

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

Facultad de Ingeniería Eléctrica y
Electrónica



*« Requerimientos de Compensación
Reactiva en el Sistema
Interconectado Sur »*

TESIS:

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA**

Juan Ethel Castro Zarate

Promoción 1982 - 2

LIMA - PERU - 1995

DEDICATORIA

A mis padres, que me inculcaron el amor al aprendizaje; a mi esposa, a mis hermanos, que me animaron a comenzar y continuar, a mis hijos, que hicieron que este trabajo tuviera un significado real para mí.

SUMARIO

Un factor importante para el control y operación de los sistemas eléctricos de potencia es la capacidad de asegurar un voltaje satisfactorio en todos los puntos de la red.

El Sistema Interconectado Sur se caracteriza por tener una gran extensión del sistema de transmisión con la generación en un extremo, la carga en el otro, la cual hace prácticamente imposible obtener un nivel de tensión adecuado en las barras más alejadas de los centros de generación, siendo necesario compensar el sistema en puntos estratégicos para mantener el control de la tensión.

Con el fin de determinar los requerimientos de compensación reactiva necesarios para el Sistema Interconectado Sur se hará uso de la herramienta del flujo de potencia para condiciones normales como de contingencia y bajo diferentes condiciones de generación y carga previsibles para el período 1997-2006.

De los resultados de las simulaciones realizadas se desprende que para la operación del sistema en condiciones normales no se requiere compensación reactiva adicional en el sistema hasta la puesta en servicio de la C.H. San Gabán. Sin embargo a partir de puesta en servicio de la central San Gabán es necesario instalar en Juliaca un sistema de compensación reactiva variable con un rango de 0 a 30 MVAR capacitivos.

REQUERIMIENTOS DE COMPENSACION REACTIVA EN EL
SISTEMA INTERCONECTADO SUR

*REQUERIMIENTOS DE COMPENSACION REACTIVA EN EL SISTEMA
INTERCONECTADO SUR*

AUTOR : Bach. Juan Ethel Castro Zárate.

GRADO : Ingeniero Electricista.

FACULTAD : Ingeniería Eléctrica y Electrónica.

UNIVERSIDAD : Universidad Nacional de Ingeniería.

CIUDAD : Lima

AÑO : 1 994

EXTRACTO

El trabajo ha sido desarrollado en cinco capítulos, en el capítulo uno, se presentan la ubicación geográfica, la evolución cronológica del Sistema Interconectado Sur y los aspectos generales de los sistemas eléctricos que la componen.

En el capítulo dos, se describen los principios de control de la potencia reactiva sus utilidades y las principales formas que existen actualmente para regular la tensión, haciendo un análisis cualitativo de las bondades y restricciones.

En el capítulo tres, se describe la metodología para la distribución de la carga a partir de la proyección del mercado eléctrico para las diferentes condiciones de operación y el pronóstico de la carga reactiva; además se describe la representación y las características de los

sistemas para el desarrollo del presente estudio.

En el capítulo cuatro, se realiza el análisis de flujo de carga, para diferentes condiciones de operación tales como para máxima demanda, media demanda, mínima demanda y contingencias, con el objeto de determinar el tipo, dimensión y ubicación más conveniente para los dispositivos de compensación reactiva en el sistema, con la finalidad de corregir el perfil de tensiones, y asegurar condiciones adecuadas de operatividad.

En el capítulo cinco, se detallan algunos tipos de compensadores estáticos que podría ser instalado en la subestación Juliaca, luego, se comparan los costos de los sistemas de compensación que cumplen con el requisito técnico, por último se detalla el equipamiento del tipo de compensador seleccionado.

TABLA DE CONTENIDO

	Pag.
PROLOGO	1
CAPITULO I - PRESENTACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO SUR	3
1.1 Ubicación Geográfica	3
1.2 Evolución Cronológica del Sistema Interconectado Sur	5
1.2.1 Sistema Eléctrico Sur Oeste	5
1.2.2 Sistema Eléctrico Sur Este	10
1.3 Descripción del Sistema Eléctrico	13
1.3.1 Sistema Eléctrico Sur Oeste	13
1.3.2 Sistema Eléctrico Sur Este	18
CAPITULO II - COMPENSACION REACTIVA	24
2.1 Compensación Reactiva Natural	26
2.1.1 Efecto del Cambio de la Potencia Reactiva de la Carga sobre la Tensión de Llegada	27
2.1.2 Efectos del Cambio de Excitación en las Máquinas Síncronas	30
2.1.3 Regulación de Tensión por Medio de Transformadores	32
2.2 Compensación Reactiva Condicional	34
2.2.1 Condensadores y Reactores en Conexión Shunt	34
2.2.2 Condensadores Conectados en Serie	38
2.2.3 Compensadores Síncronos	40
2.2.4 Compensadores Estáticos	41
2.3 Problema de la Compensación Reactiva en el Sistema Interconectado Sur	42
CAPITULO III - DATOS DEL SISTEMA	44
3.1 Mercado Eléctrico	44
3.1.1 Asignación de Carga por Barras	44
3.1.2 Pronóstico de Carga Reactiva	46
3.2 Análisis de Sistemas	46
3.3 Representación de los Sistemas	47
3.3.1 Transmisión y Transformación	47
3.3.2 Generadores	48
3.3.3 Modelos de Carga	48
3.4 Características del Sistema	48
3.4.1 Programa de Equipamiento de Generación y Transmisión	48
3.4.2 Parámetros Eléctricos	49
3.4.3 Configuración de la Red	49
3.5 Despacho de Generación	50

VIII

CAPITULO IV - REQUERIMIENTOS DE COMPENSACION REACTIVA	71
4.1 Criterios	72
4.1.1 Definición de Contingencias	73
4.1.2 Criterios de Operación	73
4.2 Metodología	75
4.3 Programa de Computo	75
4.4 Formulación de Casos	75
4.4.1 Casos Base	76
4.4.2 Casos de Sensibilidad	78
4.4.3 Casos de Contingencias	78
4.5 Resultados	81
4.6 Análisis	86
CAPITULO V - PROPUESTA DE EQUIPAMIENTO DE COMPENSACION REACTIVA	100
5.1 Sistemas de Compensación Reactiva	100
5.2 Tipos de Compensadores Estáticos	102
5.2.1 Reactor Controlado y Banco de condensadores Fijo (TCR/FC)	103
5.2.2 Reactor Segmentado y Banco de condensadores Fijo	104
5.2.3 Compensador TCR/FC de 12 Pulsos	104
5.2.4 Compensador con Transformador de Acople de Alta Impedancia (TCT)	105
5.2.5 Reactor Controlado y Condensador Accionado por Tiristores (TCR/TSC)	106
5.2.6 Reactor Controlado y Banco de Condensadores Accionado Mecánicamente	107
5.2.7 Reactor Saturable	108
5.3 Equipamiento de Compensación Reactiva	109
5.4 Costos de la Compensación	111
CONCLUSIONES	117
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	120

PROLOGO

El Sistema Interconectado del Sur (SIS) se conformará a partir de la puesta en operación de la línea Tintaya-Socabaya 138 KV, extendiéndose sobre los departamentos de Arequipa, Tacna, Moquegua, Cusco, Puno y Apurímac. Comprenderá a los sistemas eléctricos Sur Oeste (SISO) y Sur Este (SISE), que actualmente operan de manera aislada.

El Sistema Eléctrico Sur Oeste está conformado por el sistema de la Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A., que atiende a las ciudades de Arequipa y localidades aledañas; el sistema eléctrico de Cerro Verde que suministra energía a ese centro minero; el sistema eléctrico de Aricota-Tacna; y el sistema de Southern Perú Copper Corporation (SPCC), que suministra energía a las instalaciones de la SPCC en Toquepala, Cuajone e Ilo.

El Sistema Sur Este suministra energía eléctrica a las ciudades de Cusco, Quillabamba, Sicuani, Ayaviri, Azángaro, Juliaca y Puno, así como al centro minero de Tintaya y a la carga industrial Cachimayo. Se extiende en forma radial desde la central Machupicchu hasta la subestación Juliaca, y esta constituido por alrededor de 490 km de líneas en 138 kV, con relativamente débiles soportes de generación.

Por lo mencionado, los problemas más frecuentes que deben ser enfrentados en el Sistema Interconectado Sur (SIS) se relacionan especialmente con la compensación

reactiva, que se pone de manifiesto con una inadecuada regulación de tensión y pérdidas excesivas en la transmisión.

Para disponer la operación de los medios adecuados de control de la potencia reactiva, se hace necesaria la planeación de dichos elementos tanto en la localización como en dimensionamiento, con suficiente anticipación. Estos estudios deben estar coordinados con los de expansión de líneas y subestaciones.

El objetivo del presente trabajo es establecer los requerimientos de compensación reactiva necesarios para el Sistema Interconectado Sur a fin de mantener los niveles de tensión dentro de límites permisibles tanto en operación normal como en contingencia y bajo diferentes condiciones de generación y carga previsibles para el período 1997-2006.

Finalmente, el autor deja constancia que la culminación del presente trabajo ha sido posible gracias a la invaluable ayuda de los integrantes de la Gerencia de Planeamiento de Electroperú S.A.

Las deficiencias, errores y omisiones del presente trabajo son exclusivamente responsabilidad del autor.

CAPITULO I

PRESENTACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO SUR

El presente capítulo tiene por objeto dar una breve información descriptiva de los aspectos más resaltantes de la situación geográfica y eléctrica del Sistema Interconectado Sur (SIS). Dichos antecedentes son de importancia especial para plantear alternativas que permitan un desarrollo adecuado del sistema.

1.1 Ubicación Geográfica

El área de influencia del estudio comprende básicamente la zonas mostrada en la Fig. 1.1, que vienen a ser los departamentos de Arequipa, Moquegua, Tacna, Cusco, Puno, Apurímac y Madre de Dios.

Arequipa abarca zonas interandinas y de la costa. Su territorio es accidentado y presenta profundos cañones como los formados por los ríos Ocoña, Majes, etc., que se oponen a mesetas de altitudes medias como La Joya y aquellas que existen por las zonas de Chivay, Huambo, etc. Se observan igualmente conos volcánicos que emergen por encima de las mesetas formando nevados como el Misti, Chachani, Ampato y otros. Además su territorio se caracteriza por las gruesas capas de lava volcánica que recubren grandes extensiones de su sector interandino. En la costa, mesetas de poca altitud, por debajo de los 2 000 m.s.n.m., las dunas, tipo Barkant o de media luna constituyen rasgos característicos del desierto como son las pampas de Majes, Sihuas y La Joya.

El territorio de Moquegua abarca zonas de la costa y región andina, con alturas que varían desde los ceros metros hasta los 6 000 metros sobre el nivel del mar. La longitud aproximada del litoral en territorio de Moquegua es de 50 Km y en su suelo, la franja costanera se estrecha considerablemente al norte y sur del Puerto de Ilo. Aproximadamente a partir de los 400 metros la topografía se torna muy accidentada. Las pampas de Hospicio, Las Pulgas y del Palo se encuentran entre los 800 y 1 000 m.s.n.m. La región andina del departamento de Moquegua, comprende áreas de la cordillera occidental y de la alta meseta andina.

El relieve y la altitud en el departamento de Tacna constituyen los factores fundamentales de diferenciación. El rasgo geográfico más caracterizado de Tacna lo constituyen su valle en el cual sobre una explanada se ubica la ciudad. El clima del valle de Tacna no es uniforme debido a que las dos terceras partes corresponden a la faja de la costa y una tercera parte se halla situada en las alturas de la cordillera.

El departamento de Puno esta sostenido en su gran meseta lacustre por el bastión de la Cordillera Volcánica Occidental de Tacna, Moquegua y Arequipa cerrando el gran circulo andino de la meseta del Titicaca formado por extensas planicies superpuestas en terrazas gigantescas, que por el Oeste se prolongan por el Sur del Cusco hasta el Sur de Ayacucho en altitudes de punas muy frías. El territorio de Puno está constituido por una área de punas;

una zona sub-húmeda muy fría; una zona de topografía accidentada; una zona sin agricultura por sus condiciones climáticas y su altitud y la zona más importante, formada por extensas praderas pobladas de ganadería. La fisonomía agropecuaria del departamento en la zona del altiplano del Titicaca puede dividirse en dos: la más extensa es la ganadera y la más pequeña la agrícola. Esta última está ubicada en los contornos del Lago Titicaca y en ciertas zonas muy pequeñas al abrigo de ciertas quebradas de no extrema altitud.

Apurímac es un departamento interandino, se localiza en los Andes Centrales, sector Sur y al Este de la Cordillera Occidental. Su territorio es accidentado, valles profundos y agrestes cumbres, alternan con altas mesetas o punas y picos nevados.

Los ríos Apurímac, Pampas, Pachachaca y sus afluentes, han erosionado profundamente el territorio de Apurímac dando origen a un drenaje que en conjunto sigue una dirección general de Sur-Norte. Las punas presentan un relieve ondulado típico de estas áreas, que desciende hacia los valles, a lo largo de cuencas torrenciales de gran actividad.

1.2 Evolución Cronológica del Sistema Interconectado Sur

1.2.1 Sistema Eléctrico Sur Oeste

El SISO se constituye a partir de la operación de la L.T. Socabaya-Toquepala desde mayo de 1989 posterior a la

puesta en marcha de la Central Hidráulica de Charcani V (diciembre 1988).

1.2.1.1 Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.

Componen a este subsistema el sistema de generación hidráulica de Charcani conformada por seis centrales en cascada sobre el río Chili y la central térmica de Chilina en ciclo combinado en la ciudad de Arequipa.

Las cuatro centrales en el río Chili (Charcani I-IV), que fueron instalados entre los años 1907 y 1970 son de baja eficiencia y actualmente se encuentran operativas; pero se tiene previsto en el futuro próximo reemplazar a estas centrales Charcani I-II-III por la Charcani VII de mejor caída y rendimiento.

La C.H. Charcani VI inicialmente fue instalada para operar a 50 Hz; luego, en 1984 debido al crecimiento de la demanda en 60 Hz, fue modificado el alternador para generar a 60 Hz.

La C.H. Charcani V y la línea Charcani V - Socabaya de 138 kV de doble terna se encuentran operativas desde el 3 de diciembre de 1988, pero debido a la postergación en la ejecución de la Presa Puente Cincel, no es posible que ésta suministre su potencia instalada de 135 MW.

Las características técnicas de las centrales son:

SISTEMA DE GENERACION HIDRAULICA CHARCANI

CEN- TRAL	UNI- DAD	TIPO TURBINA	CAÍDA (m)	POT. INS (MW)	FREC. Hz	AÑO OPER	ESTADO ACTUAL
I	1	Francis	27	0,47	60	1907	Operativo
	2	Francis	27	1,00	60	1929	Operativo
II	1	Francis	18	0,26	60	1912	Operativo
	2	Francis	18	0,26	60	1912	Operativo
	3	Francis	18	0,26	60	1921	Operativo
III	1	Francis	57	2,28	60	1938	Operativo
	2	Francis	57	2,28	60	1942	Quemado
IV	1	Francis	117	4,80	60	1959	Operativo
	2	Francis	117	4,80	60	1963	Operativo
	3	Francis	117	4,80	60	1970	Operativo
VI	1	Francis	68	8,64	60	1977	Operativo
V	1	Pelton	690	45,00	60	1988	Operativo
	2	Pelton	690	45,00	60	1988	Operativo
	3	Pelton	690	45,00	60	1988	Operativo
TOTAL				164,85			

GENERACION TERMICA CHILINA

UNIDAD	TIPO	POT. INS MW	POT. EFE MW	FREC. Hz	AÑO OPE.	ESTADO ACTUAL
1	Vapor	4,0	4,0	50	1955	Operativo
2	Vapor	8,0	8,0	50	1967	Operativo
3	Vapor	10,0	10,0	60	1979	Reparación
4	Gas	16,3	12,5	60	1981	Operativo
5	Diesel	5,0	4,5	60	1987	Operativo
6	Diesel	5,0	5,0	60	1987	Operativo
TOTAL		48,3	34,0			

1.2.1.2 Sistema Cerro Verde

Este subsistema se integró al sistema en 1988 mediante la línea Socabaya - Cerro Verde, 138 KV, doble terna. Las características técnicas de la central se resumen el siguiente cuadro:

GENERACION TERMICA CERRO VERDE

UNIDAD	TIPO	POT. INS MW	POT. EFE MW	FREC. Hz	AÑO OPE.	ESTADO ACTUAL
1	Gas	16,3	12,5	60	1981	Operativo
2	Diesel	2,5	2,5	60	1986	Operativo
3	Diesel	2,5	2,5	60	1986	Operativo
TOTAL		21,3	17,5			

1.2.1.3 Sistema Electro Sur S.A.

Este sistema es alimentado por dos centrales hidráulicas conectadas en cascada; el agua turbinada por estas centrales proviene de la Laguna Aricota, que para ser utilizada fue necesario vencer la altura del represamiento natural. Para éste propósito, se cuenta con una estación de bombeo instalado sobre una barcaza en la laguna.

El Sistema Eléctrico Aricota cuenta con un sistema troncal de transmisión de 66 KV desde 1967 y tiene una extensión de 162 Km y de 33 KV de una extensión de 50,9 kilómetros que conectan a los sistemas de distribución en 10,5 KV.

Mediante el convenio de intercambio de energía suscrito en 1967 entre ELECTROSUR S.A. y SPCC, la Central Aricota II está interconectada al sistema SPCC a través de una línea de 32 Km de simple terna en 138 KV que llega a la subestación de Toquepala. Por esta razón Electro Sur S.A. cuenta con un Patio de Llaves (138 KV) contiguo a la subestación de Toquepala de SPCC.

Las características técnicas de las centrales se resumen en los siguientes cuadros:

SISTEMA DE GENERACION HIDRAULICA ARICOTA

CEN-TRAL	UNI-DAD	TIPO TURBINA	CAÍDA (m)	POT.INS (MW)	FREC. Hz	AÑO OPER	ESTADO ACTUAL
I	1	Pelton	617	11,90	60	1967	Operativo
	2	Pelton	617	11,90	60	1967	Operativo
II	1	Pelton	312	11,90	60	1966	Operativo
TOTAL				35,70			

GENERACION TERMICA TACNA

UNIDAD	TIPO	POT.INS MW	POT.EFE MW	FREC. Hz	AÑO OPE.	ESTADO ACTUAL
1	Diesel	2,5	2,5	60	1976	Operativo
TOTAL		2,5	2,5			

1.2.1.4 Sistema Southern Perú Copper Corporation

El Sistema Eléctrico Southern Perú Copper Corporation cuenta con un sistema troncal de transmisión en anillo en 138 KV de una extensión de 222,5 Km, los que interconectan a los Complejos Minero Metalúrgicos de Ilo, Toquepala y Cuajone.

El Sistema de generación eléctrica está formado por una central termoeléctrica a vapor de Ciclo Rankine Regenerativo de cuatro unidades, dos grupos de 81,176 MVA y dos grupos de 29,411 MVA de potencia instalada.

El Centro Minero de Toquepala cuenta con una planta de

emergencia constituida por 5 generadores diesel con una capacidad efectiva total de 5 MW, los que están conectados a la barra de la Mina.

Además, se cuenta con dos plantas hidroeléctricas cada una con 4.5 MW de capacidad conectadas en cascada e interconectadas a la red de transmisión mayor a través de una línea de 69 KV entre la subestación Botiflaca y la estación de bombeo de la Laguna Suches.

1.2.2 Sistema Eléctrico Sur Este

En 1963 entró en operación la central de Machupicchu con dos grupos generadores accionados por turbinas francis de 20 MW cada una y sus respectivas líneas de transmisión Machupicchu - Cachimayo INCASA - Dolores Pata, 138 KV, 90 Km y a simple terna.

En 1981 se inició la ampliación de la central Machupicchu, esta se justificaba básicamente por la ampliación prevista en Cachimayo. En 1983 se cambian los planes de la fabrica de fertilizantes y se postergó su incremento para mas adelante. Ante estas circunstancias se estudió la conveniencia de transportar los excedentes de energía de la C.H. Machupicchu hacia la zona de Puno y Juliaca. Así entre 1985 y 1986 entra en operación la línea Machupicchu Cachimayo ELP Quencoro Combapata Tintaya. En 1991 se integra al sistema las cargas de Ayaviri, Azángaro, Juliaca y Puno mediante la línea Tintaya-Juliaca. Desde de 1984 existe la línea entre Puno

y Juliaca de 60 KV.

Adicionalmente a las líneas indicadas, se integran al sistema las cargas de las ciudades de Sicuani y Quillabamba mediante líneas de 60 KV en los años 1991 y 1994 respectivamente.

Las características técnicas de la central de Machupicchu se muestra a continuación:

SISTEMA DE GENERACION HIDRAULICA MACHUPICCHU

CEN- TRAL	UNI- DAD	TIPO TURBINA	CAÍDA (m)	POT.INS (MW)	FREC. Hz	AÑO OPER	ESTADO ACTUAL
I	1	Francis	345	20,00	60	1963	Operativo
	2	Francis	345	20,00	60	1965	Operativo
II	1	Pelton	345	23,30	60	1985	Operativo
	2	Pelton	345	23,30	60	1985	Operativo
	3	Pelton	345	23,30	60	1985	Operativo
TOTAL				109,90			

La central térmica de Dolores Pata cuenta con grupos de generación que usan diesel 2, los grupos instalados han sido realizados en 3 etapas.

Los primeros grupos (Sulzer) se instalaron en 1953 para dar solución al problema de falta de energía en la ciudad del Cusco ya que la central de Machupicchu se encontraba en construcción; los grupos Alco fueron instalados en 1976 como grupos de emergencia y la fecha se encuentran operativos. En 1981 fueron instalados los grupos General Motor que a la fecha se encuentran en buen estado operativo.

Los mencionados grupos se encuentran actualmente como reserva y solo han operado en unas cuantas oportunidades durante los últimos años sobre todo en fallas del sistema por atentados terroristas.

GENERACION TERMICA CUSCO

UNIDAD	TIPO	POT.INS MW	POT.EFE MW	FREC. Hz	AÑO OPE.	ESTADO ACTUAL
1	Diesel	1,00	0,75	60	1953	Operativo
2	Diesel	2,12	1,80	60	1959	Operativo
3	Diesel	2,50	1,90	60	1976	Operativo
4	Diesel	2,50	1,90	60	1976	Operativo
5	Diesel	2,50	1,95	60	1981	Operativo
6	Diesel	2,50	1,95	60	1981	Operativo
7	Diesel	2,50	1,95	60	1981	Operativo
TOTAL		15,62	12,20			

La central térmica de Puno - Bellavista, cuenta con grupos de bastante obsoletos ya que muchos de estos se encuentran fuera de servicio desde hace muchos años. La central cuenta con el siguiente equipamiento:

GENERACION TERMICA PUNO

UNIDAD	TIPO	POT.INS MW	POT.EFE MW	FREC. Hz	AÑO OPE.	ESTADO ACTUAL
1	Diesel	0,75	0,00	60	1968	Averiado
2	Diesel	0,75	0,00	60	1968	Averiado
3	Diesel	0,25	0,18	60	1964	Operativo
4	Diesel	0,25	0,18	60	1964	Operativo
5	Diesel	2,50	1,50	60	1975	Operativo
6	Diesel	2,30	0,00	60	1985	Averiado
7	Diesel	2,30	1,80	60	1985	Operativo
TOTAL		9,10	3,66			

La central de Juliaca - Taparachi, tiene equipos en su mayoría bastante antiguos y se encuentran paralizados ya que dichos grupos en un principio eran utilizados para cubrir la demanda de la ciudad, desde 1991 esta central ha quedado en calidad de central de reserva.

GENERACION TERMICA JULIACA

UNIDAD	TIPO	POT.INS MW	POT.EFE MW	FREC. Hz	AÑO OPE.	ESTADO ACTUAL
1	Diesel	1,00	0,00	60	1973	Averiado
2	Diesel	1,00	0,00	60	1973	Averiado
3	Diesel	1,10	0,55	60	1977	Operativo
4	Diesel	1,10	0,55	60	1975	Operativo
5	Diesel	2,30	0,00	60	1985	Averiado
6	Diesel	2,30	0,00	60	1985	Averiado
7	Diesel	0,50	0,20	60	1988	Operativo
TOTAL		9,30	1,30			

1.3 Descripción del Sistema Eléctrico

El Sistema Interconectado Sur, se encuentra ubicado dentro del área de influencia de tres Empresas Regionales de Electricidad : Electro Sur Oeste S.A., Electro Sur S.A., y Electro Sur Este S.A.. Sus ubicaciones relativas con sus respectivas áreas de concesión es mostrada en la Fig. 1.2.

1.3.1 Sistema Eléctrico Sur Oeste

El Sistema Eléctrico Sur Oeste (SISO), comprende las Sub-Regiones Arequipa, Moquegua y Tacna, cuya demanda eléctrica es atendida por los Sub-Sistemas Eléctricas Sur Oeste S.A. (Ex-SEAL) y Cerro Verde en Arequipa y Aricota y Southern Perú Copper Corporation (SPCC) en Tacna y

Moquegua. El SISO se constituye a partir de la operación de la L.T. Socabaya-Toquepala desde mayo de 1989 posterior a la puesta en marcha de la Central Hidráulica de Charcani V (diciembre 1988) para transmitir un mínimo de 15 MW desde la C.H. Charcani V al Sistema Eléctrico de Tacna.

En la Fig. 1.3 se muestra el diagrama unifilar del sistema actual.

1.3.1.1 Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.

El Sistema Arequipa, cuenta con un sistema de transmisión en 138 KV y principalmente en 33 KV que los conectan a los sistemas de distribución en 5,25 KV y 10,5 KV.

Este sistema está constituido por dos subsistemas en 50 y 60 Hz interconectados a través de un convertidor síncrono-síncrono de frecuencia de 11,5 MVA de capacidad y que permite transferir energía de 50 Hz a 60 Hz o viceversa; ésta transferencia es realizada de acuerdo a la disponibilidad de generación y carga en ambos subsistemas.

El sistema Arequipa está alimentado por las seis centrales hidráulicas de Charcani, las que están instaladas en cascada sobre el río Chili, y la central térmica de ciclo combinado de Chilina.

Las características mas saltantes de las centrales de Charcani fueron indicadas en el punto 1.2.1.1.

El ciclo combinado lo integra una unidad turbogas y tres

unidades turbovapor. En este caso, se aprovechan los gases calientes expulsados por el turbogas a través de un caldero de recuperación (6,0 MW), colocado en la chimenea del turbogas, el cual está conectado a la línea de vapor de los turbovapores.

1.3.1.2 Sistema Cerro Verde

El Sistema Eléctrico Cerro Verde cuenta con una central térmica local, la que alimenta a los sistemas de distribución de 4,16 KV y 10 KV.

La central térmica está constituida por una unidad turbogas y dos unidades diesel con una capacidad efectiva total de 17,5 MW.

Están integrados al sistema de generación cinco pequeños grupos electrógenos con una capacidad total de 2,1 MW, los que alimentan a las estaciones de bombeo de agua en casos de emergencia.

El régimen de operación de la central térmica hasta antes de la operación de la C.H. Charcani V fue muy variable durante el día y en el transcurso del año, debido a que estaba sujeta a la producción y disponibilidad de energía del Sistema Arequipa. Es así que, en determinadas condiciones, por ejemplo al sacarse fuera de servicio una unidad de generación del Sistema Arequipa, el Sistema Cerro Verde debía entregarle energía. Estos aspectos estaban contemplados bajo el contrato de venta e intercambio de energía entre ambos sistemas.

1.3.1.3 Sistema Electro Sur S.A.

Este sistema es alimentado por las centrales de Aricota I y II conectados en cascada; el agua turbinada por estas centrales proviene de la Laguna Aricota. En la actualidad se viene explotando la laguna a través del 5^{to} túnel con la finalidad de continuar satisfaciendo la demanda de agua al Sector Agricultura y Agua Potable y parcialmente la demanda eléctrica.

Debe indicarse que una explotación exagerada de la laguna daría lugar a consecuencias funestas para la región, considerando que con las aguas extraídas de la laguna se genera energía hidroeléctrica para cubrir necesidades multisectoriales de Tacna y Moquegua. Es decir, se afectaría la actual demanda energética de estas sub-regiones, se privaría de agua para el consumo poblacional y de la agricultura en los valles de Ilo, Ite, Locumba y La Yarada.

Integra el sistema de generación la central térmica de Para (Tacna) con una unidad diesel de 2,5 MW de potencia instalada. Este grupo térmico es el único equipo de emergencia con que cuenta Electro Sur S.A.

La ciudad y el Puerto de Ilo se alimentan desde la subestación de Ilo, que es una derivación en "T" de la línea de transmisión Ilo-Toquepala, mientras que la Refinería de Cobre de MINERO PERU es alimentada directamente de la subestación de la central térmica de

SPCC. El suministro de energía a la ciudad de Moquegua es desde la subestación de Botiflaca por medio de una línea de doble terna en 13,8 KV.

1.3.1.4 Sistema Southern Perú Copper Corporation

El Sistema de generación eléctrica está formado por una central termoeléctrica a vapor de Ciclo Rankine Regenerativo de 179,2 MW de potencia instalada.

Adicionalmente, el sistema SPCC cuenta con sistemas de generación de emergencia que son utilizados para auxiliar algunos requerimientos de carácter primario dentro de las áreas industriales.

La planta térmica de Ilo cuenta con un turbogenerador de 3,2 MW de potencia efectiva, que por su naturaleza de arranque rápido es de muy baja eficiencia, y está conectado a la barra de los servicios auxiliares.

Este generador fue diseñado para ser utilizado sólo en caso de falla de la central que implique la salida de servicio de todas las unidades de generación.

El Centro Minero de Toquepala cuenta con una planta de emergencia constituida por 5 generadores diesel con una capacidad efectiva total de 5 MW, los que están conectados a la barra de la Mina. Esta planta es utilizada como apoyo del sistema de generación de Ilo cuando se realiza mantenimiento ya sea de calderos o de turbogeneradores, o en casos en que la generación de la central hidráulica de Aricota es restringida.

Por otra parte, el sistema de suministro de agua de Cujone, que abastece en su mayor parte a la concentradora y en menor escala al consumo doméstico del campamento minero, cuenta con dos plantas hidroeléctricas conectadas en cascada y están interconectadas a la red de transmisión mayor a través de una línea de 69 KV entre la subestación Botiflaca y la estación de bombeo de la Laguna Suches.

El Sistema Eléctrico SPCC está conectado al Sistema Aricota (Electro Sur S.A.) a través de una línea de transmisión de 138 KV y 32 Km de longitud entre la subestación de Toquepala y la central hidroeléctrica de Aricota II.

Esta interconexión opera bajo un contrato de intercambio de energía que permite a SPCC abastecer de energía a la Refinería de Cobre de Minero Perú y a las ciudades de Ilo y Moquegua, mientras que la Compañía Minera es abastecida con la misma cantidad de energía desde Aricota en horas de valle o períodos de mantenimiento de la Central Termoeléctrica de Ilo.

