	10914.34
1997	62.49	0.633	0.470	257.49	2974.14	11567.19
1998	65.97	0.634	0.472	272.52	2810.44	12263.37
1999	69.45	0.634	0.472	288.89	2641.69	12910.24
2000	72.92	0.635	0.473	301.99	2482.74	13589.45
2001	76.57	0.636	0.474	317.90	2333.55	14305.57
2002	80.21	0.637	0.475	333.65	2189.06	15023.29
2003	83.86	0.638	0.476	349.52	2047.65	15746.36
2004	87.51	0.638	0.476	365.15	1907.63	16431.72
2005	91.15	0.639	0.478	381.29	1778.73	17156.10
2006	100.47	0.639	0.478	420.28	1750.53	18912.50
2007	109.80	0.639	0.478	459.31	1708.12	20668.76
2008	119.12	0.639	0.478	498.29	1654.56	22423.18
2009	128.44	0.640	0.479	538.62	1596.86	24236.10
2010	137.76	0.640	0.479	577.71	1529.22	25996.69
COSTO TOTAL ACTUALIZADO DE PERDIDAS-CAP					35648.62	



CUADRO No. 4.10  
 COSTO DE COMBUSTIBLE, LUBRICANTES  
 Y OTROS COSTOS INCREMENTALES ANUALES  
 ALTERNATIVA NUEVA

ANNO	E (PUNTA) (524)	E (C.T.Z)	COSTO ACTUALIZADO (1990 US\$)	COSTO (1000 US\$)
1995	46.920	131.400	245.170	761.470
1996	35.37	131.400	204.150	710.140
1997	51.810	131.400	169.100	652.610
1998	24.240	131.400	139.200	607.410
1999	16.680	131.400	113.790	556.060
2000	9.120	131.400	92.210	504.740
2001	9.640	131.400	82.510	508.270
2002	10.160	131.400	74.540	511.800
2003	16.670	131.400	67.010	515.270
2004	11.190	131.400	60.240	518.800
2005	11.710	131.400	54.150	522.330
2006	12.400	131.400	48.760	527.010
2007	13.080	131.400	43.940	531.630
2008	13.770	131.400	39.570	536.320
2009	14.450	131.400	35.640	540.930
2010	15.140	131.400	32.100	545.620
COSTO TOTAL ACTUALIZADO			1502.500	

Cuadro N° 4.11

COSTO TOTAL ACTUALIZADO ALTERNATIVA NUEVA  
 (Miles US\$ Declares a Dic. 1985)

CAL	CAS	CAP	CAC	CAT
64,867.00	480,193.00	35,849.00	1,503.00	582,412.00

## C O N C L U S I O N E S

1. Se ha planteado la configuración eléctrica de la Alternativa Nueva del SICN, teniendo en cuenta la importancia de la interacción entre los planeamientos de generación y transmisión, definiendo de esta manera un nuevo programa de equipamiento de este sistema.
2. Mediante los criterios básicos de confiabilidad y características geográficas que presenta el sistema se forman anillos específicamente entre los subsistemas - Centro, Lima y Norte Medio que conllevan a una buena seguridad de servicio de estos subsistemas.
3. Utilizando modelos económicos y técnicos aproximados - se ha definido el comportamiento técnico-económico de las tres primeras alternativas y la Nueva Alternativa, comparando esta última con las demás, resultó de menor costo y técnicamente viable.  
  
Esta comparación permite deducir la ventaja de esta nueva configuración del SICN en cuanto a la seguridad y calidad de servicio respecto a las demás alternativas.
4. La configuración de la Alternativa Nueva en el período de estudio (largo plazo) busca afianzar más el sistema existente e incide mucho en los desarrollos localizados, especialmente en el subsistema Norte en donde predominará la generación termoeléctrica local, pero en -

horas fuera de punta que resulta el mayor tiempo, en un año se alimentará con energía hidroeléctrica proveniente de los excedentes hidráulicos del centro.

5. La configuración propuesta en la Alternativa Nueva permite tomar la misma transmisión en caso de plantear grandes desarrollos hidroeléctricos (esencialmente en el Subsistema Centro).

En el Proyecto estudiado se ha interconectado estos desarrollos a las barras Pachachaca, Zapallal y San Juan. ELP, ocasionando una diversidad de posibilidades de entrega de energía eléctrica a los diferentes centros de consumo, principalmente a la gran Lima.