1.3.2 Sistema Eléctrico Sur Este

El Sistema de generación y transmisión del Sistema Sur Este, mostrada en la Fig. 1.4, está constituido por la central hidroeléctrica de Machupicchu, líneas de transmisión en 138 KV hasta Juliaca y Líneas de sub-transmisión en 60 KV, 22,9 KV y 10 KV. El sistema suministra energía eléctrica a las cargas de servicio

público del Cusco, Combapata, Sicuani, Ayaviri, Azángaro, Juliaca, Puno y localidades cercanas, así como a las cargas industriales de Cachimayo y Tintaya. El sistema se extiende alrededor de 490 Km en 138 KV desde la central Machupicchu hasta la S.E. Juliaca. Cuenta además con capacidad de operación térmica de reserva en Dolores Pata (Cusco), Tintaya, Juliaca y Puno.

Hasta febrero de 1991, las ciudades de Ayaviri, Azángaro, Juliaca y Puno, eran atendidas por la Empresa Regional Sur Este, de manera aislada, con generación eléctrica a partir de grupos diesel; pero con la operación de la línea Tintaya-Juliaca, se viene transportando a través de la línea unos 22 MW, aliviando de esta forma las restricciones que se daban en Puno y Juliaca.

Las ciudades de Puno y Juliaca se encuentran interconectadas mediante una línea de transmisión de 60 KV, y presentan una máxima demanda de alrededor de 20 MW.

UBICACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO SUR AREA DE INFLUENCIA

Figura N° 1.1



INFLUENCIA DE LAS EMPRESAS REGIONALES EN EL SISTEMA INTERCONECTADO SUR

Figura N° 1.2



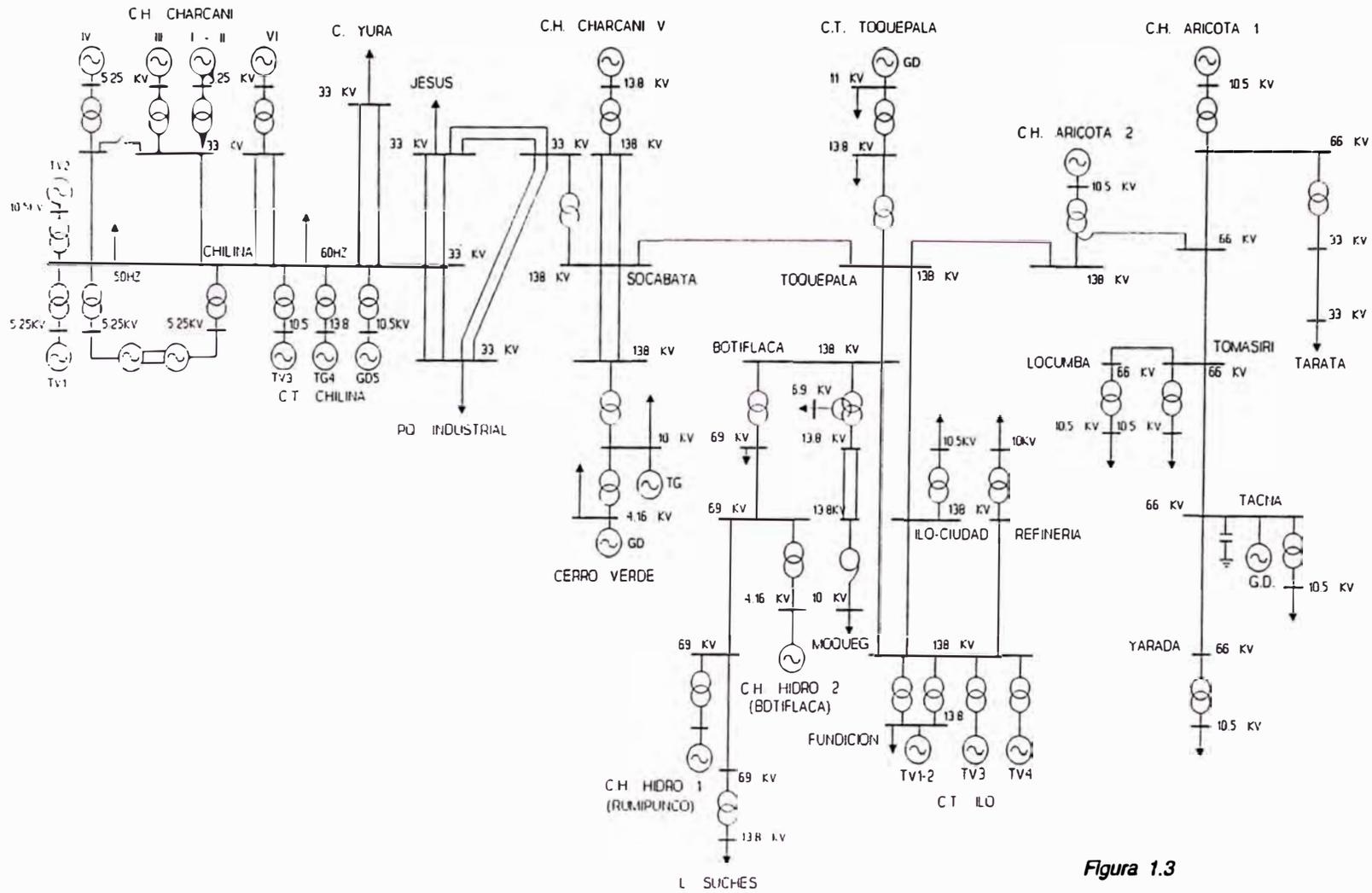


Figura 1.3
SISTEMA ELECTRICO SUR OESTE
DIAGRAMA UNIFILAR - AÑO 1994

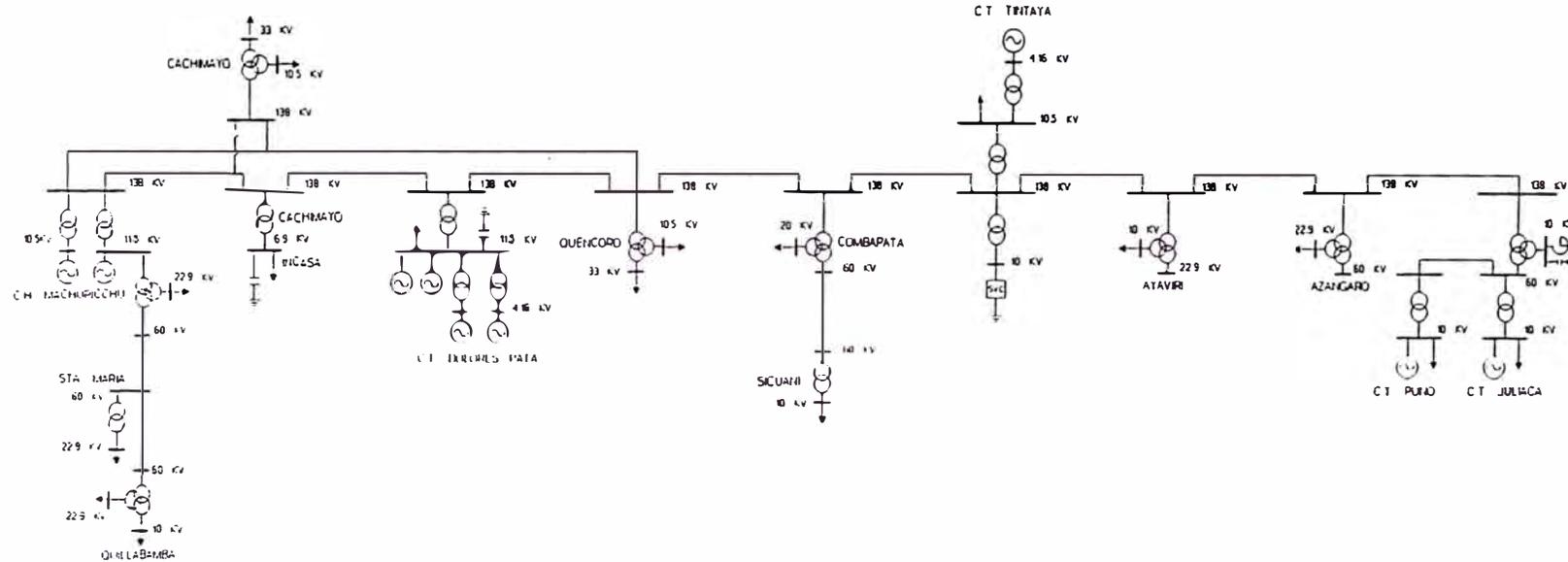


Figura 1.4
SISTEMA ELECTRICO SUR ESTE
 DIAGRAMA UNIFILAR - AÑO 1994

CAPITULO II COMPENSACION REACTIVA

En todos los sistemas de corriente alterna está presente la potencia reactiva la cual está asociada con los campos eléctricos y magnéticos de las capacitancias e inductancias de los diferentes elementos y cargas conectadas a la red. La energía reactiva se puede definir como aquella energía que se necesita para aumentar la tensión en un condensador o la intensidad de corriente en una bobina.

La potencia reactiva en un sistema es producida por los generadores, compensadores síncronos, las líneas, los cables y los condensadores conectados a la red y es consumida por las cargas, los transformadores, las líneas, los cables y los reactores.

Es importante señalar que tanto las líneas como los cables generan y consumen reactivos, siendo su consumo una función que varía aproximadamente con el cuadrado (suponiendo la tensión constante) de la cantidad de potencia activa y reactiva que se transmite a través de ellas. El equilibrio se obtiene cuando en el nodo receptor se tiene una demanda igual a la carga natural (SIL) de la línea o el cable con un factor de potencia igual a 1.0 y suponiendo un perfil plano de tensión. Esto constituye una limitante importante en las líneas aéreas de tensiones mayores a 100 kV y con longitudes superiores a 100 km, donde el SIL es mucho menor que la capacidad térmica de los

conductores y por lo tanto para transportar cantidades superiores al SIL es necesario inyectarles reactivos. El SIL es calculado con la siguiente ecuación:

$$SIL = V^2 \sqrt{\frac{b}{x}}$$

Donde:

V : Tensión línea-línea (kV)

b : Suceptancia (mho/km)

x : Reactancia (ohm/km)

Existe una relación muy estrecha entre el equilibrio de la potencia reactiva y las tensiones del sistema. Si se tiene déficit de reactivos se tendrá un perfil bajo de tensiones llegando al extremo de tener problemas de estabilidad y un gran incremento de pérdidas. Si se tiene un exceso se tendrán altas tensiones las cuales pueden llegar a ser peligrosas para el aislamiento del equipo.

La energía reactiva a diferencia de la activa no requiere ser transmitida en su totalidad, siendo lo más eficiente, producirla donde se consume. Para transmitirla de un punto a otro se necesita una diferencia de tensión entre el nodo emisor y receptor por lo que para transmitir grandes cantidades de reactivos además de implicar aumento de pérdidas trae consigo una pobre regulación de tensión.

Lo ideal sería tener un equilibrio en las diferentes áreas del sistema de transmisión, en la subtransmisión, en

la distribución y en las cargas. Sin embargo esto es imposible de lograr en la práctica y lo que normalmente sucede es que el sistema de transmisión le transfiere energía reactiva a los de menores tensiones. Uno de los objetivos de la optimización de reactivos es encontrar cual debe ser esta transferencia para que se logre minimizar los costos de inversión en el sistema más las pérdidas, ya que un exceso de transferencia de potencia reactiva implica una disminución en la capacidad de transporte del sistema de transmisión y por ende un aumento de inversiones por necesidades de refuerzos, un gran incremento de pérdidas y un deterioro en los perfiles de tensión que pueden atentar contra la seguridad del sistema.

El manejo de la potencia reactiva se efectúa mediante el control de tensiones en los generadores, las tomas de los transformadores con regulación bajo carga y la utilización de elementos de compensación reactiva, con miras a conseguir un adecuado punto de funcionamiento del sistema, tanto en el aspecto económico (minimización de pérdidas), como en lo referente a la calidad y seguridad (tensiones y límites de transferencias aún en caso de contingencias).

2.1 Compensación Reactiva Natural

Se puede definir como la capacidad del sistema de potencia de lograr una adecuada regulación de tensión mediante la acción sobre los elementos de generación de potencia reactiva que lo conforman.

Para ilustrar la capacidad de compensación reactiva natural de un sistema, se presenta a continuación un tratado sobre la influencia de la potencia reactiva sobre la regulación de tensión en la carga, así como el efecto de sobre ella al regular la excitación de los generadores, del mismo modo el efecto del cambio de la posición de los taps de los transformadores.

2.1.1 Efecto del Cambio de la Potencia Reactiva de la Carga sobre la Tensión de Llegada

Para analizar el efecto de la potencia reactiva consumida por la carga sobre la tensión de llegada, se presenta el sistema de la Fig. 2.1a. Esta conformado por un generador con tensión de envío constante, una línea de transmisión y una carga que consume una potencia activa (P) y una reactiva (Q).

Las ecuaciones necesarias para analizar este efecto son deducidas a partir de la Fig. 2.1b

$$V_s^2 = (V_r + RI \cos\phi + XI \operatorname{sen}\phi)^2 + (XI \cos\phi - RI \operatorname{sen}\phi)^2$$

Se sabe además que

$$P = V_r I \cos\phi \quad \rightarrow \quad I \cos\phi = \frac{P}{V_r}$$

$$Q = V_r I \operatorname{sen}\phi \quad \rightarrow \quad I \operatorname{sen}\phi = \frac{Q}{V_r}$$

Reemplazando P y Q en la ecuación anterior

$$V_s^2 = \left(V_r + \frac{RP}{V_r} + \frac{XQ}{V_r} \right)^2 + \left(\frac{XP}{V_r} - \frac{RQ}{V_r} \right)^2$$

$$V_s^2 = \left(V_r + \frac{XQ}{V_r} \right)^2 + \left(\frac{XP}{V_r} \right)^2, \quad (\text{Para } R \ll X)$$

El ángulo entre V_s y V_r es

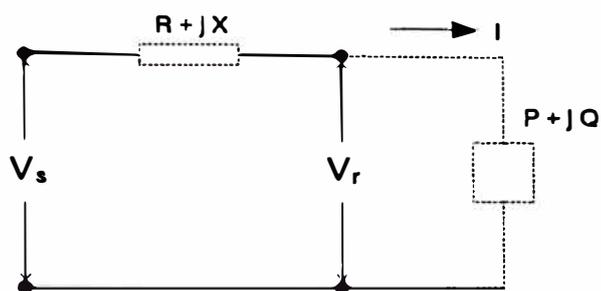
$$\tan \delta = \frac{\frac{XP - RQ}{V_r}}{\frac{V_r^2 + RP + XQ}{V_r}} = \frac{XP - RQ}{V_r^2 + RP + XQ}$$

$$\tan \delta = \frac{XP}{V_r^2 + XQ}, \quad (\text{Para } R \approx 0)$$

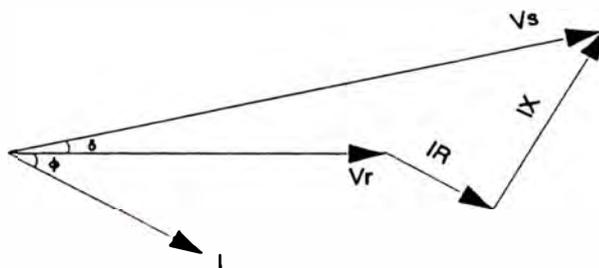
$$\delta = \arctan\left(\frac{XP}{V_r^2 + XQ}\right)$$

En la Fig. 2.1c se muestra la variación de la tensión V_r en función de Q , manteniendo constantes P y V_s .

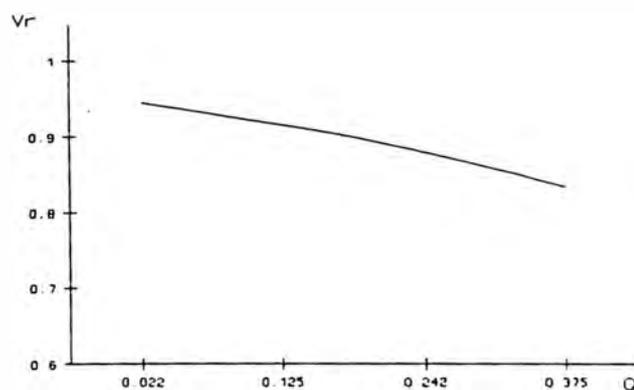
Se aprecia el deterioro de la tensión cuando aumentan los requerimientos de reactivos en la carga.



(a)



(b)



(c)

Fig. 2.1 Efecto de la potencia reactiva de la carga sobre la tensión de llegada. (a) Sistema. (b) Diagrama fasorial. (c) Característica tensión de llegada versus potencia reactiva.

2.1.2 Efectos del Cambio de Excitación en las Máquinas Síncronas

Un factor importante para el control de la potencia reactiva es el cambio de la excitación. Cuando un generador está conectado a un sistema de gran potencia, el voltaje V_s en sus terminales prácticamente no se altera con los cambios en las diversas condiciones de operación (Fig. 2.2).

Para la condición de la Fig. 2.2a el generador está sobreexcitado y suministra corriente de atraso al sistema de potencia, el cual presenta déficit de potencia reactiva (condición de máxima demanda).

Los generadores también pueden operarse una corriente en adelanto del sistema, en el cual existe para esta condición superavit de potencia reactiva (condición de mínima demanda). La Fig. 2.2b corresponde a un generador subexcitado.

Por lo tanto, en resumen los generadores sobreexcitados suministran potencia reactiva al sistema y los generadores subexcitados absorben potencia reactiva del sistema.

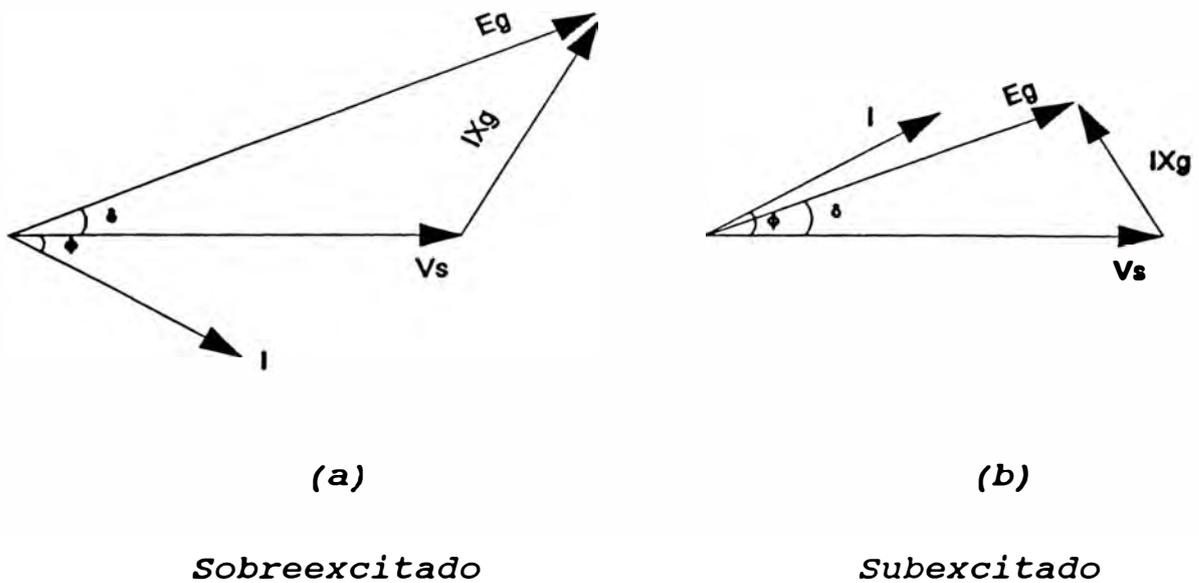


Fig. 2.2 Diagrama vectorial de un generador.

Para ilustrar el efecto de los cambios en la excitación de los generadores síncronos como un medio de control de la tensión en la carga que consume una potencia activa (P) y una reactiva (Q), se propone el sistema de la Fig. 2.3a.

Para el generador se supone que la tensión en los bornes V_s esta controlada por el regulador de tensión, el cual considera el efecto de los límites de la potencia reactiva del grupo.

La variación de la tensión V_r con respecto a Q se muestra en la Fig. 2.3b.

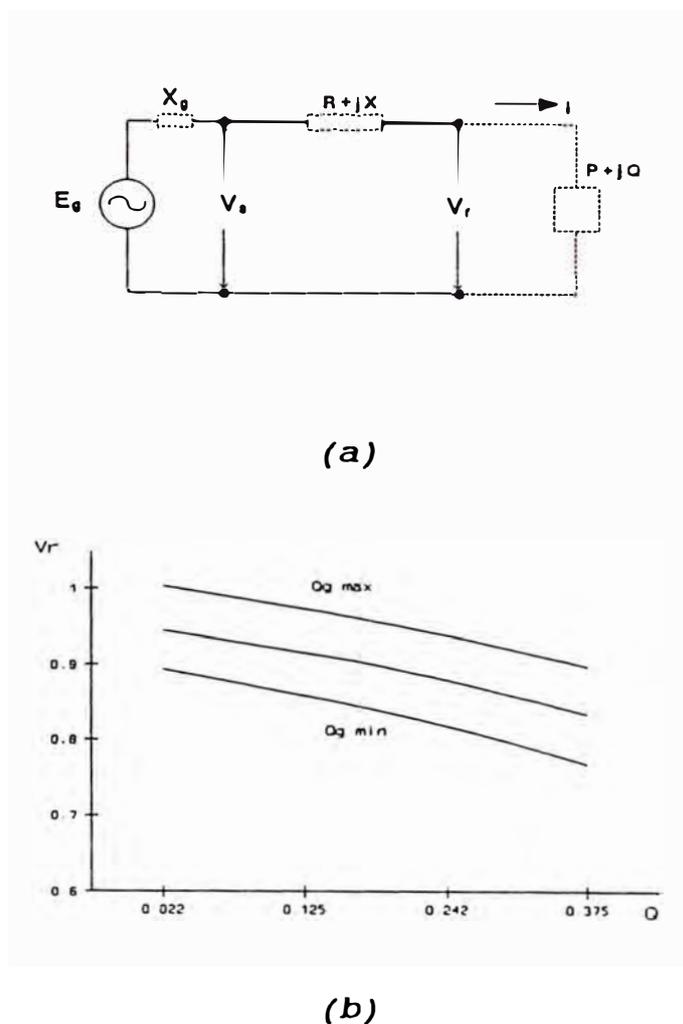
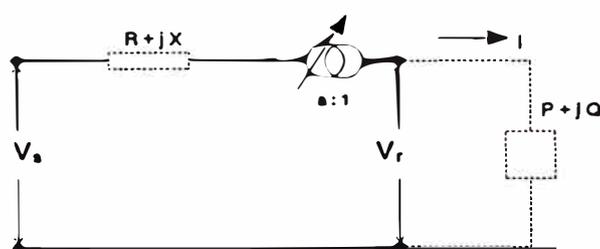


Fig. 2.3 Efecto de la excitación del generador en el control de la tensión en la carga. (a) Sistema. (b) Característica tensión de llegada versus potencia reactiva.

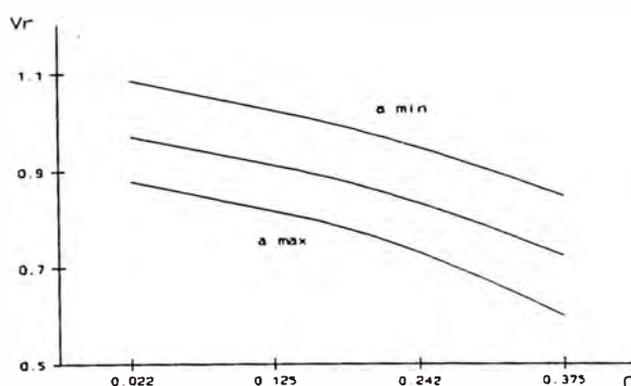
2.1.3 Regulación de Tensión por Medio de Transformadores

Generalmente la función de los transformadores en un sistema de potencia es el de cambiar de un nivel de voltaje a otro. Sin embargo, hay transformadores que suministran un pequeño ajuste en la magnitud del voltaje, generalmente en el intervalo de $\pm 10\%$.

Casi todos los transformadores poseen derivaciones sobre los devanados a fin de ajustar la relación de transformación cambiando las tomas cuando el transformador está desenergizado. El cambio de toma puede hacerse también cuando el transformador está energizado; este transformador se llama transformador cambiador de tomas bajo carga. El cambio de tomas es automático y operado por motores que responden a relevos colocados para mantener el voltaje a un nivel preestablecido.



(a)



(b)

Fig 2.4 (a) Transformador con cambiador de tomas bajo carga conectado a una línea de transmisión. (b) Efecto de la posición del tap sobre la tensión.

En la Fig. 2.4 se muestra una línea conectada en uno de sus extremos a un transformador con cambiador de tomas bajo carga y la dependencia de la tensión V_r al variar el tap del transformador.

2.2 Compensación Reactiva Condicional

Es la capacidad del sistema de potencia de lograr un régimen de operación estable y poseer una adecuada regulación de tensión cuando se instalan en él, nuevos elementos de generación de potencia reactiva.

2.2.1 Condensadores y Reactores en Conexión Shunt

El empleo de banco de capacitores (para máxima demanda) y reactores (para mínima demanda) permite evitar la excesiva caída de tensión en líneas largas al suministrar localmente energía reactiva (en el caso de capacitores) y proveer un medio de consumo de energía reactiva (en el caso de reactores), permitiendo así controlar la tensión a la llegada de la línea.

Esencialmente los condensadores son un medio de suministrar potencia reactiva en el punto de instalación. Los bancos de condensadores pueden estar permanentemente conectados, y controlados con reguladores de voltaje, pudiendo estar alternativamente activados o desactivados del sistema según la demanda de carga. La conmutación también puede ser manual.

Cuando el banco está en paralelo con una carga que tiene un factor de potencia en atraso, los condensadores son la

fuelle de una parte o quizás de toda la potencia reactiva de la carga.

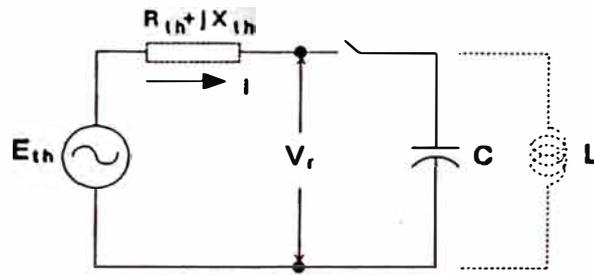
Si los condensadores se aplican a un nodo determinado, el incremento en voltaje en el nodo puede determinarse por el teorema de Thévenin. La Fig. 2.5a muestra el sistema representado por un equivalente Thévenin en el nodo donde los condensadores fueron conectados cerrando un interruptor.

La resistencia en el circuito equivalente está indicada, pero siempre es más pequeña que la reactancia inductiva.

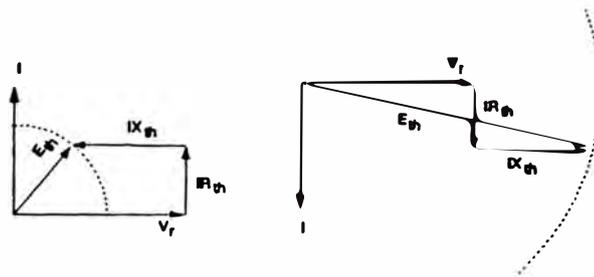
Con el interruptor abierto, el voltaje V_r en el nodo es igual al voltaje Thévenin E_{th} .

El diagrama vectorial se indica en la Fig. 2.5b. El incremento en V_r ocasionado por la adición del condensador es casi igual a $|I|X_{th}$ si suponemos que E_{th} son idénticos antes de colocar el condensador. Este diagrama vectorial sirve para explicar el incremento de voltaje en la barra donde el condensador está instalado.

Efecto contrario se consigue cuando se instala un reactor (Fig. 2.5c).



(a)



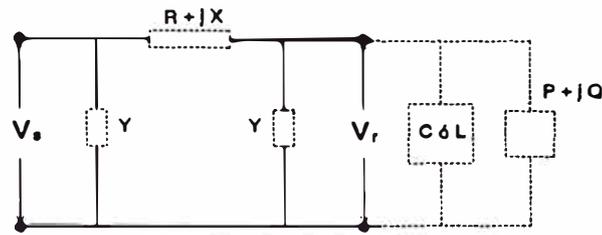
(b)

(c)

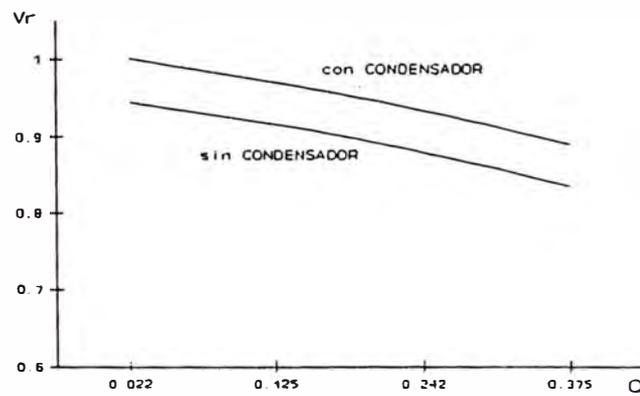
Fig. 2.5 (a) Circuito equivalente Thévenin. (b) Diagrama vectorial de un condensador y (c) reactor conectado a un sistema.

Con el objeto de mostrar la variación de la tensión V_r cuando en paralelo a la carga se instala un capacitor o un reactor se utilizará el sistema esquematizado en la Fig. 2.6a (línea de transmisión larga alimentando a una carga).

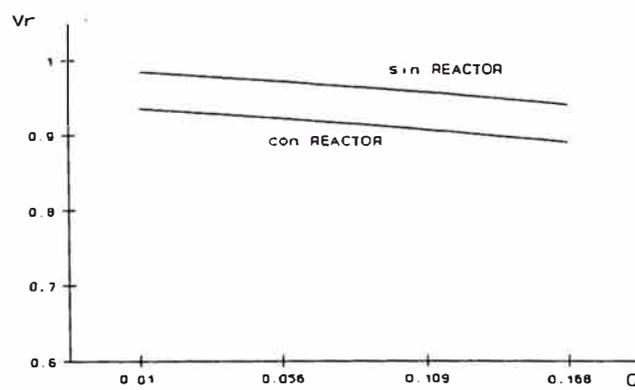
Las características tensión en la carga V_r versus potencia reactiva Q se muestran en las Fig. 2.6b y 2.6c.



(a)



(b)



(c)

Fig. 2.6 Efecto de colocar un condensador o reactor en paralelo. (a) Sistema esquematizado. (b) Con capacitor. (c) Con reactor.

2.2.2 Condensadores Conectados en Serie

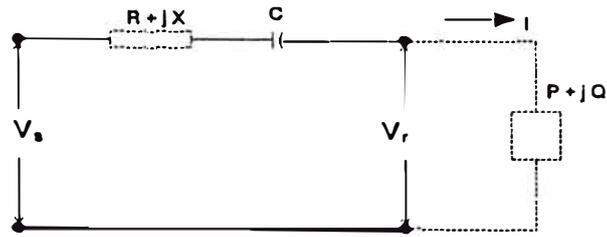
Estos condensadores se conectan en serie con los conductores de la línea y se utilizan para reducir la reactancia inductiva entre el punto de suministro y la carga. Un inconveniente fundamental de los mismos es la alta sobretensión que se produce cuando circula por el condensador una corriente de cortocircuito, razón por la cual deben incorporarse dispositivos de protección especial (por ejemplo interruptores de chispa). En la Fig. 2.7a se muestra una línea con condensador en serie y en las Fig. 2.7b y 2.7c los diagramas de fasores con y sin el condensador.

En cuanto a la utilización de condensadores shunt y en serie se puede resumir lo siguiente:

- Si las exigencias de potencia reactiva en la carga son pequeñas, los condensadores en serie son de poca utilización.

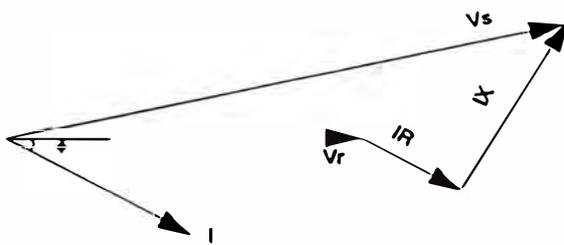
Si la caída de tensión es el factor limitante, son eficaces los condensadores en serie; también se suavizan las fluctuaciones de tensión debidas a hornos de arco, etc.

Si la reactancia total de la línea es elevada, los condensadores en serie son muy eficaces y con ello se mejora la estabilidad del sistema.



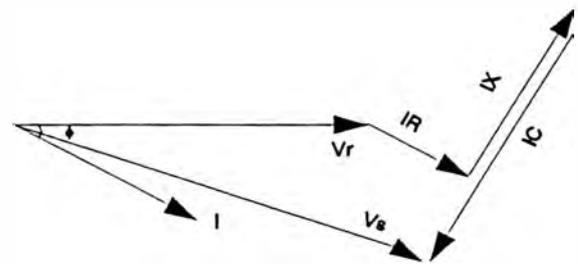
(a)

Esquema de una línea radial con un condensador serie y una carga concentrada en el extremo.



(b)

Sin condensador



(c)

Con condensador

Fig. 2.7 (a) Línea con condensador en serie. (b) Diagrama vectorial sin condensador. (c) Diagrama vectorial con condensador.

La Fig. 2.8 muestra una línea típica y su perfil de tensión con y sin condensador serie. El condensador serie se ha considerado a la mitad de la línea.

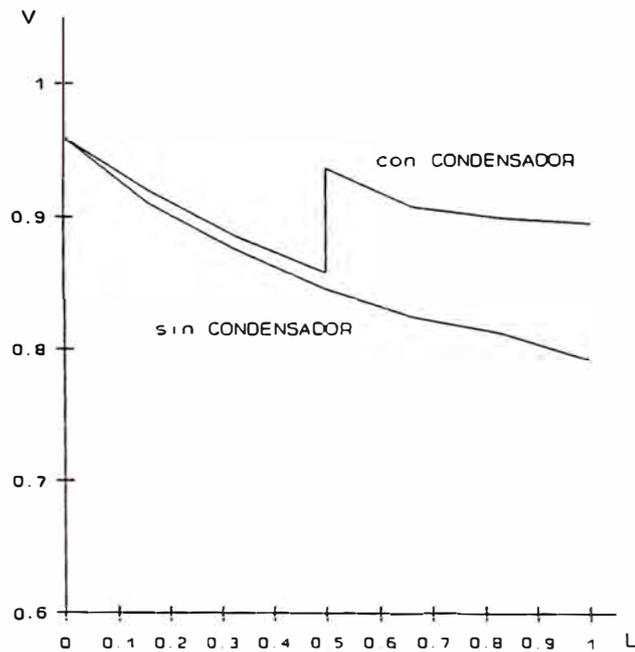


Fig. 2.8 Perfil típico de una línea radial con y sin un condensador en serie.

2.2.3 Compensadores Síncronos

Un compensador síncrono es un motor síncrono que funciona sin carga mecánica y dependiendo de la excitación podrá absorber o generar potencia reactiva. El compensador se arranca como un motor asíncrono en 2.5 minutos y luego se sincroniza.

Como las pérdidas son considerables en comparación con los condensadores estáticos, el factor de potencia no es nulo. Cuando se utiliza con un regulador de tensión el compensador puede automáticamente funcionar sobreexcitado en momentos de carga elevada y subexcitado con carga baja. Una ventaja de este aparato es la flexibilidad de funcionamiento en cualquier condición de carga. Aunque el costo de estas instalaciones es elevado, en algunas

circunstancias está justificado por ejemplo en la barra de distribución del extremo receptor de una línea larga de alta tensión, en donde el transporte con factor de potencia menor que la unidad no puede tolerarse.

2.2.4 Compensadores Estáticos

Los compensadores estáticos de energía reactiva permiten regular el flujo de potencia reactiva en el sistema mediante bancos de tiristores, por lo tanto permite controlar la tensión. Estos equipos son por lo general más confiables que los compensadores síncronos, necesitan poco mantenimiento y su costo relativo a los capacitores y reactores es de aproximadamente 3 a 1. Además permiten mejorar la capacidad de transferencia de potencia a través de las líneas de transmisión y mejoran directamente la estabilidad del sistema de potencia.

Existen diversos tipos de compensadores estáticos, entre ellos aquellos que usan reactores lineales regulados con tiristores en paralelo con capacitores fijos y otros que se componen de reactores lineales regulados con tiristores en paralelo con banco de capacitores conectados por tiristores; estos equipos son usualmente conectados a la red a través de transformadores. Otro tipo de compensadores usan reactores y/o transformadores saturables.

La utilización de estos equipos generan armónicas, la tercera armónica es automáticamente eliminada por la conexión delta del transformador. Para eliminar las

armónicas de quinto y séptimo orden se usan filtros, adicionalmente es posible eliminar armónicas de orden superior.

2.3 Problema de la Compensación Reactiva en el Sistema Interconectado Sur

Un factor importante para el control y operación de los sistemas eléctricos de potencia es la capacidad de asegurar un voltaje satisfactorio en todos los puntos de la red.

En sistemas longitudinales donde la generación está muy alejada de la carga, el control de la tensión se hace muy difícil, no siendo muchas veces posible realizarlo desde los puntos de generación, pues se requiere un seguimiento constante de la tensión en barras importantes del sistema; además se requiere que el rango de regulación de las centrales generadoras, sea amplio. En este caso se producen pérdidas excesivas de potencia y energía al tratar de controlar la tensión en barras alejadas desde la generación, especialmente después de la ocurrencia de una falla en una línea, pérdida de carga o generación, pudiendo quedar limitada la transferencia de energía.

El Sistema Interconectado Sur y de manera especial el Sistema Eléctrico Sur Este se caracteriza por tener la generación alejada de los centros de consumo, los cuales son abastecidos a través de un extenso sistema de transmisión longitudinal con cargas concentradas a gran distancia unos de otros. El sistema de transmisión es en

138 kV y actualmente se extiende desde la central de Machupicchu hasta la ciudad de Juliaca con una extensión aproximada de 490 Km, y en simple terna.

La gran extensión del sistema de transmisión con la generación en un extremo, la carga en el otro y el nivel de tensión del sistema de transmisión hace prácticamente imposible obtener un nivel de tensión adecuado en las barras más alejadas de los centros de generación, siendo necesario compensar el sistema en puntos estratégicos para mantener el control de la tensión.

Dado que en el Sistema Eléctrico Sur Este los centros de carga se encuentran alejados de los puntos de generación, las tensiones en la barras de carga se hacen muy sensibles a la variación de la potencia reactiva, una adecuada compensación permitirá dotar de mayor estabilidad y mejorar los niveles de tensión de dichas barras.

CAPITULO III
DATOS DEL SISTEMA

3.1 Mercado Eléctrico

3.1.1 Asignación de Cargas por Barras

El pronóstico de la demanda máxima de potencia activa para el Sistema Interconectado Sur, está basado en los listados oficiales elaborados por la Sub-Gerencia de Planeamiento Eléctrico Nacional de Electroperú S.A.

La presentación de estas proyecciones de demanda están dadas por "barras" representativas del sistema en función de su ubicación geográfica y a su situación eléctrica, que representan centros de consumo y enlaces importantes, con suministros eléctricos generalmente en alta tensión.

En cada uno de los sistemas, se consideraron sus barras de carga; denominándose como barra de carga a un área geográfica donde se ubican las cargas eléctricas. Así, las barras de carga para el SISE son: Barra Cusco, Barra Tintaya, Barra Juliaca y Barra Apurimac; y para el SISO se consideraron las siguientes barras: Arequipa, Mollendo, Ilo, Toquepala y Tacna. Cada una de las barras se subdividen en tipos de carga que son: Servicio Público, Autoprodutores y/o Grandes Cargas y Proyectos de Inversión.

3.1.1.1 Asignación de Demanda Máxima

Del pronóstico de la demanda eléctrica elaborado por

Electroperú S.A, se agruparon los centros de consumo para cada una de las subestaciones de carga consideradas en el presente estudio de acuerdo a la situación actual y las previstas para el futuro en coordinación con los responsables de la operación de los sistemas.

Las magnitudes de potencia activa y reactiva de estas subestaciones se presentan en el Cuadro 3.1.

3.1.1.2 Asignación de Demanda Media

La demanda media representa el nivel de demanda esperada a producirse antes y después de la máxima demanda y tiene comparativamente una duración más prolongada que el lapso en el cual se produce el pico.

La demanda media se obtuvo del análisis de las curvas de carga de los sistemas eléctricos existentes.

Esta demanda esta compuesta por las grandes industrias operando generalmente al 100% de su máxima demanda y todas las otras cargas reducidas entre un 60 al 80% del pico, tal como puede verse en el Cuadro 3.2.

3.1.1.3 Asignación de Demanda Mínima

La demanda mínima fue obtenida de la información estadística (curvas de cargas) existentes para los sistemas eléctricos comprendidos en el estudio.

Así, para el Sistema Arequipa (SEAL) se consideró que la demanda mínima corresponde al 70% de la demanda máxima, mientras que en Cerro Verde, se estimó en un 80%. Para el

Sistema Southern (SPCC) se consideró una demanda mínima equivalente al 98% de la demanda máxima, mientras que para el Sistema Aricota-Tacna, se consideró el 48% de la demanda máxima. Finalmente para el Sistema Sur Este, la mínima demanda se estimó entre un 45 al 50% de su máxima.

En el Cuadro 3.3 se presenta las distribuciones de mínima demanda de potencia para el Sistema Interconectado Sur.

3.1.2 Pronóstico de Carga Reactiva

El pronóstico de la carga reactiva se basó en la estimación de los factores de potencia a nivel de barras de carga o subestaciones consideradas en el sistema. Se han tomado como referencia los registros históricos de demanda de potencia y los valores registrados en operación actual recabados in situ. El pronóstico de la carga reactiva así calculada se presenta en los Cuadros indicados anteriormente.

3.2 Análisis de Sistemas

Para efectuar estudios de compensación reactiva se utiliza como herramienta el flujo de potencia.

Mediante el flujo de potencia se simula el comportamiento del sistema en estado estacionario y son realizados considerando despachos de generación para avenida y estiaje, y para diferentes niveles de carga, a fin de obtener información sobre lo siguiente:

Flujo de potencias en los elementos de transmisión.

Perfil de tensiones en todo el sistema.

Niveles de tensión requeridos en los generadores.

Selección de tomas en los transformadores regulables bajo carga para obtener un perfil de tensiones y un flujo de potencia reactiva deseados.

Necesidades de compensación reactiva para el control de tensiones.

Selección de tomas en los transformadores fijos.

Pérdidas de los sistemas.

Comportamiento del sistema bajo diferentes condiciones de carga y en contingencias.

3.3 Representación de los Sistemas

3.3.1 Transmisión y Transformación

Para el estudio se ha considerado los niveles de tensión que comúnmente corresponden a la transmisión en bloque. Estos niveles son los siguientes:

Sistema Sur Oeste S.A. : 138 KV y 33 KV.

Sistema Sur S.A. : 138 KV, 69 KV y 66 KV.

Sistema Sur Este S.A. : 138 KV y 60 KV.

La transformación entre los niveles de tensión se representa directamente, así como los transformadores elevadores de los generadores y cargas.

3.3.2 Generadores

La generación se representa en su propio nivel de tensión, agrupando las máquinas conectados a una misma barra, en una unidad equivalente.

En los análisis de flujo de potencia, las máquinas síncronas se representan como una fuente constante de potencia activa y fuente variable de potencia reactiva, con límites en el nivel de tensión y el rango de potencia reactiva.

3.3.3 Modelos de Carga

Las cargas se representan concentradas en la barra de transmisión más cercana a su ubicación, considerando los niveles de transmisión del sistema y se usa el modelo de potencia activa y reactiva constante.

3.4 Características del Sistema

3.4.1 Programa de Equipamiento de Generación y Transmisión

En las actuales circunstancias que vive nuestro país es necesario planificar la expansión de la generación y transmisión en función del máximo aprovechamiento de los recursos energéticos e instalaciones existentes, por ello se utiliza los máximos recursos provenientes de las centrales hidráulicas. Bajo estas consideraciones, el equipamiento de generación y transmisión considerados para el presente trabajo es el mismo que fue considerado en la elaboración del Estudio Técnico Económico de la línea

Tintaya-Socabaya.

Los programas de equipamiento de generación y transmisión se encuentran detallados en los Cuadros 3.4 y 3.5 respectivamente.

3.4.2 Parámetros Eléctricos

Los parámetros eléctricos correspondientes a las líneas de transmisión, transformadores y máquinas eléctricas correspondientes al sistema se muestran en los Cuadros 3.6 al 3.8.

Estos parámetros fueron tomados de los estudios de las referencias 1 y 2 y para los nuevos elementos los parámetros se han estimado en base a los criterios de estandarización que se está tratando de aplicar a nivel nacional. Para ello se ha utilizado datos típicos de tablas y manuales teniendo en cuenta las características del elemento, magnitud, ubicación geográfica, etc.

Dado que el objetivo del presente trabajo es la determinación de los requerimientos de compensación reactiva para el Sistema Interconectado Sur, en el Cuadro 3.9 se señala la compensación reactiva existente.

3.4.3 Configuración de la Red

Como se mencionó anteriormente, en la red bajo estudio se ha considerado los niveles de tensión desde 33 KV. Los diagramas unifilares del sistema eléctrico para los años 1997; 2001 y 2006 se muestran en las Figuras 3.1 al 3.3.

3.5 Despacho de Generación

De acuerdo a los objetivos del presente trabajo, se realizaron despachos de generación para los períodos de avenida y estiaje, considerando tres niveles de carga: máxima, media y mínima demanda.

El despacho de las centrales hidroeléctricas se realizó tomando como referencia la capacidad de cada central para las condiciones hidrológicas de un año promedio.

El despacho de las centrales térmicas se efectuó de tal manera que se cubra el déficit de la energía hidroeléctrica, considerando las prácticas de operación habituales. Para el caso de las centrales de SPCC, por las necesidades propias de su producción, se consideró una potencia mínima de 70 MW.

Las pérdidas de transmisión del sistema fueron estimadas como 3.5 % de la demanda.

Los despachos de generación considerados se resumen en el Cuadro 3.10.

**SISTEMA INTERCONECTADO SUR
DISTRIBUCION DE CARGA ACTIVA Y REACTIVA
DEMANDA MAXIMA**

BARRA	NIVEL TENSION	1997		1998		1999		2000		2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007	
		MW	MVAR																				
Chilina	33.0	47.7	17.3	51.5	18.7	53.2	19.3	55.2	20.0	56.8	20.6	59.2	21.5	62.4	22.6	64.7	23.5	68.0	24.0	67.1	24.4	69.6	25.3
Pque. Industrial	33.0	26.7	10.6	27.1	10.7	27.3	10.8	28.5	11.3	30.0	11.9	32.0	12.6	35.0	13.8	36.3	14.3	37.6	14.9	38.3	15.1	39.0	15.4
Jesús	33.0	14.3	3.6	15.0	3.8	15.7	3.9	16.4	4.1	17.0	4.3	17.7	4.4	18.5	4.8	19.3	4.8	20.1	5.0	20.9	5.2	21.5	5.4
Yura	33.0	13.0	5.5	13.6	5.9	13.8	5.9	13.8	5.9	16.5	7.0	18.2	7.8	19.0	6.1	19.8	8.4	20.9	8.9	20.9	8.9	20.9	8.9
Paucarpata	33.0	8.8	2.2	9.3	2.3	9.8	2.5	10.4	2.6	11.0	2.8	11.7	2.9	12.4	3.1	13.1	3.3	13.9	3.5	14.8	3.7	15.7	3.9
P.I. Río Seco	10.0	5.6	1.1	5.9	1.2	6.2	1.3	6.6	1.3	7.0	1.4	7.4	1.5	7.9	1.6	8.3	1.7	8.8	1.8	9.3	1.9	9.9	2.0
Cerro Verde	10.0	13.5	4.4	13.5	4.4	13.5	4.4	13.5	4.4	13.5	4.4	13.5	4.4	13.5	4.4	13.5	4.4	13.5	4.4	13.5	4.4	13.5	4.4
Cerro Verde	4.2	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3
San José	33.0	0.0	0.0	2.9	1.4	2.9	1.4	2.9	1.4	2.9	1.4	2.9	1.4	2.9	1.4	2.9	1.4	2.9	1.4	2.9	1.4	2.9	1.4
Mollendo	33.0	0.0	0.0	11.0	5.3	11.4	5.5	11.8	5.7	12.2	5.9	12.6	6.1	13.0	6.3	13.4	6.5	13.8	6.7	14.2	6.9	14.6	7.1
Ciudad Ilo	10.5	6.7	3.2	6.9	3.3	7.1	3.4	7.4	3.6	7.6	3.7	7.9	3.6	8.2	4.0	8.5	4.1	8.8	4.3	9.1	4.4	9.4	4.6
Refinería Ilo	10.0	8.5	4.1	8.5	4.1	8.5	4.1	8.5	4.1	8.5	4.1	8.5	4.1	8.5	4.1	8.5	4.1	8.5	4.1	8.5	4.1	8.5	4.1
C. T. Ilo	13.8	29.4	13.8	29.6	13.9	29.7	14.0	29.9	14.1	30.0	14.1	30.2	14.2	30.3	14.2	30.5	14.3	30.6	14.4	30.8	14.5	31.0	14.6
Moquegua	10.0	4.2	1.7	4.3	1.7	4.5	1.8	4.6	1.8	4.7	1.9	4.8	1.9	5.0	2.0	5.1	2.0	5.2	2.1	5.3	2.1	5.5	2.2
Tala	138.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.0	4.6
Toquepala	13.8	46.0	18.2	46.0	18.2	46.0	18.2	46.0	18.2	48.0	18.2	46.0	18.2	46.0	18.2	46.0	18.2	46.0	18.2	46.0	18.2	46.0	18.2
Toquepala	11.0	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3
Botiflaca	6.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9
Botiflaca	13.8	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6
Botiflaca	69.0	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3
Aricota 1	66.0	1.4	0.8	1.5	0.9	1.6	0.9	1.7	1.0	1.7	1.0	1.7	1.0	1.8	1.0	2.0	1.1	2.1	1.2	2.2	1.2	2.3	1.3
Tomasiri	10.5	0.5	0.2	0.5	0.2	0.5	0.2	0.5	0.2	0.5	0.2	0.6	0.3	0.6	0.3	0.6	0.3	0.8	0.3	0.6	0.3	0.6	0.3
Locumba	10.5	0.4	0.2	0.5	0.2	0.5	0.2	0.5	0.2	0.5	0.2	0.5	0.2	0.5	0.2	0.5	0.2	0.8	0.3	0.6	0.3	0.6	0.3
Tacna	10.5	12.9	6.2	13.0	6.3	13.1	6.3	13.1	6.3	13.2	6.4	13.3	6.4	13.3	6.4	13.4	6.5	13.5	6.5	13.5	6.5	13.6	6.6
La Yarada	10.5	4.8	2.0	4.9	2.1	5.0	2.1	5.0	2.1	5.0	2.1	5.0	2.1	5.0	2.1	5.0	2.1	5.0	2.1	5.0	2.1	5.0	2.1
Pque. Industrial	10.5	5.4	2.3	5.4	2.3	5.4	2.3	5.4	2.3	5.5	2.3	5.5	2.3	5.5	2.3	5.5	2.3	5.6	2.4	5.6	2.4	5.6	2.4
Calana	10.5	2.0	1.0	3.1	1.5	4.2	2.0	5.4	2.6	6.8	3.3	7.9	3.8	9.0	4.4	10.2	4.9	11.4	5.5	12.6	6.1	14.0	6.6
TOTAL SISO		303.7	118.0	328.1	125.9	331.8	128.1	339.0	130.8	348.8	134.6	359.0	138.8	370.2	142.8	379.0	148.1	387.3	149.3	393.8	151.8	415.8	159.2
Quillabamba	10.0	2.1	0.8	2.1	0.8	2.2	0.0	2.3	0.8	2.4	0.9	2.6	0.0	2.7	1.0	2.8	1.0	3.0	1.1	3.2	1.2	3.4	1.2
Quillabamba	22.9	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	1.0	0.4	1.0	0.4	1.1	0.4	1.1	0.4	1.1	0.4	1.2	0.4	1.2	0.4	1.3	0.5
Santa María	22.9	1.9	0.7	2.0	0.7	2.0	0.7	2.1	0.8	2.2	0.8	2.3	0.6	2.4	0.9	2.4	0.9	2.8	0.9	2.7	1.0	2.7	1.0
Machupicchu	22.9	0.4	0.1	0.4	0.1	0.9	0.3	0.9	0.3	1.0	0.4	1.0	0.4	1.1	0.4	1.1	0.4	1.2	0.4	1.2	0.4	1.3	0.5
Cachimayo ELP	10.5	2.1	0.5	2.2	0.6	2.2	0.6	2.4	0.6	2.5	0.6	2.7	0.7	2.8	0.7	2.9	0.7	3.1	0.8	3.3	0.8	3.5	0.9
Cachimayo ELP	33.0	3.6	0.9	3.7	0.9	3.7	0.9	3.9	1.0	4.0	1.0	6.0	1.5	6.2	1.6	6.4	1.6	6.7	1.7	7.0	1.8	7.3	1.8
Cachimayo INCASA	6.9	14.5	3.6	23.0	5.8	23.0	5.8	23.0	5.8	23.0	5.8	23.0	5.8	23.0	5.8	23.0	5.8	23.0	5.8	23.0	5.8	23.0	5.8
Dolorespata	11.5	28.2	10.2	28.7	10.4	29.1	10.6	30.2	11.0	31.4	11.4	32.9	11.9	33.9	12.3	34.6	12.6	36.4	13.2	37.9	13.8	39.5	14.3
Quencoro	10.5	5.7	1.4	9.9	2.5	10.0	2.5	10.4	2.6	10.9	2.7	11.1	2.8	11.3	2.8	11.5	2.9	11.8	3.0	12.1	3.0	12.4	3.1
Quencoro	33.0	2.0	0.5	2.1	0.5	2.1	0.5	2.4	0.6	2.5	0.6	2.7	0.7	2.8	0.7	2.9	0.7	3.1	0.8	3.3	0.8	3.5	0.9
Combapata	24.0	5.0	1.5	5.2	1.5	5.3	1.5	6.1	1.8	6.5	1.9	6.9	2.0	7.2	2.1	7.4	2.2	8.0	2.3	8.5	2.5	9.0	2.6
Sicuani	10.0	4.1	1.0	4.2	1.1	4.3	1.1	4.5	1.1	4.7	1.2	5.0	1.3	5.2	1.3	5.3	1.3	5.7	1.4	6.0	1.5	6.3	1.6
Tintaya	10.5	14.5	3.6	14.6	3.7	18.6	4.7	21.7	5.4	21.9	5.5	22.0	5.5	22.1	5.5	22.2	5.6	22.4	5.6	22.6	5.7	22.8	5.7
Ayaviri	10.0	1.5	0.5	1.5	0.5	1.6	0.6	1.6	0.6	1.7	0.6	1.8	0.7	1.9	0.7	2.0	0.7	2.1	0.8	2.2	0.8	2.3	0.8
Ayaviri	22.9	0.7	0.3	0.7	0.3	0.7	0.3	0.7	0.3	0.8	0.3	0.8	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	1.0	0.4	1.0	0.4	1.1	0.4
Azángaro	22.9	1.7	0.6	1.8	0.7	2.0	0.7	2.2	0.8	2.4	0.9	2.6	0.9	2.7	1.0	2.8	1.0	3.0	1.1	3.2	1.2	3.2	1.2
Ananea	22.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.5	4.2	20.8	7.5	21.6	7.8	22.4	8.1	23.3	8.5	24.2	8.8	25.1	9.1
San Rafael	22.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.0	2.9	8.0	2.9	8.0	2.9	8.0	2.9	10.0	3.6	10.0	3.6	10.0	3.6
Puno	10.0	10.7	3.9	14.6	5.3	14.9	5.4	15.2	5.5	15.9	5.8	16.8	6.1	18.1	1.0	19.1	6.9	19.8	7.2	19.9	7.2	20.0	7.3
Juliacca	10.0	16.2	5.9	16.5	6.0	16.8	6.1	17.5	6.4	18.3	6.6	19.5	7.1	20.4	7.4	20.9	7.6	22.4	8.1	23.8	8.6	25.0	9.1
Santa Lucía	22.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.4	0.9
Manto	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.8	1.0	4.3	1.6
Abancay	13.2	4.0	1.5	4.0	1.5	4.0	1.5	4.3	1.6	4.6	1.7	4.9	1.8	5.1	1.9	5.2	1.9	5.5	2.0	5.8	2.1	6.1	2.2
Abancay	60.0	2.5	0.9	2.5	0.9	2.6	0.9	2.8	1.0	3.0	1.1	3.3	1.2	4.8	1.7	5.0	1.8	5.4	2.0	5.8	2.1	6.2	2.3
TOTAL SISE		122.3	38.8	140.8	44.0	148.9	45.0	155.2	48.2	180.2	57.1	197.8	62.2	205.3	60.2	209.9	67.3	220.7	71.0	233.1	75.3	241.7	78.2
TOTAL SIS		426.0	154.8	468.7	169.9	478.7	173.0	494.2	179.0	529.0	191.8	556.8	200.8	575.5	203.0	588.9	213.5	608.0	220.3	626.7	226.9	657.3	237.4