6. Se han definido barras troncales que permiten afianzar nuevas cargas que no se han previsto todavía en el período de estudio, como la barra Chaglla y Quitaracsa.
7. Definida la configuración de la Alternativa Nueva podemos afirmar que la confiabilidad del SICN ha aumentado respecto al año inicial de estudio, incluyendo el Norte que tendrá un desarrollo termoeléctrico local y podrá recibir energía del Centro mediante la interconexión propuesta, mayormente en horas fuera de punta.
8. Se ha previsto que en el futuro la C.H. Carhuaquero alimente directamente a Cajamarca a un nivel de 220 KV, con la puesta en operación del desarrollo minero de Michiquillay, permitiendo formar un anillo entre los subsistemas Norte y Norte Medio. Es necesario indicar

que se preve la factibilidad de la no operación de la línea Guadalupe-Cajamarca en el momento de la operación de la línea de 220 KV mencionada anteriormente.

9. Debido a la proyección de la Demanda y desarrollo socio-económico del SICN, podemos afirmar que seguimos teniendo en dicho sistema un desarrollo longitudinal principalmente en la faja costera del Norte y Norte Medio.
10. En el subsistema Centro se tiene una mayor probabilidad de formación de una red anillada, por lo que se ha previsto el enlace entre Chaglla-Carhuamayo, Chaglla-Antamina-Paramonga Nueva y Chaglla-Zapallal, siendo Chaglla una barra probable para el enlace de este subsistema con el oriente peruano.
11. Debido a la puesta en operación de grandes desarrollos hidroeléctricos, como es el caso de las CC.HH. - Puerto Prado y a la distancia respecto a los centros de consumo, se ha definido un nuevo nivel de tensión igual a 500 KV.
12. En el desarrollo de la expansión se puede apreciar que los grandes desarrollos hidráulicos se encuentran concentrados en un solo lado, específicamente en el Centro, debido a la ubicación de recursos hidroenergéticos de gran magnitud en este subsistema. Precisa esta aseveración la necesidad de desarrollar un estu

dio profundo y pormenorizado de líneas de transmisión a nivel de EXTRA ALTA TENSION.

13. La proyección de la demanda en el Norte imposibilita hablar de grandes proyectos de generación, por ello - se ha propuesto en la Alternativa Nueva desarrollos - termoeléctricos locales, ocasionando el incremento de pérdidas en caso de transmitirse energía hidroeléctrica desde el Centro.
14. Podría plantearse desde Zapallal hacia el Norte hasta Guadalupe o Chiclayo una línea de transmisión a nivel de 500 KV, en este caso no se reforzarían las líneas a 220 KV, pero debido a una mayor confiabilidad y calidad de servicio se ha optado por adicionar líneas a nivel de 220 KV continuando de esta manera la línea - en la faja costera a 220 KV.

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

1. "Análisis Moderno de Sistemas Eléctricos de Potencia"  
Gilberto Enriquez Harper  
Editorial LIMUSA S.A. México 1981 - 2da. Edición.
2. "Power System Planning"  
R.L. Sullivan  
Editorial Mc Graw, U.S.A. 1977 - 1ra. Edición.
3. "Plan Maestro de Electricidad  
PME - Lima 1985.
4. "Métodos de Optimización aplicados a Sistemas Eléctricos de Potencia"  
Eduardo Zolezzi  
Seminario de Actualización Profesional - Lima 1974.
5. "Diseño de Líneas de Transmisión Aérea a Altas Tensiones"  
Hernán Untiveros Zaldivar  
Curso de Actualización Profesional - Lima 1983, AEP.
6. "Diseño de Subestaciones Eléctricas de Alta Tensión"  
Jorge Linares Olguin  
Curso Corto - Lima 1984 - AEP.
7. "Tópicos en el Planeamiento de Sistemas"  
Roger E. Clayton  
Tercer Reporte para ELECTROPERU - Lima 1984.
8. "Estudio Preliminar de un nuevo Nivel de Tensión"  
INIE - Lima 1975.
9. "Ingeniería Económica"  
George E. Taylor  
Editorial LIMUSA S.A.; México 1975 - 6ta. Edición.