SISTEMA INTERCONECTADO SUR
DISTRIBUCION DE CARGA ACTIVA Y REACTIVA
DEMANDA MEDIA

BARRA	NIVEL TENSION	1997		1998		1999		2000		2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007	
		MW	MVAR																				
Chilina	33.0	33.4	12.1	36.1	13.1	37.2	13.5	38.6	14.0	39.8	14.4	41.4	15.0	43.7	15.9	45.3	18.4	48.2	18.8	47.0	17.0	48.7	17.7
Pque. Industrial	33.0	26.7	10.6	27.1	10.7	27.3	10.8	28.5	11.3	30.0	11.9	32.0	12.6	35.0	13.8	38.3	14.3	37.8	14.9	38.3	15.1	39.0	15.4
Jesús	33.0	10.0	2.5	10.5	2.6	11.0	2.8	11.5	2.9	11.9	3.0	12.4	3.1	13.0	3.2	13.5	3.4	14.1	3.5	14.8	3.7	15.1	3.8
Yura	33.0	13.0	5.5	13.8	5.9	13.8	5.9	13.8	5.9	16.5	7.0	18.2	7.8	19.0	8.1	19.8	8.4	20.9	8.9	20.9	8.9	20.9	8.9
Paucarpata	33.0	6.2	1.5	6.5	1.6	6.9	1.7	7.3	1.8	7.7	1.9	8.2	2.1	8.7	2.2	9.2	2.3	9.7	2.4	10.4	2.6	11.0	2.8
P.I. Fío Seco	10.0	5.6	1.1	5.9	1.2	6.2	1.3	6.6	1.3	7.0	1.4	7.4	1.5	7.9	1.6	8.3	1.7	8.8	1.8	9.3	1.9	9.9	2.0
Cerro Verde	10.0	13.5	4.4	13.5	4.4	13.5	4.4	13.5	4.4	13.5	4.4	13.5	4.4	13.5	4.4	13.5	4.4	13.5	4.4	13.5	4.4	13.5	4.4
Cerro Verde	4.2	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3
San José	33.0	0.0	0.0	2.0	1.0	2.0	1.0	2.0	1.0	2.0	1.0	2.0	1.0	2.0	1.0	2.0	1.0	2.0	1.0	2.0	1.0	2.0	1.0
Mollendo	33.0	0.0	0.0	7.7	3.7	8.0	3.9	8.3	4.0	8.5	4.1	8.8	4.3	9.1	4.4	9.4	4.5	9.7	4.7	9.9	4.8	10.2	4.9
Ciudad Ilo	10.5	4.0	1.9	4.1	2.0	4.3	2.1	4.4	2.2	4.6	2.2	4.7	2.3	4.9	2.4	5.1	2.5	5.3	2.6	5.5	2.6	5.6	2.7
Refinería Ilo	10.0	8.5	4.1	8.5	4.1	8.5	4.1	8.5	4.1	8.5	4.1	8.5	4.1	8.5	4.1	8.5	4.1	8.5	4.1	8.5	4.1	8.5	4.1
C. T. Ilo	13.8	29.4	13.8	29.6	13.9	29.7	14.0	29.9	14.1	30.0	14.1	30.2	14.2	30.3	14.2	30.5	14.3	30.6	14.4	30.8	14.5	31.0	14.6
Moquegua	10.0	2.5	1.0	2.6	1.0	2.7	1.1	2.8	1.1	2.8	1.1	2.9	1.1	3.0	1.2	3.1	1.2	3.1	1.2	3.2	1.3	3.3	1.3
Tala	138.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.0	4.6
Toquepala	13.8	46.0	18.2	46.0	18.2	46.0	18.2	46.0	18.2	46.0	18.2	46.0	18.2	46.0	18.2	46.0	18.2	46.0	18.2	46.0	18.2	46.0	18.2
Toquepala	11.0	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3
Botiflaca	6.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9
Botiflaca	13.8	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6
Botiflaca	69.0	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3
Aricota 1	66.0	0.8	0.5	0.9	0.5	1.0	0.5	1.0	0.6	1.0	0.6	1.0	0.6	1.1	0.6	1.2	0.7	1.3	0.7	1.3	0.7	1.4	0.8
Tomasiri	10.5	0.4	0.2	0.4	0.2	0.4	0.2	0.4	0.2	0.4	0.2	0.5	0.2	0.5	0.2	0.5	0.2	0.5	0.2	0.5	0.2	0.5	0.2
Locumba	10.5	0.3	0.2	0.4	0.2	0.4	0.2	0.4	0.2	0.4	0.2	0.4	0.2	0.4	0.2	0.4	0.2	0.5	0.2	0.5	0.2	0.5	0.2
Tacna	10.5	8.4	4.1	8.5	4.1	8.5	4.1	8.5	4.1	8.6	4.2	8.6	4.2	8.6	4.2	8.7	4.2	8.8	4.2	8.8	4.2	8.8	4.3
La Yarada	10.5	3.8	1.6	3.9	1.7	4.0	1.7	4.0	1.7	4.0	1.7	4.0	1.7	4.0	1.7	4.0	1.7	4.0	1.7	4.0	1.7	4.0	1.7
Pque. Industrial	10.5	4.3	1.8	4.3	1.8	4.3	1.8	4.3	1.8	4.4	1.9	4.4	1.9	4.4	1.9	4.4	1.9	4.5	1.9	4.5	1.9	4.5	1.9
Calana	10.5	1.6	0.8	2.5	1.2	3.4	1.6	4.3	2.1	5.4	2.6	6.3	3.1	7.2	3.5	8.2	4.0	9.1	4.4	10.1	4.9	11.2	5.4
TOTAL SISO		270.4	103.4	288.7	110.6	290.9	112.2	296.6	114.3	305.0	117.7	313.5	121.0	322.7	124.4	329.7	127.1	338.5	128.7	341.4	131.5	361.5	138.4
Quillabamba	10.0	1.3	0.5	1.3	0.5	1.3	0.5	1.4	0.5	1.4	0.5	1.6	0.6	1.6	0.6	1.7	0.6	1.8	0.7	1.9	0.7	2.0	0.7
Quillabamba	22.9	0.6	0.2	0.6	0.2	0.6	0.2	0.7	0.3	0.7	0.3	0.8	0.3	0.8	0.3	0.8	0.3	0.8	0.3	0.8	0.3	0.9	0.3
Santa María	22.9	1.1	0.4	1.2	0.4	1.2	0.4	1.3	0.5	1.3	0.5	1.4	0.5	1.4	0.5	1.4	0.5	1.6	0.6	1.6	0.6	1.6	0.6
Machupicchu	22.9	0.2	0.1	0.2	0.1	0.5	0.2	0.5	0.2	0.6	0.2	0.6	0.2	0.7	0.2	0.7	0.2	0.7	0.3	0.7	0.3	0.8	0.3
Cachimayo ELP	10.5	1.3	0.3	1.3	0.3	1.3	0.3	1.4	0.4	1.5	0.4	1.6	0.4	1.7	0.4	1.7	0.4	1.9	0.5	2.0	0.5	2.1	0.5
Cachimayo ELP	33.0	2.2	0.5	2.2	0.6	2.2	0.6	2.3	0.6	2.4	0.6	3.6	0.9	3.7	0.9	3.8	1.0	4.0	1.0	4.2	1.1	4.4	1.1
Cachimayo INCASA	6.9	14.5	3.6	23.0	5.8	23.0	5.8	23.0	5.8	23.0	5.8	23.0	5.8	23.0	5.8	23.0	5.8	23.0	5.8	23.0	5.8	23.0	5.8
Dolorespata	11.5	19.7	7.2	20.1	7.3	20.4	7.4	21.1	7.7	22.0	8.0	23.0	8.4	23.7	8.6	24.2	8.8	25.5	9.2	26.5	9.6	27.7	10.0
Quencoro	10.5	3.7	0.9	6.4	1.6	6.5	1.6	6.8	1.7	7.1	1.8	7.2	1.8	7.3	1.8	7.5	1.9	7.7	1.9	7.9	2.0	8.1	2.0
Quencoro	33.0	1.3	0.3	1.4	0.3	1.4	0.3	1.6	0.4	1.6	0.4	1.8	0.4	1.8	0.5	1.9	0.5	2.0	0.5	2.1	0.5	2.3	0.6
Combapata	24.0	3.5	1.0	3.6	1.1	3.7	1.1	4.3	1.2	4.6	1.3	4.8	1.4	5.0	1.5	5.2	1.5	5.6	1.6	6.0	1.7	6.3	1.8
Sicuani	10.0	2.9	0.7	2.9	0.7	3.0	0.8	3.2	0.8	3.3	0.8	3.5	0.9	3.6	0.9	3.7	0.9	4.0	1.0	4.2	1.1	4.4	1.1
Tintaya	10.5	14.5	3.6	14.6	3.7	18.6	4.7	21.7	5.4	21.9	5.5	22.0	5.5	22.1	5.5	22.2	5.6	22.4	5.6	22.6	5.7	22.8	5.7
Ayaviri	10.0	0.9	0.3	0.9	0.3	1.0	0.3	1.0	0.3	1.0	0.4	1.1	0.4	1.1	0.4	1.2	0.4	1.3	0.5	1.3	0.5	1.4	0.5
Ayaviri	22.9	0.4	0.2	0.4	0.2	0.4	0.2	0.4	0.2	0.5	0.2	0.5	0.2	0.5	0.2	0.5	0.2	0.6	0.2	0.6	0.2	0.7	0.2
Azángaro	22.9	1.2	0.4	1.3	0.5	1.4	0.5	1.5	0.6	1.7	0.6	1.8	0.7	1.9	0.7	2.0	0.7	2.1	0.8	2.2	0.8	2.2	0.8
Ananea	22.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.4	3.8	18.7	6.8	19.4	7.1	20.2	7.3	21.0	7.6	21.8	7.9	22.6	8.2
San Rafael	22.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.0	2.9	8.0	2.9	8.0	2.9	8.0	2.9	10.0	3.6	10.0	3.6	10.0	3.6
Puno	10.0	7.5	2.7	10.2	3.7	10.4	3.8	10.6	3.9	11.1	4.0	11.8	4.3	12.7	4.6	13.4	4.9	13.9	5.0	13.9	5.1	14.0	5.1
Jullaca	10.0	11.3	4.1	11.6	4.2	11.8	4.3	12.3	4.4	12.8	4.6	13.7	5.0	14.3	5.2	14.6	5.3	15.7	5.7	16.7	6.0	17.5	6.4
Santa Luda	22.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.8	2.2	0.8
Manto	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.7	3.0	1.1
Abancay	13.2	2.4	0.9	2.4	0.9	2.4	0.9	2.6	0.9	2.8	1.0	2.9	1.1	3.1	1.1	3.1	1.1	3.3	1.2	3.5	1.3	3.7	1.3
Abancay	60.0	1.5	0.5	1.5	0.5	1.6	0.6	1.7	0.6	1.8	0.7	2.0	0.7	2.9	1.0	3.0	1.1	3.2	1.2	3.5	1.3	3.7	1.4
TOTAL SISE		82.0	28.6	107.2	32.8	112.7	34.4	119.3	38.3	141.4	44.2	155.3	49.0	160.5	50.8	163.8	51.9	172.0	54.7	181.2	57.9	167.2	60.0
TOTAL SIS		362.5	132.1	393.9	143.4	403.6	146.6	415.9	150.6	446.4	161.6	468.7	169.9	483.1	175.2	493.5	179.0	508.5	184.4	522.6	189.4	548.8	198.4

**SISTEMA INTERCONECTADO SUR
DISTRIBUCION DE CARGA ACTIVA Y REACTIVA
DEMANDA MINIMA**

BARRA	NIVEL TENSION	1997		1998		1999		2000		2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007	
		MW	MVAR																				
Chilina	33.0	28.6	10.4	30.9	11.2	31.9	11.6	33.1	12.0	34.1	12.4	35.5	12.9	37.4	13.6	38.8	14.1	39.8	14.4	40.3	14.8	41.8	15.2
Pque. Industrial	33.0	21.4	8.4	21.7	8.6	21.8	8.6	22.8	9.0	24.0	9.5	25.6	10.1	28.0	11.1	29.0	11.5	30.1	11.9	30.8	12.1	31.2	12.3
Jesús	33.0	6.4	1.6	6.8	1.7	7.1	1.8	7.4	1.8	7.7	1.9	8.0	2.0	8.3	2.1	8.7	2.2	9.0	2.3	9.4	2.4	9.7	2.4
Yura	33.0	10.4	4.4	11.0	4.7	11.0	4.7	11.0	4.7	13.2	5.6	14.6	8.2	15.2	6.5	15.8	8.7	18.7	7.1	18.7	7.1	16.7	7.1
Paucarpatá	33.0	5.3	1.3	5.6	1.4	5.9	1.5	6.2	1.6	6.6	1.7	7.0	1.8	7.4	1.9	7.9	2.0	8.3	2.1	8.9	2.2	9.4	2.4
P.I. Río Seco	10.0	4.5	0.9	4.7	1.0	5.0	1.0	5.3	1.1	5.6	1.1	5.9	1.2	6.3	1.3	6.6	1.3	7.0	1.4	7.4	1.5	7.9	1.6
Cerro Verde	10.0	10.8	3.5	10.8	3.5	10.8	3.5	10.8	3.5	10.8	3.5	10.8	3.5	10.8	3.5	10.8	3.5	10.8	3.5	10.8	3.5	10.8	3.5
Cerro Verde	4.2	0.7	0.2	0.7	0.2	0.7	0.2	0.7	0.2	0.7	0.2	0.7	0.2	0.7	0.2	0.7	0.2	0.7	0.2	0.7	0.2	0.7	0.2
San José	33.0	0.0	0.0	1.5	0.7	1.5	0.7	1.5	0.7	1.5	0.7	1.5	0.7	1.5	0.7	1.5	0.7	1.5	0.7	1.5	0.7	1.5	0.7
Mollendo	33.0	0.0	0.0	3.9	1.9	4.0	1.9	4.1	2.0	4.3	2.1	4.4	2.1	4.6	2.2	4.7	2.3	4.8	2.3	5.0	2.4	5.1	2.5
Ciudad Ilo	10.5	2.3	1.1	2.4	1.2	2.5	1.2	2.6	1.3	2.7	1.3	2.8	1.3	2.9	1.4	3.0	1.4	3.1	1.5	3.2	1.5	3.3	1.6
Refinería Ilo	10.0	5.1	2.5	5.1	2.5	5.1	2.5	5.1	2.5	5.1	2.5	5.1	2.5	5.1	2.5	5.1	2.5	5.1	2.5	5.1	2.5	5.1	2.5
C. T. Ilo	13.8	28.8	13.5	29.0	13.6	29.1	13.7	29.3	13.8	29.4	13.8	29.6	13.9	29.7	14.0	29.9	14.1	30.0	14.1	30.2	14.2	30.4	14.3
Moquegua	10.0	1.5	0.6	1.5	0.6	1.6	0.6	1.6	0.6	1.6	0.7	1.7	0.7	1.8	0.7	1.8	0.7	1.8	0.7	1.9	0.7	1.9	0.8
Tala	138.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.7	4.5
Toquepala	13.8	45.1	17.8	45.1	17.8	45.1	17.8	45.1	17.8	45.1	17.8	45.1	17.8	45.1	17.8	45.1	17.8	45.1	17.8	45.1	17.8	45.1	17.8
Toquepala	11.0	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3	5.0	1.3
Botiflaca	6.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9	18.0	5.9
Botiflaca	13.8	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6	17.0	5.6
Botiflaca	69.0	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3	11.0	4.3
Aricota 1	66.0	0.5	0.3	0.5	0.3	0.6	0.3	0.6	0.3	0.6	0.3	0.6	0.3	0.6	0.4	0.7	0.4	0.7	0.4	0.8	0.4	0.8	0.5
Tomasiri	10.5	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1
Locumba	10.5	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1
Tacna	10.5	5.2	2.5	5.2	2.5	5.2	2.5	5.2	2.5	5.3	2.6	5.3	2.6	5.3	2.6	5.4	2.6	5.4	2.6	5.4	2.6	5.4	2.6
La Yamada	10.5	2.9	1.2	2.9	1.3	3.0	1.3	3.0	1.3	3.0	1.3	3.0	1.3	3.0	1.3	3.0	1.3	3.0	1.3	3.0	1.3	3.0	1.3
Pque. Industrial	10.5	3.2	1.4	3.2	1.4	3.2	1.4	3.2	1.4	3.3	1.4	3.3	1.4	3.3	1.4	3.3	1.4	3.4	1.4	3.4	1.4	3.4	1.4
Calana	10.5	0.8	0.4	1.2	0.6	1.7	0.8	2.2	1.0	2.7	1.3	3.2	1.5	3.6	1.7	4.1	2.0	4.6	2.2	5.0	2.4	5.6	2.7
TOTAL SISO		234.8	89.5	245.1	93.9	248.1	95.0	252.3	96.5	258.8	99.0	265.0	101.4	272.0	104.1	277.3	106.0	282.2	107.9	285.7	109.1	304.0	115.2
Quillabamba	10.0	0.7	0.3	0.7	0.3	0.8	0.3	0.8	0.3	0.8	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	1.0	0.4	1.1	0.4	1.1	0.4	1.2	0.4
Quillabamba	22.9	0.3	0.1	0.3	0.1	0.3	0.1	0.4	0.1	0.4	0.1	0.4	0.1	0.4	0.1	0.4	0.1	0.4	0.2	0.4	0.2	0.5	0.2
Santa María	22.9	0.7	0.2	0.7	0.3	0.7	0.3	0.7	0.3	0.8	0.3	0.8	0.3	0.8	0.3	0.8	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3
Machupicchu	22.9	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3	0.1	0.3	0.1	0.4	0.1	0.4	0.1	0.4	0.1	0.4	0.1	0.4	0.2	0.4	0.2	0.5	0.2
Cachimayo ELP	10.5	0.7	0.2	0.8	0.2	0.8	0.2	0.8	0.2	0.9	0.2	0.9	0.2	1.0	0.2	1.0	0.3	1.1	0.3	1.2	0.3	1.2	0.3
Cachimayo ELP	33.0	1.3	0.3	1.3	0.3	1.3	0.3	1.4	0.3	1.4	0.4	2.1	0.5	2.2	0.5	2.2	0.6	2.3	0.6	2.5	0.6	2.6	0.6
Cachimayo INCASA	6.9	11.6	2.9	18.4	4.6	18.4	4.6	18.4	4.6	18.4	4.6	18.4	4.6	18.4	4.6	18.4	4.6	18.4	4.6	18.4	4.6	18.4	4.6
Dolorespata	11.5	12.7	4.6	12.9	4.7	13.1	4.8	13.6	4.9	14.1	5.1	14.8	5.4	15.3	5.5	15.6	5.7	16.4	5.9	17.1	6.2	17.8	6.5
Quencoro	10.5	2.6	0.6	4.5	1.1	4.5	1.1	4.7	1.2	4.9	1.2	5.0	1.3	5.1	1.3	5.2	1.3	5.3	1.3	5.4	1.4	5.6	1.4
Quencoro	33.0	0.7	0.2	0.7	0.2	0.7	0.2	0.8	0.2	0.9	0.2	0.9	0.2	1.0	0.2	1.0	0.3	1.1	0.3	1.2	0.3	1.2	0.3
Combapata	24.0	1.8	0.5	1.8	0.5	1.9	0.5	2.1	0.6	2.3	0.7	2.4	0.7	2.5	0.7	2.6	0.8	2.8	0.8	3.0	0.9	3.2	0.9
Sicuani	10.0	1.4	0.4	1.5	0.4	1.5	0.4	1.8	0.4	1.6	0.4	1.8	0.4	1.8	0.5	1.9	0.5	2.0	0.5	2.1	0.5	2.2	0.6
Tintaya	10.5	11.6	2.9	11.7	2.9	14.9	3.7	17.4	4.4	17.5	4.4	17.6	4.4	17.7	4.4	17.8	4.5	17.9	4.5	18.1	4.5	18.2	4.6
Ayaviri	10.0	0.5	0.2	0.5	0.2	0.6	0.2	0.6	0.2	0.6	0.2	0.6	0.2	0.7	0.2	0.7	0.3	0.7	0.3	0.8	0.3	0.8	0.3
Ayaviri	22.9	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.3	0.1	0.3	0.1	0.3	0.1	0.3	0.1	0.4	0.1	0.4	0.1	0.4	0.1
Azángaro	22.9	0.6	0.2	0.6	0.2	0.7	0.3	0.8	0.3	0.8	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	1.0	0.4	1.1	0.4	1.1	0.4	1.1	0.4
Ananea	22.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.2	3.3	16.6	6.0	17.3	6.3	17.9	6.5	18.6	6.8	19.4	7.0	20.1	7.3
San Rafael	22.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.4	2.3	6.4	2.3	6.4	2.3	6.4	2.3	8.0	2.9	8.0	2.9	8.0	2.9
Puno	10.0	3.7	1.4	5.1	1.9	5.2	1.9	5.3	1.9	5.6	2.0	5.9	2.1	6.3	2.3	6.7	2.4	6.9	2.5	7.0	2.5	7.0	2.5
Juliaca	10.0	5.7	2.1	5.8	2.1	5.9	2.1	6.1	2.2	6.4	2.3	6.8	2.5	7.1	2.6	7.3	2.7	7.8	2.8	8.3	3.0	8.8	3.2
Santa Lucía	22.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9	0.7	1.9	0.7
Manto	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.4	1.5	0.5
Abancay	13.2	1.4	0.5	1.4	0.5	1.4	0.5	1.5	0.5	1.6	0.6	1.7	0.6	1.8	0.6	1.8	0.7	1.9	0.7	2.0	0.7	2.1	0.8
Abancay	60.0	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	1.0	0.4	1.1	0.4	1.2	0.4	1.7	0.6	1.8	0.6	1.9	0.7	2.0	0.7	2.2	0.8
TOTAL SISE		59.2	18.0	70.0	20.9	74.0	22.0	78.5	23.3	86.3	29.7	106.8	33.4	110.0	34.4	112.1	35.2	117.5	37.0	123.8	39.2	127.3	40.4
TOTAL SIS		294.1	107.5	315.1	114.8	322.2	117.0	330.8	119.8	354.8	128.8	371.8	134.8	382.0	138.5	389.4	141.2	399.7	144.9	409.3	148.3	431.2	155.7

**SISTEMA INTERCONECTADO SUR
PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO DE GENERACION (MW)**

AÑO	PROYECTOS	POTENCIA	
		INSTALADA	EFFECTIVA
1996	C.T. Calana	18.0	18.0
1997	Af. Río Vilcanota : Emb. Sibiracocha (1)	0.0	18.0
	C.H. Charcani 5 : Presa Puente Cíncel (2)	0.0	75.0
	L.T. Tintaya – Socabaya		
1998	Sistema Charcani : Af. Hídrico Río Chili (3)	0.0	15.4
1999	T.G. 50 MW – Chilina	50.0	50.0
2001	C.H. San Gabán II	105.0	105.0
2003	C.H. Vilavilani	37.5	37.5
2005	T.G. 50 MW – Cusco	50.0	50.0
2006	C.H. Quishuarani	81.3	81.3

(1) Incremento de la potencia garantizada en estiaje en la C.H. Machupicchu

(2) Incremento de capacidad de punta en C.H. Charcani 5

(3) Incremento en base del sistema de generación Charcani

**SISTEMA INTERCONECTADO SUR
PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO DE TRANSMISION**

AÑO	PROYECTOS	TENSION KV	LONG. Km
1995	Socabaya – Paucarpata	33.0	6.5
	Tacna – P. Industrial	66.0	7.2
1996	Charcani 5 – Río Seco	138.0	25.0
	Calana – P. Industrial	66.0	7.8
	Cusco – Abancay	138.0	96.20
1997	Tintaya – Socabaya	138.0	202.0
	Abancay – Challhuanca	60.0	
1998	C. Verde – Mollendo	138.0	85.0
2001	S. Gabán – Azángaro	138.0	160.0
	Azángaro – Ananea	60.0	87.0
2003	Vilavilani – Calana	138.0	28.7
2006	Quishuarani – Tintaya	138.0	74.0
	Quishuarani – Quencoro	138.0	103.0
	Juliaca – Manto	138.0	45.0
	Manto – Puno	60.0	5.0
	Juliaca – Sta. Lucía	60.0	60.0

SISTEMA INTERCONECTADO SUR
PARAMETROS DE LINEAS DE TRANSMISION POR TERNA

LINEA DE - A	LONG. KM	TENSION KV	POTENCIA MVA	No. Circ	SECUENCIA POSITIVA			SECUENCIA CERO	
					R	X	B(1E-9)	R	X
					(Ohm/Km)	(Ohm/Km)	(nF/Km)	(Ohm/Km)	(Ohm/Km)
Charcani 4 - Charcani 1, 2, 3	6.22	33	15	1	0.2992	0.3969	12.09720	0.4488	1.2701
Chilina - Charcani 1, 2, 3	6.98	33	15	1	0.2992	0.3969	12.09720	0.4488	1.2701
Chilina - Charcani 4	13.20	33	15	2	0.2992	0.3969	12.09720	0.4488	1.2701
Chilina - Charcani 6	11.09	33	15	2	0.2992	0.3969	12.09720	0.4488	1.2701
Chilina - Parque Industrial	7.43	33	15	2	0.3000	0.4122	12.09720	0.4500	1.3139
Chilina - Yura	22.00	33	15	2	0.3000	0.4122	12.09720	0.4500	1.3139
Chilina - Jesús	9.43	33	15	2	0.3426	0.5000	10.08100	0.4500	1.3139
Jesús - Socabaya	8.99	33	15	2	0.2992	0.3969	12.09720	0.4488	1.2701
Socabaya - Parque Industrial	8.20	33	15	2	0.2992	0.3969	12.09720	0.4488	1.2701
Socabaya - Paucarpata	6.50	33	15	2	0.3000	0.4122	12.09720	0.4500	1.3139
Chilina - Río Seco	23.00	33	15	2	0.3000	0.4122	12.09720	0.4500	1.3139
Río Seco - Yura	10.00	33	15	2	0.3000	0.4122	12.09720	0.4500	1.3139
Charcani 5 - Socabaya	27.50	138	150	2	0.1570	0.5278	9.00000	0.4710	1.5834
Socabaya - Cerro Verde	10.80	138	150	2	0.1570	0.5278	9.00000	0.4710	1.5834
Charcani 5 - Río Seco	25.00	138	150	1	0.1570	0.5278	9.00000	0.4710	1.5834
Socabaya - Toquepala	145.70	138	60	1	0.0725	0.4834	9.00000	0.2175	1.4502
Cerro Verde - San José	32.00	138	60	1	0.1586	0.5000	8.59000	0.4758	15.0000
San José - Mollendo	53.00	138	60	1	0.1586	0.5000	8.59000	0.4758	15.0000
Toquep ELP - Toquep SPCC	1.00	138	60	1	0.1197	0.5057	9.50740	0.3591	1.5171
Toquepala SPCC - Botiflaca	33.80	138	60	1	0.1197	0.5057	9.50740	0.3591	1.5171
Botiflaca - C.T. Ilo	85.10	138	75	1	0.1197	0.5057	9.50740	0.3591	1.5171
Toquepala SPCC - C. Ilo	94.30	138	60	1	0.1197	0.5057	9.50740	0.3591	1.5171
C. Ilo - C.T. Ilo	15.00	138	60	1	0.1197	0.5057	9.50740	0.3591	1.5171
C.T. Ilo - Refinería Ilo	11.00	138	60	1	0.1197	0.5057	9.50740	0.3591	1.5171
Toquepala ELP - Aricota 2	35.00	138	75	1	0.1197	0.5057	9.50740	0.3591	1.5171
Botiflaca - Hidro 2	3.20	69	20	1	0.2516	0.4596	9.65620	0.6290	1.5167
Hidro 1 - Hidro 2	17.70	69	20	1	0.2516	0.4596	9.65620	0.6290	1.5167
Hidro 1 - Suches	28.90	69	20	1	0.2516	0.4596	9.65620	0.6290	1.5167
Aricota 1 - Aricota 2	5.80	66	25	1	0.2516	0.4596	9.65620	0.4026	1.6086
Aricota 2 - Tomasiri	58.30	66	25	1	0.2516	0.4596	9.65620	0.4026	1.6086
Tomasiri - Locumba	36.00	66	25	1	0.2516	0.4596	9.65620	0.4026	1.6086
Tomasiri - Tacna	35.00	66	25	1	0.2516	0.4596	9.65620	0.4026	1.6086

SISTEMA INTERCONECTADO SUR
PARAMETROS DE LINEAS DE TRANSMISION POR TERNA

LINEA DE - A	LONG. KM	TENSION KV	POTENCIA MVA	No. Circ	SECUENCIA POSITIVA			SECUENCIA CERO	
					R	X	B(1E-9)	R	X
					(Ohm/Km)	(Ohm/Km)	(nF/Km)	(Ohm/Km)	(Ohm/Km)
Tacna - La Yarada	27.30	66	15	1	0.2516	0.4596	9.65620	0.4026	1.6086
Calana - Parque Industrial	7.80	66	25	1	0.2516	0.4596	9.65620	0.4026	1.6086
Tacna - Parque Industrial	7.20	66	25	1	0.2516	0.4596	9.65620	0.4026	1.6086
Calana - Tacna	15.00	66	25	1	0.2516	0.4596	9.65620	0.4026	1.6086
Vilavilani - Calana	28.70	138	75	1	0.1586	0.5000	8.59000	0.3971	1.5000
Aricota 2 - Calana	102.00	138	60	1	0.1586	0.5000	8.59000	0.3971	1.5000
Machupicchu - Cachimayo ELP	74.70	138	75	1	0.1586	0.5000	8.59090	0.3971	1.5000
Cachimayo ELP - Quencoro	23.40	138	75	1	0.1586	0.5000	8.59090	0.3971	1.5000
Machupicchu - Cachimayo INC	76.83	138	60	1	0.1724	0.5000	8.94640	0.4289	1.4978
Cachimayo INC - Dolores Pata	13.50	138	60	1	0.1724	0.5000	8.94640	0.4289	1.4978
Dolores Pata - Quencoro	8.34	138	60	1	0.1586	0.5000	8.59090	0.3971	1.5000
Quencoro - Combapata	87.52	138	75	1	0.1586	0.5000	8.59090	0.3971	1.5000
Combapata - Tintaya	101.09	138	75	1	0.1586	0.5000	8.59090	0.3971	1.5000
Machupicchu - Santa María	27.00	60	20	1	0.4245	0.5156	8.72890	0.6792	1.8046
Santa María - Quillabamba	12.30	60	20	1	0.4245	0.5156	8.72890	0.6792	1.8046
Combapata - Sicuani	28.70	66	20	1	0.5219	0.5363	8.79340	0.8872	1.5705
Tintaya - Ayaviri	82.50	138	75	1	0.1361	0.5072	9.50740	0.4135	1.5315
Ayaviri - Azángaro	42.40	138	75	1	0.1361	0.5072	9.50740	0.4135	1.5315
Azángaro - Juliaca	78.20	138	75	1	0.1361	0.5072	9.50740	0.4135	1.5315
Puno - Juliaca	34.50	60	20	1	0.2516	0.4596	9.65620	0.4026	1.6086
Cachimayo INC - Abancay	96.20	138	40	1	0.1197	0.5057	9.50000	0.3591	1.5171
Azángaro - San Rafael	105.50	138	75	1	0.1361	0.5072	9.50740	0.4135	1.5315
Juliaca - Manto	45.00	138	75	1	0.1361	0.5072	9.50740	0.4135	1.5315
Puno - Manto	5.00	60	20	1	0.2516	0.4596	9.65620	0.4026	1.6086
Juliaca - Santa Lucía	60.00	60	20	1	0.2516	0.4596	9.65620	0.4026	1.6086
Azángaro - Ananea	87.00	60	20	1	0.2516	0.4596	9.65620	0.4026	1.6086
San Gabán - San Rafael	54.50	138	75	1	0.1361	0.5072	9.50740	0.4135	1.5315
San Gabán - Azángaro	160.00	138	75	1	0.1361	0.5072	9.50740	0.4135	1.5315
Tintaya - Socabaya	202.00	138	75	1	0.0725	0.4834	9.00000	0.2175	1.4502
Quishuarani - Tintaya	74.00	138	75	1	0.1361	0.5072	9.50740	0.4135	1.5315
Quishuarani - Quencoro	103.00	138	75	1	0.1361	0.5072	9.50740	0.4135	1.5315

SISTEMA INTERCONECTADO SUR
PARAMETROS DE TRANSFORMADORES

NOMBRE DE LA SUBESTACION	No. de UNID.	TIPO CONEXION	TENSION NOMINAL (KV)	POTENCIA NOM. (MVA)	TENSION DE C.C. (%)	REACTANCIA (%)		TAPS (p.u)				
						X1	X0	TIPO	RANGO(%)	DEV.	a	P. ACTUAL
Chilina 1-TV	1	YD	32,6 / 5,25	10.00	8.10	81.00	-	FIJO	±2 x 2.5	P	0.9879	1.0250
Chilina 2-TV	1	YD	33,48 / 10,5	10.00	8.00	80.00	-	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0145	1.0000
Chilina 3-TV	1	YnD	33,48 / 10,5	12.50	8.80	40.40	59.84	FIJO	±2 x 2.0	P	1.0145	1.0000
Chilina 4-TG	1	YnD	33 / 13,8	28.00	11.88	42.43	36.06	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
Convertidor - 50 Hz	1	YD	32,82 / 5,25	11.50	5.10	44.35	-	FIJO	±2 x 2.5	P	0.9945	1.0000
Convertidor - 60 Hz	1	YD	32,85 / 5,25	11.50	6.10	53.04	-	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
Chilina 5- GD	2	YnD	33 / 10,5	8.00	8.10	135.00	114.75	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0242	1.0000
Charcani 1 - 2	1	YD	33,8 / 5,25	3.60	7.00	194.44	-	FIJO	±2 x 2.0	P	1.0788	1.0000
Charcani 3	1	YD	33,8 / 5,25	6.00	8.30	105.00	-	FIJO	±2 x 2.0	P	1.0788	0.9600
Charcani 4	2	YD	33,6 / 5,25	6.00	6.20	103.33	-	FIJO	±2 x 2.0	P	1.0788	0.9600
Charcani 4	1	YD	33,6 / 5,25	6.00	6.30	105.00	-	FIJO	±2 x 2.0	P	1.0290	0.9600
Charcani 5	3	YnD	142 / 13,8	57.00	13.22	23.19	19.71	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0788	1.0000
Charcani 6	1	YnD	35,6 / 5,25	11.20	6.00	53.57	45.54	FIJO	±2 x 2.0	P	0.9296	1.0000
Socabaya	2	YnD	138 / 35,5	60.00	10.86	20.95	17.80	RBC	± 8 x 1.25	P	1.0000	1.0000
Cerro Verde	1	DYn	10 / 4,16	4.00	5.60	140.00	119.00	FIJO	±2 x 2.0	P	1.0000	1.0000
Cerro Verde	1	DYn	10 / 4,16	4.00	5.40	135.00	114.75	FIJO	±2 x 2.0	P	1.0000	1.0000
Cerro Verde	1	YnD	138 / 10	21.60	9.00	41.67	35.42	RBC	± 8 x 1.25	P	1.0000	1.0000
Toquepala - Mina	2	YnD	13,8 / 11,0	8.00	6.10	76.25	64.81	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
Toquepala	2	YnD	138 / 13,8	33.30	10.60	31.83	27.06	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	0.9750
Botiflaca - Mina	1	DYn	138 / 69	15.00	8.50	56.67	48.17	FIJO	+1 x 2.5 -4 x 2.5	P	1.0000	1.0000
Botiflaca - Mina	1	DYn	138 / 69	15.00	9.54	63.60	54.06	FIJO	1 x 2.5 -3 x 2.5	P	1.0000	1.0000
Hidro 1	1	YnD	69 / 4,16	5.00	6.35	127.00	107.95	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
Hidro 2	1	YnD	69 / 4,18	5.00	6.35	127.00	107.95	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
Suches	1	YnD	69 / 13,8	5.00	6.35	127.00	107.95	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
Moquegua	2	YD	13,8 / 10	2.00	9.00	450.00	-	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	0.9500
Ciudad Ilo	1	YnD	138 / 10,5	8.00	8.84	147.33	125.23	FIJO	+ 1 x 4.5 - 2 x 4.5	P	1.0000	1.0000
Ciudad Ilo	1	YnD	138 / 10,5	6.00	8.86	147.67	125.52	FIJO	+ 1 x 4.5 - 2 x 4.5	P	1.0000	0.9550
C.T. Ilo	2	YnD	138 / 13,8	33.30	10.00	30.03	25.53	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
C.T. Ilo	2	YnD	138 / 13,8	70.00	12.00	17.14	14.57	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
Refinería Ilo	1	YD	138 / 10	15.00	7.14	47.60	-	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
Aricota 1	1	YnD	66 / 10,5	28.20	7.53	26.70	22.70	FIJO	±1 x 4.5	P	1.0000	1.0000
Tomasiri	1	YD	66 / 10,5	3.00	7.39	246.33	-	FIJO	-3 x 4.5	P	1.0000	0.9550

**SISTEMA INTERCONECTADO SUR
PARAMETROS DE TRANSFORMADORES**

NOMBRE DE LA SUBESTACION	No. de UNID.	TIPO CONEXION	TENSION NOMINAL (KV)	POTENCIA NOM. (MVA)	TENSION DE C.C. (%)	REACTANCIA (%)		TAPS (p.u)				
						X1	X0	TIPO	RANGO(%)	DEV.	a	P. ACTUAL
Locumba	1	YD	66 / 10,5	3.00	7.39	246.33	-	FIJO	-3 x 4.5	P	1.0000	0.9550
Tacna	1	YnD	61,9 / 10,5	6.00	9.46	157.67	134.02	RBC	±9 x 0.81	P	0.9379	1.0000
Tacna	1	YnD	66 / 10,5	8.00	7.52	125.33	106.53	FIJO	-3 x 4.54	P	1.0000	0.9100
Tacna	1	YnD	66 / 10,5	3.75	9.90	264.00	224.40	FIJO	-3 x 4.54	P	1.0000	1.0000
La Yarada	1	YnD	66 / 10,5	3.00	7.39	246.33	209.38	FIJO	-2 x 4.54	P	1.0000	0.9100
La Yarada	1	YnD	66 / 10,5	4.00	7.42	185.50	157.68	FIJO	-3 x 4.54	P	1.0000	0.8650
Calana	3	YnD	66 / 10,5	7.00	7.52	107.43	91.31	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
Parque Industrial	1	YnD	66 / 10,0	6.00	7.52	125.33	106.53	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
Vilavilani	2	YnD	138 / 10,0	25.00	8.50	34.00	28.90	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
Calana	2	YnD	138 / 66	25.00	9.50	38.00	32.30	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
Machupicchu	1	YnD	138 / 11,5	24.75	10.30	41.62	35.37	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0250
Machupicchu	1	YnD	138 / 11,5	27.75	10.10	40.81	34.69	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0250
Machupicchu	3	YnD	138 / 10,5	27.90	11.00	39.43	33.51	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0250
Cachimayo INC	2	YnD	138 / 6,9	20.00	12.15	60.75	51.64	FIJO	±1 x 5.0	P	1.0000	1.0000
Dolores Pata	1	YnD	138 / 11,5	12.20	9.70	79.51	67.58	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
Dolores Pata	1	YnD	138 / 11,5	12.20	9.69	79.43	67.51	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
Dolores Pata	1	YnD	138 / 11,5	12.20	9.72	79.67	67.72	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
Dolores - Alca1	1	YnY	10,5 / 4,16	3.00	5.30	176.67	883.33	FIJO	±2 x 2.5	P	0.9130	1.0500
Dolores - Alca2	1	YnY	10,5 / 4,16	3.00	5.20	173.33	866.67	FIJO	±2 x 2.5	P	0.9130	1.0500
Dolores - GM 1	1	YnY	10,5 / 4,16	3.00	5.80	193.33	966.67	FIJO	±2 x 2.5	P	0.9130	1.0500
Dolores - GM 2	1	YnY	10,5 / 4,16	3.00	5.80	193.33	966.67	FIJO	±2 x 2.5	P	0.9130	1.0500
Dolores - GM 3	1	YnY	10,5 / 4,16	3.00	5.70	190.00	950.00	FIJO	±2 x 2.5	P	0.9130	1.0500
Tintaya	1	YnD	132 / 10,5	20.00	11.00	55.00	46.75	RBC	±8 x 1.25	P	0.9565	1.0000
Tintaya	1	YnD	138 / 10,0	25.00	10.74	42.96	36.52	FIJO	±2 x 2.5	P	0.9565	1.0000
Puno	2	YnD	60 / 10	5.50	7.38	134.18	114.05	RBC	+ 4 x 1.25 - 12 x 1.25	P	1.0000	1.0000
Julleca	1	YnD	60 / 10	12.00	8.60	71.67	60.92	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
Santa María	1	YnD	60 / 22,9	4.00	7.50	187.50	159.38	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
Sicuaní	1	YnD	66 / 10	7.00	9.50	135.71	115.36	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
San Gabán	2	YnD	138 / 13,8	61.76	12.50	25.00	21.25	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
San Rafael	1	YnD	138 / 22,9	10.00	9.50	95.00	80.75	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
Santa Lucía	1	YnD	60 / 22,9	7.00	8.50	121.43	103.21	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
Ananea	1	YnD	60 / 22,9	7.00	8.50	121.43	103.21	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
Quishuarani	2	YnD	138 / 13,8	50.00	12.50	25.00	21.25	FIJO	±2 x 2.5	P	1.0000	1.0000

**SISTEMA INTERCONECTADO SUR
PARAMETROS DE TRANSFORMADORES**

NOMBRE DE LA SUBESTACION	No. de UNID.	TIPO CONEXION	TENSION NOM. (KV)	POTENCIA NOM. (MVA)	TENSION DE C.C. (%)	REACTANCIA (%)		TAPS (p.u)				
						X1	X0	TIPO	RANGO(%)	DEV.	a	P. ACTUAL
Botiflaca	2	DYNyn	138.0	58.0	16.11	36.5150	28.9660	FIJO	± 2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
			13.8	33.0	11.78	12.3030	12.5300					
			6.9	33.0	3.79	-0.8180	-2.1930					
Aricota 2	1	YnYnD	138.0	30.0	3.92	-3.8920	-5.7500	FIJO	± 1 x 4.5	S	1.0000	1.0000
			66.0	30.0	3.81	16.9590	16.8570					
			10.5	14.1	8.55	29.4950	24.9520					
San José	1	YnYnD	138.0	7.0	9.00	138.2140	105.2680	RBC	± 8 x 1.25	P	1.0000	1.0000
			33.0	7.0	14.85	-9.6430	4.0180					
			10.0	3.0	4.50	73.9290	53.8390					
Mollendo	1	YnYnD	138.0	10.0	9.00	138.2140	105.2680	RBC	± 8 x 1.25	P	1.0000	1.0000
			33.0	3.0	14.85	-9.6430	4.0180					
			10.0	7.0	4.50	73.9290	53.8390					
Cachimayo ELP	1	YnYnD	138.0	6.0	13.00	255.0000	173.8080	FIJO	± 2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
			34.5	3.0	18.62	-8.3330	10.3580					
			10.5	3.0	4.62	85.3330	58.9420					
Quencoro	1	YnYnD	132.0	10.0	15.33	104.0500	82.2380	RBC	± 8 x 1.25	P	0.9565	1.0000
			34.5	3.0	10.10	49.2500	48.0680					
			10.5	7.0	4.62	-3.0500	-6.4880					
Combapata	1	YnYnD	136.0	15.0	8.00	80.0000	45.6670	FIJO	± 3 x 2.5	P	0.9855	1.0000
			66.0	7.0	14.00	-6.6670	-0.3330					
			24.0	8.0	4.00	33.3330	24.3330					
Machupicchu	1	YnYnD	60.0	10.0	6.10	84.8000	65.5250	FIJO	± 2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
			22.9	3.5	12.36	-23.8000	-13.6750					
			11.5	10.0	1.50	38.8000	27.1750					
Quillabamba	1	YnYnD	60.0	7.0	6.10	121.1430	93.6070	FIJO	± 2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
			22.9	2.5	12.36	-34.0000	-19.5360					
			10.0	7.0	1.50	55.4290	38.8210					
Ayaviri	1	YnYnD	138.0	5.0	13.00	270.0000	208.5700	FIJO	± 2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
			22.9	5.0	18.62	-10.0000	12.4300					
			10.0	3.0	4.62	102.4000	70.7300					
Juliaca	1	YnYnD	138.0	32.0	13.10	26.5940	21.6030	RBC	± 8 x 1.25	P	1.0000	1.0000
			60.0	32.0	5.58	14.3340	13.1940					
			10.0	8.0	1.66	-9.3890	-8.5850					
Azángaro	1	YnYnD	138.0	9.0	15.33	115.6110	91.9750	RBC	± 8 x 1.25	P	1.0000	1.0000
			60.0	9.0	10.10	54.7220	53.4080					
			22.9	4.0	4.62	-3.3890	-7.2080					
Abancay	1	YnYnD	138.0	25.0	10.83	59.0420	45.4130	RBC	± 8 x 1.25	P	1.0000	1.0000
			60.0	15.0	8.75	31.2080	31.3000					
			13.2	12.0	5.41	13.8750	9.2750					
Manto	1	YnYnD	138.0	17.5	12.83	78.8290	60.0360	FIJO	± 2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
			60.0	10.0	21.18	-5.5140	2.2810					
			10.0	8.0	6.42	42.2000	30.7360					
Río Seco	1	YnYnD	138.0	40.0	9.00	24.1880	18.4220	FIJO	± 2 x 2.5	P	1.0000	1.0000
			33.0	24.0	14.85	-1.6880	0.7030					
			10.0	16.0	4.50	12.9380	9.4220					

**SISTEMA INTERCONECTADO SUR
PARAMETROS DE MAQUINAS SINCRONAS**

CENTRAL	TIPO (1)	POTENCIA (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	H MW-S/MVA	X _d (p.u.)	X' _d (p.u.)	X'' _d (p.u.)	X _q (p.u.)	T' _{do} (seg)	T'' _{do} (seg)	T'' _{qo} (seg)
Charcani 12	H	2.83	0.80	5.00	1.00	0.30	0.20	0.70	5.00	0.07	0.07
Charcani 3	H	5.70	0.80	5.00	1.00	0.30	0.20	0.70	5.00	0.07	0.07
Charcani 4	H	18.00	0.80	5.00	0.91	0.41	0.33	0.58	4.20	0.07	0.07
Charcani 6	H	10.80	0.80	2.40	0.91	0.32	0.22	0.58	4.20	0.07	0.07
T. Gas	TG	16.00	0.80	5.00	1.00	0.30	0.20	0.98	5.00	0.07	0.07
Charcani 5	H	171.00	0.85	2.42	1.33	0.29	0.20	0.80	7.44	0.07	0.07
Hidro 1	H	5.63	0.80	5.00	1.00	0.30	0.20	0.70	5.00	0.07	0.07
Hidro 2	H	5.63	0.80	5.00	1.00	0.30	0.20	0.70	5.00	0.07	0.07
Ilo 12	TV	29.41	0.85	3.11	1.51	0.18	0.12	1.46	4.70	0.07	0.07
Ilo 34	TV	81.18	0.85	3.11	1.49	0.18	0.14	1.43	4.46	0.07	0.08
Aricota 2	H	14.00	0.80	5.00	0.91	0.32	0.22	0.58	4.20	0.07	0.07
Aricota 1	H	28.00	0.80	5.00	1.02	0.26	0.24	0.65	7.20	0.07	0.07
Tacna	GD	3.13	0.80	5.00	1.00	0.30	0.20	0.70	5.00	0.07	0.07
Machupicchu	H	84.00	0.80	2.20	1.47	0.32	0.22	0.90	6.30	0.07	0.07
Machupicchu	H	50.00	0.80	2.22	1.33	0.22	0.13	0.70	6.56	0.07	0.07
Juliaca	GD	15.00	0.80	5.00	1.00	0.30	0.20	0.70	5.00	0.07	0.07
S.Gaban	H	135.00	0.85	2.40	1.01	0.36	0.33	0.57	6.20	0.07	0.07
Vilavilani	H	45.00	0.80	2.20	0.99	0.32	0.29	0.62	6.20	0.07	0.07
Quishuarani	H	110.00	0.85	2.40	1.06	0.32	0.25	0.61	6.20	0.07	0.07
Calana	GD	24.00	0.80	3.80	1.00	0.32	0.25	0.61	8.68	0.07	0.07

(1) Tipo de planta : H, Hidráulica
 TG, Turbo Gas
 TV, Turbo Vapor
 GD, Grupo Diesel

**SISTEMA INTERCONECTADO SUR
COMPENSACION REACTIVA EXISTENTE**

SUBESTACION	TENSION (kV)	REACTOR (MVAR)	CAPACITOR (MVAR)	SVC	
				INDUCTIVO	CAPACITIVO
<i>Cachimayo INCASA</i>	<i>6.9</i>		<i>4 x 5.0</i>		
<i>Dolorespata</i>	<i>11.5</i>		<i>4 x 2.5</i>		
<i>Tintaya</i>	<i>10.0</i>			<i>1 x 15.0</i>	<i>1 x 15.0</i>
<i>Juliaca Nueva</i>	<i>10.0</i>	<i>1 x 5.0</i>	<i>1 x 2.5 + 1 x 5.0</i>		
<i>Tacna</i>	<i>10.5</i>		<i>2 x 1.5 + 1 x 0.75</i>		

SISTEMA INTERCONECTADO SUR
DESPACHO DE CENTRALES – MAXIMA DEMANDA EN AVENIDA (MW)

CENTRAL HIDRAULICA	POT. DISP.	AÑOS				
		1997	1999	2001	2005	2006
Charcani 1,2,3	4.1	4.10				
Charcani 1,2,3 + Af. Río Chili	4.1		4.10	4.10	4.10	4.10
Charcani 4	13.5	13.50				
Charcani 4 + Af. Río Chili	15.0		15.00	15.00	15.00	15.00
Charcani 5	90.0					
Charcani 5 + Puente Cincel	135.0	135.00				
Charcani 5 (P. Cincel + Af. Río Chili)	135.0		135.00	135.00	135.00	135.00
Charcani 6	8.0	8.00				
Charcani 6 + Af. Río Chili	8.0		8.00	8.00	8.00	8.00
Hidro 1 (Rumipunco)	4.5	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50
Hidro 2 (Botiflaca)	4.5	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50
Aricota 1,2	28.0	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00
Machupicchu	109.0					
Machupicchu + Af. Sibinacocha	109.0	109.00	109.00	109.00	109.00	109.00
San Gabán	105.0			105.00	105.00	105.00
Vilavilani	37.5				37.50	37.50
Quishuarani	81.3					81.30
SUB-TOTAL		306.60	308.10	413.10	450.60	531.90
CENTRAL TERMICA	POT. DISP.	AÑOS				
		1997	1999	2001	2005	2006
Chilina TV-1	4.0					
Chilina TV-2	8.0					
Chilina TV-3	10.0					
Chilina TG	14.0					8.00
Chilina GD	9.0					
Cerro Verde TG	12.5					
Cerro Verde GD	5.0					
Ilo TV 1-2	40.0	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00
Ilo TV 3-4	132.0	80.00	80.00	80.00	80.00	70.00
Toquepala GD	4.0					
Tacna GD	2.5		2.50	2.50		
Calana GD	18.0	12.00	18.00	18.00		6.00
Dolores Pata GD	12.2					
Tintaya GD	16.0					
Puno GD	5.5	3.00	3.50			
Juliaca GD	5.0	3.00	3.50			
T.G. 50 MW – Chilina	50.0		40.00		35.00	
T.G. 50 MW – Cusco	50.0				25.00	
SUB-TOTAL		138.00	187.50	140.50	180.00	124.00
TOTAL OFERTA		444.60	495.60	553.60	630.60	655.90
DEMANDA		426.00	478.70	529.00	608.00	626.70
PERDIDAS DE TRANSMISION		14.91	16.75	18.52	21.28	21.93
SUPERAVIT		3.69	0.15	6.08	1.32	7.27

**SISTEMA INTERCONECTADO SUR
DESPACHO DE CENTRALES – MEDIA DEMANDA EN AVENIDA (MW)**

CENTRAL HIDRAULICA	POT. DISP.	AÑOS				
		1997	1999	2001	2005	2006
Charcani 1,2,3	4.1	4.10				
Charcani 1,2,3 + Af. Río Chili	4.1		4.10	4.10	4.10	4.10
Charcani 4	13.5	13.50				
Charcani 4 + Af. Río Chili	15.0		15.00	15.00	15.00	15.00
Charcani 5	79.0					
Charcani 5 + Puente Cincel	79.0	79.00				
Charcani 5 (P. Cincel + Af. Río Chili)	90.0		90.00	90.00	90.00	90.00
Charcani 6	6.0	6.00				
Charcani 6 + Af. Río Chili	6.0		6.00	6.00	6.00	6.00
Hidro 1 (Rumipunco)	4.5	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50
Hidro 2 (Botiflaca)	4.5	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50
Aricota 1,2	12.0	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00
Machupicchu	74.0					
Machupicchu + Af. Sabinacocha	90.0	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00
San Gabán	94.0			94.00	94.00	94.00
Vilavilani	36.0				36.00	36.00
Qui'shuarani	67.0					67.00
SUB-TOTAL		213.60	226.10	320.10	356.10	423.10
CENTRAL TERMICA	POT. DISP.	AÑOS				
		1997	1999	2001	2005	2006
Chilina TV-1	4.0					
Chilina TV-2	8.0					
Chilina TV-3	10.0	8.00				
Chilina TG	14.0	14.00		14.00		14.00
Chilina GD	9.0					
Cerro Verde TG	12.5					
Cerro Verde GD	5.0					
Ilo TV 1-2	40.0	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00
Ilo TV 3-4	132.0	80.00	80.00	70.00	80.00	70.00
Toquepala GD	4.0					
Tacna GD	2.5	2.50				
Calana GD	18.0	18.00	18.00	18.00		
Dolores Pata GD	12.2					
Tintaya GD	16.0					
Puno GD	5.5		2.50			
Juliaca GD	5.0		2.50			
T.G. 50 MW – Chilina	50.0		50.00		50.00	
T.G. 50 MW – Cusco	50.0					
SUB-TOTAL		162.50	193.00	142.00	170.00	124.00
TOTAL OFERTA		376.10	419.10	462.10	526.10	547.10
DEMANDA		362.50	403.60	446.40	508.50	522.60
PERDIDAS DE TRANSMISION		12.69	14.13	15.62	15.26	18.29
SUPERAVIT		0.91	1.37	0.08	2.34	6.21

SISTEMA INTERCONECTADO SUR
DESPACHO DE CENTRALES – MINIMA DEMANDA EN AVENIDA (MW)

CENTRAL HIDRAULICA	POT. DISP.	AÑOS				
		1997	1999	2001	2005	2006
Charcani 1,2,3	4.1	4.10				
Charcani 1,2,3 + Af. Río Chili	4.1		4.10	4.10	4.10	4.10
Charcani 4	13.5	13.50				
Charcani 4 + Af. Río Chili	15.0		15.00	15.00	15.00	15.00
Charcani 5	79.0					
Charcani 5 + Puente Cincel	79.0	79.00				
Charcani 5 (P. Cincel + Af. Río Chili)	90.0		90.00	90.00	90.00	90.00
Charcani 6	2.5	2.50				
Charcani 6 + Af. Río Chili	6.0		6.00	6.00	6.00	6.00
Hidro 1 (Rumipunco)	4.5	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50
Hidro 2 (Botiflaca)	4.5	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50
Aricota 1,2	8.0	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
Machupicchu	70.0					
Machupicchu + Af. Sibinacocha	90.0	90.00	90.00	90.00	80.00	80.00
San Gabán	94.0			94.00	90.00	90.00
Vilavilani	36.0				36.00	36.00
Quishuarani	67.0					40.00
SUB-TOTAL		202.10	218.10	312.10	334.10	374.10
CENTRAL TERMICA	POT. DISP.	AÑOS				
		1997	1999	2001	2005	2006
Chilina TV-1	4.0					
Chilina TV-2	8.0					
Chilina TV-3	10.0					
Chilina TG	14.0		10.00			
Chilina GD	9.0					
Cerro Verde TG	12.5					
Cerro Verde GD	5.0					
Ilo TV 1-2	40.0	40.00	40.00	20.00	20.00	20.00
Ilo TV 3-4	132.0	70.00	70.00	45.00	45.00	45.00
Toquepala GD	4.0					
Tacna GD	2.5					
Calana GD	18.0			6.00		
Dolores Pata GD	12.2					
Tintaya GD	16.0					
Puno GD	5.5					
Juliaca GD	5.0					
T.G. 50 MW – Chilina	50.0				25.00	
T.G. 50 MW – Cusco	50.0					
SUB-TOTAL		110.00	120.00	71.00	90.00	65.00
TOTAL OFERTA		312.10	338.10	383.10	424.10	439.10
DEMANDA		294.10	322.20	354.80	399.70	409.30
PERDIDAS DE TRANSMISION		10.29	11.28	12.42	13.99	14.33
SUPERAVIT		7.71	4.62	15.88	10.41	15.47

**SISTEMA INTERCONECTADO SUR
DESPACHO DE CENTRALES – MAXIMA DEMANDA EN ESTIAJE (MW)**

CENTRAL HIDRAULICA	POT. DISP.	AÑOS				
		1997	1999	2001	2005	2006
Charcani 1,2,3	4.1	4.10				
Charcani 1,2,3 + Af. Río Chill	4.1		4.10	4.10	4.10	4.10
Charcani 4	13.5	13.50				
Charcani 4 + Af. Río Chill	15.0		15.00	15.00	15.00	15.00
Charcani 5	70.0					
Charcani 5 + Puente Cincel	135.0	135.00				
Charcani 5 (P. Cincel + Af. Río Chili)	135.0		135.00	135.00	135.00	135.00
Charcani 6	8.0	8.00				
Charcani 6 + Af. Río Chili	8.0		8.00	8.00	8.00	8.00
Hidro 1 (Rumipunco)	4.5	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50
Hidro 2 (Botiflaca)	4.5	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50
Aricota 1,2	28.0	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00
Machupicchu	109.0					
Machupicchu + Af. Sabinacocha	109.0	109.00	109.00	109.00	109.00	109.00
San Gabán	105.0			105.00	105.00	105.00
Vilavilani	37.5				37.50	37.50
Quishuarani	81.3					81.30
SUB-TOTAL		306.60	308.10	413.10	450.60	531.90
CENTRAL TERMICA	POT. DISP.	AÑOS				
		1997	1999	2001	2005	2006
Chilina TV-1	4.0					
Chilina TV-2	8.0					
Chilina TV-3	10.0					
Chilina TG	14.0					8.00
Chilina GD	9.0					
Cerro Verde TG	12.5					
Cerro Verde GD	5.0					
Ilo TV 1-2	40.0	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00
Ilo TV 3-4	132.0	80.00	80.00	80.00	80.00	70.00
Toquepala GD	4.0					
Tacna GD	2.5	2.50	2.50	2.50		
Calana GD	18.0	12.00	18.00	18.00		6.00
Dolores Pata GD	12.2					
Tintaya GD	16.0					
Puno GD	5.5	3.00	3.50			
Juliaca GD	5.0	3.00	3.50			
T.G. 50 MW – Chilina	50.0		40.00		35.00	
T.G. 50 MW – Cusco	50.0				25.00	
SUB-TOTAL		140.50	187.50	140.50	180.00	124.00
TOTAL OFERTA		447.10	495.60	553.60	630.60	655.90
DEMANDA		426.00	478.70	529.00	608.00	626.70
PERDIDAS DE TRANSMISION		14.91	16.75	18.52	21.28	21.93
SUPERAVIT		6.19	0.15	6.08	1.32	7.27

SISTEMA INTERCONECTADO SUR
DESPACHO DE CENTRALES – MEDIA DEMANDA EN ESTIAJE (MW)

CENTRAL HIDRAULICA	POT. DISP.	AÑOS				
		1997	1999	2001	2005	2006
Charcani 1,2,3	4.1	4.10				
Charcani 1,2,3 + Af. Río Chili	4.1		4.10	4.10	4.10	4.10
Charcani 4	13.5	13.50				
Charcani 4 + Af. Río Chili	15.0		15.00	15.00	15.00	15.00
Charcani 5	60.0					
Charcani 5 + Puente Cincel	49.0	49.00				
Charcani 5 (P. Cincel + Af. Río Chili)	60.0		60.00	60.00	60.00	60.00
Charcani 6	6.0	6.00				
Charcani 6 + Af. Río Chili	6.0		6.00	6.00	6.00	6.00
Hidro 1 (Rumipunco)	4.5	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50
Hidro 2 (Botiflaca)	4.5	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50
Aricota 1,2	12.0	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00
Machupicchu	74.0					
Machupicchu + Af. Sibinacocha	104.0	104.00	104.00	104.00	104.00	104.00
San Gabán	34.0			34.00	34.00	34.00
Vilavilani	24.0				24.00	24.00
Qui'shuarani	27.0					27.00
SUB-TOTAL		197.60	210.10	244.10	268.10	295.10
CENTRAL TERMICA	POT. DISP.	AÑOS				
		1997	1999	2001	2005	2006
Chilina TV-1	4.0	4.00				
Chilina TV-2	8.0	8.00				
Chilina TV-3	10.0	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
Chilina TG	14.0	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00
Chilina GD	9.0	4.50		9.00		
Cerro Verde TG	12.5					
Cerro Verde GD	5.0					
Ilo TV 1-2	40.0	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00
Ilo TV 3-4	132.0	80.00	80.00	80.00	90.00	90.00
Toquepala GD	4.0					
Tacna GD	2.5	2.50				
Calana GD	18.0	18.00	18.00	18.00	12.00	18.00
Dolores Pata GD	12.2					
Tintaya GD	16.0					
Puno GD	5.5					
Juliaca GD	5.0					
T.G. 50 MW – Chilina	50.0		50.00	50.00	50.00	50.00
T.G. 50 MW – Cusco	50.0				50.00	30.00
SUB-TOTAL		181.00	212.00	221.00	266.00	252.00
TOTAL OFERTA		378.60	422.10	465.10	534.10	547.10
DEMANDA		362.50	403.60	446.40	508.50	522.60
PERDIDAS DE TRANSMISION		12.69	14.13	15.62	17.80	18.29
SUPERAVIT		3.41	4.37	3.08	7.80	6.21

SISTEMA INTERCONECTADO SUR
DESPACHO DE CENTRALES – MINIMA DEMANDA EN ESTIAJE (MW)

CENTRAL HIDRAULICA	POT. DISP.	AÑOS				
		1997	1999	2001	2005	2006
Charcani 1,2,3	4.1	4.10				
Charcani 1,2,3 + Af. Río Chili	4.1		4.10	4.10	4.10	4.10
Charcani 4	13.5	13.50				
Charcani 4 + Af. Río Chili	15.0		15.00	15.00	15.00	15.00
Charcani 5	45.0					
Charcani 5 + Puente Cincel	49.0	49.00				
Charcani 5 (P. Cincel + Af. Río Chili)	60.0		60.00	60.00	60.00	60.00
Charcani 6	2.5	2.50				
Charcani 6 + Af. Río Chili	6.0		6.00	6.00	6.00	6.00
Hidro 1 (Rumipunco)	4.5	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50
Hidro 2 (Botiflaca)	4.5	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50
Aricota 1,2	8.0	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
Machupicchu	70.0					
Machupicchu + Af. Sibinacocha	94.0	94.00	94.00	94.00	94.00	94.00
San Gabán	34.0			34.00	34.00	34.00
Vilavilani	24.0				24.00	24.00
Quishuarani	27.0					27.00
SUB-TOTAL		176.10	192.10	226.10	250.10	277.10
CENTRAL TERMICA	POT. DISP.	AÑOS				
		1997	1999	2001	2005	2006
Chilina TV-1	4.0					
Chilina TV-2	8.0					
Chilina TV-3	10.0					
Chilina TG	14.0	10.00	14.00	14.00		
Chilina GD	9.0					
Cerro Verde TG	12.5					
Cerro Verde GD	5.0					
Ilo TV 1-2	40.0	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00
Ilo TV 3-4	132.0	70.00	70.00	70.00	80.00	60.00
Toquepala GD	4.0					
Tacna GD	2.5					
Calana GD	18.0	18.00	18.00	18.00		
Dolores Pata GD	12.2					
Tintaya GD	16.0					
Puno GD	5.5					
Juliaca GD	5.0					
T.G. 50 MW – Chilina	50.0				50.00	50.00
T.G. 50 MW – Cusco	50.0					
SUB-TOTAL		138.00	142.00	142.00	170.00	150.00
TOTAL OFERTA		314.10	334.10	368.10	420.10	427.10
DEMANDA		294.10	322.20	354.80	399.70	409.30
PERDIDAS DE TRANSMISION		10.29	11.28	12.42	13.99	14.33
SUPERAVIT		9.71	0.62	0.88	6.41	3.47

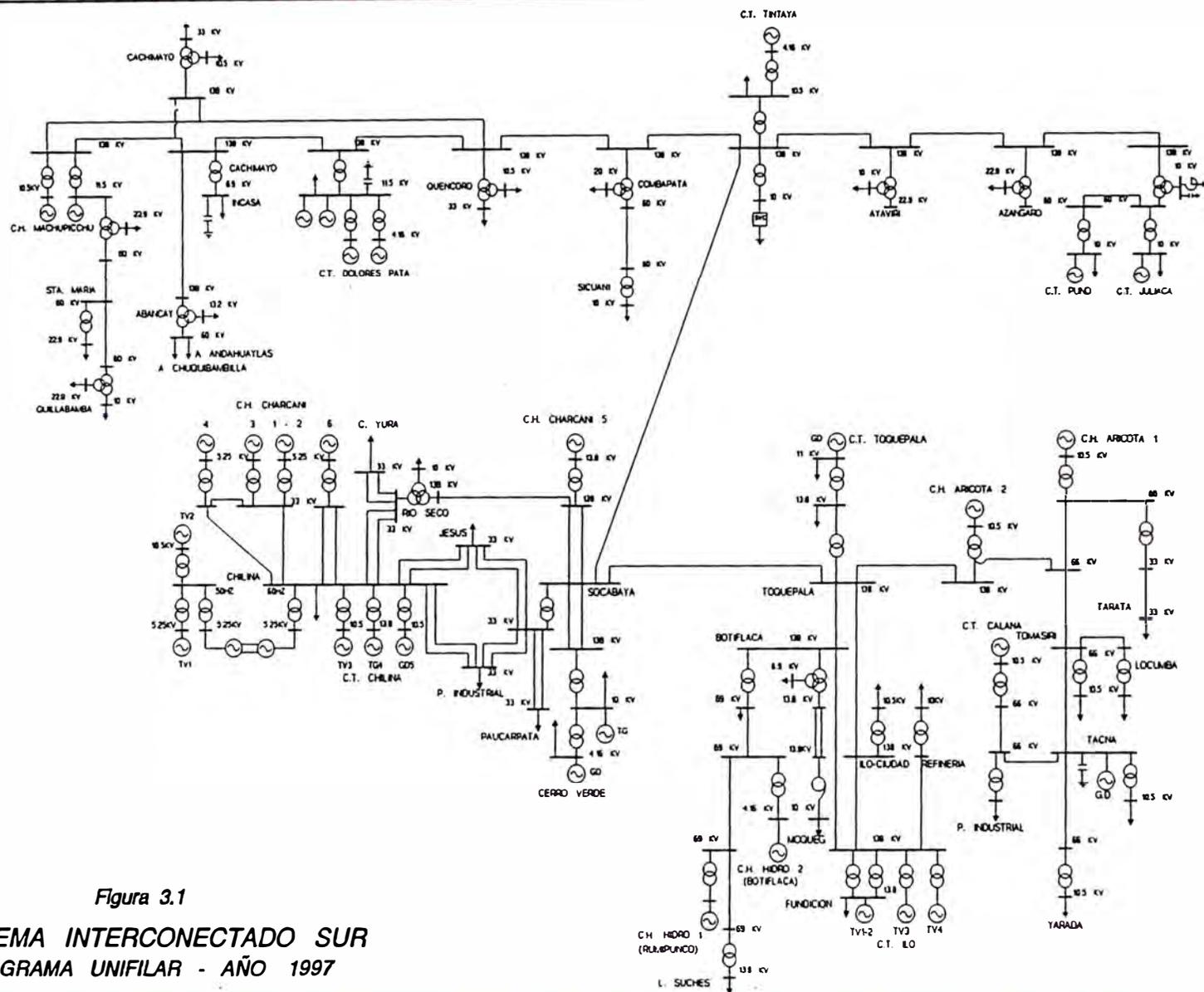


Figura 3.1

SISTEMA INTERCONECTADO SUR
DIAGRAMA UNIFILAR - AÑO 1997

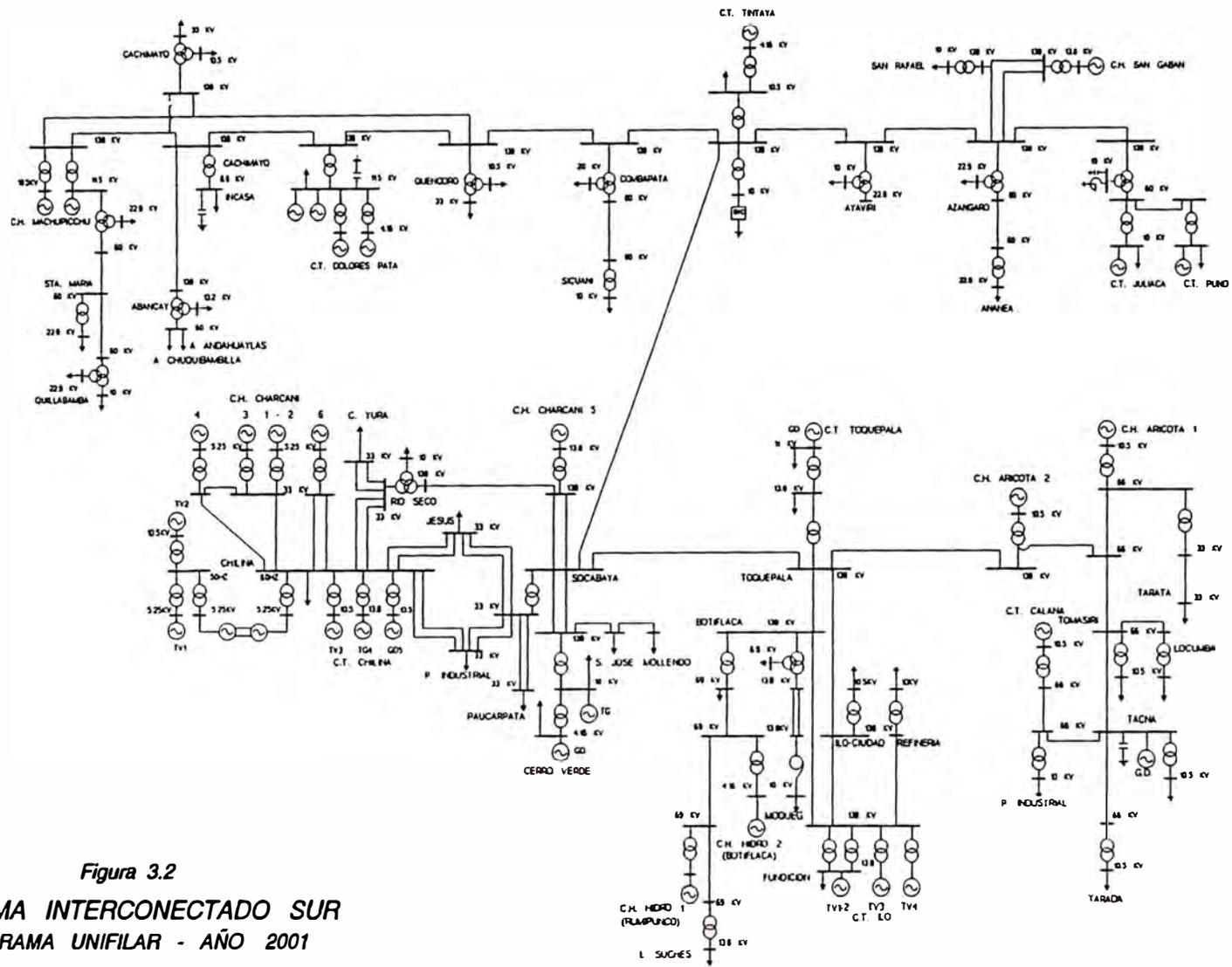


Figura 3.2
 SISTEMA INTERCONECTADO SUR
 DIAGRAMA UNIFILAR - AÑO 2001

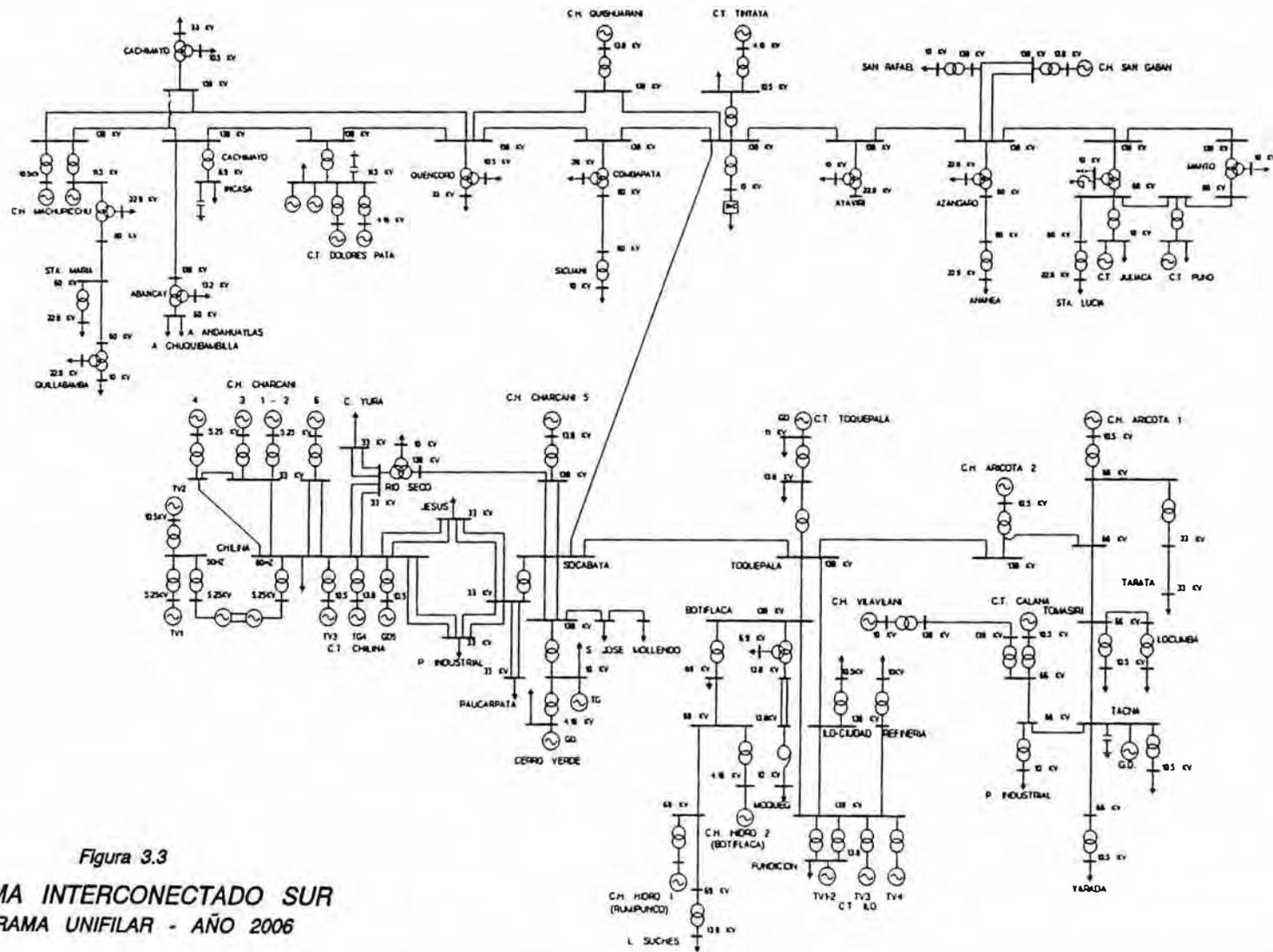


Figura 3.3

SISTEMA INTERCONECTADO SUR
 DIAGRAMA UNIFILAR - AÑO 2006

CAPITULO IV REQUERIMIENTOS DE COMPENSACION REACTIVA

Para disponer la operación de los medios adecuados de control de la potencia reactiva, se hace necesaria la planeación de dichos elementos tanto en la localización como en dimensionamiento, con suficiente anticipación. Estos estudios deben estar coordinados con los de expansión de la generación y transmisión.

Con el fin de determinar los requerimientos de compensación reactiva necesarios para el Sistema Interconectado Sur se hará uso de la herramienta del flujo de potencia para condiciones normales como de contingencia y bajo diferentes condiciones de generación y carga previsibles para el período 1997-2006.

Los principales beneficios conseguidos con un eficiente manejo de la potencia reactiva son:

Reducción de pérdidas en el sistema.

Mantenimiento del nivel de tensiones frente a las variaciones diarias de carga o ante conexiones y desconexiones bruscas.

Aumento de la capacidad de transporte por las líneas.

Aumento de los márgenes de reserva de potencia reactiva en los grupos generadores, para hacer frente a eventuales perturbaciones.

Mejora del margen de estabilidad estacionaria y transitoria en el sistema.

Las opciones disponibles tanto en el planeamiento como en la operación para disminuir los problemas de tensiones debido a desbalances de potencia reactiva son:

Reducir los limites de transferencias.

Asignar generaciones mínimas de seguridad.

Adicionar compensación serie o paralelo.

Adicionar o utilizar las tomas de los transformadores con cambiadores automáticos bajo carga.

Operar con tensiones más altas.

Desconexiones de carga por bajas tensiones.

Instalar generadores con factores de potencia más bajos o reducir la generación de potencia activa para generar mas potencia reactiva.

Instalar compensación estática controlado por tiristores.

Utilizar la capacidad de sobrecarga reactiva de los generadores.

Apertura de los circuitos en el caso de altas tensiones durante los períodos de carga mínima.

4.1 Criterios

A fin de evaluar el comportamiento del Sistema

Interconectado Sur, se adoptaron las siguientes definiciones y criterios :

4.1.1 Definición de Contingencias

- a) *Contingencia Simple.- Salida de un circuito ya sea de una línea de simple terna o de doble terna.*
- b) *Contingencia Doble.- Salida de dos circuitos de una línea de doble terna.*

4.1.2 Criterios de Operación

4.1.2.1 Condiciones Normales

Consideramos como condiciones normales cuando todos los componentes del sistema (líneas, transformadores, generadores, etc.), operan dentro de su capacidad normal.

Las tensiones en las barras con carga deben permanecer de 0,95 a 1,05 p.u. de sus valores nominales y para barras sin carga de 0,90 a 1,10 p.u. de sus valores nominales.

Todas las líneas de interconexión están en servicio.

La carga del sistema debe ser cubierta en su totalidad.

La compensación de potencia reactiva debe ser proveída localmente, con el fin de minimizar el flujo de carga reactiva por las líneas de transmisión.

Se considera recomendable tener como máximo un ángulo de

20 grados entre las tensiones de las barras de envío y recepción en líneas de transmisión.

La sobrecarga permisible en transformadores y líneas es de 20 % Los generadores deben operar dentro de sus capacidades nominales.

4.1.2.2 Condiciones de Desconexión Temporal Post-Falla después de una Contingencia

Las tensiones en las barras deben hallarse de 0,90 a 1,05 p.u. de sus valores nominales.

Los flujos en las líneas o transformadores no debe exceder los límites de emergencia.

Todas las cargas deben estar alimentadas.

El sistema en esta condición debe mantener la operación interconectada.

4.1.2.3 Condiciones de Emergencia Post-Falla después de Contingencia Doble

Las tensiones en las barras deben encontrarse de 0,90 a 1,05 p.u. de sus valores nominales.

Los flujos en las líneas o transformadores no deben exceder los límites de emergencia.

Para esta condición es posible que el sistema se divida en sub-sistemas. No necesariamente todas las líneas de interconexión están en servicio.

Es posible que la carga sea realizada para mantener la

integridad de cualquier sub-sistema.

4.2 Metodología

En un sistema de potencia se puede requerir tanto compensación reactiva inductiva como capacitiva para mantener las tensiones dentro de los límites permisibles.

La metodología de solución al problema planteado se puede resumir en los siguientes pasos:

Correr los flujos de potencia para diferentes despachos de generación, carga y contingencias de líneas y transformadores.

Seleccionar las barras y el caso en el cual se halla presentado las máximas violaciones de tensión.

Calcular las máximas variaciones de tensiones en cada una de las barras seleccionadas.

Asignar la compensación adecuada a cada una de las barras seleccionadas y volver al paso inicial suponiendo esta compensación.

4.3 Programa de Computo

En el presente estudio se utilizó como herramienta de simulación de flujo de potencia el programa UNIFLOW desarrollado conjuntamente por la Universidad Nacional de Ingeniería y Electroperú S.A.

4.4 Formulación de Casos

Se han realizado simulaciones de flujo de potencia para

verificar el comportamiento estacionario del Sistema Interconectado Sur en el período comprendido entre los años 1997 y 2006, ante diferentes condiciones de carga y condiciones hidrológicas en avenida y estiaje, y seleccionar las barras y el caso en el cual se halla presentado las máximas variaciones de tensiones.

Asimismo, se han simulado contingencias para determinar los mayores requerimientos de compensación reactiva previsibles durante el período de análisis.

Los casos considerados están relacionados con los años de entrada en operación de los principales proyectos de generación previstos en el programa de equipamiento.

Se simularon casos base, casos de sensibilidad y casos de contingencias. Para la formulación de los casos base se han utilizado los programas de equipamiento de generación, transmisión y la proyección de la demanda detallados en el en el acápite 3.1.

4.4.1 Casos Base

1997

- 1) **S97MXA** Máxima Demanda Avenida 1997
- 2) **S97MEA** Media Demanda Avenida 1997
- 3) **S97MIA** Mínima Demanda Avenida 1997
- 4) **S97MXE** Máxima Demanda Estiaje 1997
- 5) **S97MEE** Media Demanda Estiaje 1997

6) S97MIE *Mínima Demanda Estiaje 1997*

1999

1) S99MXA *Máxima Demanda Avenida 1999*

2) S99MEA *Media Demanda Avenida 1999*

3) S99MIA *Mínima Demanda Avenida 1999*

4) S99MXE *Máxima Demanda Estiaje 1999*

5) S99MEE *Media Demanda Estiaje 1999*

6) S99MIE *Mínima Demanda Estiaje 1999*

2001

1) S01MXA *Máxima Demanda Avenida 2001*

2) S01MEA *Media Demanda Avenida 2001*

3) S01MIA *Mínima Demanda Avenida 2001*

4) S01MXE *Máxima Demanda Estiaje 2001*

5) S01MEE *Media Demanda Estiaje 2001*

6) S01MIE *Mínima Demanda Estiaje 2001*

2005

1) S05MXA *Máxima Demanda Avenida 2005*

2) S05MEA *Media Demanda Avenida 2005*

3) S05MIA *Mínima Demanda Avenida 2005*

4) S05MXE *Máxima Demanda Estiaje 2005*

5) S05MEE Media Demanda Estiaje 2005

6) S05MIE Mínima Demanda Estiaje 2005

2006

1) S06MXA Máxima Demanda Avenida 2006

2) S06MEA Media Demanda Avenida 2006

3) S06MIA Mínima Demanda Avenida 2006

4) S06MXE Máxima Demanda Estiaje 2006

5) S06MEE Media Demanda Estiaje 2006

6) S06MIE Mínima Demanda Estiaje 2006

4.4.2 Casos de Sensibilidad

1999

1) SG99MIA Mínima Demanda Avenida 1999, con adelanto de C.H. San Gabán

4.4.3 Casos de Contingencias

1997

1) SE97MXA Máxima Demanda Avenida 1997, energización desde Tintaya y sin SVC

2) SE97MIA Mínima Demanda Avenida 1997, energización desde Tintaya y con SVC

3) SO97MXA Máxima Demanda Avenida 1997, energización desde Socabaya

4) SO97MIA Mínima Demanda Avenida 1997, energización

desde Socabaya

5) *S97MIA1* *Mínima Demanda Avenida 1997, sin SVC en Tintaya*

6) *S97MEE1* *Media Demanda Estiaje 1997, sin SVC en Tintaya*

1999

1) *S99MXA1* *Máxima Demanda Avenida 1999, sin SVC en Tintaya*

2) *S99MEA1* *Media Demanda Avenida 1999, sin SVC en Tintaya*

3) *SG99MXA1* *Máxima Demanda Avenida 1999, con adelanto de C.H. San Gabán y sin SVC en Tintaya*

4) *SG99MIA1* *Mínima Demanda Avenida 1999, con adelanto de C.H. San Gabán y sin SVC en Tintaya*

5) *SG99MXA2* *Máxima Demanda Avenida 1999, con adelanto de C.H. San Gabán, sin SVC en Tintaya y con una línea entre Juliaca y Toquepala*

6) *SG99MIA2* *Mínima Demanda Avenida 1999, con adelanto de C.H. San Gabán, sin SVC en Tintaya y con una línea entre Juliaca y Toquepala*

2001

1) *S01MXA1* *Máxima Demanda Avenida 2001 y sin SVC en Tintaya*

- 2) *S01MIA1* *Mínima Demanda Avenida 2001 y sin SVC en Tintaya*
- 3) *S01MXA2* *Máxima Demanda Avenida 2001, sin SVC en Tintaya y con una línea entre Juliaca y Toquepala*
- 4) *S01MIA2* *Mínima Demanda Avenida 2001, sin SVC en Tintaya y con una línea entre Juliaca y Toquepala*

2005

- 1) *S05MXA1* *Máxima Demanda Avenida 2005 y sin SVC en Tintaya*
- 2) *S05MIA1* *Mínima Demanda Avenida 2005 y sin SVC en Tintaya*
- 3) *S05MXA2* *Máxima Demanda Avenida 2005, sin SVC en Tintaya y con una línea entre Juliaca y Toquepala*
- 4) *S05MIA2* *Mínima Demanda Avenida 2005, sin SVC en Tintaya y con una línea entre Juliaca y Toquepala*

2006

- 1) *S06MXA1* *Máxima Demanda Avenida 2006 y sin SVC en Tintaya*
- 2) *S06MIA1* *Mínima Demanda Avenida 2006 y sin SVC en Tintaya*

- 3) *S06MXA2* Máxima Demanda Avenida 2006, sin SVC en Tintaya y con una línea entre Juliaca y Toquepala
- 4) *S06MIA2* Mínima Demanda Avenida 2006, sin SVC en Tintaya y con una línea entre Juliaca y Toquepala

4.5 Resultados

Los resultados de las simulaciones realizadas muestran que el sistema cumple con los criterios de operación enunciados en acápite 4.1.2.

En los Cuadros 4.1, 4.2, y 4.3 se resumen los resultados relevantes para los fines del estudio. En ellos se muestran las potencias en el lado de envío de la línea Tintaya-Socabaya, las tensiones en sus extremos, y los requerimientos de compensación reactiva en las subestaciones Tintaya y Juliaca.

a) Año 1997

Para este año se han incluido los proyectos de la Presa Puente Cincel y el Embalse Sibinacocha. Asimismo se ha considerado la operación de la C.T. Calana con las líneas de transmisión asociadas, la extensión del sistema de transmisión hasta Abancay y la ampliación del sistema de transmisión de Arequipa en los niveles de 33 KV y 138 KV (Fig. 4.1 y 4.2). Además se ha asumido la instalación de un banco de capacitores de 10 MVAR en Tacna (Cuadro 4.4).

La mayor potencia transmitida se presenta para la condición de mínima demanda en estiaje (S97MIE). Se envían 26.6 MW de Tintaya a Socabaya. La mayor compensación reactiva requerida en Tintaya para este año es de 6.2 MVAR (Cuadro 4.1).

Se ha simulado la energización de la línea desde cada subestación en sus extremos (Casos SE97MXA, SE97MIA, SO97MXA y SO97MIA). Como se observa en el Cuadro 4.2 las tensiones en los extremos libres no superan el 10 % permisible. Cabe resaltar que para el caso de energización desde Tintaya (SE97MIA) es necesario que el SVC de Tintaya absorba 15 MVAR.

Adicionalmente se ha simulado la operación del sistema sin el SVC en Tintaya para las condiciones de mínima demanda en avenida y de media demanda en estiaje (S97MIA1 y S97MEE1). Estas condiciones son aquellas en las que se han identificado los mayores requerimientos de compensación reactiva y las mayores transferencias de potencia por la línea. Tal como puede observarse en el Cuadro 4.2 las tensiones se encuentran dentro de los rangos permisibles.

b) Año 1999

El sistema considera el Afianzamiento Hídrico Río Chili y una T.G. de 50 MW en Chilina. Asimismo se han integrado las cargas de San José y Mollendo mediante una línea de 85 Km en simple terna a 138 KV.

Para este año es necesario operar en máxima demanda

(S99MXA) la T.G. Chilina (50 MW). Esta condición, determina la mayor potencia transmitida hacia Tintaya (36.8 MW). La compensación reactiva máxima requerida en Tintaya es de 8.4 MVAR (Cuadro 4.1).

Se ha analizado el efecto de adelantar para este año la puesta en servicio de la Central Hidroeléctrica San Gabán, con los proyectos y cargas asociadas a esta central (Cuadro 4.1). En este caso la mayor potencia transmitida (65.5 MW de Tintaya a Socabaya) se presenta para la condición de mínima demanda en avenida (SG99MIA). La tensión en Tintaya resulta 138.0 kV con el compensador estático entregando 11.3 MVAR capacitivos.

Por otro lado, se ha simulado la operación del sistema con el SVC de Tintaya fuera de servicio y considerando el adelanto de la operación de San Gabán para las condiciones de máxima y mínima demanda en avenida. Los resultados del Cuadro 4.3 muestran que se requieren 15.7 MVAR capacitivos de compensación reactiva adicional en Juliaca (SG99MXA1). Estos requerimientos disminuirían a 13.5 MVAR capacitivos si se pusiera en servicio una línea en 138 kV entre Juliaca y Toquepala (SG99MXA2).

c) Año 2001

En este año se asume la puesta en servicio de la central hidroeléctrica de San Gabán (105 MW) y la integración de las cargas de San Rafael y Ananea. (Fig. 4.3 y 4.4).

Tal como puede apreciarse en el cuadro 4.1, la mayor

potencia transmitida se presenta para la condición de mínima demanda en avenida, se transmiten 74.2 MW hacia Socabaya (S01MIA). Puede apreciarse además que el ángulo de desfasaje entre las tensiones de los extremos de la línea es mayor que 20 grados, lo que indica que se trata una condición crítica de operación. Cabe notar que para esta condición la tensión en Tintaya resulta 134.7 kV con el compensador estático entregando su capacidad máxima (15 MVAR). Para que la tensión en Tintaya sea de 138 kV el compensador estático de Tintaya debería entregar 25 MVAR capacitivos.

A partir de este año se presentan requerimientos adicionales de compensación reactiva en Juliaca. El mayor requerimiento se da en la condición de máxima demanda, y asciende a 17.9 MVAR capacitivos (S01MXA).

Por otro lado, se ha simulado la operación del sistema con el SVC de Tintaya fuera de servicio, para las condiciones de máxima y mínima demanda en avenida. Los resultados del Cuadro 4.3 muestran que se requieren 20.7 MVAR capacitivos de compensación reactiva adicional en Juliaca (S01MXA1). Estos requerimientos disminuirían a 17.5 MVAR capacitivos si se pusiera en servicio una línea en 138 kV entre Juliaca y Toquepala (S01MXA2).

d) Año 2005

Los mayores requerimientos de compensación reactiva en Juliaca se producen durante este año, inmediatamente antes

de la puesta en operación de la C.H. Quishuarani. Para este año se incluyen los proyectos C.H. Vilavilani (37.5 MW), con las líneas asociadas, y T.G. Cusco de 50 MW. (Fig 4.7). Como se aprecia en el Cuadro 4.1, la mayor potencia transmitida se presenta para la condición de mínima demanda en avenida, se transmiten 42.0 MW hacia Socabaya (S05MIA). Cabe notar que para la condición de media demanda en estiaje la tensión en Tintaya resulta 137.4 kV con el compensador estático entregando su capacidad máxima (15 MVAR). Para que la tensión en Tintaya sea de 138 kV el compensador estático de Tintaya debería entregar 17 MVAR capacitivos.

En este año se presentan los mayores requerimientos adicionales de compensación reactiva en Juliaca, en la condición de máxima demanda, y asciende a 29.6 MVAR capacitivos (S05MXA).

Se ha simulado la operación del sistema con el SVC de Tintaya fuera de servicio, para las condiciones de máxima y mínima demanda en avenida. Los resultados del Cuadro 4.3 muestran que se requieren 31.6 MVAR capacitivos de compensación reactiva adicional en Juliaca (S05MXA1). Estos requerimientos disminuirían a 27.7 MVAR capacitivos si se pusiera en servicio una línea en 138 kV entre Juliaca y Toquepala (S05MXA2).

d) Año 2006

Para este año se incluye el proyecto de la C.H.

Quishuarani (81.3 MW) con las líneas asociadas. Se extiende el sistema de Juliaca a Manto y Santa Lucía (Fig 4.5 y 4.6).

La mayor potencia transmitida se presenta para la condición de mínima demanda en avenida, que equivale a 75.2 MW hacia Socabaya (S06MIA). Puede apreciarse también que el ángulo entre las tensiones de envío y recepción es mayor que 20 grados.

En este año el compensador estático de Tintaya debe entregar como máximo 9.1 MVAR capacitivos (S06MXA). Este requerimiento es inferior al del año 2001 debido al aporte de potencia reactiva de la C.H. Quishuarani.

Por otro lado, se ha simulado la operación del sistema con el SVC de Tintaya fuera de servicio, para las condiciones de máxima y mínima demanda en avenida. Los resultados del Cuadro 4.3 muestran que se requieren 29.4 MVAR capacitivos de compensación reactiva adicional en Juliaca (S06MXA1). Estos requerimientos disminuirían a 25.3 MVAR capacitivos si se pusiera en servicio una línea en 138 kV entre Juliaca y Toquepala (S06MXA2).

4.6 Análisis

De los resultados de las simulaciones realizadas se desprende que las mayores potencias transmitidas por la línea se presentan para mínima demanda en estiaje en 1997 (26.6 MW.) y para mínima demanda en avenida en los años 2001 y 2006 (74.2 MW y 75.2 MW respectivamente).

Para la operación del sistema en condiciones normales no se requiere compensación reactiva adicional en el sistema de transmisión hasta la puesta en servicio de la C.H. San Gabán. Sin embargo se necesita instalar bancos de capacitores en algunas barras a nivel de subtransmisión y distribución (Cuadro 4.4).

Cabe resaltar que para energizar la línea desde Tintaya es necesario que el SVC instalado en esta subestación absorba 15 MVAR.

En el año 2001, después de la puesta en servicio de la C.H. San Gabán el SVC de Tintaya opera en su máxima capacidad (15 MVAR) para las condiciones de máxima y mínima demanda en avenida, y máxima en estiaje, siendo la tensión en Tintaya inferior a 138 kV. Para lograr este nivel de tensión el SVC deberá suministrar 25 MVAR. A partir del año 2005, con la operación de la TG Cusco y la C.H. Quishuarani estos requerimientos disminuyen. Por lo tanto, se recomienda ampliar el rango capacitivo del SVC Tintaya hasta 25 MVAR.

Asimismo, para el período 2001-2006 se presentan requerimientos de compensación reactiva adicionales en Juliaca, variables en un rango de 0 MVAR a 29.6 MVAR capacitivos, para condiciones de operación normal. El valor superior, que corresponde al año 2005 (inmediatamente antes de la puesta en servicio de la C.H. Quishuarani) se incrementa a 31.6 MVAR capacitivos para la contingencia de salida de servicio del SVC Tintaya. Estos requerimientos

disminuirían a 27.7 MVAR capacitivos si se pusiera en servicio una línea en 138 kV entre Juliaca y Toquepala.

Por consiguiente, a partir de puesta en servicio de la central San Gabán es necesario instalar en Juliaca un sistema de compensación reactiva variable con un rango de 0 a 30 MVAR capacitivos.

**FLUJO DE POTENCIA
RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES
CASOS BASE**

AÑO	CASOS	FLUJO		TENSION				COMPENSACION		Fig.
		Tintaya – Socabaya		Tintaya		Socabaya		Tintaya	Juliaca	
		(MW)	(MVAR)	(kV)	Angulo	(kV)	Angulo	(MVAR)	(MVAR)	
1997	S97MXA	-14.3	-2.2	138.0	-13.0	136.9	-8.5	0.4	-	4.1
	S97MEA	-7.6	-6.3	138.0	-7.0	138.8	-4.8	-1.0	-	-
	S97MIA	23.6	-11.0	138.0	2.3	139.7	-4.8	-4.0	-	-
	S97MXE	-14.3	-2.2	138.0	-13.0	136.9	-8.5	0.4	-	-
	S97MEE	3.7	-6.8	138.0	-1.8	137.8	-2.9	6.2	-	-
	S97MIE	26.6	-11.2	138.0	5.1	139.8	-2.8	0.8	-	4.2
1999	S99MXA	-36.8	5.2	138.0	-20.2	136.4	-8.7	8.4	-	-
	S99MEA	-21.8	-3.7	138.0	-11.9	139.2	-5.5	-6.3	-	-
	S99MIA	10.1	-11.5	138.0	-2.3	140.6	-5.5	-5.8	-	-
	S99MXE	-36.8	5.2	138.0	-20.2	136.4	-8.7	8.4	-	-
	S99MEE	-15.4	-2.9	138.0	-8.5	137.5	-3.8	5.1	-	-
	S99MIE	13.3	-10.8	138.0	0.5	140.0	-3.6	-2.9	-	-
	SG99MIA (*)	65.5	-5.3	138.0	14.0	138.2	-5.6	11.3	1.9	-
2001	S01MXA	20.0	-5.3	138.0	-2.4	135.7	-8.4	15.0	17.9	4.3
	S01MEA	32.0	-8.8	138.0	4.1	138.1	-5.4	4.1	7.7	-
	S01MIA	74.2	-4.4	134.7	17.6	136.2	-5.5	15.0	4.6	4.4
	S01MXE	20.0	-5.3	138.0	-2.4	135.7	-8.4	15.0	17.9	-
	S01MEE	-10.7	-3.3	138.0	-7.1	137.1	-3.8	-4.9	5.7	-
	S01MIE	24.4	-10.6	138.0	3.8	139.4	-3.5	-7.0	0.3	-
2005	S05MXA	-0.8	10.3	138.0	-8.0	136.1	-7.5	12.5	29.6	-
	S05MEA	1.8	6.4	138.0	-4.5	136.6	-5.0	7.0	16.9	-
	S05MIA	42.0	-13.5	138.0	8.8	137.7	-4.9	12.4	13.8	-
	S05MXE	-0.8	10.3	138.0	-8.0	136.1	-7.5	12.5	29.6	-
	S05MEE	1.7	-6.5	137.4	-2.7	136.7	-3.1	15.0	18.4	-
	S05MIE	3.4	-8.9	138.0	-2.1	138.2	-3.3	7.8	10.2	-
2006	S06MXA	46.6	-9.6	138.0	7.9	134.6	-7.4	9.1	27.0	4.5
	S06MEA	58.2	-10.3	138.0	14.4	135.4	-4.7	3.5	14.8	-
	S06MIA	75.2	-8.7	138.0	19.9	135.7	-4.8	8.2	12.3	4.6
	S06MXE	46.6	-9.6	138.0	7.9	134.6	-7.4	9.1	27.0	-
	S06MEE	0.8	-5.1	138.0	-3.2	135.9	-3.2	-7.7	13.2	-
	S06MIE	24.2	-10.8	138.0	4.5	136.7	-3.4	-7.1	10.0	-

(*) Considera el adelanto de la operación de la C.H. San Gabán

**FLUJO DE POTENCIA
RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES
CASOS DE ENERGIZACION Y CONTINGENCIAS**

AÑO	CASOS	FLUJO		TENSION				OBSERVACIONES
		Tintaya – Socabaya		Tintaya		Socabaya		
		(MW)	(MVAR)	(kV)	Angulo	(kV)	Angulo	
1997	SE97MXA	--	--	140.7	-29.6	145.8 (*)	-29.9	Energización desde Tintaya Sin SVC Tintaya
	SE97MIA	--	--	142.8	-14.8	148.0 (*)	-15.1	Energización desde Tintaya SVC Tintaya : - 14.9 MVAR
	SO97MXA	--	--	141.3 (*)	-8.0	136.3	-7.7	Energización desde Socabaya
	SO97MIA	--	--	143.9 (*)	-5.9	138.8	-5.6	Energización desde Socabaya
	S97MIA1	23.6	-8.5	140.3	2.0	140.1	-4.8	Sin SVC Tintaya
	S97MEE1	3.7	-8.8	136.2	-1.7	137.6	-2.9	Sin SVC Tintaya
1999	S99MXA1	-37.9	6.9	135.2	-20.3	136.1	-8.7	Sin SVC Tintaya
	S99MEA1	-22.2	10.4	140.7	-11.9	139.5	-5.4	Sin SVC Tintaya

(*) La tensión corresponde al extremo libre de la línea.

**REQUERIMIENTOS DE COMPENSACION REACTIVA
RESULTADO DE LAS SIMULACIONES
SIN SVC EN TINTAYA**

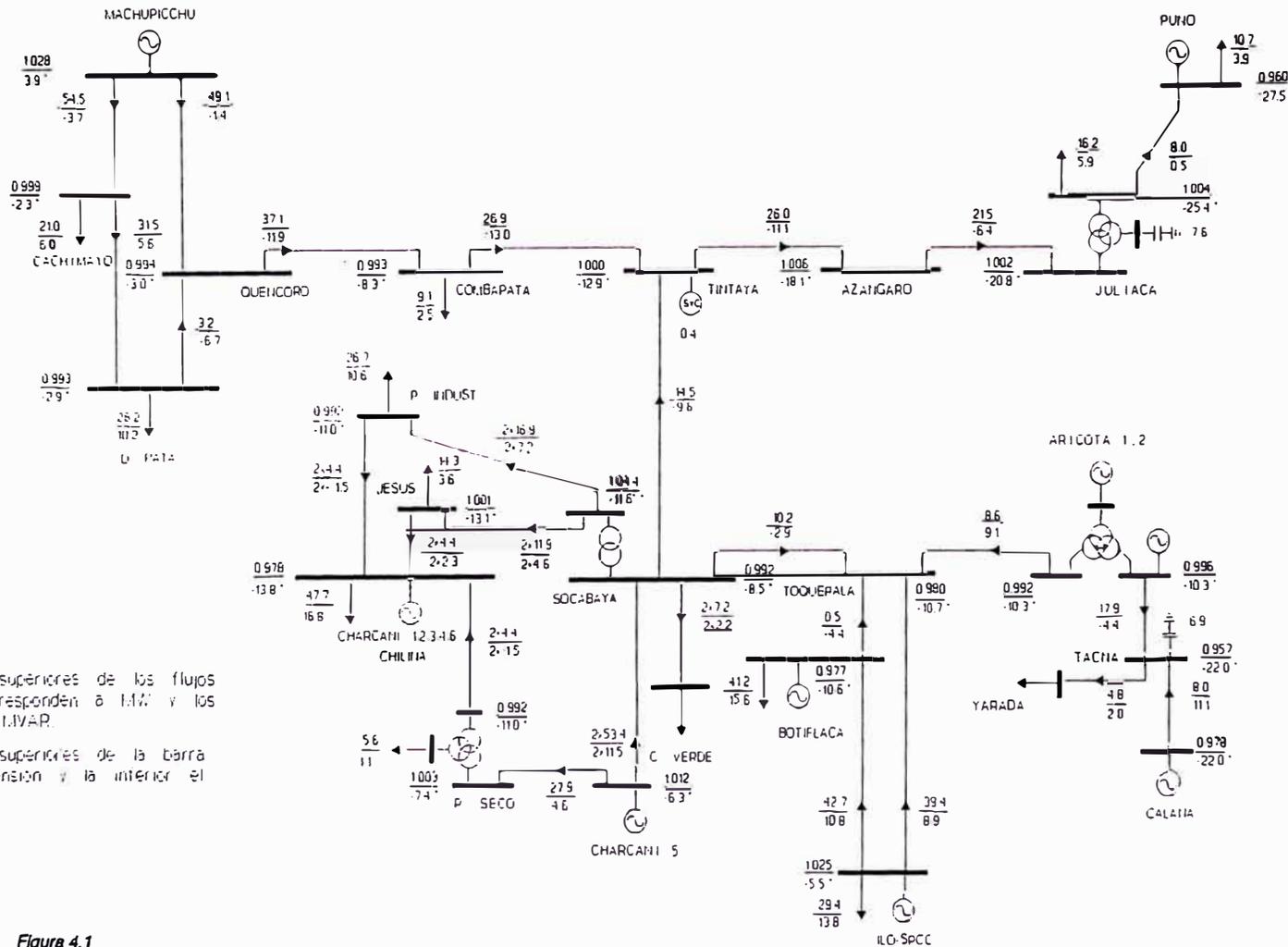
AÑO	CASO	COMPENSACION JULIACA (MVAR)	TENSION (KV)				OBSERVACIONES
			TINTAYA		SOCABAYA		
			kV	Ang.	kV	Ang.	
1999	SG99MXA1	15.7	134.4	1.2	136.7	-8.5	La compensación reactiva adicional en Juliaca es necesaria.
	SG99MIA1	3.9	134.2	14.8	137.5	-5.6	
2001	S01MXA1	20.7	133.0	-1.9	134.9	-8.4	La compensación reactiva adicional en Juliaca es necesaria.
	S01MIA1	4.6	134.7	17.6	136.2	-5.5	Sin la compensación reactiva adicional en Juliaca se obtienen tensiones bajas en las zonas de Puno y Juliaca.
2005	S05MXA1	31.6	134.1	-7.7	135.6	-7.6	La compensación reactiva adicional en Juliaca es necesaria. Figura 4.7
	S05MIA1	15.9	133.9	9.7	137.2	-5.0	Sin la compensación reactiva adicional en Juliaca se obtienen tensiones bajas en las zonas de Puno y Juliaca.
2006	S06MXA1	28.4	136.2	8.2	134.3	-7.4	La compensación reactiva adicional en Juliaca es necesaria.
	S06MIA1	14.2	134.9	18.9	136.1	-4.5	Sin la compensación reactiva adicional en Juliaca el sistema opera pero se requiere de mayores aportes reactivos de S. Gabán y Quishuarani.

AÑO	CASO	CON UNA LINEA ENTRE JULIACA Y TOQUEPALA					OBSERVACIONES
		COMPENSACION JULIACA (MVAR)	TENSION (KV)				
			TINTAYA		SOCABAYA		
			kV	Ang.	kV	Ang.	
1999	SG99MXA2	13.5	136.9	-4.2	137.7	-8.3	Sin la compensación reactiva adicional en Juliaca se obtienen tensiones bajas en las zonas de Puno y Juliaca.
	SG99MIA2	3.0	141.1	2.6	140.8	-5.2	
2001	S01MXA2	17.5	134.6	-4.8	135.4	-8.3	La compensación reactiva adicional en Juliaca es necesaria.
	S01MIA2	6.1	138.0	4.9	139.4	-5.1	
2005	S05MXA2	27.7	134.7	-5.6	136.0	-7.5	Sin la compensación reactiva adicional en Juliaca se obtienen tensiones bajas en las zonas de Puno y Juliaca.
	S05MIA2	13.3	136.6	1.3	138.4	-4.9	
2006	S06MXA2	25.3	136.9	5.2	134.9	-7.3	La compensación reactiva adicional en Juliaca es necesaria.
	S06MIA2	7.5	140.3	8.7	138.5	-4.2	

**REQUERIMIENTO DE CAPACITORES
A NIVEL DE SUBTRANSMISION**

UBICACION TENSION (KV)	CHILINA 33 kV		TACNA (1) 10.5 kV		ANANEA 22.9 kV	
	AVENIDA	ESTIAJE	AVENIDA	ESTIAJE	AVENIDA	ESTIAJE
AÑO 1997						
MAXIMA DEMANDA	-.-	-.-	7.5	7.5	-.-	-.-
MEDIA DEMANDA	-.-	-.-	3.8	3.8	-.-	-.-
MINIMA DEMANDA	-.-	-.-	10.0	5.0	-.-	-.-
AÑO 1999						
MAXIMA DEMANDA	-.-	-.-	7.5	7.5	-.-	-.-
MEDIA DEMANDA	-.-	-.-	3.8	3.8	-.-	-.-
MINIMA DEMANDA	-.-	-.-	9.0	-.-	-.-	-.-
AÑO 2001						
MAXIMA DEMANDA	10.0	10.0	10.0	10.0	5.0	5.0
MEDIA DEMANDA	-.-	-.-	3.8	3.8	5.0	5.0
MINIMA DEMANDA	-.-	-.-	2.5	2.5	2.0	2.0
AÑO 2005						
MAXIMA DEMANDA	20.0	20.0	10.0	10.0	10.0	10.0
MEDIA DEMANDA	-.-	-.-	3.8	3.8	7.5	7.5
MINIMA DEMANDA	-.-	-.-	3.8	-.-	5.0	5.0
AÑO 2006						
MAXIMA DEMANDA	20.0	20.0	10.0	10.0	10.0	10.0
MEDIA DEMANDA	-.-	-.-	3.8	3.8	7.5	7.5
MINIMA DEMANDA	-.-	-.-	3.8	-.-	5.0	5.0

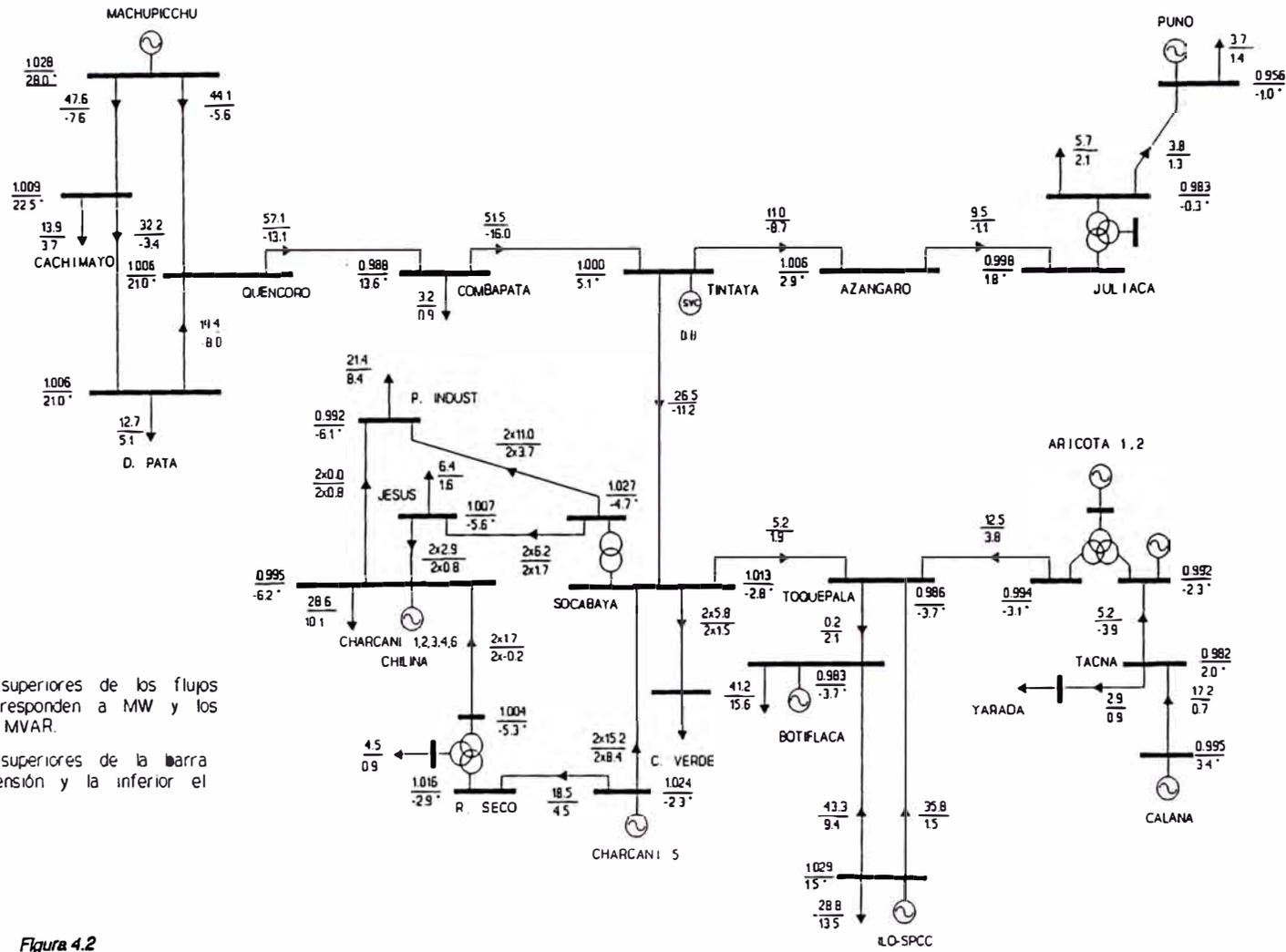
(1) Incluye lo existente (ver Cuadro 3.9)



- Los valores superiores de los flujos de línea corresponden a MW y los inferiores a MVAR.
- Los valores superiores de la barra indican la tensión y la inferior el ángulo.

Figura 4.1

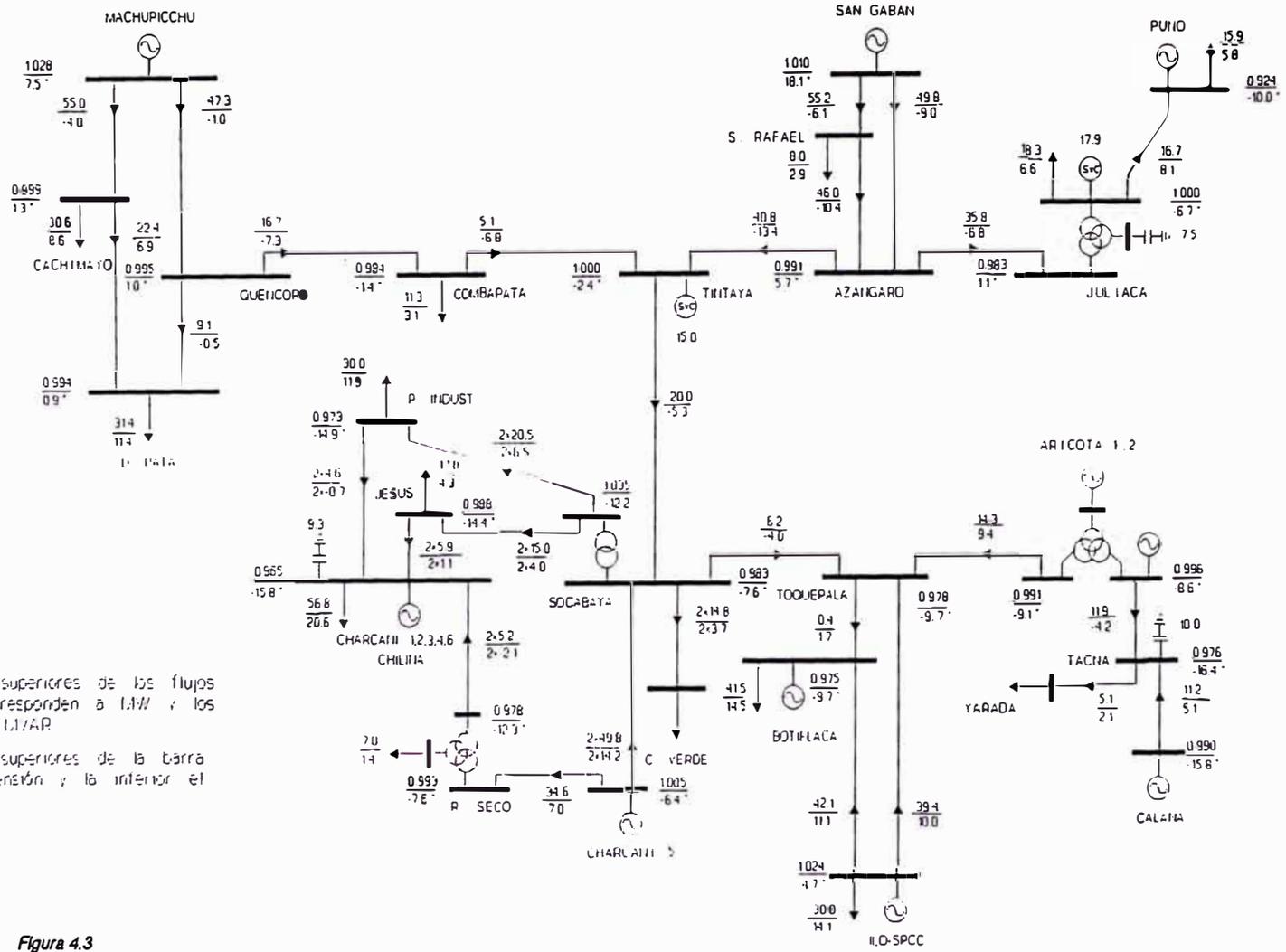
**FLUJO DE CARGA - 1997
MAXIMA DEMANDA EN AVENIDA**



- Los valores superiores de los flujos de línea corresponden a MW y los inferiores a MVAR.
- Los valores superiores de la barra indican la tensión y la inferior el ángulo.

Figura 4.2

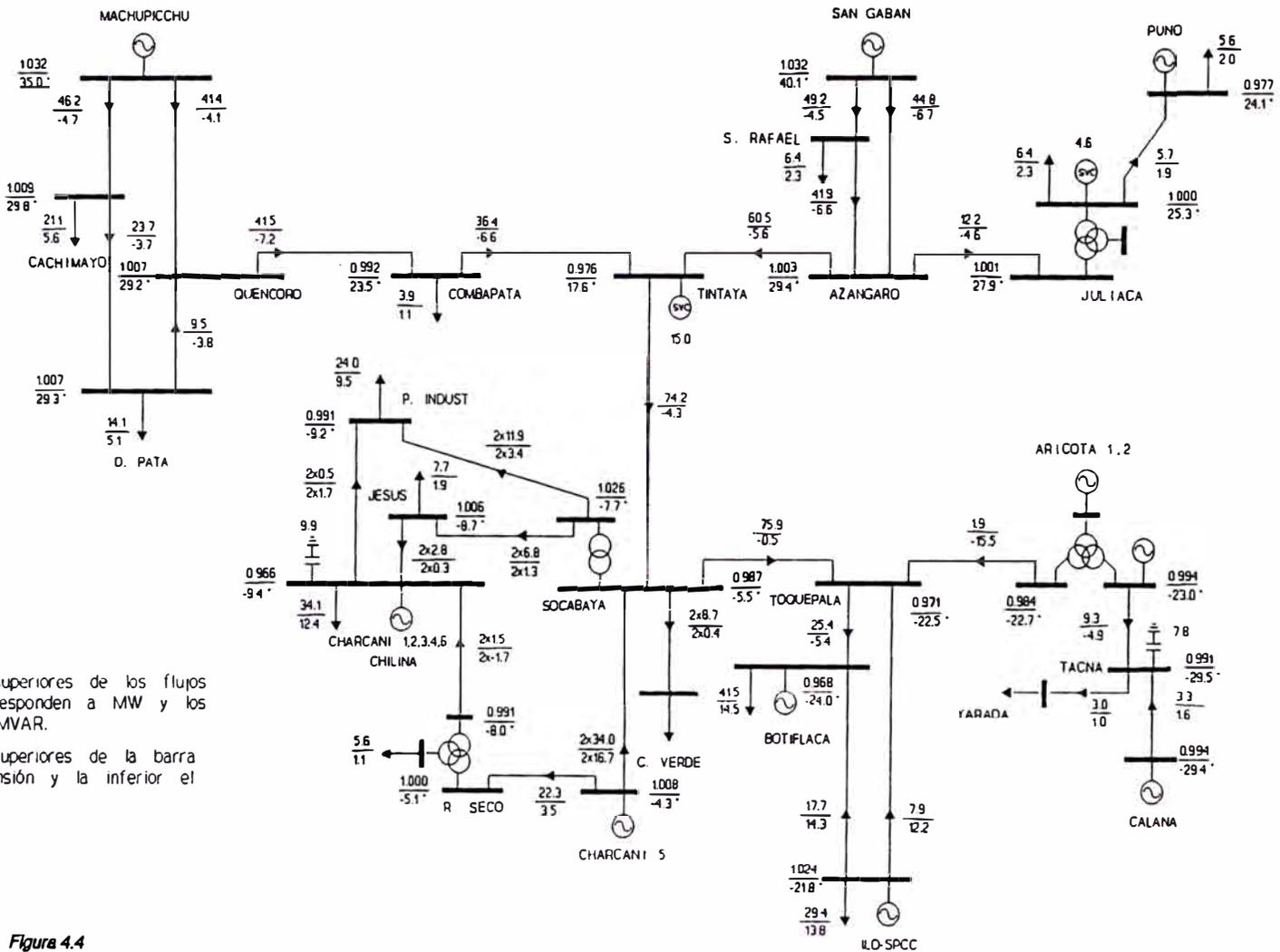
**FLUJO DE CARGA - 1997
MINIMA DEMANDA EN ESTIAJE**



Los valores superiores de los flujos de línea corresponden a MW y los inferiores a MVAR.
 Los valores superiores de la barra indican la tensión y la inferior el ángulo.

Figura 4.3

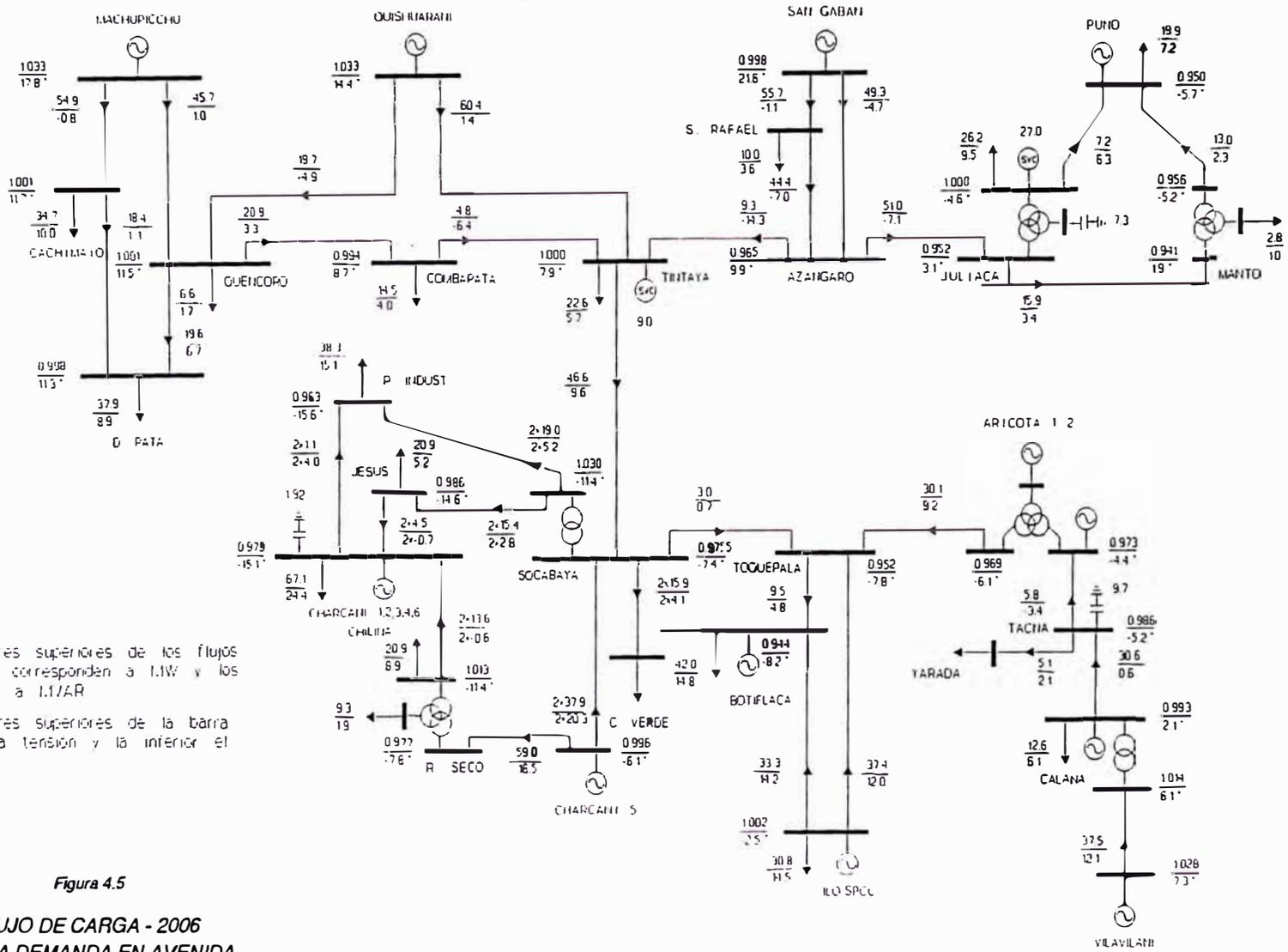
FLUJO DE CARGA - 2001
 MAXIMA DEMANDA EN AVENIDA



- Los valores superiores de los flujos de línea corresponden a MW y los inferiores a MVAR.
- Los valores superiores de la barra indican la tensión y la inferior el ángulo.

Figura 4.4

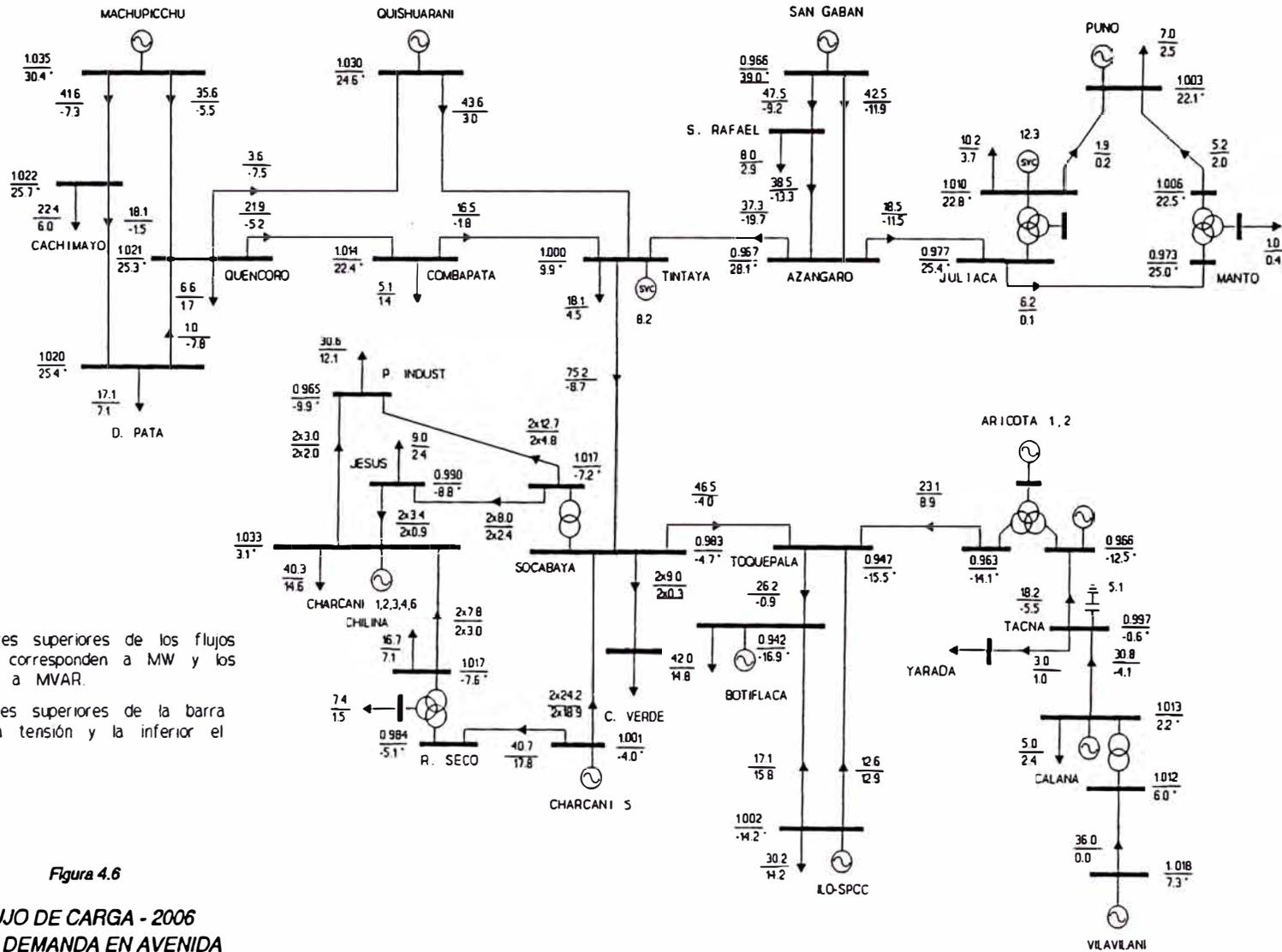
**FLUJO DE CARGA - 2001
MINIMA DEMANDA EN AVENIDA**



- Los valores superiores de los flujos de línea corresponden a MW y los inferiores a MVAR
- Los valores superiores de la barra indican la tensión y la inferior el ángulo.

Figura 4.5

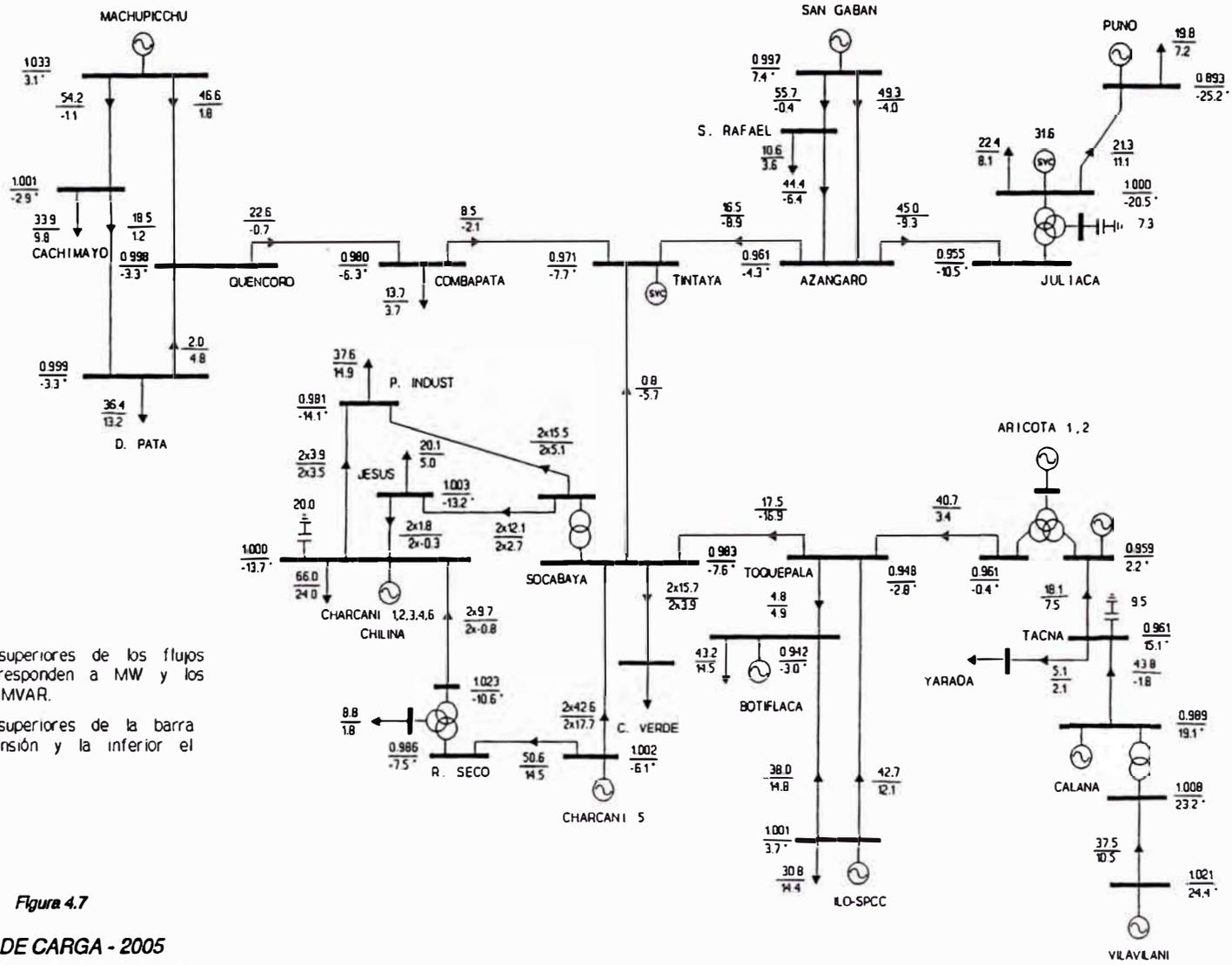
**FLUJO DE CARGA - 2006
MAXIMA DEMANDA EN AVENIDA**



- Los valores superiores de los flujos de línea corresponden a MW y los inferiores a MVAR.
- Los valores superiores de la barra indican la tensión y la inferior el ángulo.

Figura 4.6

**FLUJO DE CARGA - 2006
MINIMA DEMANDA EN AVENIDA**



- Los valores superiores de los flujos de línea corresponden a MW y los inferiores a MVAR.
- Los valores superiores de la barra indican la tensión y la inferior el ángulo.

Figura 4.7

**FLUJO DE CARGA - 2005
MAXIMA DEMANDA EN AVENIDA**

condiciones particulares del sistema, por lo cual se considera que proveen compensación reactiva de tipo dinámico.

Las funciones que cumplen los equipos de compensación reactiva pueden ser clasificadas de acuerdo al tipo de requerimiento del sistema:

a) **Control de flujo de potencia en estado estacionario:**

- . Para minimizar las pérdidas en el sistema de transmisión
- . Para obtener un perfil de tensión adecuado en todo el sistema.

b) **Control de variaciones de tensión debidas a:**

- . Variaciones del diagrama de carga diario.
- . Cargas fuertes de tipo repetitivo, tales como hornos de arco, etc.

Oscilaciones debidas a procesos de sincronización.

Oscilaciones debidas a variaciones súbitas de la topología de la red, o a procesos de rechazo de carga.

c) **Mejora la estabilidad del sistema para:**

- . Mantener o incrementar la capacidad de transmisión de los diferentes enlaces.
- . Prevenir inestabilidades transitorias.

CAPITULO V
PROPUESTA DE EQUIPAMIENTO DE COMPENSACION REACTIVA

5.1 Sistemas de Compensación Reactiva

Se requiere compensación reactiva es un sistema eléctrico de potencia para:

Atender flujos de potencia reactiva ante desbalances de oferta y demanda.

Controlar los niveles de tensión de las diferentes barras.

Preservar la estabilidad del sistema.

Para efectuar la compensación reactiva se deben usar uno ó más de los siguientes elementos:

Condensadores en paralelo (shunt).

. Reactores en paralelo (shunt).

Condensadores en serie.

Compensadores síncronos.

Compensadores estáticos.

Los tres (3) primeros elementos son de tipo fijo (impedancia fija), y su uso es adecuado para condiciones de estado estacionario del sistema.

Los dos (2) últimos elementos, tienen la capacidad de proveer una impedancia variable, ajustable a las

condiciones particulares del sistema, por lo cual se considera que proveen compensación reactiva de tipo dinámico.

Las funciones que cumplen los equipos de compensación reactiva pueden ser clasificadas de acuerdo al tipo de requerimiento del sistema:

a) Control de flujo de potencia en estado estacionario:

- . Para minimizar las pérdidas en el sistema de transmisión.
- . Para obtener un perfil de tensión adecuado en todo el sistema.

b) Control de variaciones de tensión debidas a:

- . Variaciones del diagrama de carga diario.
- . Cargas fuertes de tipo repetitivo, tales como hornos de arco, etc.

Oscilaciones debidas a procesos de sincronización.

- . Oscilaciones debidas a variaciones súbitas de la topología de la red, o a procesos de rechazo de carga.

c) Mejora la estabilidad del sistema para:

- . Mantener o incrementar la capacidad de transmisión de los diferentes enlaces.

Prevenir inestabilidades transitorias.

configuración de sus elementos componentes. En general, todos comprenden uno ó más bancos de condensadores, y uno ó más reactores para proveer el rango de compensación reactiva requerido.

Se detalla a continuación algunos tipos de compensadores estáticos que podría ser instalado en Juliaca.

5.2.1 Reactor Controlado y Banco de Condensadores Fijo (TCR/FC)

Se compone de uno o más bancos de condensadores conectados permanentemente al sistema, al nivel de tensión de trabajo, y un reactor accionado por un banco de tiristores, que se encargan de realizar el control de la potencia reactiva necesario (Figura 5.1a)

Ventajas

Simplicidad del sistema de control necesario.

Capacidad de expansión.

Desventajas

Reactor sobredimensionado para compensar la potencia del banco de condensadores, y poder proveer potencia reactiva inductiva neta.

Mayores pérdidas por le hecho de existir una corriente circulante en forma permanente, aún en caso de salida reactiva cero.

Mayor producción de armónicas, asociado con la

configuración de sus elementos componentes. En general, todos comprenden uno ó más bancos de condensadores, y uno ó más reactores para proveer el rango de compensación reactiva requerido.

Se detalla a continuación algunos tipos de compensadores estáticos que podría ser instalado en Juliaca.

5.2.1 Reactor Controlado y Banco de Condensadores Fijo (TCR/FC)

Se compone de uno o más bancos de condensadores conectados permanentemente al sistema, al nivel de tensión de trabajo, y un reactor accionado por un banco de tiristores, que se encargan de realizar el control de la potencia reactiva necesario (Figura 5.1a)

Ventajas

Simplicidad del sistema de control necesario.

Capacidad de expansión.

Desventajas

Reactor sobredimensionado para compensar la potencia del banco de condensadores, y poder proveer potencia reactiva inductiva neta.

Mayores pérdidas por le hecho de existir una corriente circulante en forma permanente, aún en caso de salida reactiva cero.

Mayor producción de armónicas, asociado con la

Ventajas

Reducción de niveles de armónicas debido al empleo del sistema de 12 pulsos.

Menor requerimiento de equipos de filtro. En vez de filtros sintonizados se requiere usar únicamente filtros pasa altos.

Desventajas

Mayor costo involucrado en el transformador de acople de diseño más complejo.

La lógica de control para el sistema de 12 pulsos, es más complicada.

5.2.4 Compensador con Transformador de Acople de Alta Impedancia (TCT)

También denominado "transformador controlado por tiristores", esta configuración consiste en condensadores fijos conectados a la barra de alta tensión del compensador, y un transformador de muy alta reactancia (100%), que puede ser hasta cortocircuitado por un banco de tiristores. Variando ángulo de conducción, se logra variar la potencia reactiva inductiva necesaria (Figura 5.1d).

Ventajas

Alta capacidad de sobrecarga, por usar un reactor con núcleo de hierro, con una amplia característica lineal.

Ventajas

Reducción de niveles de armónicas debido al empleo del sistema de 12 pulsos.

Menor requerimiento de equipos de filtro. En vez de filtros sintonizados se requiere usar únicamente filtros pasa altos.

Desventajas

Mayor costo involucrado en el transformador de acople de diseño más complejo.

La lógica de control para el sistema de 12 pulsos, es más complicada.

5.2.4 Compensador con Transformador de Acople de Alta Impedancia (TCT)

También denominado "transformador controlado por tiristores", esta configuración consiste en condensadores fijos conectados a la barra de alta tensión del compensador, y un transformador de muy alta reactancia (100%), que puede ser hasta cortocircuitado por un banco de tiristores. Variando ángulo de conducción, se logra variar la potencia reactiva inductiva necesaria (Figura 5.1d).

Ventajas

Alta capacidad de sobrecarga, por usar un reactor con núcleo de hierro, con una amplia característica lineal.

Desventajas

- . Mayor costo asociado al mayor número de elementos requerido (15-20% adicional sobre el precio del TCR/FC equivalente).

Mayor complejidad en la lógica de control utilizada.

5.2.6 Reactor Controlado y Banco de Condensadores Accionado Mecánicamente (TCR/MS)

A diferencia del compensador anterior, emplea interruptores en vacío o en SF6 para accionar los bancos de condensadores utilizados (Figura 5.1f).

Ventajas

Menor costo comparado con el TCR/TSC.

Menores pérdidas de operación, debido a que los interruptores electromecánicos originan menos pérdidas que los bancos de tiristores equivalentes.

Desventajas

Menor velocidad de respuesta (4 ciclos comparado con 1/2 ciclo del TCR/TSC).

Tiempo de vida limitado de los interruptores electromecánicos.

Se requiere mayor capacidad nominal de los elementos reactivos para mantener la estabilidad transitoria del sistema dado el mayor tiempo de respuesta de este dispositivo.

Desventajas

Mayor costo asociado al mayor número de elementos requerido (15-20% adicional sobre el precio del TCR/FC equivalente).

Mayor complejidad en la lógica de control utilizada.

5.2.6 Reactor Controlado y Banco de Condensadores Accionado Mecánicamente (TCR/MS)

A diferencia del compensador anterior, emplea interruptores en vacío o en SF₆ para accionar los bancos de condensadores utilizados (Figura 5.1f).

Ventajas

Menor costo comparado con el TCR/TSC.

Menores pérdidas de operación, debido a que los interruptores electromecánicos originan menos pérdidas que los bancos de tiristores equivalentes.

Desventajas

Menor velocidad de respuesta (4 ciclos comparado con 1/2 ciclo del TCR/TSC).

Tiempo de vida limitado de los interruptores electromecánicos.

Se requiere mayor capacidad nominal de los elementos reactivos para mantener la estabilidad transitoria del sistema dado el mayor tiempo de respuesta de este dispositivo.

5.2.7 Reactor Saturable

Este tipo de compensador no utiliza bancos de tiristores, sino un reactor con núcleo de hierro, cuya característica no lineal permite proveer de magnitud de compensación necesaria, que va a ser dependiente de la tensión en los bornes del reactor. El sistema debe incluir un condensador en serie y requiere por lo menos un condensador en paralelo para proveer el rango capacitivo del condensador (Figura 5.1g).

Ventajas

Mínima producción de armónicas. Las que se producen por la saturación del hierro, se compensan con la forma constructiva del núcleo.

Puede tener una muy alta velocidad de respuesta, comparable a la del tipo TCR/TSC.

Amplia capacidad de sobrecarga por usar un reactor con núcleo de hierro.

Desventajas

Requiere utilizar filtros para sub-armónicas.

Son menos flexibles en sus dispositivos de control que el resto de compensadores estáticos. El control es esencialmente ejercido por un condensador en serie con el reactor, que define la característica de respuesta (pendiente). Para cambiar la tensión de referencia, debe cambiarse el tap del transformador de acople.

A pesar de su simplicidad como compensador, el diseño del núcleo magnético lo hace comparable en costo con el resto de compensadores estáticos.

Presentan mayores pérdidas tanto en vacío como con carga.

5.3 Equipamiento de Compensación Reactiva

En el capítulo anterior se concluye que el Sistema Interconectado Sur requiere de dispositivos que permitan controlar continuamente la tensión en la barra Juliaca a fin de mantener su operación dentro de límites normales de operación. Así mismo, se requieren condensadores en paralelo (shunt) en las barras de Chilina, Tacna, y Ananea.

La magnitud de la compensación está determinada por los requerimientos de potencia reactiva en el sistema para condiciones extremas de operación. Para la subestación Juliaca se necesitará instalar un sistema de compensación variable con un rango de 0 a 30 MVAR capacitivos.

Para las subestaciones de Chilina, Tacna y Ananea se requieren una compensación total capacitiva de 20 MVAR, 7.5 MVAR y 10 MVAR respectivamente.

Para la subestación de Chilina se tendrá el siguiente equipamiento:

Banco de capacitores de 4x5 MVAR.

Celdas para la llegada del transformador y alimentación del capacitor.

Sistema de control manual.

Para la subestación de Tacna se tendrá el siguiente equipamiento:

Banco de capacitores de 3x2.5 MVAR.

Celdas para la llegada del transformador y alimentación del capacitor.

Sistema de control manual.

Para la subestación de Ananea se tendrá el siguiente equipamiento:

Banco de capacitores de 4x2.5 MVAR.

Celdas para la llegada del transformador y alimentación del capacitor.

Sistema de control manual.

Para la subestación Juliaca existen dos tipos de equipos que satisfacen las necesidades de control de tensión: el compensador síncrono y el compensador estático.

El equipamiento de la compensación en Juliaca mediante un coompensador síncrono estaría conformado por:

Máquina síncrona de 30 MVAR capacitivo y 0 MVAR inductivo.

Sistema de control y protección.

Sistema de refrigeración.

El equipamiento de la compensación en Juliaca mediante

un sistema estático estaría conformado por:

Reactor controlado por tiristores.

Banco de capacitores de una potencia total de 30 MVAR.

Sistema de control de energía reactiva (control, válvula de tiristores, refrigeración, protección y pararrayos).

5.4 Costos de la Compensación

Los costos del equipamiento propuesto para el Sistema Interconectado Sur, se muestran en los Cuadros 5.1 al 5.3, los mismos que están en dólares USA, referidos al 31.12.94.

En los cuadros 5.1 y 5.2 se muestran los costos de las alternativas de equipamiento de la subestación Juliaca, mientras que en el cuadro 5.3 se presenta los costos de instalación de la compensación en las subestaciones de Chilina, Tacna y Ananea.

Se puede apreciar, que el costo del equipamiento de la compensación en la subestación Juliaca mediante un compensador síncrono es mayor en un 31.6 % al equipamiento con compensador estático.

En consecuencia, para la subestación Juliaca se recomienda el compensador estático, por ser de menor costo, posee menos pérdidas que el compensador síncrono y permite un mejor servicio, además su mantenimiento es muy reducido durante los primeros años de su instalación.

En cambio para la subestación Chilina se seleccionó

cuatro bancos de capacitores de 5 MVAR cada uno y tiene un costo de instalación de 561,088 dólares.

Finalmente para las subestaciones de Tacna y Ananea se seleccionaron tres y cuatro bancos de capacitores de 2.5 MVAR cada uno y tienen un costo de instalación de US\$ 239,375 y 375,360 dólares respectivamente.

Por lo tanto el costo total de instalación de la compensación reactiva para el Sistema Interconectado Sur es de 3,082,020 dólares.

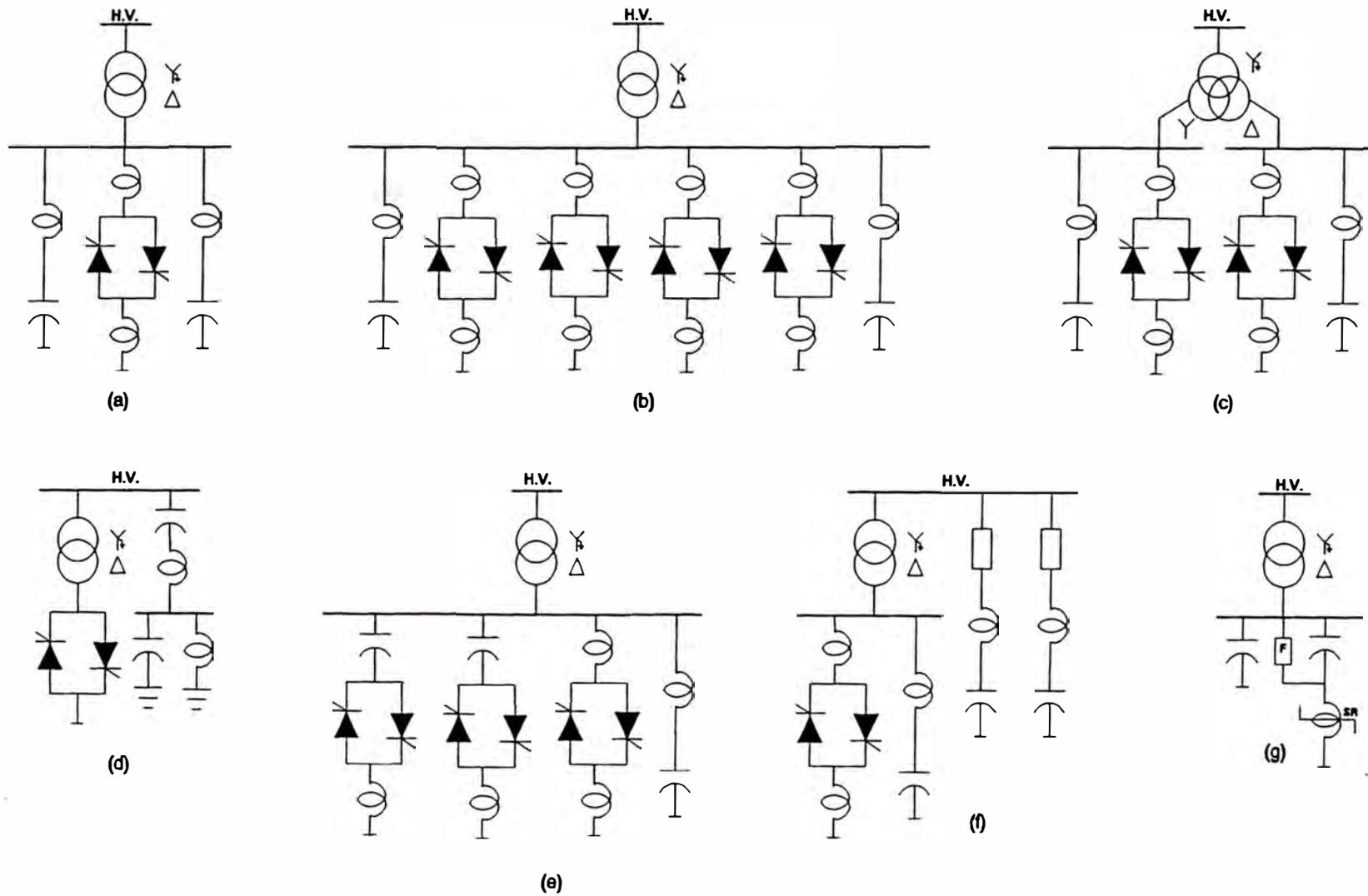


Figura 5.1 ALTERNATIVAS DE CONFIGURACION DE SVC

COSTO DEL COMPENSADOR ESTATICO PARA LA S.E. JULIACA
(VALORES EN DOLARES US\$ DEL 31.12.94)

DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.	PRECIO UNIT. CIF	COSTO UNIT. TRANSP-SEG	PRECIO UNIT. MONTAJE	ADUANA SUPERVIS.	SUB-TOTAL
<i>Juego de Seccionadores Tripolares 60 KV</i>	<i>Equipo</i>	<i>2</i>	<i>10,100</i>	<i>50</i>	<i>1,345</i>	<i>303</i>	<i>23,596</i>
<i>Interruptor de Potencia Tripolar 60 KV</i>	<i>Equipo</i>	<i>1</i>	<i>29,600</i>	<i>135</i>	<i>2,690</i>	<i>444</i>	<i>32,869</i>
<i>Transformadores de Tensión Inductivos 60 KV</i>	<i>Equipo</i>	<i>3</i>	<i>4,450</i>	<i>27</i>	<i>300</i>	<i>200</i>	<i>14,931</i>
<i>Pararrayos 60 KV</i>	<i>Equipo</i>	<i>3</i>	<i>2,365</i>	<i>15</i>	<i>898</i>	<i>105</i>	<i>10,149</i>
<i>Transformador de Potencia</i>	<i>Equipo</i>	<i>1</i>	<i>320,310</i>	<i>14,380</i>	<i>8,075</i>	<i>4,804</i>	<i>347,569</i>
<i>Sistema de Protección, Control y Medición del SVC</i>	<i>Conjunto</i>	<i>1</i>	<i>122,700</i>	<i>390</i>	<i>15,260</i>	<i>1,840</i>	<i>140,190</i>
<i>Banco de Condensadores</i>	<i>Conjunto</i>	<i>1</i>	<i>269,500</i>	<i>1,290</i>	<i>17,950</i>	<i>4,042</i>	<i>292,782</i>
<i>Banco de Reactores</i>	<i>Conjunto</i>	<i>1</i>	<i>521,400</i>	<i>2,635</i>	<i>13,460</i>	<i>7,820</i>	<i>545,315</i>
<i>Baterías y Cargadores de Baterías</i>	<i>Conjunto</i>	<i>1</i>	<i>8,610</i>	<i>48</i>	<i>2,425</i>	<i>130</i>	<i>11,213</i>
<i>Estructuras Metálicas</i>	<i>Conjunto</i>	<i>1</i>	<i>88,250</i>	<i>1,090</i>	<i>8,075</i>	<i>1,325</i>	<i>98,740</i>
<i>Conductores Desnudos, Aisladores y Accesorios</i>	<i>Conjunto</i>	<i>1</i>	<i>54,890</i>	<i>400</i>	<i>17,050</i>	<i>820</i>	<i>73,160</i>
<i>Sistema de Refrigeración</i>	<i>Conjunto</i>	<i>1</i>	<i>78,550</i>	<i>371</i>	<i>2,780</i>	<i>1,180</i>	<i>82,881</i>
<i>Red de Tierra</i>	<i>Conjunto</i>	<i>1</i>	<i>2,160</i>	<i>60</i>	<i>6,910</i>	<i>30</i>	<i>9,160</i>
<i>Otros Equipos o Materiales</i>	<i>Conjunto</i>	<i>1</i>	<i>144,650</i>	<i>1,050</i>	<i>10,770</i>	<i>2,170</i>	<i>158,640</i>
<i>Obras Civiles</i>	<i>Conjunto</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>65,000</i>	<i>0</i>	<i>65,000</i>
TOTAL SVC JULIACA							1,906,195

COSTO DEL COMPENSADOR SINCRONO PARA LA S.E. JULIACA
(VALORES EN DOLARES US\$ DEL 31.12.94)

DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.	PRECIO UNIT. CIF	COSTO UNIT. TRANSP-SEG	PRECIO UNIT. MONTAJE	ADUANA SUPERVIS.	SUB-TOTAL
<i>Motor Síncrono de 30 MVAR</i>	<i>Equipo</i>	<i>1</i>	<i>850,000</i>	<i>15,000</i>	<i>14,000</i>	<i>6,500</i>	<i>885,500</i>
<i>Transformador de Potencia</i>	<i>Equipo</i>	<i>1</i>	<i>350,000</i>	<i>15,000</i>	<i>9,000</i>	<i>4,800</i>	<i>378,800</i>
<i>Pararrayos 60 KV</i>	<i>Equipo</i>	<i>3</i>	<i>2,400</i>	<i>15</i>	<i>898</i>	<i>105</i>	<i>10,254</i>
<i>Sistema de Protección, Control y Medición</i>	<i>Conjunto</i>	<i>1</i>	<i>520,000</i>	<i>400</i>	<i>14,800</i>	<i>1,950</i>	<i>537,150</i>
<i>Baterías y Cargadores de Baterías</i>	<i>Conjunto</i>	<i>1</i>	<i>8,500</i>	<i>48</i>	<i>2,425</i>	<i>130</i>	<i>11,103</i>
<i>Estructuras Metálicas</i>	<i>Conjunto</i>	<i>1</i>	<i>85,000</i>	<i>1,090</i>	<i>8,075</i>	<i>1,325</i>	<i>95,490</i>
<i>Conductores Desnudos, Aisladores y Accesorios</i>	<i>Conjunto</i>	<i>1</i>	<i>53,600</i>	<i>400</i>	<i>17,050</i>	<i>820</i>	<i>71,870</i>
<i>Sistema de Refrigeración</i>	<i>Conjunto</i>	<i>1</i>	<i>270,000</i>	<i>371</i>	<i>2,780</i>	<i>1,180</i>	<i>274,331</i>
<i>Red de Tierra</i>	<i>Conjunto</i>	<i>1</i>	<i>3,000</i>	<i>60</i>	<i>6,910</i>	<i>30</i>	<i>10,000</i>
<i>Repuestos y Otros Equipos</i>	<i>Conjunto</i>	<i>1</i>	<i>150,000</i>	<i>1,200</i>	<i>10,500</i>	<i>2,200</i>	<i>163,900</i>
<i>Obras Civiles</i>	<i>Conjunto</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>70,000</i>	<i>0</i>	<i>70,000</i>
TOTAL COMPENSADOR SINCRONO JULIACA							2,508,398

**COSTO DE CAPACITORES
(VALORES EN DOLARES US\$ DEL 31.12.94)**

<i>DESCRIPCION</i>	<i>SUBESTACION</i>		
	<i>CHILINA 4x5 MVAR</i>	<i>TACNA 3x2.5 MVAR</i>	<i>ANANEA 4x2.5 MVAR</i>
<i>- Banco de Capcitores de Potencia</i>	190,000	70,000	92,000
<i>- Sistema de Control Manual</i>	85,500	31,050	41,400
<i>- Celda de Llegada del Transformador (Incluye Medición y Protección)</i>	85,720	40,705	70,000
<i>- Celda de Alimentación al Banco de Capacitores (Incluye Medición y Protección)</i>	110,250	41,980	90,000
<i>- Pararrayos</i>	6,600	4,275	6,000
<i>- Cableado de Baja Tensión</i>	46,362	30,000	43,227
<i>- Cables y Cajas Terminales</i>	15,276	9,950	14,383
<i>- Repuestos del Sistema de Compensación</i>	21,380	11,415	18,350
TOTAL	561,088	239,375	375,360

CONCLUSIONES

1. La transferencia de potencia por la línea de interconexión Tintaya-Socabaya, hasta antes de la puesta en servicio de la central San Gabán es de Socabaya a Tintaya con excepción para los casos de mínima demanda tanto en avenida como estiaje.
2. La mayor potencia transmitida por la línea Tintaya-Socabaya se presenta en el año 2006 para el caso de mínima demanda en avenida y es del orden de 75.2 MW.
3. Las pérdidas totales del sistema representan en promedio el 4.5 % de la demanda total.
4. Para energizar desde Tintaya es necesario que el compensador estático de Tintaya absorba 15 MVAR.
5. Se analizó el efecto de adelantar en dos años la puesta en servicio de la C. H. San Gabán. En este caso la mayor potencia transmitida (65.5 MW de Tintaya a Socabaya) se presenta para la condición de mínima demanda en avenida (SG99MIA). La tensión en Tintaya resulta 138.0 kV con el compensador estático entregando 11.3 MVAR capacitivos.
6. Para la operación del sistema en condiciones normales no se requiere compensación reactiva adicional en el sistema de transmisión hasta la puesta en servicio de la C.H. San Gabán. Sin embargo se necesita instalar bancos de capacitores a nivel de subtransmisión y

distribución en las barras de Chilina, Tacna y Ananea.

7. Después de la puesta en servicio de la C.H. San Gabán el SVC de Tintaya opera a su máxima capacidad (15 MVAR) en las condiciones de máxima y mínima demanda en avenida, y máxima en estiaje, siendo la tensión en Tintaya inferior a 138 kV. Por lo tanto, se recomienda ampliar el rango capacitivo del SVC Tintaya hasta 25 MVAR, para lograr este nivel.
8. Para el período 2001-2006 se presentan requerimientos de compensación reactiva adicionales en Juliaca, variables en un rango de 0 MVAR a 29.6 MVAR capacitivos, para condiciones de operación normal. El valor superior, que corresponde al año 2005 (inmediatamente antes de la puesta en servicio de la C.H. Quishuarani) se incrementa a 31.6 MVAR capacitivos para la contingencia de salida de servicio del SVC Tintaya. Estos requerimientos disminuirían a 27.7 MVAR capacitivos si se pusiera en servicio una línea en 138 kV entre Juliaca y Toquepala.
9. A partir de la puesta en servicio de la central San Gabán es recomendable instalar en Juliaca un sistema de compensación reactiva variable con un rango de 0 a 30 MVAR capacitivos.
10. Se eligió como sistema de compensación para Juliaca el compensador estático frente a la alternativa de usar un compensador síncrono, por tener el primero pequeñas

pérdidas, mayor velocidad en el control de la tensión, menor costo de inversión.

11. *Se recomienda para la subestación de Juliaca, un compensador estático con configuración tipo reactor controlado por tiristores y capacitores controlados por tiristores (TCR/TSC). El banco de capacitores debería estar compuesto por varios capacitores en paralelo con el reactor controlado por tiristores, a fin de evitar los inconvenientes de tener grandes pérdidas cuando el compensador trabaje casi en vacío, la gran generación de armónicas, entre otras, ya que sólo el reactor serviría para el control de todo el rango de tensión.*